

N° 76

---

# SÉNAT

SESSION ORDINAIRE DE 2004-2005

---

---

Annexe au procès-verbal de la séance du 25 novembre 2004

## AVIS

PRÉSENTÉ

*au nom de la commission des Affaires économiques et du Plan (1) sur le projet de loi de finances pour 2005, ADOPTÉ PAR L'ASSEMBLÉE NATIONALE,*

TOME VI

ÉNERGIE

Par M. Roland COURTEAU,

Sénateur.

---

(1) Cette commission est composée de : M. Jean-Paul Émorine, *président* ; MM. Jean-Marc Pastor, Gérard César, Bernard Piras, Gérard Cornu, Marcel Deneux, Pierre Hérisson, *vice-présidents* ; MM. Gérard Le Cam, François Fortassin, Dominique Braye, Bernard Dussaut, Christian Gaudin, Jean Pépin, Bruno Sido, *secrétaires* ; MM. Jean-Paul Alduy, Pierre André, Gérard Bailly, René Beaumont, Michel Bécot, Jean Besson, Joël Billard, Michel Billout, Claude Biwer, Jean Bizet, Jean Boyer, Mme Yolande Boyer, MM. Jean-Pierre Caffet, Yves Coquelle, Roland Courteau, Philippe Darniche, Gérard Delfau, Mme Michelle Demessine, MM. Marcel Deneux, Jean Desessard, Mme Evelyne Didier, MM. Philippe Dominati, Michel Doublet, Daniel Dubois, André Ferrand, Alain Fouché, François Gerbaud, Alain Gérard, Charles Ginésy, Georges Ginoux, Adrien Giraud, Mme Adeline Gousseau, MM. Francis Grignon, Louis Grillot, Georges Gruillot, Mme Odette Herviaux, MM. Michel Houel, Benoît Huré, Mmes Sandrine Hurel, Bariza Khiari, M. Yves Krattinger, Mme Elisabeth Lamure, MM. Jean-François Le Grand, André Lejeune, Philippe Leroy, Claude Lise, Daniel Marsin, Jean-Claude Merceron, Dominique Mortemousque, Paul Natali, Ladislav Poniatowski, Daniel Raoul, Paul Raoult, Daniel Reiner, Thierry Repentin, Bruno Retailleau, Charles Revet, Henri Revol, Roland Ries, Claude Saunier, Daniel Soulage, Michel Teston, Yannick Texier, Pierre-Yvon Trémel, Jean-Pierre Vial.

Voir les numéros :

Assemblée nationale (12<sup>ème</sup> législ.) : 1800, 1863 à 1868 et T.A. 345

Sénat : 73 et 74 (annexe n° 11) (2004-2005)

---

Lois de finances.

## SOMMAIRE

	<u>Pages</u>
<b>INTRODUCTION</b> .....	4
<b>CHAPITRE I<sup>ER</sup> - LES INSTRUMENTS DE LA POLITIQUE ÉNERGÉTIQUE</b> .....	5
<b>I. L'ÉVOLUTION DES EFFECTIFS ET DU BUDGET</b> .....	6
A. LES EFFECTIFS DE LA DGEMP .....	6
B. UN BUDGET SOUMIS À DES ÉVOLUTIONS PROFONDES DANS LE CADRE DE LA LOLF .....	6
<b>II. UNE ACTUALITÉ LÉGISLATIVE TOUJOURS INTENSE TANT AU NIVEAU     COMMUNAUTAIRE QUE NATIONAL</b> .....	7
A. LES INITIATIVES COMMUNAUTAIRES .....	7
1. <i>Les textes en vigueur</i> .....	7
2. <i>Les textes en préparation</i> .....	8
B. 2004 : ANNÉE DE L'ÉNERGIE .....	10
<b>CHAPITRE II - QUELLE STRATÉGIE POUR EDF ?</b> .....	13
<b>I. LES ÉVOLUTIONS INDUSTRIELLES DE L'ANNÉE PASSÉE</b> .....	13
<b>II. QUELLE OUVERTURE DE CAPITAL POUR EDF ?</b> .....	14
<b>III. LA POURSUITE DU PROGRAMME ÉLECTRO-NUCLÉAIRE</b> .....	15
<b>CHAPITRE III - LES ÉVOLUTIONS DES MARCHÉS ÉLECTRIQUE ET GAZIER ET LA POURSUITE DU MOUVEMENT DE LIBÉRALISATION</b> .....	17
<b>I. LE MARCHÉ DE L'ÉLECTRICITÉ</b> .....	17
A. LA CONCURRENCE EN FRANCE .....	17
B. LES ÉCHANGES D'ÉLECTRICITÉ .....	18
C. LES CONSÉQUENCES SUR LES PRIX DE LA LIBÉRALISATION .....	19
D. LE FINANCEMENT DU SERVICE PUBLIC .....	19
<b>II. LE MARCHÉ DU GAZ</b> .....	21
A. LA SITUATION DU MARCHÉ GAZIER .....	21
1. <i>En Europe</i> .....	21
2. <i>En France</i> .....	21
B. L'ÉVOLUTION DES PRIX DU GAZ .....	22
C. LA POURSUITE DU MOUVEMENT DE LIBÉRALISATION .....	22
<b>CHAPITRE IV - LES ENJEUX ENVIRONNEMENTAUX DE LA POLITIQUE ÉNERGÉTIQUE</b> .....	23
<b>I. LA PROMOTION DES ÉNERGIES RENOUVELABLES (ENR)</b> .....	23
A. LE BILAN DES ENR EN FRANCE EN 2003 .....	23
B. LES MÉCANISMES DE SOUTIEN DES ENR .....	24
1. <i>L'obligation d'achat</i> .....	24
2. <i>Le mécanisme des appels d'offre</i> .....	25
3. <i>Les perspectives de développement</i> .....	25

