

N° 70

SÉNAT

SESSION ORDINAIRE DE 2002-2003

Annexe au procès-verbal de la séance du 21 novembre 2002

AVIS

PRÉSENTÉ

au nom de la commission des Affaires économiques et du Plan (1) sur le projet de loi de finances pour 2003, ADOPTÉ PAR L'ASSEMBLÉE NATIONALE,

TOME VI

ÉNERGIE

Par M. Roland COURTEAU,

Sénateur.

(1) Cette commission est composée de : M. Gérard Larcher, *président* ; MM. 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 Beaufils, 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, Bernard Dussaut, Hilaire Flandre, François Fortassin, Alain Fouché, 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, Jean Louis Masson, Serge Mathieu, René Monory, Paul Natali, Jean Pépin, Daniel Percheron, Ladislav Poniatsowski, 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 (12^{ème} législ.) : 230, 256 à 261 et T.A. 37

Sénat : 67 (2002-2003)

Lois de finances.

SOMMAIRE

	<u>Pages</u>
INTRODUCTION	5
CHAPITRE I - LE BILAN ÉNERGÉTIQUE 2001-2002	6
CHAPITRE II - LA CONSTITUTION DU MARCHÉ ÉNERGÉTIQUE EUROPEËN	9
I. L'OUVERTURE DU MARCHÉ DE L'ÉLECTRICITÉ	9
A. LA LIBÉRALISATION EN EUROPE	9
1. <i>L'état de la libéralisation en Europe</i>	9
2. <i>L'incidence de la libéralisation : une évaluation qui reste à établir</i>	10
B. LE PROCESSUS DE LIBÉRALISATION EN FRANCE	11
1. <i>Les premiers effets de la libéralisation</i>	11
2. <i>Des échanges avec l'étranger toujours actifs</i>	12
C. LES ÉVOLUTIONS SUR LE MARCHÉ FRANÇAIS	13
1. <i>Les acteurs</i>	13
a) EDF.....	14
(1) Les activités de production d'électricité	14
(2) Le transport	16
(3) Les préoccupations des personnels	16
b) La SNET	18
c) La CNR	18
2. <i>La mise en œuvre de la loi du 10 février 2000</i>	19
II. LE MARCHÉ GAZIER ET LA TRANSPOSITION DE LA DIRECTIVE GAZIERE DE 1998	21
A. VUE D'ENSEMBLE SUR LA SITUATION EN EUROPE	21
B. LA SITUATION EN FRANCE	23
C. L'ACTIVITÉ DE GAZ DE FRANCE EN 2001-2002	24
D. LA NOUVELLE DIRECTIVE RELATIVE À LA CONSTITUTION DU MARCHÉ INTÉRIEUR DE L'ÉLECTRICITÉ ET DU GAZ	25
CHAPITRE III - LES ÉNERGIES RENOUVELABLES ET LA MAÎTRISE DE LA DEMANDE D'ÉNERGIE	28
I. LA POLITIQUE EUROPÉENNE DE MAÎTRISE DE LA DEMANDE D'ÉNERGIE (MDE)	28
II. LA POLITIQUE NATIONALE DE MDE	30
A. LE RESPECT DES ENGAGEMENTS DU PROTOCOLE DE KYOTO	30
B. L'ACTION EN FAVEUR DE LA MDE	31

III. LA DIFFUSION DES ÉNERGIES RENOUVELABLES (ENR)	32
A. LES MESURES EN FAVEUR DES ENR.....	33
B. LA SITUATION DE L'ADEME.....	37
CHAPITRE IV - ÉVOLUTION DES SECTEURS ÉNERGÉTIQUES EN 2001-2002	38
I. LA PRODUCTION CHARBONNIÈRE ET LA QUESTION MINIÈRE	38
A. LE SECTEUR DU CHARBON.....	38
1. <i>La production charbonnière française et les aides aux reconversions</i>	38
2. <i>Activité et résultats de Charbonnages de France (CDF)</i>	39
B. LA CESSATION PROGRESSIVE DES ACTIVITÉS MINIÈRES	39
II. LE NUCLÉAIRE	41
A. L'ACTIVITÉ DU COMMISSARIAT À L'ÉNERGIE ATOMIQUE (CEA)	41
1. <i>Le budget du CEA</i>	41
2. <i>L'activité du CEA</i>	41
B. LA CRÉATION D'AREVA.....	42
III. LE PARC ÉLECTRONUCLÉAIRE	42
A. LE FONCTIONNEMENT ET LE DEVENIR DU PARC ÉLECTRONUCLÉAIRE FRANÇAIS.....	42
1. <i>La gestion de la sécurité</i>	43
2. <i>Perspectives en matière d'exportation de centrales nucléaires</i>	44
B. L'ÉVOLUTION DU SECTEUR ÉLECRO-NUCLÉAIRE.....	45
1. <i>Le renouvellement des centrales</i>	45
2. <i>La gestion du cycle du combustible</i>	46
3. <i>Le démantèlement des installations nucléaires</i>	46
IV. LA CONSOMMATION PÉTROLIÈRE FRANÇAISE ET LE SECTEUR DES CARBURANTS	48
A. L'INDUSTRIE DU RAFFINAGE.	48
B. LES DIRECTIVES SUR LES ÉMISSIONS AUTOMOBILES POLLUANTES, ET LE PROGRAMME AUTO-OIL.....	49
1. <i>La directive sur la qualité des carburants 98/70 et sa modification</i>	49
2. <i>La distribution des carburant sur le territoire</i>	49
V. LE GAZ	50
A. LES ACTEURS FRANÇAIS DU SECTEUR GAZIER	50
B. L'IMPORTANCE DES INFRASTRUCTURES	51
C. LE GAZ NATUREL ET LA COGÉNÉRATION	52
VI. UNE TECHNOLOGIE D'AVENIR : LA PILE À COMBUSTIBLE	53

Mesdames, Messieurs,

La politique énergétique de la France, qui a fait l'objet d'un consensus pendant de nombreuses années, est désormais à la croisée des chemins. Pour votre rapporteur pour avis, l'attitude des autorités de Bruxelles vis à vis du processus de libéralisation des marchés électriques et gaziers, le dogmatisme dont font preuve d'aucuns dans la mise en œuvre des directives et le laxisme de certains Etats de l'Union, amènent à s'interroger sur l'opportunité de poursuivre, sans obtenir de garanties sur des questions aussi essentielles que le service public, une libéralisation dont nul ne connaît l'issue.

Certes, d'autres sujets recueillent l'assentiment d'une majorité des membres de la commission des Affaires économiques, à commencer par la nécessité d'assurer une diversification des ressources énergétiques, en recourant au nucléaire tout comme aux énergies renouvelables.

C'est pourquoi votre rapporteur pour avis s'attachera à examiner, sans parti pris, les différentes options qui s'ouvrent à la France, avant de faire le point sur la situation des différentes composantes du secteur énergétique français.

CHAPITRE I

LE BILAN ÉNERGÉTIQUE 2001-2002

● La production d'énergie primaire

Après avoir enregistré une hausse de 1,9 % en 1999 et 2,8 % en 2000, **la production nationale d'énergie primaire atteint, en 2001, le niveau record de 133,6 Mtep** (millions de tonnes d'équivalent pétrole), **en croissance de 1,2 %**.

Alors que la **production de pétrole et de gaz se stabilise à un niveau très faible**, la chute de la production de charbon s'accélère, à cause de la fermeture de trois mines à ciel ouvert (Alès, Decazeville et Aumance) conformément au Pacte charbonnier.

La **production d'énergies renouvelables thermiques** (autres que l'hydraulique et l'éolien), est estimée à 11,9 Mtep, en légère augmentation du fait de la relative rigueur du climat et de la disponibilité de ressources de bois de chauffage après les tempêtes de fin 1999.

La production brute d'électricité primaire se répartit entre :

- le **nucléaire qui contribue à hauteur de 422 TWh ;**
- l'**hydraulique pour 79,3 TWh, (+ 9,3 %) ;**
- la **production thermique classique pour 49 TWh (- 8 %) ;**
- la **production d'électricité éolienne, pour 0,0123 TWh soit 12,3 GWh (millions de kWh), (+ 62 %).**

En 2001 comme en 2000, **l'électricité primaire représente 87 % de la production totale d'énergie primaire, notamment du fait de l'excellent taux de moyen de disponibilité des centrales nucléaires qui progresse pour atteindre 81,1 %.**

● **La consommation d'énergie primaire et la consommation finale d'énergie**

La **consommation d'énergie primaire corrigée du climat** demeure **stable, à 269 Mtep** tandis que le PIB progresse de + 2 %. De ce fait, **l'intensité énergétique de l'économie française continue de diminuer** de (- 1,9 %, après - 1,0 % en 2000), dans la droite ligne du mouvement de diminution annuelle moyenne de - 1,7 % observé depuis 1997.

La consommation finale totale d'énergie primaire, diminuée de la consommation de la branche énergie (centrales électriques, raffineries, etc.), connaît une baisse très légère (- 0,1 %), contre une hausse de + 0,8 % en 2000 et un accroissement moyen annuel de + 0,7 % de 1973 à 2001, ce qui traduit l'amélioration de « l'efficacité énergétique » de l'économie française.

● **Évolution de la facture énergétique française et du taux d'indépendance énergétique**

La facture énergétique de la France atteint 23,07 milliards d'euros (Md€) en 2001 (- 2,5 %), sous l'effet conjugué de la baisse des importations (31,12 Md€ au total soit - 4,1 %) et de la diminution encore plus importante des exportations (8,05 Md€ au total, en baisse de 8,4 %). Elle représente 1,58 % du PIB total (contre 1,68 % en 2000). Cette baisse de la facture procède de la combinaison de la hausse du dollar ; de la baisse des cours du pétrole brut (- 14,3 % pour le Brent) ; de la hausse du prix du gaz importé de (+ 30,0 %, le gaz suivant avec 5 mois de retard l'évolution du brut) ; de la baisse de la consommation finale (- 0,1 %) et enfin d'un fort déstockage en 2001, qui fait suite à un stockage important en 2000.

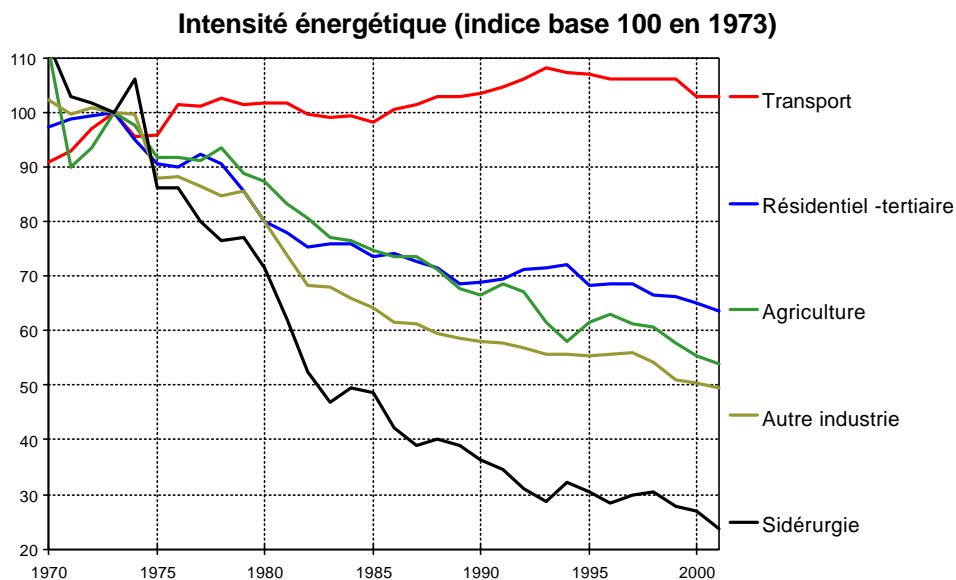
Après avoir dépassé 51 % de 1993 à 1997 le **taux d'indépendance énergétique français** (rapport de la production nationale primaire sur la consommation totale, non corrigée du climat) **se stabilise à 50 % en 2001**.

● **Evolution de la consommation énergétique des grands secteurs**

L'**intensité énergétique** des principaux secteurs consommateurs d'énergie connaît une évolution très diverse selon les secteurs économiques. La **sidérurgie** enregistre, depuis 1973, les économies d'énergie les plus importantes, son intensité énergétique baissant de 76 %. Pour le **secteur industriel** (hors sidérurgie), l'intensité énergétique diminue de moitié au cours de la même période, à cause des progrès obtenus de 1973 à 1985. De nouveaux gains de productivité sont observés depuis quatre ans, si bien qu'en 2001, l'intensité énergétique du secteur enregistre une baisse de plus de quatre points par rapport à 1998.

Une amélioration de l'efficacité énergétique est aussi observée dans le **secteur résidentiel-tertiaire** depuis 5 ans (l'intensité énergétique du secteur baissant en moyenne de 1,8 % par an de 1994 à 2001).

La situation est préoccupante dans le secteur des **transports** où **les progrès, difficilement réalisés de 1977 à 1985, sont menacés d'être totalement anéantis par l'augmentation régulière constatée depuis 1989**. De 1990 à 1999, l'intensité énergétique du secteur des transports a augmenté de 0,3 %, tandis que la consommation globale du secteur a crû de plus de 90 % depuis 1973 et que le parc des véhicules particuliers ne cesse de se développer (+ 2,1 % en 2001).



Source : Observatoire de l'énergie (avril 2002)

CHAPITRE II

LA CONSTITUTION DU MARCHÉ ÉNERGÉTIQUE EUROPÉEN

L'attention de votre rapporteur pour avis s'est portée sur les perspectives ouvertes par la constitution du marché intérieur de l'électricité et du gaz européen, au moment où la France transpose la directive de 1998 sur l'ouverture à la concurrence du marché gazier et où les membres de l'Union européenne s'appêtent à finaliser la discussion des dispositions relatives à la libéralisation totale de ces marchés. Il s'est également intéressé à l'état d'avancement de la nouvelle directive de libéralisation.

I. L'OUVERTURE DU MARCHÉ DE L'ÉLECTRICITÉ

Le processus de libéralisation se poursuit en Europe et en France, sans que les pouvoirs publics soient réellement capables d'en mesurer l'incidence concrète.

A. LA LIBÉRALISATION EN EUROPE

1. L'état de la libéralisation en Europe

Force est de constater, aux yeux de votre rapporteur pour avis, le paradoxe qui consiste, selon les vues de la Commission européenne, à vouloir accélérer la libéralisation alors même que les Etats ont mis en oeuvre avec lenteur les premières étapes de celle-ci.

