

N° 89

SÉNAT

SESSION ORDINAIRE DE 2001-2002

Annexe au procès-verbal de la séance du 22 novembre 2001

AVIS

PRÉSENTÉ

au nom de la commission des Affaires économiques et du Plan (1) sur le projet de loi de finances pour 2002, ADOPTÉ PAR L'ASSEMBLÉE NATIONALE,

TOME VI

ÉNERGIE

Par M. Jean BESSON,
Sénateur.

(1) Cette commission est composée de : MM. Gérard Larcher, *président* ; Jean-Paul Emorine, Marcel Deneux, Gérard César, Pierre Hérisson, Jean-Marc Pastor, Mme Odette Terrade, *vice-présidents* ; MM. Bernard Joly, Jean-Paul Émin, Patrick Lassourd, Bernard Piras, *secrétaires* ; MM. Jean-Paul Alduy, Pierre André, Philippe Arnaud, Gérard Bailly, Bernard Barraux, Mme Marie-France Beaufile, MM. Michel Bécot, Jean-Pierre Bel, Jacques Bellanger, Jean Besson, Claude Biwer, Jean Bizet, Jean Boyer, Mme Yolande Boyer, MM. Dominique Braye, Marcel-Pierre Cleach, Yves Coquelle, Gérard Cornu, Roland Courtaud, Philippe Darniche, Gérard Delfau, Rodolphe Désiré, Yves Detraigne, Mme Evelyne Didier, MM. Michel Doublet, Paul Dubrule, Bernard Dussaut, André Ferrand, Hilaire Flandre, François Fortassin, Christian Gaudin, Mme Gisèle Gautier, MM. Alain Gérard, François Gerbaud, Charles Ginésy, Francis Grignon, Louis Grillot, Georges Gruillot, Charles Guené, Mme Odette Herviaux, MM. Alain Journet, Joseph Kergueris, Gérard Le Cam, Jean-François Le Grand, André Lejeune, Philippe Leroy, Jean-Yves Mano, Max Marest, René Monory, Paul Natali, Jean Pépin, Daniel Percheron, Ladislav Poniatowski, Jean-Pierre Raffarin, Daniel Raoul, Paul Raoult, Daniel Reiner, Charles Revet, Henri Revol, Roger Rinchet, Claude Saunier, Bruno Sido, Daniel Soulage, Michel Teston, Pierre-Yvon Trémel, André Trillard, Jean-Pierre Vial.

Voir les numéros :
Assemblée nationale (11^{ème} législ.) : 3262, 3320 à 3325 et T.A. 721
Sénat : 86 et 87 (annexe n° 12) (2001-2002)

Lois de finances.

SOMMAIRE

	<u>Pages</u>
AVANT-PROPOS	5
CHAPITRE I^{ER} - LE BILAN ÉNERGÉTIQUE FRANÇAIS POUR 2000	6
CHAPITRE II - L'ÉVOLUTION DU MARCHÉ DE L'ÉNERGIE	8
I. LE SECTEUR DE L'ÉLECTRICITÉ	8
A. LA DYNAMIQUE DU MARCHÉ ÉLECTRIQUE	8
B. PREMIER BILAN DE L'OUVERTURE EN EUROPE	9
1. <i>Un fonctionnement « asymétrique »</i>	10
2. <i>La question des interconnexions transfrontalières</i>	13
3. <i>La situation dans l'hexagone</i>	14
a) Les acteurs et le marché	14
(1) Les institutions	14
(2) Les fournisseurs	16
b) La création d'une bourse de l'électricité	18
c) Vers la constitution du fonds du service public de la production d'électricité	19
4. <i>Appréciation générale sur le fonctionnement du nouveau système</i>	20
C. LES CRISES DU SECTEUR DE L'ÉLECTRICITÉ	22
1. <i>La crise du secteur électrique en Californie</i>	22
2. <i>La gestion du risque « réseau » en France à la suite des tempêtes de 1999</i>	24
II. LE SECTEUR GAZIER	27
A. LA MULTIPLICATION DES FUSIONS ACQUISITIONS ET DES PRISES DE PARTICIPATION	27
B. L'ÉVOLUTION DU MARCHÉ EUROPÉEN	28
1. <i>Une ouverture du marché encore imparfaite</i>	28
2. <i>Vers un renforcement de la libéralisation</i>	28
C. LA SITUATION SUR LE MARCHÉ FRANÇAIS	29
1. <i>Tarifs et consommation</i>	29
2. <i>La question du statut de GDF</i>	29
3. <i>Etat de la transposition de la directive de 1998</i>	30
CHAPITRE III - CONCILIER LA POLITIQUE DE L'ÉNERGIE ET LA PRÉSERVATION DE L'ENVIRONNEMENT	33
I. LES INCERTITUDES DES NÉGOCIATIONS INTERNATIONALES	33
A. LES OBSTACLES À L'ENTRÉE EN VIGUEUR DU PROTOCOLE DE KYOTO	33
B. LES INITIATIVES DE LA COMMISSION EUROPÉENNE EN MATIÈRE D'ÉNERGIES RENOUVELABLES	35
II. UNE POLITIQUE NATIONALE ACTIVE	37

A. LES PROGRAMMES NATIONAUX EN COURS	37
1. <i>Le programme national de lutte contre le changement climatique (PNLCC)</i>	37
2. <i>Le programme national d'amélioration de l'efficacité énergétique</i>	38
B. L'ACTIVITÉ DE L'AGENCE DE L'ENVIRONNEMENT ET DE LA MAÎTRISE DE L'ÉNERGIE	39
CHAPITRE IV - L'ÉNERGIE EN FRANCE EN 2000-2001	42
I. LE SECTEUR PÉTROLIER	42
II. LE SECTEUR GAZIER	45
III. L'ÉLECTRICITÉ D'ORIGINE NUCLÉAIRE	47
A. LA PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ ET L'ACTIVITÉ D'EDF.....	47
1. <i>Poursuite de la hausse de la production</i>	47
2. <i>Les résultats d'EDF</i>	48
B. LA GESTION DU CYCLE NUCLÉAIRE	50
1. <i>La sécurité des installations</i>	50
2. <i>Le retraitement des déchets</i>	51
3. <i>Le stockage des déchets</i>	52
IV. LES ÉNERGIES RENOUVELABLES	54
A. LES TECHNOLOGIES D'ACTUALITÉ	54
B. LES CONDITIONS DE RACHAT DE L'ÉNERGIE PRODUITE PAR LES ENR	55
V. LE SECTEUR DU CHARBON	58

Mesdames, Messieurs,

La politique énergétique de la France fait, depuis plusieurs années, l'objet d'un consensus qui repose sur l'utilisation de l'énergie nucléaire pour assurer l'indépendance nationale. Cette option, clairement réaffirmée par le Gouvernement, a montré toute sa validité à l'occasion de la récente hausse du prix des produits pétroliers et gaziers. Aussi, ne saurait-il être question, à brève échéance de la remettre en cause, sauf à faire courir à notre pays le risque d'une crise analogue à celle qu'ont connue les Etats-Unis.

Pour autant, la politique énergétique ne saurait demeurer dans l'attentisme. C'est pourquoi deux pistes doivent être explorées au cours des mois et des années à venir.

La première consiste à mieux allier politique de l'énergie et politique de l'environnement. Tel est l'objet des plans ambitieux qui sont poursuivis pour limiter le volume des émissions de gaz à effet de serre et pour accroître la part des énergies renouvelables dans la production nationale.

La seconde tient à renforcer progressivement les mécanismes de marché afin de diminuer le coût de l'énergie et d'élargir la palette des choix offerts aux consommateurs.

Tels sont les principaux sujets qui seront examinés dans le présent rapport pour avis, avant que ne soit évoquée la situation des différentes composantes du secteur énergétique français.

CHAPITRE I^{ER}

LE BILAN ÉNERGÉTIQUE FRANÇAIS POUR 2000

● La **production nationale d'énergie primaire** a crû, en l'an 2000, de 2,1 % après avoir augmenté, en 1999, de 2,7 %. Elle atteint 126 millions de tonnes d'équivalent pétrole (Mtep). Sa structure reste caractérisée par l'importance incontournable de l'énergie d'origine nucléaire qui atteint 73 % de la production, en hausse par rapport à 1999, année où elle représentait 71 %. La seconde source de production française est constituée par l'énergie hydraulique qui représente 12,8 % du total produit, suivie des énergies renouvelables autres que l'hydraulique (9,4 %). Les autres sources d'énergie occupent une part résiduelle : 1,9 % pour le charbon, 1,5 % pour le pétrole et enfin 1,2 % pour le gaz.

Alors qu'il avait baissé de 82,6 % en 1997 à 79,3 en l'an 2000, le taux de disponibilité du parc électro-nucléaire français dont la puissance installée est de 63.200 Mégawatts (MW), est remonté à 80,4 % en l'an 2000.

● La **consommation totale d'énergie primaire** atteint 257,6 Mtep après correction climatique, en hausse de 1,7 % par rapport à 1999. Elle se décompose en quatre sources principales :

- le pétrole pour 38,2 % ;
- l'électricité primaire (nucléaire et hydraulique) pour 36,8 % ;
- le gaz pour 14,5 % ;
- le charbon pour 5,5 % ;
- les énergies renouvelables autres que l'hydraulique pour 4,9 %.

● La **consommation finale énergétique** (différence entre la consommation totale d'énergie primaire, la consommation finale non énergétique et la consommation de la branche énergie) représente 215 Mtep.

Elle se répartit entre trois secteurs principaux : le résidentiel-tertiaire pour 46,7 %, l'industrie pour 26,8 %, et les transports pour 24,9 %. Le solde, soit 1,6 % est constitué par la consommation énergétique du secteur agricole.

● **Le taux d'indépendance énergétique** (rapport de la production nationale primaire à la consommation totale non corrigée des effets climatiques) est repassé, en l'an 2000, au dessus du seuil de 50 % (50,21 %) alors qu'il avait atteint son étiage en 1998 et 1999 (respectivement avec 48,5 % et 49,4 %). Il retrouve un niveau voisin de celui observé entre 1993 et 1997, période pendant laquelle il avait dépassé 51 %.

● **La facture énergétique de la France**, qui correspond au solde des importations et des exportations de produits énergétiques, avait crû entre 1998 et 1999, du fait de l'accroissement du prix des produits pétroliers. En 2000, elle demeure à un niveau élevé (le double de 1998 soit 23,6 milliards d'euros), et représente 1,7 % du PIB national. Cet accroissement procède de l'envolée des produits pétroliers et de la hausse du prix du gaz qui s'en est suivie. Par delà la hausse globale de la facture énergétique, il convient de noter que cette évolution résulte de mouvements divers :

– malgré la hausse des cours, le bas niveau des stocks a incité les raffineurs, les distributeurs et EDF à reconstituer leurs réserves, de même que GDF ;

– la diminution de l'extraction de combustibles fossiles s'est accentuée en France ;

– la douceur du climat a, en revanche, eu un impact favorable sur la facture énergétique, qu'elle a diminuée d'environ 2 % ;

– enfin la hausse de la production nationale d'énergie primaire a aussi tempéré l'accroissement de la facture.

● **L'intensité énergétique** (rapport entre la consommation d'énergie primaire corrigée du climat et le PIB total en volume) poursuit sa décroissance constante depuis 1975. Le contenu énergétique de la croissance française atteint son minimum : 74,2 en indice base 100 en 1973.

CHAPITRE II

L'ÉVOLUTION DU MARCHÉ DE L'ÉNERGIE

Le rapport pour avis sur les crédits de l'énergie inscrits au titre du projet de loi de finances pour 2001, rédigé au nom de la Commission des Affaires économiques, avait souligné deux mouvements de fond : la **globalisation des activités au plan international** d'une part et **l'intégration croissante des entreprises** d'autre part. Ces mouvements se sont renforcés en 2001, du fait de la multiplication des investissements à l'étranger et des accords internationaux. C'est dans ce contexte général que se constituent très progressivement les marchés européens de l'électricité et du gaz.

I. LE SECTEUR DE L'ÉLECTRICITÉ

A. LA DYNAMIQUE DU MARCHÉ ÉLECTRIQUE

Les opérateurs européens du secteur de l'électricité participent activement à des mouvements de capitaux qui correspondent soit à des **investissements directs**, soit à des **prises de participation**, sous la forme d'achats de titres, tant en Europe même qu'en dehors des frontières de l'Union.

Parmi les opérations réalisées hors d'Europe, on retiendra les perspectives d'achat, par un opérateur européen, de la société COPEL vendue par l'Etat brésilien du Parana et, aux frontières de l'Union, l'annonce d'une ouverture du secteur de l'électricité en Russie. Dans ce pays, en effet, seule l'intervention d'investisseurs privés pourrait permettre de pallier les carences d'un monopole incapable de trouver, par lui-même, les ressources nécessaires à la modernisation du secteur électrique russe.

Parmi les Etats qui doivent faire leur entrée dans l'Union européenne, la Pologne a mis en vente plusieurs centrales électriques. Un consortium dirigé par EDF et Dalkia a acheté près de la moitié d'une centrale située dans l'ouest du pays, à l'automne 2001, pour 12 millions d'euros.

Les mouvements observés au sein même de l'Union européenne ne sont pas moins importants. En Allemagne, l'opérateur suédois Vattenfall a pris le contrôle de la société HEW qui a elle-même acquis des participations dans un producteur de lignite allemand. En Grèce, EDF a demandé un permis de production d'électricité destiné à réaliser une installation de production fonctionnant au gaz naturel.

Les deux Etats d'Europe continentale dans lesquels l'organisation du secteur électrique a suscité le plus d'échos en 2001 n'en demeurent pas moins l'Italie et l'Espagne.