C. LES DISPOSITIONS DU PROJET DE LOI D'ORIENTATION SUR L'ÉNERGIE EN FAVEUR DES ENR .....	26
<b>II. LA RÉDUCTION DES ÉMISSIONS DE GAZ À EFFET DE SERRE .....</b>	<b>27</b>
A. LA MISE EN OEUVRE DU PLAN CLIMAT .....	27
B. LA LUTTE CONTRE LE CHANGEMENT CLIMATIQUE ET LA DIRECTIVE « PERMIS D'ÉMISSION » .....	29
1. <i>Les objectifs de réduction fixés par le protocole de Kyoto</i> .....	29
2. <i>La transposition du protocole de Kyoto au niveau communautaire</i> .....	30
3. <i>La transposition nationale</i> .....	30
<b>CHAPITRE V .....</b>	<b>33</b>
<b>LES ÉVOLUTIONS DU SECTEUR PÉTROLIER .....</b>	<b>33</b>
<b>I. VERS UN TROISIÈME CHOC PÉTROLIER ? .....</b>	<b>33</b>
A. LES CAUSES DE L'ENVOLEE ACTUELLE DES PRIX DU PÉTROLE .....	33
1. <i>Une évolution préoccupante</i> .....	33
2. <i>Un déséquilibre structurel offre/demande</i> .....	34
3. <i>...aggravé par une conjoncture défavorable</i> .....	36
4. <i>La question des stocks stratégiques</i> .....	37
B. LES CONSÉQUENCES ÉCONOMIQUES PROBABLES .....	38
C. QUELLES SONT LES PERSPECTIVES D'ÉVOLUTION ? .....	40
1. <i>Les différents scénarios</i> .....	40
2. <i>Les réponses fiscales du Gouvernement</i> .....	41
<b>II. LA QUESTION DES RÉSERVES PÉTROLIÈRES .....</b>	<b>41</b>
A. LES GISEMENTS EXPLOITÉS .....	41
B. LES GISEMENTS RESTANT À DÉCOUVRIR .....	42
C. LES RESSOURCES QUI DEVIENNENT RENTABLES AVEC LA HAUSSE DES PRIX .....	42
D. DES RÉSERVES QUI AUGMENTENT SOUS L'EFFET DES PROGRÈS TECHNIQUES ET DE LA HAUSSE DES PRIX .....	43
1. <i>L'effet du progrès technique</i> .....	43
2. <i>La hausse des prix rend rentable l'exploitation de nouveaux gisements</i> .....	43
<b>EXAMEN EN COMMISSION .....</b>	<b>47</b>

Mesdames, Messieurs,

L'année 2004 aura été marquée, dans le domaine de l'énergie, par une actualité législative intense. L'Assemblée nationale et le Sénat ont procédé à une première lecture du **projet de loi d'orientation sur l'énergie**, qui faisait suite au débat national sur l'énergie organisé par le Gouvernement au cours de l'année précédente. Et, à la fin de la session extraordinaire, a été promulguée **la loi procédant à la transformation des établissements publics EDF et GDF en sociétés anonymes**.

La politique énergétique est désormais au coeur des débats relatifs au développement durable. Ainsi le Gouvernement a présenté, à la fin du mois de juillet dernier, **le plan « Climat 2004 »**, qui constitue la traduction des mesures nationales de lutte contre le changement climatique et le réchauffement de la planète. De même, au début de l'année prochaine, devrait se mettre en place au niveau européen un **marché d'échanges des quotas d'émission de gaz à effet de serre**.