Les incertitudes relatives à l'ouverture des marchés

Plusieurs Etats de l'Union européenne ont, ces dernières années, accusé la France de s'être tenue au minimum des exigences de la directive de 1996 à l'occasion de la transposition de ce texte. Dans son rapport sur le projet

de loi de Finances pour 2002, M. Jean Besson s'est, à juste titre, élevé contre une telle analyse et en a montré le caractère superficiel et inadéquat. Elle repose sur la référence à une ouverture théorique du marché qui n'a rien à voir avec l'existence d'une réelle concurrence entre les opérateurs. Votre rapporteur pour avis tient, à son tour, à souligner qu'il **est indispensable de distinguer le degré d'ouverture théorique** du marché, fixé par la législation de chaque État membre **et son degré réel d'ouverture**.

L'Allemagne, la Finlande, le Royaume-Uni et la Suède mettent, par exemple, en avant l'ouverture théorique totale de leur marché à la concurrence, tandis que le Danemark estime avoir ouvert son marché à 90 %, l'Espagne, la Belgique et les Pays-Bas affichant des taux respectifs de 56, 45 et 46 %. Les sept autres États membres ont, en revanche, à l'instar de la France, retenu une ouverture égale ou légèrement supérieure aux 30 % imposés par la directive de 1996. Or il se confirme qu'il **n'existe pas de corrélation manifeste entre le degré théorique d'ouverture du marché et l'exercice réel de la concurrence** : les marchés allemands et espagnols, respectivement libéralisés à 100 et à 50 %, ne sont, en réalité, ouverts qu'à 0,5 et 2 %, aux échanges communautaires, alors que la France, avec une ouverture théorique de 30 % atteint 2,5 % d'ouverture réelle. La vraie question, dans le processus d'ouverture des marchés est donc de savoir si les autorités de Bruxelles font bien le nécessaire pour que les Etats qui revendiquent des taux d'ouverture mirobolants mettent leurs actes en conformité avec leurs paroles. En Belgique, la Commission de régulation de l'électricité et du gaz a d'ailleurs dénoncé la « virtualité » de la libéralisation¹.

Quant à la France, elle n'a nullement à rougir des résultats atteints puisqu'elle parvient à obtenir, avec un taux d'ouverture légal conforme au minimum fixé par la directive, des résultats meilleurs que bien des Etats qui se targuent d'avoir ouvert leur marché à 100 %. **C'est pourquoi votre rapporteur pour avis souhaite que le gouvernement s'attache à obtenir de la Commission européenne que les Etats qui « traînent de pieds » soient sanctionnés.**

2. L'incidence de la libéralisation : une évaluation qui reste à établir

Selon les partisans de l'ouverture des marchés, la libéralisation devrait faire baisser les coûts pour les consommateurs. Or, **l'évolution des prix de l'électricité est mal connue**. En ce qui concerne les **prix pour les consommateurs éligibles**, la liberté de négociation avec les fournisseurs

¹ Cité par *L'Echo* du 6 avril 2002.

d'électricité étant de règle, l'accès à l'information sur ce sujet s'avère pour le moins difficile.

S'agissant des **clients domestiques, le mouvement de baisse des prix** annoncé par les promoteurs de la libéralisation **ne se fait pas réellement sentir**. Ainsi, selon les éléments transmis à votre commission : « *Après un premier mouvement de baisse des prix concomitant à l'ouverture des marchés européens, on note actuellement un certain retournement de tendance, notamment pour les consommateurs domestiques. Les variations des prix de l'électricité pour l'industrie dans plusieurs pays européens (hors TVA), pour la période du 1er janvier 2001 au 1er janvier 2002, révèlent une tendance plus fréquente à la hausse qui affecte toutes les catégories de consommateurs* ». On note qu'entre 1996 et 1999, le prix de l'électricité aurait augmenté en moyenne de 0,8 % en Allemagne et de 13,2 % au Royaume-Uni, pays où la libéralisation a même eu des effets très négatifs entraînant le dépôt de 85.000 plaintes de clients domestiques.

On soulignera, à titre de comparaison, que l'électricité fournie en France aux clients non domestiques demeure l'une des moins chères d'Europe. Conformément au contrat d'entreprise 1997-2000, la baisse des tarifs d'EDF a atteint 13,3 %, en francs constants, sur quatre ans. **C'est pourquoi votre rapporteur pour avis estime que la libéralisation des marchés ne saurait avoir pour effet de renverser, en France, une tendance des tarifs favorable aux consommateurs.**

Eu égard au **flou qui entoure les résultats du processus enclenché en 1996, votre rapporteur pour avis souscrit aux conclusions du sommet de Barcelone en vertu desquelles une évaluation des résultats de la libéralisation doit être conduite, notamment en ce qui concerne les prix pratiqués aux clients finals**. A titre personnel, il émet le vœu que ce bilan porte également sur l'emploi, l'efficacité énergétique et environnementale et souhaite que cette évaluation conditionne l'entrée en vigueur du nouveau « paquet » de libéralisation.

B. LE PROCESSUS DE LIBÉRALISATION EN FRANCE

La libéralisation du marché électrique est entamée depuis le mois de février 2000 en France, tandis que celle du marché gazier pourrait commencer début 2003.

1. Les premiers effets de la libéralisation

Une évolution des tarifs sans lien étroit avec la libéralisation

En vertu de la loi n° 2000-1208 du 10 février 2000, la France a procédé à une **ouverture progressive du marché de l'électricité**, conformément à la directive de 1996. Depuis lors, les plus gros consommateurs de courant électrique jouissent du droit d'acheter celui-ci

auprès des fournisseurs de leur choix, et non plus uniquement à EDF qui a perdu son monopole. De ce fait, près de **1.400 clients éligibles** (représentant une consommation d'environ 140 TWh, soit **30 % de la consommation finale française**) choisissent librement leur fournisseur d'électricité. Au mois de juin 2002, **EDF avait perdu environ 170 clients éligibles** correspondant à une consommation annuelle de 18,6 TWh, soit environ **20 % du marché ouvert à la concurrence**, y compris la mise aux enchères des pertes de réseau par RTE. Si l'on excepte ces dernières, la part de marché perdue par EDF représente environ 14 % du total.

Des préoccupations relatives à la question du service public

Votre commission constate que si **l'indice de satisfaction de la clientèle s'est amélioré en 2001 pour les clients professionnels**, il **s'est dégradé pour les ménages et les entreprises non éligibles** du fait de difficultés liées, semble-t-il, au passage des factures à l'Euro et de l'adaptation de l'organisation de l'entreprise. **Elle souhaite que ces mouvements ne soient pas l'amorce d'une dégradation des prestations fournies aux usagers.** Votre rapporteur pour avis note, en outre, que le phénomène des coupures de courants, qui avait touché la Californie en 2001 s'est manifesté en Espagne en février 2002. **Il émet le vœu que ces événements constituent un avertissement salutaire pour la France et pour l'Europe, et une invitation à la plus grande des prudences concernant la proposition de directive de la Commission, modifiant les directives de 1996 sur le marché de l'électricité et de 1998 sur le marché du gaz naturel.** A titre personnel, il souhaite rappeler son opposition à toute modification du statut d'EDF et GDF et réaffirmer son attachement au bon accomplissement des missions de Service Public que seuls deux opérateurs publics forts sont capables d'assurer.

● **Une insuffisance des moyens dévolus à la Commission de régulation de l'électricité (CRE)**

Comme l'avait fait M. Jean Besson en 2001, votre Commission des Affaires économiques estime souhaitable d'accroître les ressources de la CRE afin de lui permettre d'assurer, en toute indépendance, sa mission.

2. Des échanges avec l'étranger toujours actifs

La France est un grand pays exportateur d'électricité, notamment vers l'Italie, l'Allemagne, la Belgique et la Grande Bretagne où il a, au total,

vendu 72,6 TWh en 2001, contre 72,7 TWh un an auparavant et 68,7 en 1999. Malgré une légère hausse, les importations demeurent modestes : 4,2 TWh en 2002, contre 3,3 en 2000. Au total, **le solde exportateur français de courant s'élève à 68,4 TWh**. La question du développement des **interconnexions électriques** européennes revêt, dans ce cadre, une importance stratégique pour notre pays. Des **progrès pourraient être réalisés** en la matière, grâce à la réalisation de lignes nouvelles ou au renforcement de lignes existantes en direction de l'Allemagne, de l'Espagne, de l'Italie et de la Belgique. **Votre commission insiste pour qu'une politique européenne active de développement des interconnexions électriques soit menée par la France et par l'Union européenne.**

C. LES ÉVOLUTIONS SUR LE MARCHÉ FRANÇAIS

La libéralisation des marchés entraîne une réorganisation des acteurs tandis que se pose la question de l'opportunité de modifier certaines dispositions de la loi du 10 février 2000.

1. Les acteurs

Le premier effet du processus de libéralisation est de **renforcer la concurrence entre les opérateurs nationaux** sur la situation desquels votre rapporteur pour avis estime nécessaire de présenter quelques éléments.

Malgré un léger recul, dû à la perte de quelques parts de marché, EDF demeure à l'origine des neuf-dixièmes de l'électricité produite en France, ainsi que le montre le tableau ci-dessous.

PRODUCTEURS D'ÉLECTRICITÉ IMPLANTÉS EN FRANCE

Producteurs	Part dans la production nationale	Sources de production
EDF	90 %	Nucléaire, charbon, fuel lourd, hydraulique, ...
CNR	3,5 %	Hydraulique
SNET, Soprolif, Sodelif	1,5 %	Charbon
SHEM	0,3 %	Hydraulique
Autres producteurs hydrauliques hors SHEM	1,2 %	Hydraulique
Cogénérateurs	1,2 %	Gaz
Autres	2,3 %	Divers
Total	100 %	

Source : Ministère de l'industrie

a) EDF

Trois points importants concernant EDF méritent d'être soulignés à l'automne 2002 : L'importance des activités de production, les évolutions du transport de courant et les préoccupations émises par les personnels quant au devenir de l'entreprise.

(1) Les activités de production d'électricité

En vertu de la loi du 10 février 2000 précitée, EDF tient désormais des **comptes séparés** au titre de la **production** (dont les recettes proviennent essentiellement de la vente d'énergie), du **transport** (exploitation du réseau d'une tension égale ou supérieure à 63 kV), de la **distribution** d'électricité (exploitation du réseau inférieur à 63 kV) et enfin des **autres activités** (activités annexes, travaux et prestations destinés aux filiales).

Le **chiffre d'affaires d'EDF** a légèrement augmenté en 2001, par rapport à celui de l'année 2000 (+ 1,6 %), en raison d'une croissance d'environ 2 % des ventes d'électricité en France, combinée à une baisse de 0,9 % du chiffre d'affaires de l'entreprise. Les ventes à l'étranger sont en retrait de 122 M€ en 2001 (- 5 % environ), en dépit d'une augmentation de 8,5 % des quantités vendues.

Les **charges financières d'EDF** se sont établies à 806 M€ en 2001, contre 661 M€ à la fin de l'exercice précédent, passant de 2,3 % à 2,8 % du chiffre d'affaires) à cause de la détérioration des revenus des placements et des participations. La **dette d'EDF** qui se montait à 15,24 Md€, fin 2000, conformément au contrat d'entreprise 1997-2000, s'élevait à **15,16 Md€ en 2001**. En vertu du nouveau contrat de groupe 2001-2003, EDF doit atteindre, à

l'horizon 2003, un ratio dette nette/capitaux propres inférieur à 1,25 contre 1,46 en 2001.

Le **résultat d'EDF** s'est élevé à **841 M€, en 2001**, contre 1.141 M€ en 2000, soit une **diminution de 26 %**, du fait des **pertes enregistrées par certaines filiales étrangères** (voir ci-après), et de **l'évolution des tarifs**. Selon EDF, l'application des dispositions du contrat de groupe pour le calcul de la hausse des tarifs 2001 aurait conduit à une augmentation de 3,5 %, (soit - 1 % au titre des gains de productivité, + 1,6 % pour la hausse des charges de service public et + 2,9 % au titre de l'inflation enregistrée depuis le dernier mouvement tarifaire de mai 2000). En fait, la hausse n'a été que de 1 % au 12 novembre 2001, induisant une perte de recettes pour l'entreprise estimée à 540 M€ en 2002.

En matière d'**investissements à l'étranger**, les participations dans des sociétés d'électricité sont gérées par **EDF International**, filiale à 100 % d'EDF. Le **total des participations inscrites à l'actif de son bilan atteignent 9,4 Md€** au 31 décembre 2001. Soixante dix sept pour cent de ces investissements concernent les pays de l'Union européenne, du fait de la prise de contrôle, fin 2000, de la société **London Electricity** (agglomération londonienne), des acquisitions, en 2001, de 34,5 % du capital de la société allemande **EnBW** (Bade-Wurtemberg), d'une participation au capital du groupe **Montedison** (Italie), en partenariat avec le groupe industriel FIAT, de l'aboutissement du processus de prise de contrôle des sociétés **Edenor** (Argentine) et **Light** (Brésil), et de la poursuite d'opérations de construction de centrales thermiques en Egypte et au Mexique.

Selon les informations transmises à votre rapporteur pour avis, « *l'expansion dans les pays de l'Union Européenne devrait constituer, pour le groupe EDF, un axe prioritaire de développement au cours des prochaines années, mais le contrat de groupe conclu avec l'Etat pour la période 2001-2003 a prévu que l'entreprise pourrait consacrer une part substantielle de ses ressources à son développement hors de l'Union Européenne, dans des pays ou des zones géographiques présentant de bonnes perspectives de croissance : en Europe centrale et orientale (PECO), en Amérique latine (Mercosur), au Mexique, en Asie, dans les pays du pourtour méditerranéen et au Moyen-Orient* ».

Si les comptes consolidés d'EDF en 2001 font apparaître un résultat net de 841 M€, **la contribution de la maison-mère à ce résultat, positive de 1.173 M€, est contrebalancée par celle, négative, des filiales qui affichent une perte de 332 M€**. On retiendra notamment **les pertes des filiales brésiliennes et argentines (respectivement - 276 M€ et - 271 M€) et celles enregistrées par EnBW (- 173 M€)**. Les autres filiales étrangères enregistrent, en revanche, des résultats positifs, à l'instar des filiales italiennes (+ 50 M€), de London Electricity (+ 37 M€), et des filiales chinoises et hongroises (respectivement + 32 M€ et + 22 M€).