En **Italie**, EDF a pris le contrôle de 20 % du capital d'Italenergia, le deuxième opérateur du pays qui contrôle l'opérateur énergétique Montedison. Selon la presse, cette société pourrait prochainement tenter d'acquérir les tranches de centrales électriques que l'opérateur historique, ENEL, mettra aux enchères dans le cadre de sa privatisation. On notera cependant les réactions très hostiles suscitées, en Italie, par cette opération, Rome ayant adopté, en mai dernier, un décret-loi -dont la conformité au traité de l'Union européenne est contestée-, en vertu duquel les droits de vote des entreprises publiques étrangères dont les marchés ne sont pas ouverts à la concurrence sont limités à 2 % des sociétés italiennes qu'elles détiennent. On notera également que l'opérateur espagnol ENDESA a pris le contrôle, pour 2,6 milliards d'euros, de 7 % du marché italien, à l'occasion de la privatisation d'Elettrogen, une filiale d'ENEL.

Dans la **péninsule ibérique**, les deux premiers opérateurs, ENDESA et IBERDROLA, ont vainement tenté de fusionner. En outre, l'opérateur italien ENEL a acheté ENDESA pour 1,87 milliard de francs, soit environ 5 % du marché espagnol. Enfin, la Commission européenne a autorisé l'achat d'Hidrocantabrico (quatrième opérateur du pays) par le consortium EnBW-Villar Mir, dans lequel EDF est représentée, puisqu'elle détient 34,5 % d'EnBW depuis l'an passé. Cette autorisation a, cependant, été délivrée sous réserve que le RTE français accroisse la capacité de transport entre l'Espagne et l'Hexagone.

On notera qu'en France l'éventualité d'une vente de la filiale de production d'électricité de la SNCF, la SHEM, est régulièrement évoquée.

B. PREMIER BILAN DE L'OUVERTURE EN EUROPE

Par comparaison avec la libéralisation du marché de l'électricité survenue aux Etats-Unis, la création du marché intérieur européen de l'électricité apparaît prudente, si l'on considère ses premiers résultats, ou ambitieuse, si l'on s'intéresse à ses objectifs finaux. Une seule chose est sûre,

cette libéralisation progressive n'a, en première analyse, eu d'incidence ni sur l'équilibre global du marché ni sur la qualité de la fourniture d'énergie délivrée aux clients. Par comparaison, la libéralisation américaine semble quelque peu improvisée. Aussi apparaît-il utile à votre rapporteur pour avis de faire le point sur la situation actuelle en Europe, avant d'examiner, à titre de contre-exemple, la situation préoccupante qui prévaut aux Etats-Unis.

1. Un fonctionnement « asymétrique »

Ainsi que le montre le tableau ci-dessous, la libéralisation du marché de l'électricité en Europe atteint des degrés divers qui varient entre 30 %, au minimum, pour la France, la Grèce et le Portugal, et 100 % pour le Royaume-Uni, l'Allemagne, la Suède et la Finlande.

	Part légale d'ouverture du marché	Concurrence dans la production		Séparation de l'activité de transport	ATR	
Portugal	30 %	Autorisation pour les éligibles	Appel d'offre pour le marché captif	Juridique ¹	Acheteur unique pour le marché captif	Accès réglementé pour les éligibles
France		Autorisation	Appel d'offre en cas d'insuffisance	Gestion ²	Accès réglementé	
Grèce		Autorisation		Juridique		
Irlande						
Autriche	32%	Autorisation		Juridique : la + grande partie	Accès réglementé	
Pays-Bas	33 %			Juridique		
Italie	35 %				Accès réglementé	
Belgique						
Luxembourg	40 %			Gestion		
Espagne	54 %			Propriété ³		
Danemark	90 %			Juridique	Accès réglementé	
Finlande	100%			Propriété		
Royaume-Uni				Irlande du Nord Propriété		
Suède				Propriété	Accès négocié	
Allemagne		Gestion / Juridique				

¹ Juridique : filialisation de l'activité de transport

² Gestion : indépendance de gestion du GRT au sein de l'opérateur intégré

³ Propriété : activité de transport exercée par une société n'ayant aucun lien capitalistique avec les fournisseurs ou les producteurs.

A première vue, on pourrait donc croire que notre pays, tout en respectant en termes d'ouverture du marché la directive 96/92/CE de 1996, reste au dernier rang des pays européens. Cette analyse semble erronée à votre rapporteur pour avis, qui constate que **certains Etats parmi les quinze sont bien plus en retard que la France**. C'est ainsi que la Commission européenne a examiné, le 26 septembre dernier, l'éventualité de poursuites à l'encontre de la Belgique, qui n'a pas nommé de gestionnaire de réseau ni publié de tarif d'accès. En Italie, l'autorité chargée de la régulation du secteur énergétique elle-même a déploré publiquement les retards pris dans la libéralisation, et la place prépondérante que conserve l'opérateur historique ENEL, alors que le prix de l'électricité est supérieur de 20 % à la moyenne européenne.

Comme le montre le tableau ci-dessous, qui présente, au regard du degré théorique d'ouverture, le degré réel d'ouverture aux échanges communautaires, **il n'existe pas de corrélation entre le degré théorique d'ouverture du marché et l'exercice réel de la concurrence sur ce marché**.

ETAT D'OUVERTURE DU MARCHÉ EN EUROPE

	Marché de l'électricité		
	Degré réel d'ouverture aux échanges communautaires	degré d'ouverture théorique	% réel d'ouverture du marché légalement ouvert
Grèce	0,0	34,0	0,0
Luxembourg	0,0	31,0	0,0
Allemagne	0,5	100,0	0,5
Danemark	2,5	90,0	2,8
Irlande	1,0	28,0	3,6
Espagne	2,0	51,0	3,9
Belgique	3,5	45,0	7,8
France	2,5	30,0	8,3
Portugal	3,0	25,0	12,0
Suède	15,0	100,0	15,0
Finlande	16,5	100,0	16,5
Autriche	7,5	31,0	24,2
Italie	10,0	35,0	28,6
Royaume-Uni	35,0	100,0	35,0
Pays-Bas	<i>n.d.</i>	46,0	<i>n.d.</i>

Source : Secrétariat d'Etat à l'industrie.

La commission européenne considère, quant à elle, que la libéralisation des marchés est trop « asymétrique », dans la mesure où, estime-t-elle, les Etats qui ont libéralisé a minima conservent aux opérateurs historiques une base de consommateurs captifs. Cette analyse semble, pour partie, partagée par les pouvoirs publics allemands qui ont dans un premier temps émis des réserves sur la prise de participation d'EDF dans EnBW. Il est loisible de s'interroger, toutefois, de façon symétrique, sur le réel degré d'ouverture du marché Outre-Rhin, où le mode de calcul du coût de transport, en fonction de la distance constitue un réel obstacle au développement des échanges.

Se fondant sur cette analyse, la Commission de Bruxelles a, dans le *Livre vert* qu'elle a publié, souhaité une accélération en trois étapes qui prévoyait notamment qu'au 1^{er} janvier 2003, toutes les entreprises seraient « éligibles » et qu'au 1^{er} janvier 2005, tous les consommateurs, sans distinction, pourraient acheter du courant chez le producteur de leur choix. **Lors du dernier Conseil européen de l'énergie, la France et l'Allemagne se sont opposées à cette approche**, tandis que le Conseil jugeait souhaitable de parvenir à un accord sous présidence espagnole au début 2002.

2. La question des interconnexions transfrontalières

Comme l'a souligné à plusieurs reprises le Commissaire européen à l'énergie, **l'objectif poursuivi par les quinze n'est pas d'obtenir l'ouverture de quinze marchés de l'électricité distincts, mais bien la constitution d'un marché unique du courant électrique. C'est à ce titre qu'il convient de renforcer les interconnexions entre les pays européens.**

En la matière, la CRE a accompli, en 2001, un important travail, en publiant, avec trois de ses homologues étrangers, une *position commune* sur l'allocation des capacités de transfert d'énergie, entre la France, la Suisse et l'Italie. De son côté, le secrétaire d'Etat à l'industrie a confirmé le renforcement de l'interconnexion entre les réseaux français espagnols. Encore convient-il de rappeler, en la matière, le rôle central que joue le réseau de transport d'électricité (RTE).

Les projets de renforcement des interconnexions avec l'étranger sont les suivants :

PROJETS D'INTERCONNEXIONS ENTRE LA FRANCE ET LES PAYS FRONTALIERS

Pays	Observations
Allemagne	Des travaux sur la ligne existante Vigy-Uchtelfangen sont prévus.
Espagne	Des travaux visant à accroître la capacité de transit sur les lignes existantes sont planifiés pour 2002.
Italie	Des travaux visant à accroître la capacité de transit sur les lignes existantes ont été réalisés.
Belgique	Une ligne est projetée entre Moulaine et Aubange.

Source : Secrétariat d'Etat à l'industrie

Votre Commission des Affaires économiques considère que le choix d'une ouverture maîtrisée a permis une adaptation progressive du marché de l'électricité. C'est pourquoi, sans perdre de vue l'objectif que constitue le marché unique de l'électricité, elle souhaite que celui-ci soit réalisé de façon pragmatique afin d'éviter des à coups qui seraient préjudiciables aux consommateurs comme aux producteurs.

3. La situation dans l'hexagone

Après avoir examiné la position des institutions et des acteurs de marché, on examinera les perspectives qu'ouvre la création d'une bourse de l'électricité et les conséquences des réformes sur les consommateurs. En France, 1.400 clients «éligibles» jouissent, en effet, désormais du droit de choisir librement leur fournisseur d'électricité. Ils représentent environ 30 % du marché soit 120 GWh.

a) Les acteurs et le marché

(1) Les institutions

Deux institutions dont la directive de 1996 a expressément prévu la création jouent désormais un rôle essentiel au bon fonctionnement du marché électrique : la Commission de régulation et le Réseau de transport d'électricité.

● **La Commission de régulation de l'électricité (CRE)**

La CRE est une autorité indépendante chargée, en vertu des articles 28 à 40 de la loi n° 2000-108 du 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité, **de veiller au bon fonctionnement du marché de l'électricité** afin de satisfaire la demande du consommateur, lequel doit obtenir de l'ouverture du marché le meilleur rapport entre la qualité de l'électricité et son prix.

Au cours de l'exercice 2000-2001, la CRE a eu une **très intense activité**, notamment marquée par l'étude des modalités de la séparation comptable d'EDF et du RTE et par l'élaboration de plusieurs importants projets de décrets et d'avis sur le régime tarifaire applicable à l'électricité. Le temps de réaction de ses services a été particulièrement rapide, puisque ses délibérations ont été rendues dans un délai qui a varié entre 5 et 53 jours, au maximum, délai remarquablement bref si l'on songe à la complexité des sujets évoqués.

Tout comme il l'avait noté lors de l'examen du projet de loi de finances pour 2001, votre rapporteur pour avis constate que **les moyens dévolus à la CRE demeurent très en deçà de ceux qui lui seraient nécessaires**. Son effectif théorique de 80 emplois en 2001 n'a permis de recruter que 65 agents –y compris les commissaires-, compte tenu du niveau de qualification requis et des rémunérations qui s'ensuivent. Dans son *Rapport annuel* paru en 2001, la CRE déclare continuer à « *s'interroger sur la compatibilité entre sa soumission aux règles habituelles d'élaboration du budget de l'Etat et le principe d'indépendance qui gouverne et légitime son statut. En effet, le Gouvernement fixe ses ressources alors qu'il est aussi le propriétaire de l'opérateur historique* »¹.

A ce titre, la CRE estime que deux voies pourraient être explorées afin d'accroître son autonomie financière :

- l'affectation d'une ressource propre qui pourrait être assise sur le chiffre d'affaires des gestionnaires de réseaux ;
- un dialogue direct avec le Parlement pour la fixation de son budget.

Votre Commission des Affaires économiques souscrit à l'objectif de doter la CRE des ressources dont elle a besoin et rappelle que les moyens dont cette autorité indépendante est dotée sont notoirement moins élevés que ceux de ses homologues étrangers.

¹ Page 40

● **Le réseau de transport de l'électricité (RTE)**

En vertu des articles 12 et 14 de la loi du 10 février 2000, **le RTE**, qui constitue un service d'EDF, **est chargé de l'exploitation, de l'entretien et du développement du réseau de transport d'électricité**. Ce service est indépendant d'EDF au plan budgétaire et comptable. Son directeur est nommé par le ministre chargé de l'énergie, après avis de la CRE.

Le RTE gère 100.000 kilomètres de lignes à très haute tension, un centre de « dispatching » national et sept centres régionaux. Son chiffre d'affaires est d'environ 25 milliards de francs. Ses agents sont au nombre de 8.000.

Le programme d'investissement du RTE, qui est autofinancé, est approuvé par la CRE et s'élève à 4,7 milliards de francs. Dans la perspective de l'élaboration du projet de programme d'investissement pour 2002, la CRE a demandé au RTE :

- de présenter sa stratégie d'aménagement et de développement du réseau de transport ;

- de développer de nouvelles méthodes économiques de sélection des projets d'investissement tenant compte de l'indépendance et des missions qui caractérisent le RTE ;

- de fournir des éléments de comparaison étrangers, notamment sur le plan des coûts.

(2) Les fournisseurs

Depuis la suppression du monopole d'EDF, le nombre de producteurs et de fournisseurs d'électricité a fortement augmenté en France.

● **Les nouveaux entrants**

Sans procéder à une analyse exhaustive de l'activité des nouveaux entrants, votre rapporteur pour avis constate que la liste tenue à jour –sur la base de déclarations volontaires- par la CRE comprend désormais 37 noms, parmi lesquels figurent des producteurs originaires de tous les Etats membres de l'Union européenne.

Comme le montre le tableau ci-dessous, on retiendra, parmi les producteurs nationaux concurrents d'EDF, la SNET (au capital de laquelle l'espagnol ENDESA est entré à hauteur de 30 %) et la Compagnie nationale du Rhône. Celle-ci a conclu un accord avec Electrabel pour créer une filiale de commercialisation de l'énergie qu'elle produit à partir de barrages, sous le nom d'Electricité du Rhône (EDR).