Enfin, l'année 2004 se distinguera par une **envolée spectaculaire du prix des produits pétroliers**, dont les conséquences sur les économies des pays développés, dont une part significative de l'économie repose sur cette source d'énergie, commencent à s'avérer préoccupantes.

C'est sur la base de ces principales observations que s'articule le présent rapport pour avis. Il examinera successivement les instruments de la politique énergétique, les nouveaux défis d'EDF, les évolutions des marchés électrique et gazier, ainsi que la poursuite du mouvement de libéralisation, les enjeux environnementaux de la politique énergétique et les évolutions du secteur pétrolier.

## CHAPITRE I<sup>ER</sup>

### LES INSTRUMENTS DE LA POLITIQUE ÉNERGÉTIQUE

Pour l'essentiel, les **indicateurs globaux** relatifs à l'évolution de la consommation et de la production d'énergie en France **restent** stables en 2003. Ainsi la **production nationale d'énergie primaire** poursuit sa **progression modérée**, atteignant **137,3 millions de tonnes d'équivalent pétrole (Mtep)**, (+ **1,3 %**, contre + 1,5 % en 2002). La **production totale brute d'électricité** croît de 1,4 % et représente **567 térawattheures (TWh)**, dont 77,8 % pour le nucléaire (441,1 TWh), 11,5 % pour l'hydraulique (64,9 TWh – 99,5 %) et l'éolien (342 GWh – 0,5 %) et 10,7 % pour le thermique classique (60,6 TWh). Si l'on ajoute 5 TWh produits grâce aux énergies thermiques renouvelables, le total de l'électricité produite à partir d'énergies renouvelables baisse de 1,5 % pour s'établir à **70,3 TWh**.

**La consommation totale d'énergie primaire** serait **stable**, toutes choses égales par ailleurs<sup>1</sup>, à 274,6 Mtep (+ 0,1 %). Les intensités énergétiques primaire<sup>2</sup> et finale<sup>3</sup>, qui s'étaient toutes deux légèrement redressées en 2002 (respectivement de +0,7 % et +0,2 %), sont orientées à la baisse : - 0,1 % pour la première et - 1,9 % pour la seconde. Depuis 1982, la tendance à la baisse de ces deux indicateurs est respectivement de 0,2 % et de 1 % par an. Cette évolution en 2003, qui traduit une amélioration de l'efficacité énergétique de l'économie française, résulte notamment de la **baisse de la consommation finale énergétique**, qu'il s'agisse de **l'industrie (- 2 %)**, du secteur **résidentiel-tertiaire (- 2 %)**, et, pour la première fois depuis 20 ans, des **transports (- 1,1 % contre + 0,9 % en 2002)**.

La **facture énergétique de la France** s'élève à **22,71 milliards d'euros** (+ 4,7 %) en augmentation après deux années de baisse (-5,5 % en 2002 et - 2,5 % en 2001). Cette hausse est la résultante d'une progression des importations nettes de gaz (+ 9,1 %) de la chute des exportations nettes d'électricité (- 21,6 %), et d'une facture pétrolière stable (+ 0,2 %).

Enfin, le **taux d'indépendance énergétique** de la France (différence de la production nationale primaire et de la consommation totale, non corrigée du climat) s'établit à **50,5 %**.

---

<sup>1</sup> C'est-à-dire après prise en compte des effets des variations climatiques.

<sup>2</sup> Rapport entre la consommation d'énergie primaire, corrigée du climat, et le PIB exprimé en volume.

<sup>3</sup> Rapport entre la consommation finale énergétique, corrigée du climat, et le PIB exprimé en volume.

## I. L'ÉVOLUTION DES EFFECTIFS ET DU BUDGET

### A. LES EFFECTIFS DE LA DGEMP<sup>1</sup>

En 2004, les effectifs de la direction générale de l'énergie et des matières premières (DGEMP) s'élevaient à 242 agents dont un peu moins de 70 % de cadres A, répartis entre 95 agents à la DIREM, 84 à la DIDEME et 63 au pôle affaires générales, soit une légère augmentation par rapport à l'année précédente. Tout comme l'année dernière, **vo**tre rapporteur pour avis ne peut que continuer à s'interroger, à titre personnel, sur l'adaptation des moyens dont est doté l'exécutif pour remplir sa mission dans le cadre de l'ouverture des marchés énergétiques.

### B. UN BUDGET SOUMIS À DES ÉVOLUTIONS PROFONDES DANS LE CADRE DE LA LOLF

En vertu du découpage actuel, les moyens budgétaires affectés à la politique de l'énergie sont regroupés, pour la plus grande partie, dans l'agrégat n° 21 du budget du ministère de l'économie, des finances et de l'industrie. Dès l'application de la loi organique du 1<sup>er</sup> août 2001 relative aux lois de finances, les crédits alloués à la conduite de la politique énergétique seraient répartis entre deux missions différentes.