Votre commission s'interroge vivement sur l'opportunité de poursuivre, dans le contexte actuel, une telle politique d'acquisition dans

des zones dont la prospérité est bien loin d'être assurée. Elle note cependant que, selon les informations transmises à son rapporteur pour avis, « *Les résultats mitigés des filiales internationales d'EDF plaident en faveur d'un réexamen de la stratégie de l'entreprise en matière de croissance externe et des moyens financiers qu'il est raisonnable de consacrer à ce mode de développement* » et qu'en outre, « *une réflexion est en cours sur l'opportunité d'une révision de l'objectif fixé par le contrat de groupe pour le montant des investissements de croissance externe du groupe (19 Md€ sur la période 2001-2003)* ».

(2) Le transport

En application de la loi du 10 février 2000, un service gestionnaire du réseau public de transport d'électricité dénommé Réseau de Transport de l'électricité (RTE) a été créé au sein d'Electricité de France. La **présentation "dissociée" des comptes isole désormais clairement le périmètre de l'activité de transport d'électricité**, gérée par le RTE qui jouit d'une totale autonomie de management dans l'exploitation et l'entretien du réseau public de transport d'électricité. Le RTE dispose d'un **budget propre**, d'environ 3,8 milliards d'euros en 2003, dont l'exécution relève de la seule responsabilité de son directeur. Ses **recettes** proviennent à près de **95 % de l'application du tarif d'utilisation des réseaux**.

L'**effectif des agents** du RTE est d'environ 8.000, dont 5.500 pour l'entretien des infrastructures, 1.500 pour l'exploitation et le développement du système électrique et 1.000 environ dans les services centraux et les fonctions supports.

Son **programme d'investissement**, soumis à l'approbation de la CRE, s'élève à **639 millions d'euros en 2002**. Pour achever la remise en état du réseau public de transport affecté par les tempêtes de décembre 1999, un **programme pluriannuel de renforcement des ouvrages** a été entamé. Destiné à mieux protéger les installations de transport contre de tels sinistres, il est estimé à 1,5 milliard d'euros sur quinze ans.

(3) Les préoccupations des personnels

Au 31 décembre 2001, l'effectif d'Electricité de France s'élève à 116.277 personnes, dont 115.677 agents statutaires. Si l'on y ajoute les personnels de Gaz de France, le personnel des deux opérateurs historiques français s'élève à 141.733 personnes, dont 141.034 agents statutaires. Parmi les sujets de préoccupations exprimés par ceux-ci à l'occasion de la grande manifestation du 3 octobre 2002, on retient le devenir du régime des retraites auquel on ajoutera la mise en oeuvre des dispositions relatives à la réduction du temps de travail.

Le devenir du régime de retraites

Les **retraite des industries électriques et gazières (IEG)** relèvent d'un **régime spécial** qui s'applique aux personnels d'EDF, de GDF et des autres entreprises de la branche. Pour le calcul des pensions, le salaire de référence est la dernière rémunération principale hors primes, la pension étant calculée sur cette référence à raison de 2 % par annuité de service (150 trimestres de cotisations permettant de bénéficier du taux maximum fixé à 75 %) : les pensions sont indexées sur les revalorisations des rémunérations des actifs. L'âge moyen de départ en retraite s'établit à 55,4 ans, près de 90 % des départs se faisant avant l'âge limite de 60 ans. Le **financement** de ce régime est assuré par une **cotisation ouvrière**, fixée à 7,85 % du salaire hors primes, et par **une contribution d'équilibre prélevée sur le compte de résultat des entreprises électriques et gazières**.

Le régime des IEG fait face à une évolution démographique défavorable : alors qu'en 1949 **il y avait plus de 4 actifs pour un retraité**, cette proportion est **aujourd'hui de 1,7** (pour 99.000 retraités). Selon les prévisions, ce ratio pourrait tomber à 1,1 en 2010 et être **inférieur à 1 en 2020** (pour 131.000 retraités), la charge des pensions étant alors égale, pour les entreprises, à celle des rémunérations. Pour financer les charges de retraites, **la contribution d'équilibre des entreprises a crû, passant d'environ 6 % de la masse salariale en 1946 à 54 % aujourd'hui**. La charge du régime de retraite pour les entreprises de la branche représentait en 2001 environ 2,7 Md d'euros, contre 2,5 Md en 1999. Au total, l'enjeu financier représenté par le montant total actualisé des retraites des IEG serait de 55 milliards d'euros¹.

Votre commission souhaite que le devenir et la pérennisation du régime spécial des IEG soient envisagés au plus tôt, votre rapporteur pour avis soulignant, pour sa part, l'importance qui s'attache à la préservation des droits acquis des salariés.

La réduction du temps de travail

Les négociations portant sur l'emploi et la réduction du temps de travail ouvertes dans le cadre de la loi du 13 juin 1998 d'orientation et d'incitation relative à la réduction du temps de travail ont abouti à un accord national du 25 janvier 1999 entre EDF, GDF et les cinq organisations syndicales représentatives. Il visait à la création d'un maximum d'emplois compatibles avec les objectifs de compétitivité des deux entreprises et prévoyait 18.000 à 20.000 embauches de 1999 à 2001. Afin de mettre cette convention en œuvre, des accords locaux ont été signés dans les 201 unités d'EDF et de GDF. La quasi-totalité des accords locaux prévoit l'application d'horaires collectifs à 32 heures par semaine. A fin décembre 2001, près de 34.218 salariés sont passés à 32 heures dont 27.231 en temps réduit collectif et 6.987 en temps réduit à titre individuel. Les objectifs en termes de recrutement

¹ Selon M. B. Brun, Président de l'Union française de l'électricité, cité par *Le Figaro* du 18 septembre 2002.

ont été tenus puisque 18.119 personnes ont été embauchées, les départs anticipés intervenus pendant cette période étant intégralement compensés par des embauches. **Votre rapporteur pour avis se félicite, à titre personnel, de la réduction du temps de travail opérée chez EDF et GDF.**

b) La SNET

La SNET, pôle électrique de Charbonnages de France (CDF) a été créée en avril 1995. Le groupe espagnol ENDESA a acquis 30 % du capital de cette société fin 2000. Le reste est détenu à 51,25 % par CDF et 18,75 % par EDF. La SNET exploite un parc de production d'une puissance installée de 2470 MW (environ 11 % de la puissance thermique classique française). Son **chiffre d'affaires** est en hausse constante depuis cinq ans. Il atteint **493 M€ en 2001**. La société a renforcé ses positions internationales en prenant, outre une participation en Turquie, le contrôle de la centrale de cogénération de Bialystock (330 MW), en Pologne. Son bénéfice atteint 21,9 M€, en hausse de plus de 30 %. On notera que l'exercice 2001 enregistre un fort accroissement des ventes aux clients éligibles (+ 36 %) qui atteint 2026 GWh, mais que le prix de vente moyen ne s'est que faiblement accru (+ 3 %), reflétant, outre des prix de marché extrêmement faibles, la très vive concurrence auprès des grands consommateurs éligibles.

c) La CNR

Jusqu'à l'entrée en vigueur de la loi du 10 février 2000, l'essentiel de la production hydroélectrique des barrages inscrits au bilan de la **Compagnie nationale du Rhône** était assuré par EDF dans le cadre d'un contrat global d'exploitation. Le 15 janvier 2001, EDF et la CNR ont signé une déclaration d'intention commune en vertu de laquelle l'opérateur historique s'est engagé, à compter du 1^{er} avril 2001, à ne plus formuler de revendication sur la production des usines du Rhône. Un contrat d'exploitation de cinq ans prévoit que la CNR assure outre la gestion de sa production, tandis qu'EDF assume la conduite hydraulique et électrique des ouvrages, la maintenance des usines et des barrages. Les relations commerciales entre les deux producteurs seront, à terme, exclusivement définies sur la base des prix de marché de l'électricité. Un dispositif transitoire prévoit qu'EDF s'engage à acheter à la CNR une partie dégressive de sa production au fur et à mesure de son entrée sur le marché des clients éligibles.

La loi du 12 décembre 2001 portant mesures urgentes à caractère économique et financier (MURCEF) a rapproché le statut et la composition du capital de la Compagnie du droit commun des sociétés. Un cahier des charges précisant les missions d'intérêt général qui lui sont confiées sera, après consultation des Conseils Généraux et Régionaux concernés, approuvé par

décret avant la fin de l'année 2002. La même loi ayant permis d'ouvrir le capital de la société sous réserve que la majorité de celui-ci reste aux mains des collectivités publiques, la CNR a conclu un accord-cadre de commercialisation avec Electrabel. Il est mis en œuvre par une filiale commune de commercialisation, créée le 28 août 2001, "Energie du Rhône", au capital de 6 M€, réparti entre 51 % pour la CNR et 49 % pour Electrabel. Energie du Rhône alimente une trentaine de clients éligibles.

2. La mise en œuvre de la loi du 10 février 2000

Deux ans après l'entrée en vigueur de la loi relative à la modernisation du service public, il est désormais possible de mesurer l'incidence de ses diverses dispositions, du régime de l'achat pour revente ou de l'obligation d'achat, au fonds du service public de l'électricité.

● L'activité d'achat pour revente

La loi du 10 février 2000 a prévu que les producteurs autorisés en France et leurs filiales doivent, pour exercer l'activité d'achat pour revente aux clients éligibles, obtenir une autorisation qui leur est délivrée s'ils disposent de capacités de production. Le décret du 30 octobre 2000 a fixé le volume susceptible d'être acheté, pour revente par un producteur, à 20 % des capacités de production qu'il détient. Trois producteurs ont été autorisés en France depuis lors à exercer cette activité : une filiale de la SNET, en 2000 et EDF et la CNR en 2001.

Votre commission se félicite que le Sénat ait, à l'occasion de la première lecture de la loi relative aux marchés énergétiques, proposé de supprimer cette limitation au commerce de l'électricité. A titre personnel, votre rapporteur pour avis déplore qu'une telle modification de la loi du 10 février 2002 ait été votée sans aucune concertation, lors de l'examen d'un texte qui avait trait au régime du marché gazier.

● Le régime de l'obligation d'achat

Précédant la directive du 27 septembre 2001 sur les énergies renouvelables, qui fixe à la France un objectif indicatif de consommation d'électricité produite à partir d'énergies renouvelables à l'horizon 2010 de 21 % contre 15 % aujourd'hui, la loi du 10 février 2000 a institué une **obligation d'achat** du courant produit par les installations de cogénération et les ENR. A la fin du mois de juin 2002, la **puissance totale des installations**

bénéficiant ou **susceptibles de bénéficier** à court terme **de l'obligation d'achat** était estimée à **4.380 MW** pour les installations de **cogénération et 70 MW pour les installations éoliennes**. Les autres filières éligibles sont les usines d'incinération d'ordures ménagères (environ 300 MW) et les installations de biogaz de décharge (environ 40 MW).

Selon les informations dont dispose votre rapporteur pour avis, le **respect de l'objectif de 21 % d'électricité produite grâce aux ENR à l'horizon 2010**, fixé par la directive du 27 septembre 2001, nécessiterait le **développement de 7.000 à 10.000 MW d'éolien, de 2.000 à 6.000 MW d'hydroélectricité, de 1.000 à 1.850 MW de biogaz et biomasse, de 50 à 120 MW de géothermie, de 10 à 150 MW de photovoltaïque. De plus, de 500 à 2.000 MW supplémentaires de cogénération pourraient se développer d'ici 2010.**

Pour 2002, le surcoût des « anciennes » obligations d'achat a été estimé par la Commission de régulation de l'électricité (CRE) à environ **900 M€ (740 M€ pour la cogénération, 100 M€ pour l'hydroélectricité et 60 M€ pour les autres filières)**. Si les hypothèses ci-dessus se réalisaient, le surcoût engendré en 2010 par le développement des énergies renouvelables serait compris entre **1.520 et 2.600 M€**, auquel pourrait s'ajouter un surcoût de **85 à 340 M€** lié à la cogénération.

Votre commission s'interroge sur l'opportunité de favoriser le développement du recours à l'obligation d'achat.

Votre rapporteur pour avis considère cependant, à titre personnel, que sa remise en cause compromettrait les chances de développement des énergies renouvelables.

● Le financement du service public

Le fonds du service public de la production d'électricité (FSPPE), a été créé par la loi du 10 février 2000 pour assurer une répartition des coûts induits par certaines des missions de service public entre les différents opérateurs intervenant sur le marché. Il compense les charges supportées par Électricité de France (EDF) et les distributeurs non nationalisés (DNN) en premier lieu en raison de l'obligation d'achat, à des tarifs préférentiels, de l'électricité produite à partir d'**énergies renouvelables** (éolien, hydraulique, solaire...) ou de techniques énergétiques performantes (notamment la cogénération), en second lieu de l'obligation d'achat résultant des **appels d'offres** destinés à orienter le développement du parc de production national au regard des objectifs de la programmation pluriannuelle des investissements de production (PPI) et enfin des **surcoûts de production constatés dans les zones non interconnectées aux réseaux électriques continentaux** (DOM, zones insulaires...).

Pour assurer le financement de ces charges, un **prélèvement** est institué sur les livraisons d'électricité effectuées par les producteurs, les fournisseurs et les services de distribution auprès des consommateurs finals, sur les importations effectuées par les consommateurs finals éligibles et enfin sur les auto-producteurs pour les kWh excédant le seuil de 240 GWh.

La loi a confié à la Commission de régulation de l'électricité (CRE) le soin d'évaluer, le montant des charges annuelles. Pour l'**année 2002**, la CRE a estimé le **montant des charges à 1.306 M€**, qui se décomposent entre : 905 M€ pour l'obligation d'achat ; 18 M€ pour les installations de type « appel modulable » ; 7 M€ au titre de l'obligation d'achat des DNN ; et 375 M€ pour les zones non interconnectées. Rapporté à la consommation intérieure nationale estimée pour 2002 (426,5 TWh), **le montant de ces charges a conduit à instituer un prélèvement prévisionnel de 0,3 c€/par kWh pour l'année 2002.**

Votre commission souhaite que leur coût réel soit communiqué aux consommateurs qui pourraient en être informés lors du paiement de leurs factures.

II. LE MARCHÉ GAZIER ET LA TRANSPOSITION DE LA DIRECTIVE GAZIERE DE 1998

A. VUE D'ENSEMBLE SUR LA SITUATION EN EUROPE

La directive « gaz » 98/30/CE du 22 juin 1998 aurait dû être transposée en droit français avant le 10 août 2000. Comme tel n'a pas été le cas, la Commission européenne a saisi la Cour de justice des Communautés européennes, le 3 juillet 2001, d'un recours en manquement. Malgré la réelle ouverture du marché français du gaz naturel, considérant l'absence de

transposition formelle de la directive, l'avocat général a proposé, le 11 juillet 2002, à la Cour de justice de condamner notre pays aux dépens. La France pourrait se voir contrainte de payer une astreinte de plusieurs centaines de milliers d'euros par jour si le texte de la loi relative aux marchés énergétiques soumis à l'examen du Parlement n'était pas adopté d'ici à la fin de l'année.