Comme le montre le tableau ci-dessous, EDF produit encore 90 % de l'électricité générée dans l'Hexagone :

Producteurs	Part dans la production nationale
EDF (hors CNR)	90 %
CNR	3,5 %
SNET, Soprolif, Sodelif	1,5 %
SHEM	0,3 %
Petits producteurs hydrauliques hors SHEM	1,2 %
Cogénérateurs	1,2 %
Autres	2,3 %
Total	100 %

Source : Secrétariat d'Etat à l'industrie.

Pour accroître le nombre des fournisseurs en France, **la Commission européenne a, en outre, souhaité qu'Electricité de France mette à disposition d'opérateurs concurrents 6.000 MW de capacités de productions**, lesquels permettront à ces producteurs de disposer d'une plus large palette d'outils de production que la CRE définit comme des « quasi-moyens de production domestique »¹.

Selon la Commission de régulation, **la capacité totale cédée représente près du tiers de la consommation de marché ouvert**. Elle correspond à un volume total de production supérieur à celui vendu à des tiers dans un pays tel que l'Italie, qui a choisi de céder purement et simplement des centrales pour parvenir aux mêmes fins.

¹ Rapport annuel page 31.

● **Electricité de France**

L'incidence sur l'opérateur historique français de l'ouverture du marché est indéniable, puisqu'aux dires mêmes de ses dirigeants¹ ; **Electricité de France aurait, depuis l'an 2000, perdu 8 % de ses clients éligibles soit 75 gros clients répartis sur 105 sites.** Cette proportion est conforme à celle observée dans les autres Etats de l'Union européenne où elle oscille entre 5 et 10 % des clients.

Confrontée à une hausse de la concurrence sur son marché domestique, EDF a exprimé la volonté d'accroître la part de ses activités réalisées hors de France. Elle a, à ce titre, réalisé d'importants investissements hors de France à l'instar :

– d'un accroissement de ses participations dans CINERGY (actionnaire majoritaire d'AZITO Energie - centrale à gaz de 300MW - en Côte d'Ivoire) et dans EnBW en Allemagne ;

– de l'achat de 35 % du capital de Rybnik (centrale charbon de 1.760 MW en Pologne) ;

– du financement des deux centrales de production en Egypte ;

– de sa prise de participation dans MONTEDISON.

– de l'obtention de licences : pour la construction, le financement et l'exploitation de la centrale au gaz naturel Rio Bravo 3 (495 MW) au Mexique et pour un investissement dans la centrale électrique Phu My 2 au Vietnam (715 MW cycle combiné gaz naturel) en coopération avec SUMITOMO et TOPCO.

b) La création d'une bourse de l'électricité

Votre Commission des Affaires économiques se félicite que le secrétaire d'Etat à l'industrie ait, devant la CRE réunie le 29 mars 2001, publiquement soutenu le projet de marché « spot » français de l'électricité, qui constituera un « marché de gros ». Par une délibération du 20 septembre dernier, la CRE a d'ailleurs approuvé les règles qui régiront ce marché, lequel permettra de faire émerger un prix de référence au sein du système électrique français et de prévenir la délocalisation des transactions vers des bourses étrangères.

¹ Cités par les Echos du 26 juin 2001.

Cette bourse pourrait voir le jour dans le courant de l'automne 2001. On notera que, comme le montre le tableau suivant, la libéralisation du secteur de l'électricité en Europe a suscité la création de six bourses de l'électricité.

LES BOURSES DE L'ÉLECTRICITÉ EUROPÉENNES

Nordpool	Norvège, Suède, Danemark	deux marchés à J-1 (ELSPOT, créé en 1993) et H-2 (ELBAS)
APX (Amsterdam Power Exchange)	Pays-Bas	juin 1999
LPX (Leipziger Power Exchange)	Allemagne	juin 2000 ; Nordpool en possède 35 %
EEX (European Energy Exchange)	Allemagne	août 2000
PPE (Polish Power Exchange)	Pologne	juin 2000
Powernext	France	Démarrage prévu en octobre 2001
EGL Italia	Italie	Création repoussée en 2002

Source : secrétariat d'Etat à l'industrie .

Selon les informations communiquées à votre rapporteur pour avis, ces bourses ont souvent rencontré des difficultés en phase de démarrage, lesquelles étaient liées aux faibles volumes échangés ou aux contraintes physiques des réseaux.

c) Vers la constitution du fonds du service public de la production d'électricité

Créé par l'article 5-I de la loi du 10 février 2000, **le fonds du service public de la production d'électricité** (FSPPE), est destiné à compenser les surcoûts qui peuvent résulter, pour électricité de France et pour les distributeurs non nationalisés (DNN), des mécanismes de l'obligation d'achat ou des appels d'offres destinés à promouvoir l'essor des énergies renouvelables et des techniques performantes au plan énergétique. Il prend aussi en charge les contrats conclus et négociés avec EDF et les DNN avant la publication de la loi, lorsque ces contrats sont maintenus par les producteurs.

Les contributeurs au fonds seront :

– les opérateurs nationaux qui livrent de l'électricité aux clients finals installés en France (producteurs dont la puissance des installations est supérieure à 4,5 MW, opérateurs faisant de l'achat pour revente, organismes de distribution) ;

– les auto-producteurs pour la consommation de l'électricité qu'ils produisent, au-delà de 240 millions de kWh ;

– les clients finals qui importent ou qui effectuent des acquisitions intracommunautaires d'électricité.

Selon les informations communiquées à votre rapporteur pour avis, le dispositif d'évaluation des charges reposerait sur la déclaration des charges de l'année précédente, effectuée par les opérateurs qui les supportent (EDF et les DNN). A partir de cette déclaration la Commission de régulation de l'électricité évaluerait le montant des charges pour l'année à venir. Ce montant global, ainsi que le montant de la contribution par kWh, serait arrêté et publié par le Gouvernement. Le **versement des contributions** s'apparenterait, quant à lui, au mécanisme de recouvrement de la TVA.

Votre Commission des Affaires économiques souhaiterait connaître la date à laquelle le FSPPE sera opérationnel.

4. Appréciation générale sur le fonctionnement du nouveau système

Deux sujets retiennent l'attention en ce qui concerne les premiers effets de l'ouverture du marché de l'électricité : son **incidence sur les prix pour les clients éligibles**, et l'efficacité des mécanismes mis en œuvre pour financer le service public.

● Effet de la libéralisation sur les prix

Tout en soulignant la relative réticence des clients éligibles à changer de fournisseur, et le fait qu'aujourd'hui, 90 % du marché est encore approvisionné par l'opération historique, **la CRE estime que les clients éligibles ont profité, au minimum, d'une baisse de 15 % de leur coût d'approvisionnement énergétique** du fait de la libéralisation partielle du secteur. Cette observation concorde avec l'analyse de la Commission européenne qui estime qu'au cours des quatre dernières années les prix de l'électricité ont baissé de 16 % en France, et 12 % en Allemagne et au Royaume-Uni. Parallèlement, les prix de vente de l'électricité aux clients non éligibles français ont baissé de 1,35 % en 2000.

Selon le secrétariat d'Etat à l'industrie, l'ouverture à la concurrence s'est traduite par la baisse du prix de l'électricité dans la plupart des pays européens, au profit à la fois des ménages et des industriels, tout en maintenant toutefois une forte segmentation par taille de clients. La baisse des prix a été significative lorsque le niveau du prix de l'électricité était à l'origine élevé (par exemple pour l'Allemagne de -14 à -23 % dans le secteur industriel).

Toutefois, la même source évoque un retournement de tendance, qui se traduit par une hausse du prix de l'électricité, notamment pour les consommateurs domestiques. Ainsi, sur la période comprise entre 1996 et 1999, le prix de l'électricité a augmenté en moyenne de 0,8 % en Allemagne et de 13,2 % au Royaume-Uni, deux pays dont les marchés sont théoriquement entièrement libéralisés (cf. la communication de la Commission au Conseil et au Parlement européen du 16 mai 2000).

Le Secrétariat d'Etat souligne enfin qu'en France, sur la période considérée, en dépit d'un niveau de prix de départ déjà particulièrement compétitif, le prix de l'électricité a baissé de 9,3 % pour les consommateurs domestiques, secteur qui demeure sous un régime de monopole.

● **Le financement du service public**

Le montant estimé du fond est de 4,5 milliards de francs pour l'an 2000. Il croîtra dans les années à venir, à cause des nouvelles obligations d'achat (courants produits par des ENR telles que l'éolien).

Selon la CRE, le système déclaratif existant serait lourd et complexe, de nature à permettre une certaine « évasion » des cotisations, laquelle se renforcera avec l'abaissement progressif du seuil d'éligibilité.

Votre Commission des Affaires économiques souscrit à la recommandation de la CRE pour qui, sans remettre en cause le principe d'une contribution uniforme par kWh consommé, une modification technique de la loi permettrait que les gestionnaires de réseaux prélèvent une contribution proportionnelle aux kWh ayant transité sur leur réseau. Pour des motifs d'égalité et d'équité entre les cotisants et dans un souci d'efficacité, la Commission des Affaires économiques souhaite connaître l'avis du Gouvernement sur ces propositions.

C. LES CRISES DU SECTEUR DE L'ÉLECTRICITÉ

1. La crise du secteur électrique en Californie

Au cours de l'hiver 2000-2001, la Californie, Etat le plus peuplé des Etats-Unis, a connu une crise du marché électrique sans précédent. Cette crise a surpris l'opinion publique de l'un des Etats les plus riches -il représente à lui seul près de 15 % du produit intérieur brut américain- et surtout de celui qui a devancé tous les autres en adoptant, dès 1996, une loi portant libéralisation du secteur électrique, entrée en vigueur en 1998. C'est pourquoi il convient de tenter de tirer les premiers enseignements de ces événements.

• Une pénurie électrique sans précédent

La crise a touché aussi bien les consommateurs que les distributeurs d'électricité.

Au cours du mois de janvier 2001, **des coupures de courant ont été imposées aux abonnés** pour éviter l'écroulement du système électrique. En mars, la crise se poursuivant, les pouvoirs publics ont institué des coupures « tournantes » qui ont occasionné de gigantesques embouteillages, puisque les feux de circulation ne fonctionnaient pas, et des dommages à l'économie californienne dans son ensemble. Au printemps, la crise s'est diffusée dans d'autres Etats de l'Ouest du pays (Arizona, Oregon, Nevada) et jusque dans les Etats de Washington et de New York où des pénuries étaient redoutées pour l'été.

La crise a notamment entraîné la **faillite du premier distributeur d'électricité de Californie**, Pacific Gas and Electric, qui a déposé son bilan le 6 avril 2001, ce qui a accru la désorganisation du secteur. Cette faillite était due à la conjugaison du décuplement des prix de gros aux heures de pointe et de l'interdiction d'accroître le prix de vente au consommateur final. Au total, selon une étude citée par *Les Echos* des 18-19 avril 2001, la pénurie de courant pourrait avoir coûté 21,8 milliards de dollars à l'économie californienne dans son ensemble, et causé la perte de 135.000 emplois, outre une diminution du revenu des ménages estimée à 4,5 milliards de dollars.

● **Une crise causée par un manque d'investissement et une libéralisation inefficace**

La première cause de la crise américaine résulte d'un **sous-investissement** manifeste tant en termes de production qu'en matière de transport de courant.

Les capacités de production de courant n'ont pas suivi le rythme du développement de l'économie américaine, si bien que les marges de sécurité de production n'ont pas été respectées. Le problème n'est d'ailleurs pas résolu pour l'avenir, puisque l'on estime que la demande devrait croître de 20 à 25 % au cours de la prochaine décennie tandis que l'offre n'augmenterait que de 4 % environ si aucun dispositif encourageant l'investissement n'entre en œuvre.

La question de la création de lignes à très haute tension, les seules qui permettent de créer un véritable marché unifié se pose également de façon récurrente, du fait des difficultés rencontrées pour installer ces lignes. Selon un responsable du Minnesota, la dernière ouverture de ligne dans cet Etat daterait de 1978 et l'on aurait, dès cette époque, dû surmonter des obstacles pour la mener à bien, vu l'hostilité de l'opinion publique à l'installation des lignes à très haute tension.

Pour lutter contre le sous-investissement chronique qui a atteint le secteur énergétique américain, le président des Etats-Unis a présenté en mai 2001, un « plan énergétique national » qui prévoit notamment la construction de plusieurs centaines de centrales électriques au cours des vingt prochaines années et la promotion du nucléaire qui ne représente aujourd'hui que 20 % du potentiel de production énergétique américaine.

● **Une libéralisation incontrôlée**

Comme le souligne l'analyse de la crise américaine présentée par la Commission de régulation de l'électricité française¹, le déséquilibre entre l'offre et la demande observé aux Etats-Unis résulte de divers facteurs, outre le sous-investissement déjà évoqué, à savoir :

– une hausse de la consommation plus élevée que prévu du fait de la croissance économique ;

– un parc de centrales vieillissantes dont la disponibilité laisse à désirer ;

¹ *Rapport annuel de la CRE page 16.*

– des conditions climatiques défavorables (sécheresse de l'été, et rigueur l'hiver) ;

– le quadruplement du prix du gaz naturel observé entre janvier 2000 et janvier 2001.

Dans ce contexte, **la hausse des prix de gros de l'électricité a été fatale aux distributeurs qui n'avaient pas le droit de la répercuter sur les consommateurs finaux**. En effet, la loi de libéralisation adoptée en 1996 prévoyait qu'en contrepartie de la faculté de recouvrer le montant des « coûts échoués » accordée aux distributeurs, les hausses de tarifs à la vente leur étaient interdites jusqu'en mars 2002.

Les remèdes apportés à la crise californienne attestent de la nécessité d'une régulation efficace du marché. Ils consistent d'une part en une **hausse du prix de l'électricité de 40 % en moyenne**, destinée à rembourser à l'Etat de Californie les sommes qu'il a engagées pour financer l'achat en gros d'électricité aux compagnies locales et d'autre part, **en une surveillance du mode de fixation du prix de l'électricité sur le marché de gros**. Il semble, en effet, que les producteurs aient tiré profit des tensions existantes sur le marché pour majorer leurs bénéfices.

Enfin, au cours de l'hiver 2001, l'Etat de Californie a conclu des contrats d'approvisionnement à long terme avec des fournisseurs d'électricité pour les dix prochaines années.

Comme le souligne la CRE, la principale conclusion à tirer de cette crise est que : *« aucun modèle de marché ne peut empêcher un déséquilibre entre l'offre et la demande de s'instaurer si des projets d'équipement de centrales de production sont durablement bloqués par les autorités politiques, administratives, ou par les oppositions locales »*¹.

2. La gestion du risque « réseau » en France à la suite des tempêtes de 1999

Bien qu'elle n'ait pas revêtu l'ampleur de la crise américaine de 2001, la crise survenue en France à la suite des graves tempêtes de 1999, a montré les risques qu'encourt le système de transport et de distribution. Dans un rapport annuel 2000, le Réseau de transport de l'électricité dresse le bilan suivant des tempêtes qui l'ont mis dans l'incapacité d'acheminer environ 117 GWh d'électricité en :

¹ Rapport annuel précité, Page 17.

- endommageant 1.000 pylônes du réseau à très haute tension et à haute tension (environ 0,5% du parc) ;

- mettant hors tension 119 lignes à très haute tension et 421 lignes à haute tension ;

- privant d'alimentation 184 postes sources de 90.000 et 63.000 volts, ainsi que de deux postes de 400.000 volts.

Elles ont, en outre, mis hors service :

- 38 des 447 circuits 400.000 volts (soit 8,5 % du parc national) et 135 des 27.000 supports 400.000 volts (soit 0,5 % du parc national) ;

- 81 des 1.421 circuits de 150.000 et 225.000 volts (soit 5,7 % du parc) et 145 des 63.000 supports (soit 0,2 % du parc) ;

- 421 des 5.093 circuits de 63.000 et 90.000 volts (soit 7,6 % du parc) et 790 des 170.000 supports (soit 0,5 % du parc).

Un rapport présenté au Gouvernement par le Conseil général des mines, a récemment souligné **qu'il serait souhaitable de renforcer la politique d'enfouissement des lignes**. Il a insisté sur la supériorité de l'enfouissement pour tous les types de réseaux, tout en rappelant les différences de coût encore notables qui jouent en sa défaveur, notamment pour les réseaux à haute tension, outre certains inconvénients tels que la sensibilité des réseaux enfouis aux inondations. Compte tenu du coût estimé des tempêtes pour la collectivité nationale (35 à 40 milliards de francs) et du risque de voir survenir de tels événements (50 à 100 ans), le Conseil général des mines considère qu'il n'y a pas lieu de consacrer plus de 3 milliards de Francs par an à l'enfouissement des réseaux. A l'exception de la moyenne tension, la recherche d'une utilisation optimale de cette enveloppe à la seule fin de sécurisation des réseaux électriques conduirait à privilégier le renforcement des réseaux aériens.

S'agissant de la basse tension, le Conseil général des mines envisage dans un souci esthétique, qu'environ 30 milliards de francs supplémentaires soient consacrés, sur 25 ans, à l'enfouissement d'une partie du stock des réseaux à basse tension.

Enfin, en ce qui concerne le réseau de transport, il serait envisagé d'enfouir plus systématiquement les nouveaux réseaux dans la périphérie des grandes agglomérations.

Votre Commission des Affaires économiques s'interroge, quant à elle, sur plusieurs conclusions du rapport précité. Elle estime, en premier lieu, que toute modification du rôle des collectivités concédantes de la distribution d'électricité (et notamment des compétences des maîtres d'ouvrages) ne saurait s'inscrire que dans le cadre global d'un réexamen des contrats de concession.

Elle considère, en outre, en ce qui concerne la sécurisation des réseaux, que les programmes de travaux doivent être élaborés par les concessionnaires et soumis, pour accord, aux autorités concédantes, ce qui n'est, malheureusement pas toujours le cas aujourd'hui.

Elle souscrit à l'objectif d'enfouir, d'ici à 25 ans, 80 % des lignes à basse tension en conducteurs nus, sous réserve qu'un objectif équivalent soit également fixé pour les lignes aériennes isolées.

Elle estime souhaitable que des études complémentaires soient réalisées sur le financement des investissements destinés à la sécurisation, pour chiffrer les conséquences sur les tarifs d'utilisation des réseaux et sur la fiscalité locale d'une politique d'enfouissement des lignes de distribution.

Elle souhaiterait connaître le montant de l'abattement forfaitaire susceptible d'être opéré sur les factures d'électricité des consommateurs qui subissent des interruptions de la fourniture de courant.

D'un point de vue plus général, votre commission des Affaires économiques souhaiterait que les concessionnaires de la distribution d'électricité fournissent aux autorités concédantes un état patrimonial mis à jour.

S'agissant de l'élaboration d'un système d'information géographique national de cartographie des lignes par EDF, elle souhaite que ce système soit compatible avec les instruments utilisés par les collectivités locales et que les collectivités concédantes y aient accès pour exercer leur pouvoir de contrôle de l'exécution du service. Elle rappelle aussi que l'article 53 de la loi n° 99-533 du 25 juin 1999 d'orientation pour l'aménagement et le développement durable du territoire prévoit, d'ores et déjà, qu'un décret définira les caractéristiques d'un système national de référence de coordonnées géographiques, planimétriques et altimétriques auxquelles seront rattachées toutes les informations localisées issues des travaux topographiques ou cartographiques réalisés par l'Etat, les collectivités locales, les entreprises chargées de l'exécution d'une mission de service public ou pour leur propre compte.

II. LE SECTEUR GAZIER

Le secteur gazier européen se trouve actuellement dans une période de transition, puisque la commission de Bruxelles a souhaité accélérer la libéralisation avant même que la directive de 1998, qui est juridiquement entrée en vigueur au mois d'août 2000, ait porté tous ses fruits.

A. LA MULTIPLICATION DES FUSIONS ACQUISITIONS ET DES PRISES DE PARTICIPATION

Si elles sont moins nombreuses que celles enregistrées sur le marché de l'électricité, les opérations de fusion-acquisition et de privatisation opérées dans le secteur gazier n'en restent pas moins d'actualité. C'est ainsi que la Norvège a ouvert le capital de son opérateur historique, Statoil, en introduisant en bourse 17,5 % de celui-ci. Au mois de juillet dernier, l'opérateur russe Gazprom a annoncé qu'il entendait faire passer la part du capital détenu par des opérateurs étrangers de 11,5 à 20 %.

Parmi les opérations récemment survenues en Europe, on retiendra notamment l'alliance entre le groupe pétrolier italien ENI et l'énergéticien allemand EnBW destinée à créer une filiale commune de transport et de vente de gaz en Allemagne.

De son côté, Gaz de France a :

- réorganisé ses participations en Allemagne en renforçant notamment ses activités gazières dans les nouveaux Länder ;
- annoncé une hausse des ses investissements au Mexique ;
- annoncé son association avec Ruhgas pour entrer dans le capital de la Société de distribution Tchèque Transgas ;
- fait son entrée au capital de l'opérateur indien petronet LNG.

B. L'ÉVOLUTION DU MARCHÉ EUROPÉEN

1. Une ouverture du marché encore imparfaite

Malgré l'entrée en vigueur de la directive de 1998, l'ouverture du marché gazier en Europe demeure limitée. Aussi, le forum des régulateurs du gaz européen, réuni à Madrid en juillet 2001, a-t-il souligné le manque de flexibilité du marché gazier européen, et les **carences des capacités de transport**. Les questions posées par **l'interopérabilité des gestionnaires** de réseaux de transport ont aussi été soulevées. Il est, en effet, nécessaire d'assurer le traitement non discriminatoire des transporteurs par des moyens appropriés (protocoles de communication normalisés, harmonisation des définitions et des unités de mesure...). Selon *Europolitique* du 11 juillet 2001 : « *Les autorités ont exprimé leur « déception » car il n'a pas été possible de publier « la capacité disponible détaillée aux principaux points d'entrée et de sortie du gaz en Europe ».*

C'est dans ce contexte que l'Office fédéral allemand des cartels a déploré, en juin 2001, que la libéralisation gazière soit encore insuffisante, tandis qu'au mois de septembre suivant, la fédération européenne des « traders » en énergie décidait de ne plus participer aux négociations relatives à la libéralisation du marché outre-Rhin. De son côté, l'opérateur Ruhrgas mettait en garde contre l'éventualité d'une crise analogue à celle de Californie, susceptible de résulter de l'interdiction de conclure des contrats d'approvisionnement de longue durée et considérait que l'idée de maintenir durablement des prix peu élevés qui sous-tend les projets de libéralisation était illusoire.

2. Vers un renforcement de la libéralisation

La Commission européenne a adopté, le 13 mars 2001, une proposition de directive tendant à réviser les directives « gaz » de 1998 et « électricité » de 1996. Outre des mesures techniques tendant à renforcer la libéralisation du marché (accès des tiers au réseau en fonction d'un tarif réglementé, création d'un régulateur indépendant approuvant les conditions d'accès au réseau et les modalités de répartition des capacités d'interconnexion...), elle a proposé le calendrier suivant :

– au **1^{er} janvier 2003**, éligibilité de **toutes les entreprises consommatrices d'électricité** ;

– au **1^{er} janvier 2004**, éligibilité de **toutes les entreprises** à la fourniture de **gaz** ;

– au **1^{er} janvier 2005**, éligibilité de tous les consommateurs européens, sans exception.

Examinées par le Conseil européen de Stockholm, ces propositions « maximalistes » n’ont finalement pas été retenues, la France et l’Allemagne considérant le calendrier proposé par Bruxelles comme inenvisageable.

C. LA SITUATION SUR LE MARCHÉ FRANÇAIS

1. Tarifs et consommation

En l’an 2000, les tarifs du gaz, qui sont indexés moyennant un « effet retard » sur ceux du pétrole, **ont augmenté par deux fois : + 6,5 % en mai et + 13 % en septembre. En mars 2001, le prix du gaz a de nouveau augmenté d’environ 13 %**. Ces évolutions résultent du doublement du cours du pétrole brut en 1999-2000.

La consommation de gaz a crû de + 3,6 % entre 1999 et l’an 2000, du fait de l’accroissement de la consommation industrielle.

2. La question du statut de GDF

Malgré une forte augmentation de son **chiffre d’affaires qui atteint 73 milliards de francs**, soit + 23 % en 2000, GDF enregistre une diminution de son bénéfice de 3 % qui atteint 2,8 milliards de francs. Cette baisse procède directement du **décalage existant entre la hausse des prix à l’achat -elle-même due à la hausse des prix du pétrole- et sa répercussion sur les prix à la vente**.

C’est dans ce contexte général que se pose **la question de la « sociétisation » de Gaz de France**, autrement dit de son passage du statut d’établissement public d’Etat à celui de société à capitaux publics majoritaires. Celle-ci apparaît, de l’avis de tous les experts, comme une nécessité incontournable pour que GDF puisse mettre en œuvre une stratégie industrielle de long terme. En effet, comme l’opérateur historique ne produit que 5 % du gaz qu’il commercialise, il doit se constituer des réserves plus étendues.

Envisagée par le Gouvernement au printemps 2001, cette opération a été repoussée à une date ultérieure.

Votre Commission des Affaires économiques observe cependant que pour poursuivre son développement, GDF a besoin de trouver des capitaux propres dès que possible. Faute de quoi, cet opérateur verra sa notation abaissée sur les marchés financiers internationaux et sa dépendance financière, due à une hausse de son endettement, limiter ses projets. C'est pourquoi, votre Commission des Affaires économiques entend connaître les mesures que le Gouvernement envisage de prendre pour remédier à une situation préjudiciable à l'opérateur gazier historique français.

3. Etat de la transposition de la directive de 1998

La commission européenne a saisi, le 8 mai 2001, la Cour de justice des Communautés pour non transposition de la directive « gaz » par la France, tandis que le régulateur espagnol notifiait officiellement, au cours de l'été, à GDF qu'il lui serait désormais interdit d'accéder au réseau de transport ibérique. De son côté, le Gouvernement a souligné devant le Sénat, le 10 mai 2000, que le marché français était ouvert même si la directive n'était pas formellement transposée. Il soulignait, en outre que :

– les conditions générales et la tarification de l'accès au réseau ont été rendues publiques par les différents opérateurs de transport (GDF, CFM et GSO) et sont disponibles sur Internet. Le niveau de prix de la prestation de transport peut se comparer favorablement aux tarifs d'accès que pratiquent les gestionnaires de réseaux situés dans d'autres Etats membres ;

– GDF, CFM et GSO ont complété le dispositif d'accès au réseau en mettant à la disposition des clients éligibles un service de « modulation de la fourniture de gaz » (possibilité de dépôt temporaire de gaz en certains points des réseaux en apportant certaines garanties d'équilibre de souscriptions journalières). Cette solution permet d'éviter l'instauration d'un « accès des tiers aux stockages de gaz », qui mettrait en péril l'équilibre des réseaux gaziers français et serait discriminatoire à l'encontre des entreprises de stockage ;

– l'application du régime transitoire a d'ores et déjà permis aux premiers clients éligibles de renégocier leurs contrats de fourniture de gaz et, dans certains cas, de changer de fournisseur. GDF a ainsi perdu, dès la fin de l'année 2000, des clients éligibles représentant un volume de ventes annuelles de 6 TWh (5 % des ventes aux clients éligibles), au bénéfice de nouveaux fournisseurs de gaz naturel installés dans d'autres Etats membres et notamment au Royaume-Uni.