Il a souvent été reproché à la France, au cours de ces deux dernières années, de n'avoir pas transposé la directive dans les délais. Or, à y regarder de plus près notre pays est bien loin d'être le seul à n'avoir pas transposé à temps la norme européenne, ni même l'un de ceux qui ont procédé à l'ouverture la moins efficace. En Allemagne, par exemple, l'Office chargé de la surveillance des cartels notait récemment que dans le secteur gazier, « *la situation concurrentielle a été à peine modifiée par la libéralisation* »¹, tandis que le marché est verrouillé par seize importateurs, dont Ruhrgas représente 58 %. La Commission européenne a d'ailleurs engagé une autre procédure judiciaire contre l'Allemagne.

De l'aveu même de la Commission européenne, le degré d'ouverture du marché gazier diffère considérablement d'un Etat à l'autre, comme le montre le tableau ci-après :

¹ Cité par le *Bulletin de l'industrie pétrolière* du 26 octobre 2002.

COMPARAISON DU DEGRÉ D'OUVERTURE THÉORIQUE ET DU DEGRÉ D'OUVERTURE RÉEL
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	dérogation	-
Irlande	75 %	NC
Italie	96 %	7 %
Luxembourg	51 %	0 %
Pays-Bas	45 %	45 %
Portugal	dérogation	-
Espagne	72 %	3 %
Suède	47 %	0 %
Royaume-Uni	100 %	25 %
Moyenne UE	79 %	

* part des clients ayant changé de fournisseur

Source : Ministère de l'industrie

B. LA SITUATION EN FRANCE

L'accès équitable et non discriminatoire aux réseaux que prévoit la directive est donc bien loin d'être possible dans la plupart des États membres de l'Union européenne. L'application de la directive en France supporte parfaitement la comparaison par rapport celle de ses partenaires. Encore faut-il que la libéralisation n'ait pas pour effet d'accroître les prix pratiqués pour les clients captifs et de dégrader le service public.

● L'ouverture progressive du marché français

Au début 2002, des consommateurs représentant 22,5 TWh, soit 25 % de la consommation des clients éligibles et 5 % du marché total, avaient changé de fournisseur, tandis que quatre nouveaux opérateurs étaient apparus sur le marché français. Les clients éligibles peuvent faire jouer la concurrence internationale pour obtenir de meilleurs prix, notamment sur les marchés *spot* de Bacton et de Zeebrugge. Cependant, les quantités disponibles sur ces marchés restent très limitées : de 1999 à 2001 ils n'ont fourni que 5 % de la

consommation française. Au total, **plus de 20 % des clients éligibles** (producteurs d'électricité et consommateurs de plus de 25 millions de m³ de gaz par an sur un même site), **auraient déjà changé de fournisseur de gaz**. Sans préjuger de l'issue de la discussion du projet de loi sur les marchés énergétiques, **votre rapporteur pour avis estime indispensable que les spécificités de l'organisation gazière française telles que les contrats de long terme (contrats « take-or-pay ») justifient une grande prudence dans la transposition de la directive qui ne saurait être ni excessive (en allant au delà du seuil d'ouverture prescrit par la directive), ni précipitée (anticipant sur le projet de directive en cours de négociation).**

● L'évolution des prix

Après une de baisse importante des prix du gaz naturel, l'année 1999 a été marquée par un retournement de conjoncture dû à la forte remontée des prix des produits pétroliers. Les **tarifs pratiqués pour les industriels**, qui évoluent moyennant un décalage plus limité par rapport aux prix des produits pétroliers, ont augmenté dès juillet 1999. En revanche, les **tarifs de distribution publique** (clients domestiques) varient de façon beaucoup plus graduelle par rapport aux cours des produits pétroliers, selon les modalités définies par le décret du 20 novembre 1990 et le contrat d'entreprise conclu entre l'Etat et Gaz de France. Ils ont baissé en mai 1999, avant de se stabiliser en novembre 1999. Leur hausse n'a véritablement débuté qu'en mai 2000, avec une augmentation des tarifs de distribution publique de 6,5 %. Ils ne se sont stabilisés qu'en novembre 2001.

C. L'ACTIVITÉ DE GAZ DE FRANCE EN 2001-2002

Le développement du gaz naturel a été freiné, en 2001, par le retournement de la croissance économique. La hausse des ventes s'établit à + 2,5 % avec un gain de 209.000 clients par rapport à 2000. La concurrence de l'électricité s'est faite sentir dans le logement. Les autres secteurs ont connu des évolutions plus favorables, notamment le tertiaire (+ 26 %) et l'industrie (+ 24 % pour la part négoce, - 9 % pour les PMI) et les véhicules lourds au GNV (468 véhicules en 2001 soit + 26 %).

Les **ventes de gaz** 2001 s'établissent à **12.363 M€** (+ 24 %). Cette augmentation résulte de la croissance des quantités vendues (+ 2,3 %), de l'augmentation des prix moyens de vente (+ 21 %) issu des hausses de tarifs des distributions publiques et des prix pratiqués à la clientèle industrielle depuis le 1^{er} octobre 2000. Les **achats de gaz** se sont élevés à 7.832 M€ (+ 20 %) en raison principalement de l'effet de la hausse des coûts d'achat à partir de juin 2000.

Le **chiffre d'affaires** s'établit à **13 Md €** (+ 23 %). L'**excédent brut d'exploitation** (EBE) atteint **2.246 M€** (+ 35 %). Le **résultat d'exploitation**

est de **1.276 M€**, soit plus du double du résultat de l'exercice précédent (622 M€). Le **résultat net** atteint **740 M€** (avant dividende) contre 268 M€ en 2000. La **capacité d'autofinancement** s'élève en 2001 à **1.733 M€**. Elle permet notamment de financer 1.102 M€ d'investissements techniques dont 352 M€ pour le transport et 624 M€ pour la distribution et des prises de participation financières à hauteur de 570 M€.

Les **capitaux propres** sont de **5.909 M€** (+ 829 M€), et l'endettement net de 1.015 M€, en diminution de 184 M€ par rapport à 2000 (1.199 M€). **Le taux d'endettement net se situe ainsi à 17 % à la fin 2001 contre 24 % fin 2000.**

En 2001, les **investissements** de Gaz de France ont atteint **1.614 M€** en fonds propres dont 1.044 M€ en investissements d'équipements réalisés sur le territoire national et 570 M€ en prises de participations et créations de filiales principalement à l'étranger (contre respectivement 1.443 M€, 978 M€ et 465 M€ en 2000). Dans le **domaine de la distribution**, les montants investis ont atteint 651 M€, supérieurs de 99 M€ à ceux de l'année précédente.

On soulignera également la hausse des **investissements consacrés à la modernisation du réseau et à l'amélioration de la sécurité** (178 M€ en 2001 contre 159 M€ en 2000), et l'accélération du rythme de remplacement des canalisations en « fonte grise », par des canalisations en polyéthylène qui renforcent l'étanchéité et améliorent la sécurité. Le contrat de groupe GDF a pour objectif de réduire d'au moins 50 % les réseaux en fonte grise dans les zones sensibles pour la période 2001-2003. En 2001, 900 km de ces canalisations ont été supprimés contre 748 km en 2000.

Gaz de France met aussi en œuvre, depuis 1992, une politique volontariste de **réhabilitation des sites d'anciennes usines à gaz**. 467 sites devraient être traités d'ici à 2006. A fin 2000, le programme de réhabilitation des 63 sites les plus sensibles était achevé, 404 sites restant à traiter. Les dépenses cumulées afférentes à ce programme à la fin 2000 atteignent 90 M€ (dont 7,8 M€ en 2000). **Votre commission souhaite que l'effort d'amélioration de la sécurité se poursuive et que l'Etat s'assure que la libéralisation ne portera pas préjudice à la bonne fin de ce programme.**

D. LA NOUVELLE DIRECTIVE RELATIVE À LA CONSTITUTION DU MARCHÉ INTÉRIEUR DE L'ÉLECTRICITÉ ET DU GAZ

La Commission européenne a adopté, le 13 mars 2001, une proposition de directive modifiant les directives de 1996 sur le marché intérieur de l'électricité et de 1998 sur le marché intérieur du gaz naturel.

Ce projet envisage notamment :

– une **accélération de l'ouverture des marchés** : en 2003 pour les clients professionnels pour l'électricité et en 2004 pour le gaz ; une ouverture totale des marchés (y compris pour les ménages) en 2005 ;

– la **séparation juridique (filialisation) des entreprises gestionnaires de réseaux** ;

– de poser le **principe de mise en œuvre de mesures relatives à la protection des consommateurs** ;

– l'institution de **régulateurs indépendants** ;

Il prévoyait, en outre, pour ce qui concerne le secteur du gaz naturel :

– un **accès réglementé des tiers aux réseaux** (sur la base de tarifs publiés), y compris en matière de transit de gaz naturel ;

– un **accès des tiers aux stockages de gaz naturel**.

Le Conseil européen de Barcelone a, les 15 et 16 mars 2002, adopté le principe du *“libre choix du fournisseur pour tous les consommateurs ... autres que les ménages à partir de 2004... ”*. Il est, par ailleurs, prévu, avant le Conseil européen du printemps 2003, *“une décision sur d'autres mesures tenant compte de la définition des obligations de service public...”*. La *« dissociation entre la transmission [transport] et la distribution d'une part, et la production et l'approvisionnement [fourniture], d'autre part »* ont enfin été entérinées.

● **En ce qui concerne l'électricité**, deux difficultés principales subsistent, pour la France, dans le projet de directive :

– le **maintien d'une date d'ouverture à la concurrence (1^{er} janvier 2005) pour les consommateurs domestiques**, disposition contraire aux conclusions de Barcelone, qui prévoient *« à la lumière de l'expérience acquise... une décision sur d'autres mesures tenant compte de la définition des obligations de service public »*. Sur ce point, **votre rapporteur pour avis considère que le maintien d'une date d'ouverture aux consommateurs domestiques dans le projet de directive, alors que le bilan de la première phase d'ouverture n'a pas encore été établi, n'est pas souhaitable** ;

– l'**obligation de séparation juridique des opérateurs de réseaux** figure également dans le projet, alors même que les conclusions de Barcelone ne prévoient qu'une *« dissociation entre la transmission et la distribution, d'une part, et la production et l'approvisionnement, d'autre part »*. **Pour votre rapporteur pour avis, les difficultés d'ordre économique, technique**

et social, suscitées par cette obligation sont sans rapport avec les bénéfices escomptés en termes d'indépendance des gestionnaires de réseaux.

● **S'agissant du gaz** deux autres difficultés subsistent dans le texte actuellement en cours de discussion :

– **l'abrogation de la directive de 1991 sur le transit** comporterait un risque que les opérateurs européens ne maintiennent pas des niveaux suffisants d'investissements pour des gazoducs très coûteux et constituerait un signal très négatif vis à vis des pays producteurs de gaz dont dépend de plus en plus l'Union européenne, car la sécurité d'approvisionnement gazier repose sur des contrats de long terme associés à des règles de transit ;

– **l'instauration d'un accès des tiers aux stockages** paraît inopportune et discriminatoire si la même obligation n'est pas instaurée pour les gisements de production de gaz- aujourd'hui exclus du texte en discussion, ces derniers pouvant être assimilés à des stockages. **Pour votre commission, en effet, le recours au stockage peut être assimilé à un instrument de flexibilité parmi d'autres pour la gestion dynamique des réseaux gaziers. Elle considère donc, comme la France le propose, que plutôt que d'instaurer une obligation discriminatoire pesant sur les seuls pays disposant de stockages, il serait souhaitable d'instituer une obligation de mise à disposition par les opérateurs d'une « offre de services de modulation ».**

La présidence danoise et le Parlement européen souhaitant aboutir à une position commune au plus tard lors du Conseil des ministres européens de l'énergie des 25 et 26 novembre 2002, afin d'aboutir à l'adoption définitive de ce projet de directive au cours du premier semestre de 2003, **vostra commission recommande au Gouvernement de redoubler ses efforts dans les négociations avec nos partenaires européens. D'un point de vue général, votre rapporteur pour avis souhaite que la mise en œuvre des directives de libéralisation s'accompagne de toutes les mesures de nature à interdire la spéculation et des manœuvres qui aboutiraient, comme le scandale d'ENRON aux Etats-Unis, à faire augmenter le prix de l'électricité ou celui du gaz de 40 %¹ comme tel a été le cas en Californie.**

A titre personnel, il invite le Gouvernement à s'opposer à l'ouverture totale des marchés énergétiques, même à moyen terme, et à refuser toute directive qui fragiliserait le bon accomplissement des missions de service public par EDF et GDF.

¹ Chiffre cité par *Les échos* du 27 mai 2002.

CHAPITRE III

LES ÉNERGIES RENOUVELABLES ET LA MAÎTRISE DE LA DEMANDE D'ÉNERGIE

L'année 2002 a été marquée par la ratification du protocole de Kyoto sur la réduction des émissions de gaz à effet de serre et la lutte contre le réchauffement climatique par l'Union européenne. Les Etats-Unis ont annoncé qu'ils ne ratifieront pas, quant à eux, le texte. Si le Japon et la Russie suivent l'Europe, ce texte pourrait toutefois entrer en vigueur car il aurait recueilli l'accord de 55 Etats qui représentent 55 % des émissions de gaz à effet de serre. La mise en œuvre de politiques de maîtrise de la demande d'énergie et de recours aux énergies renouvelables constituent donc des points de passage obligés pour l'Union européenne en général et pour la France, en particulier.

I. LA POLITIQUE EUROPÉENNE DE MAÎTRISE DE LA DEMANDE D'ÉNERGIE (MDE)

La politique européenne de maîtrise de l'énergie repose sur la limitation des émissions de gaz à effet de serre, sur des programmes spécifiques et sur un renforcement de la réglementation en vigueur.

● **L'instauration d'un marché de permis d'émissions au niveau communautaire**

Le protocole de Kyoto ouvre la possibilité de recourir à des mécanismes dits de « flexibilité » et notamment à un **marché international d'échanges de permis d'émission de gaz à effet de serre**. Un Etat qui réduit ses émissions au delà de ce que lui impose le protocole peut « vendre » l'excédent de réduction qu'il a dégagé à un autre Etat. Pour que chacun d'entre eux y trouve avantage, il est nécessaire que le prix de vente soit supérieur au coût de réduction pour l'état vendeur, et inférieur au coût de réduction domestique pour l'état acheteur. De la sorte, les réductions d'émissions s'effectuent là où elles coûtent le moins cher, ce qui garantit un coût minimal pour un résultat environnemental identique. Pour atteindre les objectifs européens de réduction, la Commission a présenté un **projet de directive qui prévoit d'instaurer des quotas et un mécanisme d'échanges pour les**

entreprises européennes les plus consommatrices d'énergie. Il couvrirait 46 % des émissions de CO² de l'Union et de 4.000 à 5.000 installations. Chacune d'entre elles se verrait assigner un objectif d'émission. Les négociations portent sur le caractère obligatoire des dispositions de cette directive et des accords restent à trouver sur les principales modalités d'application du système.

● Les programmes européens

Le programme cadre de recherche et développement (PCRD) et le programme cadre « énergie » contribuent respectivement au financement de projets de recherche et de démonstration et au financement d'études et de projets industriels, dans un cadre pluriannuel et à la suite d'appels d'offres.

Le **cinquième programme cadre de recherche et développement (PCRD)** (1998-2002) contient un programme consacré à « l'énergie et au développement durable » doté de 1.042 M€ A la demande du Parlement Européen, 60 % du budget « énergie » a été destiné aux énergies renouvelables, 200 M€ étant engagés chaque année. Le **sixième PCRD**, en cours d'adoption (2003-2006), se caractérise par un redéploiement des crédits en faveur de l'aéronautique et de l'espace ainsi que des biotechnologies. Le budget consacré à l'énergie ne serait plus que de 810 M€

Doté de 170 M € pour la période 1998-2002, le **programme cadre énergie** regroupe tous les programmes de la Direction générale de la Commission chargée de l'énergie. Les deux principaux sont **SAVE** (promotion de l'efficacité énergétique) et **Altener** (promotion des énergies renouvelables) dont les budgets ont doublé de 1998 à 2002. Le prochain programme cadre, « Energie intelligente pour l'Europe », est en cours de négociations au Conseil et au Parlement européen. Il se concentre sur les énergies renouvelables, l'utilisation rationnelle de l'énergie, des actions internationales et des actions dans le domaine des transports. Son budget est porté à 215 M€.

● La réglementation sur l'utilisation rationnelle de l'énergie

Depuis la directive cadre du conseil du 22 septembre 1992 sur l'affichage obligatoire des consommations d'énergie par voie d'étiquetage sur les lieux de vente des réfrigérateurs et congélateurs, lave-linge, sèche-linge, lave-vaisselle et les lampes, des directives concernant l'étiquetage des fours et des systèmes de climatisation ont été adoptées en 2001. Elles sont en cours de transposition en droit national.

De nouvelles normes relatives à l'étiquetage énergétique des chauffe-eau et des téléviseurs sont en cours d'examen. On notera également qu'en vertu d'un accord international signé entre les USA et l'UE, le label *Energy Star* (rendement énergétique sur les appareils de bureau), peut être utilisé sur une base volontaire par les entreprises pour vendre leurs produits. La

Commission procède enfin à des consultations, en vue d'une proposition de directive cadre relative aux seuils de performance minimum des appareils consommant de l'énergie.

L'attention de votre rapporteur pour avis a été appelée sur une **proposition concernant la cogénération**, sur laquelle la France est particulièrement réservée en raison d'objectifs chiffrés par pays qui contreviennent au principe de subsidiarité. Elle vient d'être adoptée par le collège des Commissaires et sera examinée prochainement par le Conseil et le Parlement européen. **Votre commission des Affaires économiques souhaite que le Gouvernement soit particulièrement attentif à l'examen de cette nouvelle proposition de directive.**

II. LA POLITIQUE NATIONALE DE MDE

A. LE RESPECT DES ENGAGEMENTS DU PROTOCOLE DE KYOTO

Le **programme national de lutte contre le changement climatique** adopté par le 19 janvier 2000, précise les mesures mises en œuvre pour respecter l'engagement de stabilisation des émissions françaises de gaz à effet de serre au niveau atteint en 1990.

Il repose d'une part sur la réglementation, la normalisation, la labellisation et les actions de maîtrise de l'énergie, d'autre part sur des instruments économiques et enfin sur des mesures structurelles dans les secteurs des transports, du bâtiment et de l'énergie. Il devrait permettre d'**éviter l'émission de 16 Mt de carbone** pour stabiliser les émissions de gaz à effet de serre à leur niveau de 1990 (144 Mt de carbone).

Parallèlement aux négociations communautaires concernant le projet de directive relatif au marché des permis d'émissions, les pouvoirs publics ont décidé de **promouvoir la signature, par des entreprises, d'engagements volontaires de réduction d'émissions de gaz à effet de serre**. Une concertation a été lancée par les ministères de l'industrie et de l'environnement avec les principales entreprises consommatrices d'énergie. Les engagements volontaires souscrits par les entreprises les plus consommatrices d'énergie au cours du 2nd semestre 2002 permettront de préparer l'économie nationale aux échéances de la future directive relative au marché des permis d'émission. **Cette question est d'autant plus importante que la réduction des émissions de CO² a une incidence majeure sur la compétitivité de l'industrie, à commencer par celle des constructeurs automobiles.**

B. L'ACTION EN FAVEUR DE LA MDE

La stratégie de la France s'inspire de trois principes en matière de maîtrise de la demande d'énergie :

– **identifier les gisements d'économies d'énergie rentables** par les acteurs économiques et permettre aux consommateurs d'orienter leurs décisions vers les produits les plus économes en énergie ;

– **éliminer les obstacles à la diffusion des technologies compétitives** et mettre en place des outils pour faciliter leur développement ;

– **soutenir la R & D dans les domaines non encore compétitifs.**

● Les mesures fiscales en faveur des économies d'énergie

La politique fiscale constitue l'un des plus importants leviers de l'amélioration de l'efficacité énergétiques nationale. Parmi les mesures en vigueur qui vont dans ce sens on retiendra :

– l'institution d'un **taux de TVA réduit sur les travaux d'amélioration, de transformation, et d'entretien des locaux à usage d'habitation** achevés depuis plus de deux ans de 20,6 % à 5,5 % ;

– le **crédit d'impôt de 15 % pour l'acquisition d'équipements de production d'énergie utilisant une source d'énergie renouvelable** qui s'intègre à un logement affecté à l'habitation principale du contribuable, ainsi que les dépenses d'acquisition de matériaux d'isolation thermique et d'appareils de régulation de chauffage payés entre le 1^{er} octobre 2001 et le 31 décembre 2002 ;

– l'**amortissement exceptionnel en faveur des entreprises**, des matériels destinés à économiser l'énergie ou à produire des énergies renouvelables, acquis ou fabriqués entre le 1^{er} janvier 1991 et le 31 décembre 2006.

● Les autres initiatives en faveur de la MDE

Outre son action dans le domaine des ENR qui sera exposée ci-après, l'ADEME s'intéresse à l'utilisation rationnelle de l'énergie, spécialement dans le secteur des **transports** et dans le financement des programmes de recherche

sur l'automobile. L'ADEME est le second financeur du PRÉDIT¹ (61 M€ sur cinq ans).

Elle soutient également la diffusion des véhicules alternatifs par des primes, notamment pour la mise en service de bus à gaz (1/3 du marché désormais) et de bennes à ordures ménagères électriques. Elle contribue également à la **promotion du transfert modal**, grâce au soutien aux études préparatoires des **plans de déplacement d'entreprises** visant à réduire la part de la route dans les déplacements des salariés, des clients et des fournisseurs ; au financement de l'acquisition de caisses mobiles pour le transport combiné et à des opérations pilotes de transfert modal telles que la réouverture d'une navette fluviale Fos-Lyon par barge porte-conteneurs.

III. LA DIFFUSION DES ÉNERGIES RENOUVELABLES (ENR)

La **directive relative à la promotion de l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables du 27 septembre 2001** fixe, à l'horizon 2010, des objectifs ambitieux -quoique indicatifs- de consommation d'électricité d'origine renouvelable. Celle-ci devrait atteindre **22 % pour l'Union dans son ensemble et 21 % pour la France**. Détenant la première forêt d'Europe occidentale, le deuxième gisement éolien, un fort potentiel hydraulique et géothermique, la France s'est d'ailleurs, d'ores et déjà, attachée à valoriser les énergies renouvelables. Premier producteur européen d'ENR, notre pays en tire 13,2 % de sa production d'énergie primaire et 6,6 % de sa consommation.

La **politique française de développement des ENR** repose sur trois idées-force :

– **ne pas développer de manière systématique toutes les ENR, à tout prix et sans programmation ;**

– **favoriser la diffusion des ENR dans les applications où leurs performances propres les rendent (ou les rendront à court terme) compétitives** par rapport aux autres énergies concurrentes ;

– faire un **effort de R&D dans les filières trop éloignées de la compétitivité** pour réduire les coûts de mise en œuvre.

¹ Programme national de recherche et d'innovation dans les transports terrestres

A. LES MESURES EN FAVEUR DES ENR

Outre l'obligation d'achat du courant produit par les ENR à un prix préférentiel, l'Etat met en oeuvre diverses mesures pour favoriser le développement de ces énergies.

● L'obligation d'achat

La loi n° 2000-108 du 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité a institué une **obligation d'achat de l'électricité produite par des installations utilisant les ENR n'excédant pas 12 MW**. Le **champ d'application de cette aide est très vaste** puisqu'il concerne toutes les sources d'énergies renouvelables : hydraulique, éolien, solaire, biomasse, biogaz, géothermie.

L'Agence pour le développement et la maîtrise de l'énergie (ADEME) poursuit, quant à elle, une politique active qui concerne toute la palette des ENR : de l'énergie solaire à la géothermie.

● L'électrification des sites isolés

Depuis 1995, un fonds spécial doté de 15,2 M€ par an finance les énergies renouvelables et les actions de maîtrise de la demande d'énergie lorsqu'elles s'avèrent moins coûteuses que le renforcement ou la création d'une ligne. Fin 2001, 1.490 sites (dont 740 dans les DOM) ont obtenu un financement pour acquérir un équipement en énergies renouvelables. Ils équivalent à près de 1.800 km de lignes électriques évitées. **Votre rapporteur pour avis souhaite que les aides à l'électrification des sites isolés par les ENR soient renforcées.**

● La promotion du solaire thermique

Les chauffe-eau solaires seraient compétitifs par rapport au chauffe-eau électrique dans les **Départements d'Outre-Mer (DOM)** si l'électricité y était vendue à son prix de revient local et non au tarif de la métropole.

Pour corriger cet effet indirect de la péréquation tarifaire, l'ADEME, EDF et les collectivités locales subventionnent l'installation de chauffe-eau solaires : l'utilisateur paie ainsi son eau chaude 30 % moins cher, les entreprises du secteur voient leur activité se développer, EDF réduit ses ventes à perte et les émissions de CO² et de polluants atmosphériques sont diminuées. Lancée en 1996, cette opération a permis d'installer près de 40.500 chauffe-eau solaires dans les DOM contre 20.000 prévus initialement.

En métropole, **le développement du solaire thermique a fait l'objet du « Plan Soleil »**. Conduit par l'ADEME (en partenariat avec cinq régions du Sud de la France), il tend à installer 30.000 chauffe-eau solaires individuels par an, 15.000 m² de capteurs dans le logement collectif et le tertiaire et 500 planchers solaires direct par an (alimentation en chauffage et eau chaude sanitaire en habitat individuel). Le budget annuel qu'y consacre l'ADEME s'élève à 6,1 M€ **Votre rapporteur pour avis est très favorable au renforcement de la diffusion de l'énergie solaire sur le territoire métropolitain.**

● Le Bois-Energie

Depuis 1994, 30,5 M€ d'aides publiques ont été versés à parité par l'ADEME et les collectivités locales dans le cadre du **le plan bois énergie développement local** pour favoriser le chauffage au bois dans les bâtiments collectifs. Cette opération a permis l'installation d'un total de 320 chaufferie-bois depuis fin 1999. Le programme « bois-énergie 2000-2006 » a été étendu aux usages industriels et individuels du bois de chauffage. L'ADEME et les régions pourraient y consacrer 15,2 M € par an afin de promouvoir, d'une part un mécanisme d'aide à l'investissement pour l'acquisition de chaufferies-bois ouvert aux entreprises industrielles, et au résidentiel-tertiaire et, d'autre part, un système de promotion du chauffage individuel au bois. Ce programme tend à améliorer de 10 % le rendement énergétique et la performance environnementale des chaudières individuelles. Il vise également à installer 1.000 nouvelles chaudières collectives ou industrielles à bois au cours de la période 2000-2006.

● L'éolien

EDF a lancé en 1996 le **programme « EOLE 2005 »** pour doter la France d'une capacité éolienne de 250 à 500 MW à l'horizon 2005. Il s'est traduit par une série d'appels à propositions. Sur les 55 projets sélectionnés, d'une puissance totale de 361 MW, 16 fermes éoliennes, totalisant 66 MW, étaient en service effectif au 1^{er} janvier 2002. La production d'électricité d'origine éolienne a donc triplé depuis 2000. Selon la programmation pluriannuelle des investissements de production (PPI) rendue publique au printemps 2002, la capacité éolienne susceptible d'être retenue dans ce cadre à l'horizon 2010 est estimée entre 7.000 MW et 14.000 MW.

Dans ces conditions, il importe que le développement de l'énergie éolienne (qui supposera l'installation de plusieurs milliers d'aérogénérateurs) puisse être régi par un cadre normatif, qui permette son développement de

manière harmonieuse et respectueuse de l'environnement. Il faut garantir le caractère positif de cette évolution pour la collectivité.

Votre commission est en accord avec la proposition de loi de M. Jean-François Le Grand, relative à l'implantation des éoliennes à la protection de l'environnement qui suggère, notamment, que les projets d'aérogénérateurs de plus de 12 mètres soient soumis à :

– l'étude d'impact prévue par l'article L.122-1 du code de l'environnement, dans un souci de protection du patrimoine paysager local et national et de l'environnement sur le site (flore et faune) ;

– l'enquête publique obligatoire, afin de limiter les litiges, « tout en permettant une concertation préalable et l'expression des préoccupations des riverains ».

Il convient également de noter qu'afin de « promouvoir le développement harmonieux de l'énergie éolienne », il est suggéré la mise en place d'un schéma, éolien », départemental ou régional, indiquant « les secteurs géographiques qui paraissent les mieux adaptés à l'implantation d'aérogénérateurs ».