Les pouvoirs publics français soulignent, en outre, que le degré d'ouverture théorique du marché gazier en Europe est bien loin de refléter le degré d'ouverture réel des transactions, ainsi que le montre le tableau ci-dessous :

ÉTAT D'OUVERTURE DU MARCHÉ GAZIER EN EUROPE

Année 2000	Degré d'ouverture théorique	Degré d'ouverture réel (*)
Minimum fixé par la directive	20 %	
Autriche	49 %	5 %
Belgique	59 %	5 %
Danemark	30 %	0 %
Finlande	90 %	0 %
France	20 %	5 %
Allemagne	100 %	1 %
Grèce	0 %	0 %
Irlande	75 %	NC
Italie	96 %	7 %
Luxembourg	51 %	0 %
Pays-Bas	45 %	45 %
Portugal	0 %	0 %
Espagne	72 %	3 %
Suède	47 %	0 %
Royaume-Uni	100 %	25 %
Moyenne UE	79 %	

* part des clients ayant changé de fournisseur

Source : secrétariat d'Etat à l'industrie.

Votre Commission des Affaires économiques est convaincue de la nécessité de libéraliser progressivement les marchés de l'énergie en Europe. Elle constate que nos compatriotes ne sont d'ailleurs nullement hostiles à ces réformes. Selon des enquêtes réalisées par le CREDOC à la demande du Secrétariat d'Etat à l'industrie, en janvier 2000 et janvier 2001, 67 % d'entre eux considèrent que l'ouverture du marché gazier présente plutôt des avantages tandis que leur pourcentage s'élève à près de 76 % pour le marché de l'électricité¹.

Elle souhaiterait, cependant, qu'une étude exhaustive du bilan coût/avantage d'une accélération de la libéralisation soit effectuée tant pour le marché gazier que pour le marché électrique. Elle constate, en effet, que la Commission européenne soutenait, le 13 mars 2001, en présentant son projet de directive que les précédentes mesures de libéralisation avaient entraîné une baisse des prix d'environ 20 % chez les quinze. Or, selon d'autres sources² entre avril 2000 et avril 2001, la facture énergétique globale aurait augmenté de 9 % en Grande-Bretagne, et 8% en Allemagne alors qu'elle aurait baissé de 3,6 % aux Pays-Bas et 1,8 % en France.

De telles disparités dans les estimations, non moins que l'exemple de la crise survenue aux Etats-Unis incitent votre Commission des Affaires économiques à recommander que les mesures de libéralisation soient mises en œuvre avec détermination, mais avec prudence.

¹ Etude citée par la Lettre de la FNCCR du 7 juin 2001.

² Cf. notamment une étude citée par Libération du 7 juillet 2001.

CHAPITRE III

CONCILIER LA POLITIQUE DE L'ÉNERGIE ET LA PRÉSERVATION DE L'ENVIRONNEMENT

Les pouvoirs publics français souhaitent parvenir à mieux coordonner la politique de l'énergie et la préservation de l'environnement par une action menée tant dans le cadre des négociations internationales multilatérales que grâce à la poursuite des programmes nationaux de maîtrise de la demande d'énergie.

I. LES INCERTITUDES DES NÉGOCIATIONS INTERNATIONALES

A. LES OBSTACLES À L'ENTRÉE EN VIGUEUR DU PROTOCOLE DE KYOTO

Des objectifs de diminution des émissions de gaz à effet de serre ont été fixés, dès 1997, par la troisième conférence des parties à la Convention cadre sur les changements climatiques qui s'est tenue à Kyoto. Cet accord prévoit que l'Union européenne et les Etats-Unis diminueront respectivement leurs émissions par rapport à 1990 de 8 et de 7 %, tandis que le Japon, le Canada, la Pologne et la Hongrie abaisseront les leurs de 6 %. Compte tenu de la grille de répartition retenue au sein de l'Union européenne, la France doit, pour sa part, maintenir ses émissions de gaz à effet de serre au niveau qu'elles avaient atteint en 1990.

Depuis lors, les parties à la Convention cadre sur les changements climatiques ont poursuivi leurs travaux, conformément au plan d'action arrêté à **Buenos Aires** en novembre 1998. Ce plan prévoyait de parvenir avant novembre 2000 à :

– établir un régime de sanctions en cas de non conformité des engagements et obligations des parties et déterminer la nature des « mécanismes de flexibilité » (en particulier les permis négociables d'émissions) ;

– lancer un programme destiné à assurer la mise en œuvre de la convention, notamment par les pays en voie de développement.

Lors de la sixième conférence, tenue à **La Haye** en novembre 2000, les parties ne sont pas parvenues à un accord et ont décidé de poursuivre leurs travaux jusqu'à la conférence qui s'est réunie à Bonn en juillet 2001. Entre temps, **les Etats-Unis ont annoncé leur refus d'adhérer au protocole de Kyoto**. Cette décision était, au demeurant, prévisible après que le président Bush eut annoncé, en mars 2001, qu'il renonçait à imposer une limitation des émissions de dioxyde de carbone des centrales thermiques qui utilisent des combustibles fossiles (alors même que cette limitation constituait l'un des principaux engagements qu'il avait pris pendant la campagne électorale en matière d'environnement).

Lors de la **conférence de Bonn**, les parties sont parvenues à s'entendre sur les engagements financiers pris par les pays développés en faveur des PVD. **On a décidé de créer trois nouveaux fonds pour aider les pays en développement à s'adapter aux effets du changement climatique et à se procurer les technologies efficaces pour réduire leurs émissions de gaz à effet de serre**. L'Union européenne, le Canada, la Suisse et la Norvège, la Nouvelle Zélande et l'Islande ont déclaré leur intention de verser au total 450 millions d'euros par an, à compter de 2005 pour abonder ces fonds.

Selon les informations communiquées à votre rapporteur pour avis, **la négociation s'est avérée beaucoup plus délicate sur la définition des modalités de mise en œuvre des engagements pris par les pays développés au titre du Protocole de Kyoto**. En effet, l'Union européenne et les pays du G 77, qui avaient pour objectif commun de préserver le volet environnemental du Protocole de Kyoto, souhaitaient obtenir les modalités de mise en œuvre les plus strictes pour le respect des engagements quantitatifs : limitation du recours aux mécanismes de flexibilité au profit de politiques et mesures nationales majoritaires, non prise en compte de certains projets concernant ces mécanismes (en particulier les projets nucléaires), prise en compte à minima des puits de carbone (plantation de forêts notamment), mécanisme de sanction très contraignant en cas de non-respect des objectifs.

En revanche, les pays de « l'Ombrelle » (Canada, Nouvelle Zélande, Australie, Japon, Russie, Etats-Unis), conscients qu'ils auront les plus grandes difficultés à respecter les engagements de Kyoto, ont oeuvré pour minimiser le caractère contraignant du mécanisme de sanctions et pour obtenir le plus de souplesse possible dans l'utilisation des mécanismes de flexibilité et des puits de carbone.

Les Etats-Unis -qui demeurent partie à la Convention sur les Changements climatiques, bien qu'ils aient annoncé qu'ils ne ratifieraient pas le Protocole de Kyoto-, ont participé à la négociation. Ils ont veillé à ce que les dispositions relatives aux engagements pris au titre de la Convention soient bien distingués de ceux souscrits au titre de son Protocole.

D'après les services compétents, les compromis trouvés concernant les engagements quantitatifs de réduction d'émission des pays développés sur la comptabilisation des puits de carbone, les mécanismes de flexibilités et le mécanisme de sanctions seraient suffisamment souples pour permettre aux pays les plus réticents (Japon, Canada, Australie et Russie) de ratifier le Protocole de Kyoto et aux Etats-Unis d'y adhérer, le moment venu.

Votre Commission des Affaires économiques se déclare très préoccupée par l'information selon laquelle l'accord paraît exclure la comptabilisation des crédits d'émission de gaz susceptibles de résulter d'investissements de production nucléaires, dans le cadre des mécanismes de flexibilité, durant la première période d'engagement. Ces dispositions -qui reviennent à ne pas prendre en compte le nucléaire dans le calcul- pénalisent, en effet, une technologie particulièrement efficace en matière de réduction d'émissions de CO² et pourraient, en conséquence, s'avérer contraires aux intérêts français.

B. LES INITIATIVES DE LA COMMISSION EUROPÉENNE EN MATIÈRE D'ÉNERGIES RENOUVELABLES

La commission européenne a rendu publique, en novembre 2000, une réflexion prospective en partant du constat que sur la base des tendances actuelles, le taux de dépendance énergétique de l'Union serait de 70 % en 2030, tandis que les quinze s'avèreraient incapables de respecter les engagements pris à Kyoto. C'est pourquoi elle préconise, dans son *Livre vert* sur la sécurité d'approvisionnement énergétique, une action volontariste pour stabiliser la demande dans les secteurs du bâtiment et des transports, sans négliger l'intérêt du développement des sources d'énergie renouvelables.

Dans ce *Livre vert*, la commission européenne souligne aussi qu'il convient de développer les autres énergies renouvelables, comme le bois de chauffage ou l'hydroélectricité, même si les ressources renouvelables de haute technologie sont, seules, susceptibles de limiter la tendance vers une dépendance quantitative énergétique croissante. C'est pourquoi elle s'interroge sur **l'opportunité d'une contribution des secteurs dont le développement a bénéficié, au départ, d'aides considérables et qui sont aujourd'hui très rentables**, à l'instar du gaz, du pétrole et du nucléaire.

Les instances européennes préparent également une **directive sur les sources d'énergie renouvelables qui fixe comme objectif indicatif global aux ENR d'atteindre, en 2010, 12 % de la consommation énergétique intérieure brute et 22,1 % de la consommation totale d'électricité dans la communauté.**

Au cours des débats qui ont eu lieu au Conseil des Ministres européens, puis au Parlement, en liaison avec la Commission européenne **deux sujets de désaccords** sont apparus. Ils concernent :

– le **caractère contraignant ou indicatif des objectifs nationaux d'utilisation des ENR** ;

– la **prise en compte de l'incinération des déchets au titre de ces énergies.**

Sur le premier point, le Parlement et le Conseil sont convenus que si les Etats ne parviennent pas à atteindre leurs objectifs nationaux, la Commission présentera des propositions qui pourront comporter des objectifs contraignants. Le second point reste en discussion.

Autre signe de l'intérêt que porte l'Europe à la maîtrise de la consommation d'énergie et à la réduction des émissions de gaz à effet de serre : la Commission a préparé un **projet de directive sur le commerce des crédits d'émission de gaz carbonique**. Issu du protocole de Kyoto, ce mécanisme tend à réduire les émissions industrielles de gaz à effet de serre en allouant à chaque site industriel un **permis annuel d'émission de gaz polluants**. Le site pourrait acheter ou vendre ces permis en fonction du taux de réalisation de l'objectif qui lui est assigné.

Dans le même esprit, on notera que la Commission européenne a autorisé le système des « **certificats verts** » imaginé pour le secteur électrique de Flandre. Il prévoit de soumettre les distributeurs d'électricité à l'obligation d'avoir recours, pour une partie de leur activité, à du courant produit à partir de sources d'énergie non polluantes. Fixé, en 2001, à 0,96 % du total des ventes d'électricité aux clients finals, ce quota croîtrait progressivement jusqu'à 5 %. Les distributeurs qui ne le respecteraient pas seraient assujettis à une taxe destinée à alimenter un fonds pour les énergies vertes.

II. UNE POLITIQUE NATIONALE ACTIVE

A. LES PROGRAMMES NATIONAUX EN COURS

Deux grands programmes de long terme sont actuellement mis en œuvre en France : le programme national de lutte contre le changement climatique, d'une part, et le programme national d'amélioration de l'efficacité énergétique.

1. Le programme national de lutte contre le changement climatique (PNLCC)

Elaboré par la Mission Interministérielle de lutte contre l'effet de serre, **le programme national de lutte contre le changement climatique** a été adopté par le Gouvernement le 19 janvier 2000. Il détermine la stratégie mise en œuvre au cours de la prochaine décennie pour respecter l'engagement relatif à la stabilisation des émissions françaises de gaz à effet de serre. Il repose sur trois types de mesures :

- la réglementation, la normalisation et la labellisation et des actions de maîtrise de l'énergie touchant tous les secteurs de l'économie ;
- des instruments économiques ;
- des mesures structurelles dans les transports, le bâtiment et l'énergie.

Les trois catégories de mesures visent l'ensemble des secteurs : industrie, production d'énergie et énergies renouvelables, transports, bâtiment, agriculture, forêts, déchets. Une contribution significative est demandée au secteur de la production d'énergie dont la part des émissions de gaz à effet de serre représente seulement 8 % des émissions totales de notre pays. Ce programme pourrait permettre à la France, d'ici 2012, d'éviter d'émettre 16 milliards de tonnes et de stabiliser les émissions de gaz à effet de serre à leur niveau de 1990 (144 milliards de tonnes de carbone). En ayant recours à cette stratégie, la France ne serait ni vendeur net, ni acheteur net de permis d'émissions.

2. Le programme national d'amélioration de l'efficacité énergétique

Adopté par le Gouvernement le 6 décembre 2000, le nouveau **programme national d'amélioration de l'efficacité énergétique** (PNAEE) vise à :

- réduire les conséquences des crises pétrolières qui secouent périodiquement l'économie mondiale ;
- renforcer l'indépendance énergétique nationale ;
- compléter le PNLCC.

Afin de favoriser les économies d'énergie, le programme prévoit de :

- créer un réseau d'information de proximité géré par l'ADEME en partenariat avec les collectivités territoriales (points Info-Energie), à destination des particuliers, des petites entreprises et des collectivités locales (500 personnes seront recrutées à cet effet) ;
- lancer dans les médias nationaux et régionaux une campagne nationale d'information pour sensibiliser les Français à la nécessité de modifier leurs comportements en matière de consommation énergétique.