Enfin, cette proposition de loi précise que « la mise en oeuvre des structures éoliennes est subordonnée à la constitution de garanties financières destinées à assurer la remise en état du site en fin d'exploitation ».

Au plan industriel, le programme EOLE 2005 a permis l'émergence de deux machines françaises : la turbine JI48 de 750 kW de JEUMONT-Industrie, déjà commandée à plus de 100 exemplaires ; la turbine GEV26/200 de 200 kW de la société VERGNET, spécialement conçue pour les environnements difficiles, notamment cycloniques, mais également adaptée à une activité éolienne de proximité. Un groupe de travail interministériel piloté par le Secrétariat Général de la Mer a été créé fin 2001 pour élaborer une politique en matière d'**éolien offshore**, (concertation avec les usagers de la mer, application de la loi « littoral », information du public et sécurité).

Votre rapporteur pour avis est très favorable au développement de l'énergie éolienne offshore et souhaiterait savoir si le Gouvernement entend lancer un appel d'offres pour favoriser la réalisation d'unités de production de ce type.

● Le biogaz

Afin de réduire les émissions de gaz à effet de serre dégagées par le biogaz et de le valoriser, EDF a lancé en 1998 un appel à propositions pour **la valorisation électrique du biogaz de décharge**. Cinq projets ont été retenus en 1999 pour une capacité totale de 12,9 MW. Les lauréats bénéficient d'un contrat de 10 ans garantissant le prix d'achat de l'électricité produite.

● La petite hydraulique

Les ministères chargés de l'industrie et de l'environnement ont constitué en 2001 un groupe de travail interministériel pour établir un état de lieux des procédures administratives en vigueur et élaborer des propositions de simplification. Le rapport de ce groupe, rendu public en avril 2002, préconise, pour la petite hydraulique, d'atteindre un objectif de puissance supplémentaire installée de 600 MW à l'horizon 2010. Cet objectif ayant été jugé envisageable par les pouvoirs publics, il est nécessaire que les procédures d'autorisations dans le domaine de l'hydraulique soient clarifiées voire simplifiées. **Votre rapporteur pour avis souhaite que soient levées les limitations au développement de la petite hydraulique.**

● La géothermie

La géothermie basse température connaît une nouvelle dynamique depuis 1999 grâce à l'extension, en 2000, de la garantie long terme aux maîtres d'ouvrage géothermiques en Ile-de-France. L'ADEME soutient aussi l'extension des réseaux de chaleur. L'enjeu est de raccorder, en 2006, 30.000 équivalents logements supplémentaires en Ile-de-France à des réseaux alimentés par la géothermie. Près de 7.000 Logements nouveaux ont été raccordés à fin 2001. Un objectif de 4.000 nouveaux logements est visé pour 2002 et 2003. Les aides apportées par l'ADEME à ce titre en 2000 et 2001 représentent 1,1 M€

Le coût de production actuel des énergies renouvelables des installations raccordées à un réseau électrique figure dans le tableau ci-dessous :

Technologie	Coût des investissements « clé en main », (€kW)	Coût actuel de l'énergie (€/kWh)
Energie issue de la biomasse :		
Electricité	900 à 3 000	0,05 à 0,15
Chaleur	250 à 750	0,01 à 0,05
Electricité éolienne	1 100 à 1 700	0,05 à 0,13
Electricité photovoltaïque	5 000 à 10 000	0,25 à 1,25
Energie solaire thermique	500 à 1 700	0,03 à 0,20
Hydroélectricité :		
Grande	1 000 à 3 500	0,02 à 0,08
Petite	1 200 à 3 000	0,04 à 0,10
Energie géothermique :		
Electricité	800 à 3 000	0,02 à 0,10
Chaleur	200 à 2 000	0,005 à 0,05
Energie marémotrice	1 700 à 2 500	0,08 à 0,15

Source : Ministère de l'Industrie

B. LA SITUATION DE L'ADEME

L'ADEME dispose d'un **budget d'intervention pour financer les actions de maîtrise de l'énergie et développement des énergies renouvelables de l'ordre de 137 M€** Elle a conclu un nouveau contrat de plan avec l'Etat, dont l'intitulé et la durée sont alignés sur les contrats de plan Etat-Région (CPER), auxquels l'ADEME est associée via des contrats signés avec les régions pour mener à bien des programmes d'intervention conjoints, annexés au CPER.

Ce contrat a été signé par l'Etat le 19 juin 2001. Il rappelle les trois priorités d'action de l'Agence : le développement d'une économie du déchet à haute qualité environnementale ; la poursuite et l'amplification d'un effort durable maîtrise de l'énergie et l'amélioration des performances des transports et la réduction de la pollution de l'air. Il détermine les objectifs quantifiés sur la période (nombre d'opérations, quantité d'énergie ou de polluants économisés notamment) que se fixe l'ADEME dans une hypothèse à moyens d'intervention constants.

L'ADEME a enfin saisi l'occasion de la **négociation des contrats de plan Etat- Régions 2000-2006 (CPER)** pour amplifier son partenariat avec les régions.

Les accords-cadres pluriannuels signés entre l'Agence, les 26 conseils régionaux et 4 exécutifs territoriaux (Gouvernement ou provinces en TOM) sont annexés aux contrats de plan Etat -Régions. Sur la période de 7 ans (2000-2006) elle consacrera aux CPER une enveloppe d'environ 567 M€, les Régions 545 M€, la Communauté européenne 296 M€ et les autres partenaires 87 M€, soit 1.495 M€ en faveur des politiques énergétiques et environnementales.

CHAPITRE IV

ÉVOLUTION DES SECTEURS ÉNERGÉTIQUES EN 2001-2002

Comme chaque année, votre rapporteur pour avis a tenu à faire le point sur la situation des différentes branches du secteur de l'énergie, des plus traditionnelles, comme le charbon, aux technologies de pointe telles que la pile à combustible.

I. LA PRODUCTION CHARBONNIÈRE ET LA QUESTION MINIÈRE

A. LE SECTEUR DU CHARBON

1. La production charbonnière française et les aides aux reconversions

La production charbonnière française a diminué de 3,462 à 2,296 millions de tonnes (Mt) entre 2000 et 2001. Le coût d'extraction par bassin continue de croître de 166 à 193 € par tonne, au cours de la même période. La perte à la tonne (écart entre le prix de revient et le prix de vente déterminé par référence au prix du charbon importé) est de - 138 €

Pour favoriser la ré-industrialisation des zones minières, des crédits sont inscrits au titre du **Fonds d'industrialisation des bassins miniers** (FIBM) (chapitre 64-96 article 30). Ils atteignent 17 M€ en autorisations de programme (AP) contre 19,05 en 2002, le solde des AP disponibles s'élevant à plus de 19 M€ et 21 M€ en crédits de paiement (CP). Ces crédits servent à favoriser l'implantation d'entreprises (aménagement de terrains et de locaux industriels, reconquête de friches industrielles, création de centres de transfert de technologie, programmes de formation initiale ou continue). Depuis sa création, les interventions du FIBM ont représenté près de 480 millions d'euros.

2. Activité et résultats de Charbonnages de France (CDF)

Afin d'accompagner la cessation de l'exploitation charbonnière, d'ici à 2005, l'Etat versera en 2003 à CDF 444 M€ de subventions figurant au chapitre 45-10 article 10. Elles correspondent au financement des prestations de chauffage et de logement des anciens mineurs et, à la demande de la Commission Européenne, à la prise en charge, des intérêts des emprunts contractés par l'établissement sur la période 1997-1999. La Commission Européenne a, en outre, demandé que l'Etat assume le déficit d'exploitation issu de l'extraction de houille, par l'intermédiaire d'une dotation en capital provenant d'un compte d'affectation spéciale. Pour 2003, la dotation en capital demandée par CdF est de 495 M€ Son montant ne sera définitivement fixé que lorsque l'extraction de houille sera connue. En 2001, le résultat final après subvention de l'Etat de CDF s'est élevé à - 833 millions d'euros, contre - 735 millions en 2000 Cette dégradation résulte de la diminution du chiffre d'affaires (- 72,5 M €), de l'augmentation des stocks (+11,2 M €) et des charges externes de (+ 6,4 M €).

Si aucune fermeture n'est intervenue en 2002, l'arrêt de l'extraction dans les mines souterraines concernera les Houillères du Bassin de Lorraine, (Merlebach au 3^{ème} trimestre 2003 et La Houve mi-2005) et celles du Bassin du Centre-Midi (Gardanne fin 2005). Selon les informations communiquées à votre rapporteur pour avis, « *un arrêt anticipé de l'extraction des unités d'exploitation de La Houve et de Gardanne pourrait être envisagé* ». **Votre rapporteur pour avis souhaiterait obtenir toutes les assurances pour les personnels concernés par ces fermetures.**

Les compagnies minières possédaient près de 76.000 logements dont 68.700 dans les départements du Nord et du Pas-de-Calais à la fin de l'année 2000. En 2001, les houillères de bassin de Lorraine ont cédé 15.000 logements à la Société Nationale Immobilière (SNI). En mars 2002, les houillères du Centre et du Midi ont vendu à la Société anonyme d'HLM de Franche-Comté (SAFC) 1.700 logements à Montceau-les-Mines et cherchent un repreneur pour le reste de leur parc. Dans le Nord-Pas-de-Calais, l'EPINORPA, un établissement public industriel et commercial, a pour mission d'acquérir les immeubles à usage locatif social. Selon les estimations de l'Inspection Générale des Finances et du Conseil Général des Ponts et Chaussées, la valeur de cession de la Soginorpa qui détient ces locaux avoisine de 458 M€.

B. LA CESSATION PROGRESSIVE DES ACTIVITÉS MINIÈRES

Le dernier décret d'application de la loi du 30 mars 1999 relative à la prévention des risques miniers, qui concerne l'Agence de prévention et de surveillance des risques miniers a été signé le 15 mars 2002. La loi est donc désormais pleinement applicable. Elle ouvre à l'Etat **la possibilité d'exproprier les biens exposés à un risque minier** menaçant gravement la sécurité des personnes. Cette procédure a été mise en œuvre à Moyeuivre-

Grande où soixante-quatre immeubles sont concernés. Vingt-trois propriétaires ont accepté l'offre d'achat amiable et ont été indemnisés pour un montant variant de 5.640 € à 109.763 €. Pour les quarante et un autres propriétaires, ayant rejeté l'offre d'achat amiable, le juge de l'expropriation a fixé les indemnités d'expropriation qui varient de 4.234 € à 73.785 €

Dans le cadre de la **politique de prévention**, les préfets proposent l'élaboration de plans de prévention des risques miniers (PPRM), dont le financement qui relève, en principe, exclusivement de l'Etat n'est pas encore connu. **Votre commission des Affaires économiques souhaite que des crédits soient débloqués, dès que possible, pour l'élaboration des PPRM.** Au total, les moyens consacrés au dispositif de gestion de l'après mines relèvent de plusieurs lignes budgétaires :

Au **chapitre 44-80, article 90**, sont inscrits les sommes destinées aux **Etablissements intervenant dans la gestion de l'après mines** :

– financement du groupement d'intérêt public (GIP) « **GEODERIS** »¹ dans le bassin ferrifère lorrain, afin d'exercer une surveillance des effets en surface des anciens travaux miniers, de prévoir leur évolution et d'éviter d'éventuelles catastrophes, coût de fonctionnement estimé à 2 M€ ;

– des subventions au GIP « **GISOS** » qui s'intéresse à l'impact et à la sécurité des ouvrages souterrains, associant le BRGM, l'INERIS et le Laboratoire Environnement, Géomécanique et Ouvrages de l'Institut National Polytechnique de Lorraine (INPL), il est subventionné à hauteur de 305 K€ et par l'INERIS (ligne 44-80, art 52, opération intitulée : Analyse et gestion des risques et des conséquences à long terme des exploitations abandonnées) ;

– du financement de l'**Agence de prévention et de surveillance des risques miniers (APSRM)** inscrit au chapitre 57-91, article 10 (travaux de sécurité dans les mines) dont les crédits pour 2002 s'élevaient à 7,105 M€ d'AP et 13,263 M€ de CP. Pour 2003, les crédits sont de 6,230 M€ en AP, et 8,240 M€ de CP ;

– du financement des **expropriations pour risques miniers** (chapitre 57-91 article 20) qui concerneront 200 immeubles sur 10 ans ;

– des crédits inscrits au titre des **indemnisations liées au sinistres miniers** destinés à permettre à l'Etat 3 M€ en 2002, pour 2003, ces crédits sont de 0,23 M€ (chapitre 46-93 article 40).

¹ Il associe, depuis décembre 2001, l'INERIS et le BRGM.

II. LE NUCLÉAIRE

A. L'ACTIVITÉ DU COMMISSARIAT À L'ÉNERGIE ATOMIQUE (CEA)

1. Le budget du CEA

La **subvention civile globale de l'État au CEA** pour 2003 (Recherche + Industrie) **s'élève à 930 M€** répartie en 813,6 M€ au titre IV (+ 4,8 M€ par rapport à 2002) et en 114,3 M€ au titre VI. Les crédits des services du Délégué à la sûreté et à la radioprotection des installations et activités nucléaires intéressant la défense font l'objet d'une ligne spécifique de 2,1 M€, pour la partie qui relève du ministère chargé de l'industrie.

Les crédits de **l'Institut de protection et de sûreté nucléaire** sont, eux, inscrits au budget du Ministère de l'aménagement du territoire et de l'environnement.

Les **ressources non budgétaires du CEA enregistrent une diminution mécanique** du fait d'une réorientation vers la recherche fondamentale ou de long terme, où les participations des industriels sont faibles voire nulles. Le contrat d'objectifs 2001-2004 signé entre l'Etat et le CEA prévoit que le Commissariat renégocie avec ses partenaires industriels des accords-cadre de R&D, adaptant la part de cofinancement aux spécificités de la recherche concernée, moyennant un partage des gains sous forme de redevances. Les renégociations avec Framatome et EDF doivent aboutir avant la fin 2002. Celles avec Cogema à l'expiration de l'accord en vigueur, en mai 2003.

2. L'activité du CEA

● Le contrat pluriannuel État – CEA

Le second contrat pluriannuel entre l'Etat et le CEA, qui couvre la période 2001-2004 a été signé le 25 janvier 2001. Il prévoit notamment : de définir des solutions afin de renforcer l'acceptabilité de l'énergie nucléaire ; de favoriser l'essor des nouvelles technologies de l'énergie, de l'information, des communications et des biotechnologies ; de développer une recherche fondamentale de haut niveau et enfin d'assurer la diffusion des connaissances scientifiques et des technologies. Insistant sur la nécessité d'un financement durable des activités de R&D, le contrat prévoit une **stabilisation de la**

subvention de l'Etat au titre des activités civiles de l'établissement au minimum à 926 M€ en euros courants, niveau ajusté en fonction de l'évolution du périmètre l'IPSN, dont les activités sont séparées désormais.