Le PNAEE comporte des mesures techniques telles que :

- la création par l'ADEME d'un fonds d'intervention pour l'environnement et la maîtrise de l'énergie (FIDEME) qui permettra aux PME de trouver des quasi-fonds propres pour leurs investissements d'économie d'énergie ;
- l'institution d'un crédit d'impôt de 1.524 € pour les particuliers et les entreprises qui feront l'acquisition d'un véhicule fonctionnant au GPL ou d'un véhicule hybride ;
- un programme de développement des énergies renouvelables comportant notamment la fixation de tarifs d'achat de l'électricité produite par l'énergie éolienne, l'hydraulique et l'incinération des ordures ménagères, particulièrement favorables, sur lequel votre rapporteur reviendra ci-après ;
- le financement par l'ADEME d'études préalables à l'élaboration de plans de déplacement urbain (eux-mêmes éligibles aux aides du ministère chargé des transports) ;
- le développement du fret ferroviaire (projet « d'autoroute ferroviaire » entre Lyon et Turin et aide en faveur du transport combiné) ;

– le renforcement de exigences réglementaires relatives aux performances thermiques des bâtiments (grâce à une amélioration des performances énergétiques de 20 % pour les locaux à usage d’habitation, et de 40 % pour le tertiaire).

B. L’ACTIVITÉ DE L’AGENCE DE L’ENVIRONNEMENT ET DE LA MAÎTRISE DE L’ÉNERGIE

L’Agence de l’environnement et de la maîtrise de l’énergie est le principal outil de mise en œuvre du PNLCC et du PNAEE. Le montant des **crédits de fonctionnement** demandés au titre de ses activités pour 2002 reste stable à hauteur de 15,1 millions d’euros (chapitre 45-91). **Les autorisations de programme**, qui avaient connu un triplement entre 1998 et 1999, en passant de 14,8 à 36,9 millions d’euros, restent à ce niveau en l’an 2002. En revanche, les **crédits de paiement** diminuent fortement de 30,5 à 12,2 millions d’euros entre la loi de finances pour 2001 et le projet de loi de finances pour 2002. Cette baisse résulte d’une correction des estimations de dépense de l’Agence et tiennent compte du rythme effectif des mandatement.

Comme le montre le tableau ci-dessous, les crédits d’intervention de l’ADEME sont destinés, pour près de 40 % aux déchets, pour 21 % aux transports, et 16 % pour les énergies renouvelables. Le solde de ces crédits se répartit de façon équilibrée entre l’utilisation rationnelle de l’énergie, le bruit et des actions transversales.

AFFECTATION DE LA DOTATION BUDGETAIRE DE L'ADEME

EPRD 2001 après DM3 (05.07.2001)	ORIGINE BUDGETAIRE DES CREDITS				
THEMES D'INTERVENTION	Recherche	Environnement	Industrie	Autres	TOTAL
Déchets		221,4		2,0	223,4
Transport Air	3,9	102,4	12,9	0,9	120,2
Utilisation Rationnelle de l'Energie	3,2	27,6	16,9	1,2	48,8
Bruit	0,5	41,3			41,8
Energies Nouvelles et Renouvelables	13,2	48,7	26,0	6,6	94,6
Actions transversales	4,0	26,0	3,5	4,5	37,9
Action internationale	0,2	1,7	0,9	6,2	9,1
TOTAL GENERAL	25	469,1	60,2	21,4	575,8

Source : Secrétariat d'Etat à l'industrie

En mars 2001, le Conseil d'administration de l'Agence a approuvé le **contrat de plan** avec l'Etat pour la période 2000-2006. Ce document reprend les trois orientations fixées par le projet d'entreprise de l'ADEME, à savoir :

- développer une économie du déchet à haute qualité environnementale ;
- poursuivre et amplifier un effort durable de maîtrise de l'énergie ;
- améliorer les performances des transports et réduire les pollutions de l'air.

Des engagements qualitatifs figurent dans le contrat. Ils portent notamment sur la gestion des procédures, et répondent à des observations formulées par l'IGF lors d'un récent contrôle à l'instar de :

- l'optimisation du circuit de la dépense (tenue d'un portefeuille de projets en préparation, mise en place d'indicateurs budgétaires, suppression des « journées complémentaires » pour l'engagement des crédits) ;
- l'amélioration du contrôle interne, avec la création d'un service de l'inspection générale ;

– l’optimisation des procédures de passation des marchés (formalisation de la procédure d’achat en dessous du seuil de consultation de la commission des marchés, création d’une cellule chargée du suivi de la politique des achats, présentation d’un rapport à la commission des marchés sur la totalité des marchés) ;

– l’amélioration de la gestion de l’activité des personnels ;

– la gestion des ressources humaines grâce à la mise en place d’un référentiel des métiers et d’un référentiel des compétences du personnel ;

– enfin, la gestion de l’action internationale avec le développement d’un outil de comptabilité analytique et du suivi de l’activité des contrats sur recettes externes.

CHAPITRE IV

L'ÉNERGIE EN FRANCE EN 2000-2001

I. LE SECTEUR PÉTROLIER

● La poursuite du mouvement de concentration

A l'instar du marché du gaz et de celui de l'électricité, le secteur pétrolier mondial connaît un nombre élevé de fusions-acquisitions. C'est ainsi qu'au cours des dix derniers mois¹ les fusions ont représenté 166,6 milliards de dollars dans le monde. Cette concentration du capital s'accompagne de la disparition périodique de nombreuses petites compagnies. Aux dires de certains experts, compte tenu du rythme de ces changements, il ne resterait, dans cinq ans, plus que dix grands opérateurs pétroliers indépendants dans le monde. A titre d'exemple, on retiendra qu'en 2001, on a enregistré non moins de dix-sept fusions en Amérique du Nord, avec un montant unitaire record de 8,5 milliards de dollars lors de l'achat de Westcoast Energy par Duke Energy.

Une autre des raisons pour lesquelles les experts considèrent que ce mouvement se poursuivra tient à ce que l'achat de réserves identifiées est moins coûteux que la recherche de nouveaux gisements et qu'en outre, les investisseurs anticipent une forte augmentation de la demande de gaz dans les années à venir (le gaz étant un sous produit de l'exploitation pétrolière).

C'est dans ce contexte général que se situe la politique française à l'égard d'une source d'approvisionnement qui satisfait plus d'un tiers de la consommation énergétique totale.

● La situation du marché pétrolier français

En termes géographiques, les sources d'approvisionnement de la France sont diversifiées. Les trois premiers fournisseurs de notre pays sont la Norvège (22,6 %), l'Arabie Saoudite (14,6 %) et le Royaume-Uni. La part des trois suivants (Russie, Nigéria et Irak) évolue entre 5,5 et 7,5 % du total des importations. Hormis l'Algérie, aucun des vingt autres fournisseurs ne détient plus de 3,3 % du marché français.

¹ Bulletin de l'industrie pétrolière du 1^{er} octobre 2001.

Votre Commission des Affaires économiques souhaiterait connaître les stocks prévus pour faire face à toute éventualité, dans le contexte géopolitique tendu qui prévaut à l'automne 2001.

Alors que la **marge de raffinage** (différence entre le prix des produits finis et le prix du pétrole brut) avait fortement diminué en 1999, la hausse du prix des produits survenue en 2000 a rétabli cette marge à un niveau élevé, ce qui explique la forte augmentation des résultats des compagnies pétrolières.

Sur le marché intérieur français, les ventes de produits pétroliers ont, du fait de la hausse des prix, diminué de 1,7 % pour atteindre 8 millions de tonnes (Mt). Au cours de la même période, la demande de carburants routiers est restée stable. Cet état de fait procède d'un mouvement de sens contraire :

– une baisse de 4,7 % de la demande d'essence ordinaire (carburant le plus lourdement taxé) ;

– un ralentissement des ventes de gazole-moteur qui, quoique ralenti par rapport à 1999, atteint cependant +2,6 %.

On retiendra qu'en dix ans, les ventes de gazole-moteur ont progressé jusqu'à atteindre le double des ventes d'essence, alors que le volume respectif des unes et des autres était identique au début des années 1990. Ce mouvement est indissociable de la hausse du taux de « diésélisation » du parc automobile français. Désormais, les ventes de véhicules diesel représentent 53 % des immatriculations de voitures particulières, contre 44% en 1999.

Votre Commission des Affaires économiques s'interroge sur l'incidence de la hausse de la part du diesel dans la motorisation du parc automobile. Elle souhaiterait savoir si, d'après les évaluations du Gouvernement, celle-ci a une incidence sur le volume des émissions polluantes rejetées dans l'atmosphère.

● **La mise en œuvre du mécanisme de TIPP « flottante »**

Institué par la loi de finances pour 2001, **le mécanisme de flottage des taux de la taxe intérieure sur les produits pétroliers (TIPP) neutralise l'accroissement des recettes de TVA en cas de hausse des cours.** Si ce dispositif n'a pas vocation à compenser la hausse des prix du pétrole, il **évite**, dans un contexte de grande volatilité des cours du pétrole brut, une **augmentation purement mécanique des recettes de l'Etat**, lorsque le prix de vente des produits pétroliers croît fortement.

Depuis le 1^{er} octobre 2000, les tarifs de la TIPP sur les supercarburants, le gazole et le fioul domestique sont abaissés à hauteur du surcroît de TVA consécutif à l'augmentation des prix des produits pétroliers,

dès lors que le cours moyen du pétrole brut de référence Mer-du-Nord constaté au cours d'un bimestre augmente de plus de 10 % par rapport au bimestre précédent. Ces tarifs sont systématiquement revalorisés lorsque les cours du pétrole brut sont de nouveau orientés à la baisse. Ce mécanisme a joué une première fois, le 1^{er} octobre 2000. Les tarifs de la TIPP ont été abaissés d'environ 2,59 €/hl sur les supercarburants, le gazole et le fioul domestique. Cette baisse a résulté de l'application conjointe du mécanisme de flottement de la TIPP et d'une réduction exceptionnelle temporaire d'environ 0,76 €/hl sur le supercarburant et sur le gazole, 0,91 €/hl sur le supercarburant sans plomb et 0,3 €/hl sur le fioul domestique. Il a été mis en œuvre une seconde fois, le 21 mars. Les tarifs de la TIPP ont été relevés d'environ 1,07 €/hl sur les supercarburants et le gazole et d'environ 1,22 €/hl sur le fioul domestique.

● **La desserte territoriale en carburants et la disparition des stations-services**

Depuis plusieurs années, votre rapporteur pour avis s'interroge sur la **dégradation progressive du « maillage » du territoire en stations-services.**

Celle-ci s'est une nouvelle fois accrue en 2000, puisque les **ventes des centrales d'achat de la grande distribution ont**, avec une progression de près de 10 % en volume, **dépassé le seuil symbolique de la moitié du marché, en passant de 48,8 à 53,53 %.** La forte hausse du prix à la pompe en l'an 2000 a donc accru la compétitivité du secteur de la grande distribution.

Parallèlement, **le nombre des points de vente poursuit sa diminution, de 19.970 en 1996 à 16.230 en 2000.** Selon les informations communiquées à votre rapporteur pour avis, *« les contraintes de mise aux normes pour la protection de l'environnement des stations dont le débit annuel est supérieur à 500 m³ ainsi que les départs à la retraite, pour plus d'un tiers des exploitants dans les cinq années à venir, pourraient provoquer une nouvelle érosion du réseau ».*

Votre commission regrette que la totalité du produit de la taxe perçue sur les grandes surfaces (taxe additionnelle à la TACA) n'ait pas été, dès l'origine, intégralement versé au CPDC¹. Elle craint que malgré la hausse des crédits alloués en 2001, dont le total atteint 73 millions de francs, le système existant ne permette pas au CPDC de faire face aux demandes d'aides qui lui sont présentées dans un délai raisonnable, c'est-à-dire avant la fermeture des stations les plus menacées.

¹ Comité professionnel de la distribution des carburants.

II. LE SECTEUR GAZIER

Malgré une hausse des cours du gaz de près de 65 % en moyenne dans l'Union européenne, la consommation a crû, en 2000, de 3,3 % en Europe et de 5 % en France. Cette hausse résulte, moyennant un « effet retard », de l'accroissement des prix du pétrole. L'Europe est bien loin de rester insensible à l'internationalisation progressive du marché gazier. Celle-ci a, en particulier, une incidence directe sur la stratégie de l'opérateur historique français du secteur, Gaz de France, sur ses résultats et sur le rapport qualité/prix du service qu'il dispense à ses clients.

● L'application du contrat d'entreprise GDF-Etat

L'Etat et EDF ont décidé de proroger, jusqu'à la fin 2000, le contrat d'entreprise théoriquement en vigueur jusqu'en 1999.

En termes de **satisfaction des clients** GDF a globalement progressé, puisque le nombre des clients très satisfaits de ses prestations est passé de 37,2 à 41 % pour les ménages, de 33,4 à 34,4 % pour les professionnels et de 26,3 à 26,4 % pour les entreprises.

En outre, conformément aux objectifs qui lui sont assignés, GDF a poursuivi **l'extension du réseau de desserte** gazière en l'élargissant à 430 nouvelles communes en 2000, portant le nombre total des communes desservies à 7.535, soit 44,1 millions d'habitants (75 % de la population de la France métropolitaine).

Des actions ont également porté leurs fruits en ce qui concerne la **sécurité des installations**. En aval du compteur, la multiplication des aides au diagnostic et à l'amélioration des installations intérieures correspond à 0,7 % du chiffre d'affaires annuel de GDF. Ces actions sont d'autant plus essentielles que les accidents survenus sur des installations intérieures, ou du fait d'appareils domestiques, représentent près de 94 % du total des accidents dus au gaz recensés en 2000.

Pour ce qui concerne l'amélioration de la **sécurité des ouvrages exploités en amont du compteur**, Gaz de France est parvenu à diminuer de moitié, en 2000, le nombre de victimes résultant de ses activités. Celui-ci, qui était de 16 en 1997, s'élève à 8 en 2000.