Au début de l'année 2001, a été décidée la constitution d'un **fonds dédié au financement des opérations de démantèlement et d'assainissement des installations nucléaires civiles du CEA**. Il a bénéficié d'une dotation initiale de 427 M€ en juin 2001, complétée par la distribution d'une partie de la prime de fusion résultant des opérations de création d'AREVA, portant à 758,2 M€ le montant du fond.

B. LA CRÉATION D'AREVA

AREVA a été constituée le 3 septembre 2001 par la fusion des activités de CEA-Industrie, COGEMA et FRAMATOME dans les métiers du nucléaire et les nouvelles technologies. Il emploie environ 50.000 personnes. En 2001, **AREVA** a réalisé un **chiffre d'affaires de 8.902 M€** en baisse de 1,6 % par rapport à 2000. Son résultat opérationnel s'établit à 122 M€ et son résultat net à - 587 M€ du fait : d'une baisse significative du chiffre d'affaires du secteur des nouvelles technologies (- 25 %) qui subit depuis fin 2000 la dégradation du marché des télécoms et du développement du secteur nucléaire (+ 9,8 %) qui résulte pour l'essentiel d'une modification de périmètre (fusion des activités nucléaires de SIEMENS avec FRAMATOME et acquisition de CANBERRA par COGEMA).

III. LE PARC ÉLECTRONUCLÉAIRE

La **puissance totale installée** du parc électronucléaire est de **62.950 MW**, la production d'électricité d'origine nucléaire s'élevant à 401,3 TWh en 2001, (+ 1,60 %), et la disponibilité moyenne du parc à 81,2 %.

A. LE FONCTIONNEMENT ET LE DEVENIR DU PARC ÉLECTRONUCLÉAIRE FRANÇAIS

La **sécurité** du parc électronucléaire français est un gage de son **acceptabilité sociale**, ce qui justifie l'attention portée par votre commission à la question de la transparence des activités nucléaires.

1. La gestion de la sécurité

● L'action de l'Autorité de sûreté nucléaire

L'Autorité de sûreté nucléaire (ASN) s'est intéressée, au cours de l'exercice 2001-2002, au fonctionnement de la centrale de Dampierre qui avait fait l'objet, en septembre 2000, d'une mise sous surveillance renforcée. A la suite d'un premier bilan, cette surveillance a été levée le 10 janvier 2002, l'ASN indiquant toutefois, dans une lettre adressée au directeur du site, les points précis sur lesquels des efforts devaient être poursuivis, (moyens humains, qualité des opérations de maintenance et rigueur du comportement en salle de commande).

En matière de **sûreté dans les centrales**, 473 incidents ont été déclarés sur le parc EDF (chiffre équivalent à celui de 2000). Deux d'entre eux ont été classés au niveau 2 de l'échelle INES : une erreur de rechargement en combustible dans le réacteur 4 de la centrale de Dampierre et la détection d'un défaut de conception conduisant à un niveau d'eau insuffisant dans les tuyauteries des réacteurs 1300 MWe de type P⁴. En outre, en juin 2001, le test d'étanchéité de l'enceinte de Civaux 1 a révélé un taux de fuite supérieur aux normes en vigueur. Enfin, la découverte de nombreux défauts sur le combustible usé déchargé du réacteur 3 de la centrale de Cattenom, a conduit à prolonger de 7 mois la visite décennale du réacteur dont le redémarrage n'a été autorisé que début septembre 2001.

S'agissant du **transport de matières radioactives**, il n'y a pas eu, en 2001, d'accident supérieur au niveau 1. En 2002, suite à un incident lors du transport d'un colis de matières radioactives entre la Suède et les Etats-Unis, des employés de la société Federal Express ont été irradiés. L'ASN a demandé à cette société de réaliser une étude des postes de travail pouvant manipuler des colis de matières radioactives sont susceptibles d'être manipulés et d'appliquer une méthode d'optimisation permettant de réduire les doses auquel ce personnel pourrait être exposé. L'Autorité de sûreté suédoise a classé cet incident au *niveau 3* de l'échelle INES, du fait de la défaillance de la protection contre les rayonnements.

Votre rapporteur pour avis tient également à rappeler que la Commission européenne a proposé, le 6 novembre dernier, les modalités d'une gestion coordonnée des systèmes nationaux de sécurité nucléaire. Il souhaite que cette politique n'entraîne aucune « dilution » des responsabilités, mais bien un renforcement de la sécurité des installations concernées.

Il rappelle un autre aspect de cette approche communautaire en ce qui concerne plus particulièrement le démantèlement des installations nucléaires.

C'est ainsi qu'il est proposé de définir des règles communautaires pour la constitution, la gestion et l'utilisation des fonds de démantèlement, pour que ces opérations soient effectuées dans des conditions qui protègent les populations et l'environnement des radiations ionisantes.

Il note cependant que l'Union européenne doit aussi prendre conscience du coût du démantèlement et de la fermeture de certaines centrales des pays candidats, pour lesquels ce fonds n'existe pas...

● La radioprotection

Les fonctions d'exploitant nucléaire sont désormais clairement séparées des fonctions de contrôle et, enfin, des activités d'expertise, puisque ont été créés :

– la Direction Générale de la Sûreté Nucléaire et de la Radioprotection (DGSNR) (sous tutelle santé, environnement et industrie) qui remplace la Direction de la sûreté des installations nucléaires (DSIN) et le Bureau des Rayonnements de la Direction Générale de la Santé (décret n° 2002-255 en date du 22 février 2002) ;

– l'Institut de Radioprotection et de Sûreté Nucléaire (IRSN), établissement public à caractère industriel et commercial dont le décret n° 2002-254 du 22 février 2002 fixe le statut.

Votre commission des Affaires économiques souhaite connaître l'état d'avancement du projet de loi relatif à la transparence et à la sécurité nucléaire qui définira, outre le régime de l'information dans le domaine nucléaire, celui d'autorisation des installations nucléaires de base ; ainsi que le calendrier prévisionnel de son adoption.

Votre rapporteur pour avis tient également à souligner la nécessité de prévenir les risques consécutifs à des accidents sans lien avec l'exploitation des réacteurs nucléaires (séismes, actes de terrorisme...).

2. Perspectives en matière d'exportation de centrales nucléaires

En l'absence de nouvelles commandes de centrales en France, les exportations constituent une source essentielle d'activité pour les opérateurs du secteur industriel (elles représentent, par exemple, 32 % du chiffre d'affaires d'AREVA à l'international, soit 2,9 Md€ en 2001) et ont rapporté 2 Md€ à notre pays en 2001. Le ralentissement du développement de l'énergie nucléaire dans le monde, malgré une relance récente aux Etats-Unis, a des

conséquences sur les exportations. Le marché le plus porteur est la **Chine**. En Europe, la **Finlande** a décidé de construire un nouveau réacteur.

Le programme franco-allemand « EPR » (European Pressurized Water Reactor) tend à améliorer la sûreté en divisant par dix des risques de fusion du cœur, à atténuer les conséquences, à l'extérieur du site, en cas d'accident grave et les performances techniques (augmentation de la durée de vie, de la disponibilité et optimisation de l'utilisation du combustible nucléaire). À partir de mi 1997, la phase d'avant-projet détaillé a été suivie d'une phase d'optimisation, destinée à accroître la compétitivité du produit EPR. Ces études se sont terminées fin 1998 et ont depuis fait l'objet d'une instruction des options de sûreté, dans le cadre des groupes permanents d'experts en appui aux autorités de sûreté, auxquels participent toujours des spécialistes allemands. Parallèlement, EDF a débuté des études génériques sur deux types de sites : en bord de mer ou de rivière. **Votre commission des Affaires économiques souhaiterait connaître le délai dans lequel le gouvernement entend mettre en service de nouveaux réacteurs EPR.**

B. L'ÉVOLUTION DU SECTEUR ÉLECTRO-NUCLÉAIRE

1. Le renouvellement des centrales

Les études réalisées par EDF depuis 1990 dans le cadre du projet « Durée de vie » montrent que **la durée d'exploitation des tranches existantes devrait atteindre en moyenne 40 ans** dans de bonnes conditions de sûreté, de fiabilité et d'économie, et pourrait même aller jusqu'à 50 ans pour les tranches les plus récentes. L'ASN a, pour sa part, indiqué qu'une durée de vie de 30 ans lui semblait envisageable sans difficulté et qu'au-delà d'une telle durée, des autorisations d'exploitation seraient, le cas échéant, données au cas par cas. La première tranche REP 900 ayant été mise en service en 1977, le programme de renouvellement du parc existant pourrait donc intervenir dès la période 2010-2020.

En matière de combustible, votre rapporteur pour avis est très sensible au devenir des usines françaises de production. Il souhaite connaître les mesures que le Gouvernement entend prendre pour éviter qu'elles ne subissent une concurrence déloyale de la part de leurs concurrents étrangers.

2. La gestion du cycle du combustible

En matière de **retraitement**, une modification des décrets régissant les diverses unités du site de La Hague, et une mise à jour des arrêtés d'autorisation de rejets radioactifs sont en cours d'instruction pour permettre l'évolution des activités des installations, dans des conditions assurant la sûreté et la protection de l'environnement. Une enquête publique a eu lieu de février à mai 2000, couplée à celle examinant la demande de l'ANDRA tendant au passage, en phase de surveillance du Centre de stockage en surface de la Manche, qui a accueilli des déchets faiblement ou moyennement radioactifs à vie courte jusqu'en 1994.

L'année 2001 a été marquée par la **normalisation des relations entre la France et l'Allemagne concernant les combustibles d'origine allemande retraités sur le site français** de la Hague. Un accord franco-allemand de janvier 2001 prévoyait les modalités de retour des déchets à raison de 12 emballages par an. En ce qui concerne le **recyclage**, COGEMA a déposé auprès de l'ASN une demande de modification du décret d'autorisation relatif à cette installation pour augmenter sa capacité annuelle de production. Cette augmentation permettrait de rationaliser l'outil industriel en prenant notamment le relais de l'usine de Cadarache dont les caractéristiques techniques ne correspondent plus aux normes anti-sismiques et dont la fermeture est souhaitée par l'Autorité de sûreté nucléaire au plus tard au début 2003.

3. Le démantèlement des installations nucléaires

• Les modalités du démantèlement

Le processus de démantèlement du parc REP¹ repose sur trois étapes : démantèlement partiel au niveau 2 (correspondant aux travaux permettant de confiner la radioactivité encore présente dans des volumes scellés, la surveillance étant limitée à ces volumes) sur 7 ans environ, surveillance sur un peu plus de 40 ans de l'installation, puis démantèlement final au niveau 3 (installation considérée comme ne faisant plus l'objet d'aucune servitude radiologique) pendant 8 ans, soit 58 ans au total. Ce scénario de référence se justifie par les avantages qui s'attachent à différer, au plan technique, un démantèlement au niveau 3 (le délai de 40 ans permettant de bénéficier de progrès techniques), et au plan dosimétrique (les conditions radiologiques étant plus favorables après quelques dizaines d'années de décroissance des éléments radioactifs) aussi bien qu'en ce qui concerne la gestion des produits

¹ Réacteurs à eau pressurisée

de démantèlement et déchets associés (déclassement radiologique de produits et meilleure utilisation des filières de traitement et de stockage des déchets ultimes).

Le coût du démantèlement associé à ce scénario est estimé à 15 % du montant total de l'investissement. Selon étude concernant la centrale 900 MW de Dampierre, les évaluations obtenues restent en deçà de la provision comptable. Une déconstruction accélérée (25 ans environ) conduirait à un coût non actualisé sensiblement équivalent à celui du scénario de référence, ouvrant ainsi, le cas échéant, la voie à une éventuelle accélération de la stratégie de démantèlement.

EDF procède, en outre, au démantèlement de 9 réacteurs issus de filières plus anciennes, dotés de caractéristiques spécifiques (un réacteur à eau lourde, six réacteurs UNGG¹ de puissances différentes, un réacteur REP en subsurface), ainsi qu'au démantèlement d'un réacteur à neutrons rapides (centrale SUPERPHÉNIX située à Creys-Malville).

Votre commission des Affaires économiques souhaiterait connaître l'état d'avancement des recherches relatives au stockage des déchets ultimes, prévu par la loi de 1991.

● **Le provisionnement des dépenses de démantèlement**

EDF constitue depuis 1979 une **provision pour démantèlement des centrales nucléaires** en incorporant au coût de production de l'énergie nucléaire les charges y afférentes. Pour chaque tranche, le montant de la provision est calculé afin de couvrir l'intégralité du coût estimé du démantèlement. L'entreprise constitue, en outre, des **provisions au titre du retraitement du combustible utilisé et du stockage des déchets ultimes**. L'estimation de ces charges est établie sur la base de devis de COGEMA et de l'ANDRA.

Les **provisions pour déconstruction des centrales** et celles constituées au titre de la **fin de cycle des combustibles nucléaires** s'élèvent, au 31 décembre 2001, respectivement à **10.490 M €** et **17.383 M €**. Des réflexions sur la constitution d'actifs spécifiques sont menées, pour assurer la disponibilité des sommes permettant de faire face au démantèlement et au stockage des déchets à long terme.

Les futurs **coûts de démantèlement des installations de la COGEMA** sont estimés à **4,05 Md€** au titre du **démantèlement** lui-même, du **déclassement d'installations** du cycle du combustible et de la reprise et du conditionnement des déchets. Le montant provisionné fin 2001 s'élève à

¹ Réacteurs Uranium Naturel (Combustible) Graphite (Modérateur) Gaz (Caloporteur).

2,3 Md€ Pour faire face à ces dépenses futures, COGEMA a constitué un portefeuille de titres, dont la valeur de marché atteignait 2.375,7 M € à la clôture de l'exercice 2001.

Le **coût du démantèlement des installations du CEA** est estimé à **7,73 Md€**. Jusqu'à l'exercice 2000 inclus, le Commissariat, dont les ressources sont constituées majoritairement de subventions de l'État, faisait figurer ce coût dans ses engagements hors bilan mais ne le provisionnait pratiquement pas. La création du fonds dédié aux dépenses d'assainissement et de démantèlement des installations civiles (voir ci-dessus) remédie à cette situation.