● Résultats et stratégie

En volume, l'accroissement des ventes a été très supérieur à l'objectif fixé par le contrat de plan. Le taux d'endettement de l'entreprise (endettement/capitaux propres) a été très fortement réduit, passant de 85 % en 1997 à 28 % environ en 1999, soit dix-sept points de mieux que l'objectif assigné par le contrat de plan (45 %).

Au cours de la période 2000-2001, le chiffre d'affaires a crû de 24 % par rapport à 1999, pour atteindre 10,7 milliards d'euros. Cette progression tient à :

– la hausse des prix de vente du gaz naturel (dont l'effet positif explique plus des quatre cinquièmes de l'accroissement du chiffre d'affaires (CA)) ;

– l'augmentation des ventes aux industriels qui explique 30 % de la hausse du CA ;

En revanche, la baisse de la consommation due à la douceur du climat joue en revanche négativement et a pour effet de réduire de 10 % la hausse du chiffre d'affaires.

Malgré la forte hausse du chiffre d'affaires, le **résultat net de GDF se réduit cependant du tiers en 2000, passant de 416 millions à 287 millions d'euros. Cette baisse résulte de la forte baisse de la marge de l'entreprise, confrontée à une hausse des cours d'une part et à une hausse plus limitée du prix de vente.** Ce « pincement » de la marge intervient alors que les tarifs de vente avaient baissé en mai 1999. Ils ont crû de 6,5 % en mai 2000 et 13 % en septembre de la même année, avant de s'élever de nouveau en mars 2001.

Votre commission des Affaires économiques s'interroge sur l'opportunité de mettre en œuvre un mécanisme destiné à limiter les prélèvements fiscaux calculés en fonction du prix du gaz, dès lors que le cours de celui-ci s'élève de façon substantielle.

● Politique d'investissement

En septembre 2001, à l'occasion de la clôture du Congrès de l'Association française du gaz, le président de GDF a présenté les objectifs de l'entreprise :

– servir 15 millions de clients dans le monde en 2005 ;

– doubler de taille en nouant des partenariats aussi bien en amont qu'en aval de son activité de distribution gazière.

Cette politique s'appuie sur de forts investissements, tant en France qu'à l'étranger. C'est ainsi que **GDF a investi 1,9 milliards d'euros en 2000, dont 1,44 milliard sur le territoire national et 465 millions en prises de participations à l'étranger et en créations de filiales.** Cette somme a été répartie entre 281 millions d'euros dans le domaine de l'exploitation production, 73 millions d'euros dans la distribution et 78 millions dans les activités climatiques et thermiques.

L'importance des sommes nécessaires à la croissance externe de Gaz de France rend, pour votre Commission des Affaires économiques, la question de sa « sociétisation », puis de l'ouverture de son capital, incontournable.

III. L'ÉLECTRICITÉ D'ORIGINE NUCLÉAIRE

A. LA PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ ET L'ACTIVITÉ D'EDF

1. Poursuite de la hausse de la production

En 2000, la production poursuit sa croissance qui passe de +2 % en 1999 à +5,4 %, soit 395 TéraWatts/heure¹ au total. Cette hausse résulte d'une amélioration de la disponibilité des tranches REP 1300 et des réacteurs de dernière génération (REP 1450) installés à Chooz (leur taux de disponibilité a atteint 95 %).

Parmi les événements importants de la vie du parc nucléaire national, on retiendra :

– le redémarrage de Chooz B1 et B2 après la visite survenue à l'issue du premier cycle de fonctionnement ;

– le redémarrage de la centrale du Blayais.

Votre Commission des Affaires économiques s'interroge sur la perspective de voir EDF produire de l'électricité à partir de farines animales et souhaiterait connaître l'état d'avancement de l'arrêté relatif à ce sujet.

¹ *Milliards de kilowatt heure.*

2. Les résultats d'EDF

Pour la première fois, en 2000, EDF a établi une comptabilité dissociée (*unbundling*) entre la production, le transport et la distribution d'électricité. Elle répond aux obligations fixées par la directive de libéralisation de 1996 et par la loi du 10 février 2000.

Le chiffre d'affaires d'EDF -28,28 milliards d'euros- a très faiblement augmenté en 2000, cette évolution résultant de deux mouvements inverses :

– une augmentation de 2,8 % des ventes en volume (+ 1,9 % pour les ventes en France et + 7,2 % pour les ventes à l'étranger), en dépit d'une douceur climatique exceptionnelle ;

– une quasi stagnation des ventes en valeur (+ 0,1 %), du fait de la baisse des tarifs intervenue en application du contrat d'entreprise, mais aussi des effets de la concurrence.

↳ Investissements

En 2000, ces investissements se sont élevés à 6,095 milliards d'euros, en forte hausse par rapport à 1998 (5,44 milliards d'euros).

Le détail de ces investissements se présente comme suit :

(M€)	1998	1999	2000
Grand équipement	363	176	118
Production	354	362	243
Transport/Distribution	2 553	2 357	2 323
Investissements annexes	116	79	99
Participations financières	2 049	1 231	3 312
TOTAL	5 435	4 205	6 095

Source : Secrétariat d'Etat à l'Industrie

↳ Résultats

Le résultat d'exploitation et le résultat net comptable d'EDF ont évolué comme suit :

(M€)	1998	1999	2000
Résultat d'exploitation	1 950	2 282	1 488
Résultat net comptable (après prélèvement de l'Etat)	+ 318	+ 694	+ 327

L'exercice 2000 a dégagé un résultat d'exploitation de 1.488 millions d'euros (contre 2,28 milliards d'euros en 1999). EDF a acquitté un impôt sur les sociétés de 207 millions d'euros. Par ailleurs, l'établissement a versé au total 380 millions d'euros à l'Etat : 162 millions d'euros au titre de la rémunération des dotations en capital, au taux de 2,1 %, et 218 millions au titre de la rémunération complémentaire, calculée conformément au contrat d'entreprise (40 % du résultat net comptable). Dans ces conditions, le résultat net comptable de l'exercice s'est établi à 327 millions d'euros en 2000, contre 694 millions d'euros en 1999.

A la fin de 1999, la dette brute après «swaps» d'EDF atteignait 110,4 milliards de francs. A la fin de 2000, et grâce à une amélioration de 10,5 milliards de francs du désendettement, la dette de l'établissement a été ramenée à 99,9 milliards de francs (15,24 millions d'euros) : l'objectif fixé par le contrat d'entreprise 1997-2000 - un niveau d'endettement ramené à 100 milliards de francs à la fin de l'année 2000 est donc atteint.

● La politique tarifaire

Conformément au contrat d'entreprise 1997-2000, qui a prévu une baisse de 13,3 %, en francs constants, sur quatre ans, quatre baisses ont été réalisées entre avril 1997 et mai 2000 (respectivement -4,6 %, -2,5 %, -2 % et -1,3 % en francs courants). Pour la grande majorité des clients, les baisses sont très sensibles : ainsi, le client domestique a vu le prix moyen de ses consommations décroître de 3,2 % en francs courants en avril 1997, de 1,9 % en mai 1998, de 2 % environ en mai 1999 et de 1,3% environ en mai 2000.

L'évolution des tarifs entre 1997 et 2000 figure dans le tableau ci-après :

Année	1997	1998	1999	2000
Prix à la consommation (hors tabac)	1,10%	0,35%	0,2%	1,6%
Date du mouvement tarifaire	20/04	01/05	01/05	01/05
Evolutions tarifaires :				
- Vert B/C	-3,7%	-1,9%	-2/1,7%	-1%
- Vert A	-5,1%	-2,8%	-2,3%	-1,6%
- Jaune	-5,6%	-3,0%	-2,5%	-1,8%
- Bleu professionnel	-9,2%	-4,3%	-2%	-1,3%
- Bleu domestique	-3,2%	-1,9%	-2%	-1,3%

Source : Secrétariat d'Etat à l'Industrie

B. LA GESTION DU CYCLE NUCLÉAIRE

Du démarrage des centrales au stockage des déchets, la gestion du cycle nucléaire doit faire l'objet d'une surveillance de tous les instants, afin de maintenir un haut niveau des installations de sûreté.

1. La sécurité des installations

En ce qui concerne les **installations nucléaires**, alors que l'autorité de sûreté nucléaire avait relevé 618 événements significatifs -dont trois seulement avaient été classés au niveau 2 de l'échelle INES, qui mesure la gravité des incidents survenus dans l'industrie nucléaire-, 637 événements ont été recensés en 2000 dont deux de niveau 2, survenus sur des réacteurs à eau sous pression, 173 de niveau 1 et 462 de niveau zéro.

Il convient de rappeler que les incidents de niveau zéro (écarts) n'ont aucune incidence au plan de la sûreté, que les événements de niveau 1 (anomalies) surviennent lorsque l'on sort du régime de fonctionnement autorisé et que les faits relevant du niveau 2 (incidents) sont soit caractérisés par la contamination importante et/ou la surexposition d'un travailleur soit assortis d'une défaillance importante des dispositions de sécurité.

Les deux incidents de niveau 2 étaient dus :

– à la défaillance répétée d'une procédure de conduite concernant le système d'injection de sécurité de chaque réacteur de la centrale nucléaire de Dampierre dans le Loiret (23 juin 2000) ;

– à une succession d'incidents sur le réacteur 3 de la centrale de Tricastin lors de son redémarrage qui, selon les éléments communiqués à votre rapporteur pour avis, était « *significative d'un manque de rigueur caractérisé* ».

En ce qui concerne les **transports de matières radioactives**, l'Autorité de sûreté n'a relevé que 27 écarts de niveau zéro et un seul incident de niveau 1.

Votre Commission des Affaires économique s'interroge également, à la suite de la polémique dont la presse s'est fait l'écho, après les récents attentats survenus aux Etats-Unis, sur les mesures de sécurité prises, en France, pour éviter que des attentats ne surviennent sur des installations nucléaires (centrales de production ou usines de retraitement).

2. Le retraitement des déchets

La capacité française de retraitement des combustibles usés est constituée des deux usines UP3 et UP2-800 de La Hague, exploitées par COGEMA. La capacité annuelle autorisée de retraitement de chacune de ces usines est d'environ 800 tonnes de combustibles usés. L'ensemble représente aujourd'hui environ 67% du marché (le reste étant détenu par la société britannique British Nuclear Fuels Limited). La construction de l'usine de retraitement japonaise de Rokkasho-Mura (capacité d'environ 900 t/an), dont la mise en service est annoncée pour 2005 limitera la capacité française de retraitement à 48% du marché mondial.

A La Hague, COGEMA a retraité une quantité totale de 1.198 tonnes de combustibles usés en 2000, contre 1.562 tonnes en 1999. Cette diminution s'explique par l'achèvement de contrats de retraitement signés à la fin des années 70 avec des électriciens européens et japonais.

Au cours du même exercice, COGEMA a reçu 1.158 tonnes de combustibles usés (950 tonnes en 1999). Au 31 décembre 2000, 7.370 tonnes de combustibles usés étaient entreposées dans les piscines de La Hague. Ces combustibles proviennent de France (essentiellement EDF pour 7.004 tonnes), d'Allemagne (204 tonnes) de Suisse (80 tonnes) de Belgique (45 tonnes), des Pays-Bas (37 tonnes) ainsi que 6 tonnes en provenance des réacteurs de recherche français, belge et australien.

Au-delà de l'année 2000, seuls des contrats avec des électriciens allemands ont été signés pour une quantité ferme de 1.400 tonnes. L'exécution de ces contrats est, selon les informations communiquées à votre rapporteur pour avis, soumise cependant à de fortes incertitudes du fait de la signature d'un accord entre le Gouvernement allemand et les quatre principaux électriciens, tendant à :

- arrêter le transport de combustibles usés à l'étranger au 1^{er} juillet 2005 ;
- limiter l'aval du cycle du combustible nucléaire au stockage direct.

Le chiffre d'affaires consolidé de COGEMA pour l'activité de retraitement-recyclage-ingénierie s'est élevé à 2,07 Md€ en 2000, représentant ainsi 34 % de son chiffre d'affaires total.

Les contrats actuels de retraitement de combustible étranger représentent un chiffre d'affaires supérieur à 1 Md€/an. Ils dégagent une très forte valeur ajoutée pour COGEMA, car ces opérations sont réalisées essentiellement en France, sans recours à la sous-traitance étrangère.

Sur le marché français, COGEMA et EDF négocient actuellement un nouveau contrat post-2000 pour une quantité annuelle de l'ordre de 850 tonnes/an.

3. Le stockage des déchets

En vertu de la loi n° 91-1381 du 30 décembre 1991, les recherches relatives à la diversification des modes de stockage concernent :

- la séparation et la transmutation des éléments de haute activité à vie longue ;
- l'étude de la possibilité de stockage en couches géologiques profondes, avec la construction de laboratoires de recherche souterrains ;
- l'entreposage de longue durée et le conditionnement des déchets.

Les principales avancées au titre de 2000 et du début de l'année 2001 sont les suivantes :

- Séparation et transmutation :

Ces recherches, pilotées par le Commissariat à l'énergie atomique, ont pour objet de réduire la nocivité des déchets par l'utilisation de réacteurs produisant moins de radioéléments à vie longue ou en séparant certains des éléments les plus toxiques pour les transformer en éléments radioactifs moins actifs ou à durée de vie plus courte (retraitement poussé puis transmutation).

Les travaux de recherche-développement en cours dans l'installation ATALANTE de Marcoule tendent à fabriquer des colis de verre ne contenant que des produits de fission dont la radiotoxicité décroîtrait au niveau de l'uranium naturel au bout de quelques centaines d'années, au lieu d'environ 10.000 ans, alors que le stockage direct du combustible usé s'effectue pour 100.000 ans.

- Stockage géologique

Les travaux de construction du laboratoire en site « argileux » de Bure aux confins de la Meuse et de la Haute-Marne ont démarré après la mise en place, en site, le 15 novembre 1999, du Comité local d'information et de suivi. Le fonçage des puits d'accès principaux a débuté en août 2000, il se poursuivra jusqu'en 2003.

S'agissant du second laboratoire souterrain, dont la localisation reste à déterminer, le Gouvernement a confié à trois hauts fonctionnaires le soin d'étudier les possibilités de stockage profond et réversible dans le granit. Au vu de leur rapport, le Gouvernement a estimé que « *les conditions d'acceptabilité locale ne sont actuellement pas réunies* » pour une telle opération. L'ANDRA poursuit donc les études en milieu granitique grâce à une coopération avec les laboratoires étrangers.

- L'entreposage de longue durée

Le CEA poursuit à ce titre un programme de recherches.

IV. LES ÉNERGIES RENOUVELABLES

Les pouvoirs publics favorisent le développement de technologies moins polluantes notamment grâce à la fixation des conditions d'achat du courant qu'elles produisent.

A. LES TECHNOLOGIES D'ACTUALITÉ

Depuis le vote de la loi de finances pour 2001, deux technologies connaissent un développement prometteur : l'énergie éolienne et la pile à combustible.

● L'énergie éolienne

Si les pouvoirs publics ont mis en œuvre un système de rachat de l'électricité fournie par le vent favorable à cette filière, force est de constater que l'installation des générateurs d'électricité ne s'effectue pas sans heurts, qu'il s'agisse de la Bretagne où la multiplication des implantations d'éoliennes suscite des polémiques, ou de l'éventuelle création d'une batterie de rotors sur le cap corse, où des manifestations locales hostiles à cette énergie « propre » semble se faire de plus en plus jour¹.

Aussi votre Commission des Affaires économiques souhaiterait-elle connaître les mesures que le Gouvernement entend prendre pour favoriser le développement de cette filière tout en respectant les aspirations des habitants des zones où ces engins sont installés.

● La pile à combustible

La pile à combustible permet, quant à elle, de fournir de l'électricité et de la chaleur en ne rejetant que de la vapeur d'eau.

Elle est susceptible d'être utilisée d'une part dans **l'automobile** où elle permet d'obtenir un excellent rendement énergétique du moteur (au moins le double des véhicules à essence). Les véhicules fonctionnant grâce à cette pile sont encore au stade expérimental (des recherches sont notamment menées pour le programme européen Hydro-Gen qui regroupe PSA, Renault, le CEA, De Nora, Solvay et l'Air Liquide), mais, selon les informations communiquées

¹ Cf *Le Monde* des 6 juillet et 23 août 2001.

à votre rapporteur pour avis, des progrès importants restent à réaliser pour diminuer la taille des composants et pour limiter les coûts de fabrication, si bien que, selon les experts, la commercialisation des premiers véhicules de série ne devrait pas intervenir avant une dizaine d'année.

Elle est aussi utilisable sur des postes fixes, dans le **bâtiment** ou **l'industrie**, où la question de l'encombrement du matériel est moins cruciale. Des fabricants nord américains ont déjà vendu plusieurs centaines d'installations dans le monde, mais leur coût unitaire (0,6 million d'euros) demeure un frein à leur diffusion.

Le marché mondial de la pile à combustible est estimé à 120 milliards d'euros dont 46 pour l'automobile, 43 pour l'électronique portable et 30 milliards pour les bâtiments industriels et individuels.

Votre Commission des Affaires économiques partage les préoccupations des membres de l'Office parlementaire d'évaluation des choix scientifiques et technologiques qui, dans un récent rapport considéraient comme nécessaire de « combler de toute urgence le retard pris par nos équipes scientifiques et nos industriels sur les Etats-Unis, le Canada et le Japon »¹.

B. LES CONDITIONS DE RACHAT DE L'ÉNERGIE PRODUITE PAR LES ENR

Il existe, en France, une **obligation d'achat de l'électricité produite par les filières fonctionnant grâce à des énergies renouvelables ou à la cogénération**. Elle permet de soutenir l'activité d'unités de production qui ne seraient pas rentables tout au long de l'année, mais sont cependant susceptibles d'apporter une contribution positive à l'allègement de la facture énergétique française. Un décret du 6 décembre 2000 a fixé à 12 MW le seuil de l'obligation d'achat.

La CRE a émis, conformément à la loi, deux avis portant respectivement sur les arrêtés fixant les conditions de rachat de l'électricité produite par :

– les éoliennes, les centrales hydrauliques et les usines d'incinération d'ordures ménagères (le 5 juin 2001) ;

– les installations de cogénération d'électricité et de chaleur valorisée (12 juillet 2001).

¹ Cf. *Les perspectives offertes par la technologie de la pile à combustible, rapport de MM. R. Galley et C. Gatignol, députés, Sénat n° 426, page 149.*

La CRE rappelle qu'en vertu du décret du 6 décembre 2000 précité, le tarif d'achat est la somme des *coûts évités* de long terme et d'une rémunération supplémentaire correspondant à la contribution à « *l'indépendance et la sécurité d'approvisionnement, la qualité de l'air et la lutte contre l'effet de serre, la gestion optimale et le développement des ressources nationales, la maîtrise des choix technologiques d'avenir, et l'utilisation rationnelle de l'énergie* ».

Tout en observant que la plupart de ces contributions ne peuvent pas être établies de façon rationnelle et objective, **la CRE souligne le risque d'un trop grand écart entre les tarifs d'achat et le coût réel de chaque filière**. Elle constate que « *si ces prix sont inférieurs aux coûts, la filière ne se développera pas ; si ceux-ci sont supérieurs, elle risque de se développer au-delà des objectifs poursuivis, générant pour certains producteurs des rentes anormalement élevées et un coût important pour la collectivité. Ce coût se manifesterait par l'augmentation des prix, supportée par l'ensemble des consommateurs français et pénaliserait la compétitivité de l'économie* »¹.

C'est pourquoi la commission estime qu'il serait préférable de recourir soit à des **appels d'offres**, que prévoit la loi de février 2000, soit à des mécanismes de « **certificats verts** » qui permettent de soutenir l'essor de filières qui ne sont pas économiquement compétitives en fournissant la preuve qu'un producteur a injecté dans le réseau de l'électricité qui provient d'énergies renouvelables et en permettant l'achat de cette électricité à un prix plus avantageux que le tarif annuel (cf. l'encadré ci-dessous). Selon la CRE, ce système permettrait de mieux maîtriser les volumes réalisés et de soutenir les filières concernées au moindre coût pour la collectivité.

Votre Commission des Affaires économiques souhaiterait savoir si le Gouvernement envisage de recourir au système des appels d'offres ou des « certificats verts » que recommande la CRE.

Les marchés des certificats verts

Les marchés de certificats verts sont de nouveaux mécanismes permettant le soutien des filières d'énergies renouvelables qui ne sont pas économiquement compétitives avec les filières classiques.

Un certificat vert est la preuve attestant que l'électricité qui a été injectée sur le réseau par un producteur est bien d'origine renouvelable. Ce certificat prend la forme d'un document (papier ou électronique) contenant des informations sur la nature et le contexte de la production concernée. Il est émis sous le contrôle d'une autorité compétente.

Du point de vue commercial, un producteur d'électricité renouvelable vend séparément son électricité sur le marché de l'électricité (au prix du marché, donc généralement sans en retirer une rémunération suffisante de ses investissements). Il peut ensuite vendre les certificats verts correspondants sur un marché de certificats distinct et spécifique.

¹ Rapport annuel de la CRE, page 35.

La demande sur un tel marché peut reposer sur le volontariat des consommateurs ou sur des dispositifs réglementaires ou fiscaux.

Ainsi, aux Pays-Bas, la demande d'électricité verte (et donc des certificats associés) est très forte car son prix pour certains consommateurs est inférieur à celui de l'électricité d'origine fossile, du fait d'une taxe pesant sur cette dernière.

Au Danemark, le système des certificats verts qui doit entrer progressivement en vigueur à partir de 2003 pour remplacer le mécanisme d'obligation d'achat aujourd'hui en vigueur, prévoit :

– une obligation portant sur les consommateurs de justifier d'un certain pourcentage C de leur consommation d'origine renouvelable ;

– une pénalité P en cas de non respect de cet objectif.

Un tel dispositif crée une demande de certificats pour une quantité égale au pourcentage C de la consommation intérieure totale sous réserve que leur prix soit inférieur à P.

Source : CRE

La CRE a émis un avis défavorable au projet d'arrêté fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par des installations de cogénération et de chaleur valorisée, considérant que le « *niveau du tarif proposé et ses modalités techniques sont exagérément favorables aux producteurs et entraînent une augmentation inutilement élevée du prix de l'électricité pour les consommateurs en France* ».

La commission a fondé son avis sur le fait que :

– le niveau du tarif proposé est bien supérieur à la somme des coûts et des externalités évités d'une centrale à cycle combiné au gaz ;

– le tarif proposé est, par ailleurs, très supérieur aux coûts et externalités évités d'une production issue d'une centrale nucléaire, avec en plus dans ce cas un bilan environnemental dégradé en termes de lutte contre l'effet de serre et de pollution de l'air ;

– il est possible de conclure que le tarif proposé permet, conformément à l'objectif poursuivi, de rémunérer largement la plupart des projets de cogénération ;

– certaines modalités techniques du tarif proposé sont très favorables aux producteurs et inutilement coûteuses pour la collectivité.

La Commission des Affaires économiques s'interroge, quant à elle, sur les surcoûts susceptibles de résulter, pour les consommateurs, des tarifs choisis et souhaiterait connaître les réponses que le Gouvernement peut apporter aux observations de la CRE.

V. LE SECTEUR DU CHARBON

La **production charbonnière française** par bassins s'élève à 3,4 millions de tonnes pour l'ensemble des houillères, dont 2,5 millions pour la Lorraine et 0,9 millions pour le Centre-Midi.

Le **coût moyen d'extraction à la tonne s'élève à 166 francs** pour l'ensemble des houillères (177 francs en Lorraine et 136 francs dans le Centre-Midi), soit une hausse de 37 % sur un an. De ce fait, la perte à la tonne des Charbonnages de France s'accroît, passant de 84 francs par tonne en 1999 à 121 francs en l'an 2000. On rappellera que cette perte était de 63 francs en 1996. A titre de comparaison, on retiendra que **le prix moyen du charbon importé est de 40,7 francs la tonne** en hausse de 12 % par rapport à 1999.

● La situation des Charbonnages de France

En application du « pacte charbonnier », l'emploi dans les houillères poursuit sa décrue, passant de 9.007 personnes en 1999 à 7.837 en 2000 et à 6.795 en 2001. Au total, si la tendance se poursuit, les effectifs actifs auront été ramenés, entre 1990 et 2006 de 22.494 à 1.428.

La fermeture des sites, programmée par les pouvoirs publics, se poursuit. Les sites de Blagny et du Gard ont fermé en décembre 2000 puis en janvier 2001. Dernières en date, les mines découvertes de Decazeville et d'Aumance ont fermé fin juin 2001. **Il n'existe désormais plus de mines à ciel ouvert en France**. Les prochains sites souterrains qui seront fermés sont :

- en Lorraine, Merlebach en 2003 et la Houve en 2005 ;
- dans le Midi, Gardanne à la fin 2005.

En 1999, le montant global de l'aide de l'Etat aux Charbonnages de France (821,70 millions d'euros [5.389,9 millions de francs]) a été maintenu à un niveau proche de celui de 1998. Il a consisté en une dotation en capital provenant d'un compte d'affectation spéciale, et des crédits budgétaires inscrits au budget du ministère de l'industrie. Le montant de la dotation en capital de 1999 a été de 384,17 millions d'euros (2.519,9 millions de francs). La subvention sur crédits budgétaires s'est élevée à 437,53 millions d'euros (2.870 millions de francs).

Pour l'année 2000, à la demande de la Commission européenne (qui considère que les emprunts émis par CdF pour couvrir le déficit de l'activité « houille », sont assimilables à une aide d'Etat), l'aide de l'Etat à

Charbonnages de France a été budgétisée tant au titre des crédits 2000 que pour les sommes correspondantes à la charge des emprunts contractés en 1997, 1998 et 1999. Il s'ensuit que cette aide, s'est élevée à 1.010,74 millions d'euros (6.630,01 millions de francs) en 2000, soit 428,38 millions d'euros (2.809,9 millions de francs) de couverture des charges spécifiques inscrits désormais sur le chapitre 45-10 intitulé subventions aux établissements publics dans les domaines de l'énergie et des matières premières, article 10 Charbonnages de France et 33,54 millions d'euros (220 millions de francs) de couverture des intérêts des emprunts et 548,82 millions d'euros (3.600 millions de francs) de dotation en capital. Celle-ci est destinée à améliorer la situation des capitaux propres et à couvrir le déficit de l'extraction houillère.

Pour l'année 2001, une méthode de calcul identique à celle de l'année 2000 a été adoptée, qui conduit à accorder à CdF :

– 456,28 millions d'euros (2.993 millions de francs) au titre des charges spécifiques et intérêts des emprunts ;

– 533,57 millions d'euros (3.499,98 millions de francs) de dotation en capital.

L'aide totale s'élèvera en 2001 à 965 millions d'euros (6.329 millions de francs), soit 447 millions d'euros (2.932 millions de francs) de crédits budgétaires et 518 millions d'euros (3.397 millions de francs) de dotation en capital.

Les pouvoirs publics ont fixé pour objectif à Charbonnages de France de limiter l'accroissement de leur dette au montant atteint en 1999, soit 27 milliards de francs.

*

*

*

Contrairement à la proposition de son rapporteur pour avis, la Commission des Affaires économiques a donné un avis défavorable à l'adoption des crédits consacrés à l'énergie inscrits dans le projet de loi de finances pour 2002.