IV. LA CONSOMMATION PÉTROLIÈRE FRANÇAISE ET LE SECTEUR DES CARBURANTS

A. L'INDUSTRIE DU RAFFINAGE.

● Production et consommation

En 2001, la quantité totale de bruts et de produits à distiller dans les raffineries françaises a augmenté de 2,1 % par rapport à 2000, atteignant 87,9 Mt. Cette légère hausse est liée à la reprise de la consommation de produits pétroliers (+ 1,7 %). Conformément à la tendance générale observée depuis le début des années 90, on assiste à une **progression du gazole et du carburéacteur** (exception faite de la baisse conjoncturelle depuis septembre 2001), à une **stagnation du fioul domestique sur le long terme** et à la **diminution globale des essences et du fioul lourd**.

La production nette de produits finis des raffineries française s'est élevée à 82 Mt (+ 2,1 %). **La production totale d'essences continue à décroître**, tout en restant largement excédentaire (+ 2,7 Mt/an) **le taux de couverture de la demande nationale étant de 120 %**. **La production de gazole progresse de façon plus modérée** avec 22,6 Mt contre 22 Mt en 2000. On note également **une augmentation de la demande française de gazole routier** liée à la forte hausse des immatriculations de véhicules diesel neufs (**de 52 % en début d'année à 61 % fin 2001 pour les véhicules légers**). La production de fiouls lourds est également très largement excédentaire, puisqu'elle correspond à 166 % de la demande intérieure (149 % en 2000). S'il n'existe plus de surcapacités de raffinage en France en ce qui concerne le traitement des volumes à distiller, on observe encore une **inadaptation de l'outil de raffinage aux évolutions du marché français** et européen, qui conduit à une production excédentaire des unités produisant des bases pour carburants essences et des bases pour fiouls lourds.

Votre Commission des Affaires économiques souhaite connaître les mesures que le gouvernement entend prendre pour faciliter l'adaptation du secteur français du raffinage.

B. LES DIRECTIVES SUR LES ÉMISSIONS AUTOMOBILES POLLUANTES, ET LE PROGRAMME AUTO-OIL

1. La directive sur la qualité des carburants 98/70 et sa modification

La directive 98/70/CE du Parlement européen et du Conseil relative à la qualité des carburants du 13 octobre 1998 fixe les limites de teneur en soufre de l'essence et du gazole et de teneur en aromatiques de l'essence. **La première étape de sa mise en œuvre a consisté en l'abaissement, au 1er janvier 2000, des teneurs maximales en substances toxiques dans les essences et le gazole. Une deuxième étape tend à instituer des normes encore plus sévères au 1er janvier 2005.**

La Commission européenne a présenté, le 11 mai 2001, une proposition de modification de cette directive, dans le cadre du programme Auto-Oil II. Elle prévoit de confirmer les caractéristiques des carburants fixées dans la directive 98/70 pour 2005, et de les renforcer, avant la fin de l'année 2006, en fonction de l'évolution des normes sur la qualité de l'air, en particulier pour les hydrocarbures aromatiques polycycliques. Il est, en outre, proposé aux Etats membres, de mettre à la disposition des nouveaux modèles de véhicules des carburants contenant 10 parties par million de soufre dès le 1^{er} janvier 2005 afin d'optimiser leurs émissions de CO₂.

2. La distribution des carburant sur le territoire

Le Comité Professionnel de la Distribution de Carburants (CPDC) a pour mission de mettre en œuvre les programmes d'aménagement du réseau de distribution des carburants, d'amélioration de la productivité et de maintien d'une desserte équilibrée sur l'ensemble du territoire. Il a reçu une subvention de 11,12 M € pour 2001, prélevés sur l'excédent de la Taxe d'Aide au Commerce et à l'Artisanat (TACA).

Le CPDC bénéficie, dans le PLF 2003, d'une dotation budgétaire de 10,6 M € imputée sur le chapitre 44-03 art. 60. Il verse des subventions correspondant à 70 % du projet d'investissement dans une limite : de 38.200 €

pour l'aide environnementale, de 50 % du projet d'investissement de 30.500 € pour l'aide au développement de l'entreprise, et de 18.500 € pour les aides à caractère social. Un cumul de l'aide à l'environnement avec l'une ou l'autre des deux autres aides est possible. Depuis sa création, le CPDC a accordé environ 9.000 aides pour un montant total supérieur à 87 M€

Votre commission des Affaires économiques voudrait connaître les perspectives d'évolution du réseau de distribution des carburant en France, compte tenu de son importance en termes d'aménagement du territoire.

V. LE GAZ

Faute de nouvelle découverte, la production française de gaz poursuit sa décroissance : la production de gaz brut a diminué de 3,2 % en 2001 à 2,82 milliards de m³ contre 2,91 milliards de m³ en 2000. Elle provient pour 70 % du champ de Lacq, la région Aquitaine fournissant 94,5 % de la production française de gaz.

A. LES ACTEURS FRANÇAIS DU SECTEUR GAZIER

● Gaz de France (GDF)

En 2001, le **chiffre d'affaires de vente de gaz** de GDF s'élève **13 milliards d'euros (+ 23 %)**, hausse qui résulte de la croissance des quantités vendues (+ 2,3%) et de l'augmentation des prix moyens de vente (+ 21 %) consécutive aux hausses de tarifs de + 13 % au 1^{er} novembre 2000 et + 9,5 % au 1^{er} mai 2001. **L'excédent brut d'exploitation** s'établit à 2,24 milliards d'euros, en hausse de 632 millions d'euros (+ 35 %), le résultat d'exploitation à 1,27 milliard d'euros, plus du double du résultat de l'exercice précédent. Le **résultat net** atteint **740 millions d'euros avant dividende**. La **capacité d'autofinancement** s'élève à **1,73 milliard d'euros**, en progression de 653 millions d'euros. Elle permet de financer des **investissements techniques** à hauteur de 1,10 milliard d'euros pour le transport et 624 millions d'euros pour la distribution et des **prises de participation financières** pour 570 millions d'euros.

● Totalfinaelf (TFE)

Outre son activité pétrolière et gazière hors de l'Hexagone, TFE exploite les gisements de gaz du Sud-Ouest et reste le principal producteur sur

le sol national, à côté d'Esso-Rep, Eurafrep et Coparex, et des houillères productrices de grisou. Le groupe exploite également deux unités de stockage et détient des participations au sein de plusieurs entreprises telles que les transporteurs Gaz du Sud-Ouest (GSO), et la Compagnie Française du Méthane (CFM), filiales communes de TFE et GDF chargées d'assurer, aux côtés de GDF, le transport et la commercialisation en gros du gaz naturel aux clients industriels et aux distributions publiques. TFE est aussi présent dans la Société Elf Aquitaine de réseau (SEAR), qu'il détient à 70 %. Cette entreprise dispose d'une concession de transport dans le Sud-Ouest et d'un réseau de 847 kilomètres. Elle est également présente dans les distributeurs Gaz de Bordeaux et Gaz de Strasbourg.

● **Gaz du Sud-Ouest (GSO)**

Gaz du Sud-Ouest, assure, de façon exclusive, le transport gazier dans 14 départements d'Aquitaine grâce à 3.694 kilomètres de canalisations. Il dessert environ 400 clients, dont 191 industriels et tertiaires et 277 distributions publiques. GSO exploite, en outre, depuis 1993, la partie française du gazoduc reliant le réseau français au réseau espagnol entre Lacq et Calahorra dont il est concessionnaire. Ce réseau est destiné au transit international du gaz norvégien vers l'Espagne. En 1997, l'« Artère du Midi » a été ouverte pour satisfaire les besoins croissants en gaz naturel dans le Sud-Ouest. En 2001, GSO a vendu pour plus de **39 TWh de gaz naturel**.

● **La Compagnie Française du Méthane (CFM)**

La Compagnie Française du Méthane est une filiale de Gaz de France et de TotalFinaElf. Elle détient environ 20 % du marché du gaz naturel en France. Ses ventes atteignent 102,6 TWh pour un chiffre d'affaires qui dépasse 1,8 milliard d'euros en 2001. 25 % de son activité gazière est réalisée auprès de gros industriels, dont une part importante est éligible, et 75 % auprès des distributions publiques dont GDF est, hormis quelques exceptions, le concessionnaire, et qui desservent pour l'essentiel des clients non éligibles.

B. L'IMPORTANCE DES INFRASTRUCTURES

La transposition de la directive gazière constitue, pour l'ensemble des acteurs gaziers, une étape cruciale puisque la France est une véritable « plaque tournante » de l'Europe du gaz naturel. Votre rapporteur pour avis ne reviendra pas sur l'exposé de la transposition de la directive de 1998 ni sur la

négociation de la nouvelle directive. Il estime cependant souhaitable de **souligner l'importance des infrastructures de transport gazier pour notre pays**. Ainsi, parmi les plus récentes évolutions du réseau des gazoducs européens susceptibles d'influer sur les approvisionnements français, on peut citer :

– la mise en service du gazoduc des Marches du Nord-Est, par Gaz de France, en octobre 2001, qui relie pour la première fois les réseaux français et italiens et permet d'importer du gaz norvégien en Italie ;

– l'avancement des travaux de construction du terminal de réception de gaz naturel liquéfié à Bilbao, en Espagne ;

– l'étude par Gaz du Sud-Ouest (GSO) en association avec Gas de Euskadi (GdE), opérateur espagnol, d'une nouvelle liaison entre la France et l'Espagne ;

– l'extension du terminal gazier de Fos (Fos 2) qui permettra à Gaz de France d'importer du gaz égyptien dès 2005 (2 bateaux ont été commandé par GdF pour ce transport de GNL).

Votre commission des Affaires économiques est très attachée au développement des échanges gaziers et notamment aux exportations vers l'Espagne.

C. LE GAZ NATUREL ET LA COGÉNÉRATION

Si elles ne fonctionnent pas toutes au gaz, les installations de cogénération sont cependant, pour une très large part, de fortes consommatrices de méthane. Selon les prévisions de l'ensemble des analystes, **la part de l'électricité produite à partir de gaz enregistrera, au cours de prochaines années, la plus forte croissante de l'ensemble des modes de production de courant électrique.**

La France a institué des mesures favorables à la cogénération : amortissement exceptionnel sur 12 mois ; réduction de l'assiette de la taxe professionnelle de 50%, pouvant être portée à 100% par les collectivités territoriales, exonération de taxe intérieure sur la consommation de gaz naturel (TICGN) et de la TIPP sur le fioul lourd à basse teneur en soufre.

Le décret du 6 décembre 2001 a limité le bénéfice de l'obligation d'achat, pour ce qui concerne les installations de cogénération, aux puissances inférieures à 12 MW, soit le maximum prévu par le législateur. L'arrêté d'application du 3 juillet 2001 fixe les caractéristiques des installations de cogénération plus exigeantes en termes de performances énergétiques.

L'ensemble de ces mesures ont permis d'accélérer le développement de cette technologie par rapport aux années antérieures, ainsi que le confirment tant le nombre de certificats de conformité délivrés par les Directions Régionales de l'Industrie, de la Recherche et de l'Environnement (DRIRE) que les commandes fermes de moteurs et turbines ; ainsi qu'il résulte du tableau ci-après.

Année	Nombre d'installations ayant fait l'objet d'un certificat de conformité	Puissance électrique cumulée (MW) des installations objet d'une commande de moteurs ou de turbines (*)
1995	67	404
1996	94	612
1997	149	1185
1998	638	2505
1999	127	3463
2000	Le dispositif de certificat de conformité est abrogé par la loi du 10 février 2000. Le nouveau dispositif issu de la loi prévoit la délivrance de certificat d'obligation d'achat.	4225
2001	11	4495 (**)
1 ^{er} semestre 2002	32	Non disponible

(*) : Source : Club Cogénération, Gaz de France / Expertgaz

(**) : Estimations à fin 2001

Source : Ministère de l'industrie

VI. UNE TECHNOLOGIE D'AVENIR : LA PILE À COMBUSTIBLE

L'hydrogène offre des perspectives intéressantes pour se substituer en partie aux énergies fossiles et produire, via la pile à combustible, de l'électricité et de la chaleur en ne rejetant que de la vapeur d'eau. La pile à combustible constitue une technologie prometteuse pour lutter contre la pollution automobile. Son développement nécessite qu'elle atteigne sa maturité industrielle puisque des véhicules encore au stade expérimental, la plupart des grands constructeurs expérimentant aujourd'hui des prototypes à pile à combustible dans le cadre de programmes de recherche et de développement pour lesquels il existe en France un soutien financier du Programme National de Recherche et d'Innovation dans les Transports Terrestres (PREDIT).

Le programme de recherche européen Hydro-Gen regroupant PSA Peugeot Citroën, Renault CEA, De Nora, Solvay, Air Liquide a permis de développer deux véhicules de démonstration. PSA Peugeot Citroën et Renault participent également à un nouveau programme de coopération lancé en 1999 dont l'objectif est de produire, en série, dès 2010, un véhicule à pile à combustible. Le développement de tels véhicules repose aussi sur l'équipement du territoire en stations d'avitaillement pour l'hydrogène. La commercialisation des véhicules grand public à piles à combustible ne devrait pas intervenir avant une dizaine d'années : les premières flottes urbaines apparaissant vers 2008-2010.

La pile à combustible n'existe aujourd'hui qu'à l'état de prototype pour les usages fixes (bâtiment, industrie, production d'énergie). Une première pile de 200 kW fonctionne depuis 2 ans à Chelles. Elle représente l'équivalent de l'alimentation électrique de 200 foyers et de 100 foyers en alimentation thermique.

Le futur marché mondial de ces piles est estimé à 120 milliards d'euros et se décompose en trois principaux segments : l'automobile (46 milliards d'euros), l'électronique portable, dite « nomade » (43 milliards d'euros) et les bâtiments industriels et individuels, applications stationnaires, (30 milliards d'euros).

Le réseau de recherche et d'innovation technologique « piles à combustibles » créé le 25 juin 1999 par le ministère de la recherche travaille, avec le MinEFI, l'ADEME, les industriels, les laboratoires et instituts de recherche concernés, à la réalisation d'une technologie « piles à combustibles » commercialement viable. Il a lancé un appel à propositions qui a donné lieu au dépôt, fin juin 2002, de 82 projets dont 37 ont été labellisés. Sur ces 37 projets, 31 sont financés par l'Etat, pour un montant d'aide de 25,8 M€

*

* *

Réunie le jeudi 14 novembre 2002, la Commission des Affaires économiques a, contrairement à la proposition de son rapporteur pour avis, émis un avis favorable à l'adoption des crédits de l'énergie inscrits dans le projet de loi de finances pour 2003.