D'une part, au sein de la mission ministérielle « Développement et régulation économique », auraient trait à la politique énergétique :

– l'action « régulation et contrôle des marchés de l'énergie », intégrée dans le programme « régulation et sécurisation des échanges de biens et de services » ;

– l'action « politique de l'énergie et des matières premières », au sein du programme « développement des entreprises » ;

– le programme « passifs financiers miniers », se composant lui même de quatre actions : « gestion de l'après-mines », « indemnisation liée aux sinistres de l'après-mines », « travaux de sécurité dans les mines et expropriation sur les sites miniers » et « prestations à certains retraités des mines » ;

– l'action « contrôle de la sûreté nucléaire et de la radioprotection », comprise dans le programme « contrôle et prévention des risques technologiques et développement industriel ».

---

<sup>1</sup> La DGEMP est organisée en deux directions, Direction des Ressources Énergétiques et Minérales (DIREM) et Direction de la Demande et des Marchés Énergétiques (DIDEME), auxquelles s'ajoutent un troisième pôle, constitué d'une structure fonctionnelle consacrée aux affaires générales et aux synthèses et l'Observatoire de l'économie de l'énergie et des matières premières (OEEMP).

D'autre part, au sein de la **mission interministérielle « recherche et enseignement supérieur »**, le **programme « recherche dans le domaine de l'énergie »**<sup>1</sup> regrouperait des crédits relatifs à la politique énergétique.

**Au total, les moyens budgétaires de la politique de l'énergie seraient placés sous la responsabilité de quatre gestionnaires de programme.**

## **II. UNE ACTUALITÉ LÉGISLATIVE TOUJOURS INTENSE TANT AU NIVEAU COMMUNAUTAIRE QUE NATIONAL**

### ***A. LES INITIATIVES COMMUNAUTAIRES***

#### **1. Les textes en vigueur**

**La plupart des dispositions des deux directives « phares » des secteurs électrique<sup>2</sup> et gazier<sup>3</sup>** ayant vocation à structurer ces marchés au cours des années à venir, dans le contexte d'ouverture des marchés à la concurrence, **ont été transposées dans la loi n° 2004-803 du 9 août 2004 relative au service public de l'électricité et du gaz et aux entreprises électriques et gazières.** Votre commission note, sur ce point, que si la France a fait preuve de promptitude en matière de transposition de ces directives, ce n'est pas le cas de ses principaux partenaires dans le domaine énergétique. Ainsi, le 13 octobre dernier, la Commission européenne envoyait des **lettres de mise en demeure à 18 Etats membres de l'Union** (dont l'Allemagne, l'Italie, l'Espagne ou le Royaume-Uni) pour leur demander de transposer ces directives.

En outre, le 11 février 2004, était publiée une **directive<sup>4</sup>** relative à la **promotion de la cogénération.** Partant du constat que la cogénération rend possible des économies d'énergie primaire, ce texte vise à accroître l'efficacité énergétique de cette technologie. Sur cette base, des valeurs de rendement de la cogénération seront définies par la Commission européenne, afin que les Etats membres délivrent, en fonction de ce critère, des garanties d'origine à l'électricité produite par cette technique.

---

<sup>1</sup> *Composé de trois actions : « compétitivité, sécurité et développement de l'énergie nucléaire », « technologies performantes de l'énergie » et « compétitivité et développement du secteur des hydrocarbures et de ses infrastructures, diversification des réserves ».*

<sup>2</sup> *Directive 2003/54/CE du Parlement européen et du Conseil du 26 juin 2003 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité.*

<sup>3</sup> *Directive 2003/55/CE du Parlement européen et du Conseil du 26 juin 2003 concernant des règles communes pour le marché intérieur du gaz naturel.*

<sup>4</sup> *Directive 2004/8/CE du Parlement européen et du Conseil du 11 février 2004 concernant la promotion de la cogénération sur la base de la demande de chaleur utile dans le marché intérieur de l'énergie.*

Enfin, une **directive**<sup>1</sup> a été publiée le 26 avril 2004 relative à la **sécurité d’approvisionnement en gaz naturel**. Ce texte, court de 12 articles, énonce des mesures visant à assurer un niveau adéquat de sécurité d’approvisionnement en gaz et à garantir le bon fonctionnement du marché intérieur. Il tend également à établir un cadre commun à l’intérieur duquel les Etats membres définissent des politiques générales en matière de sécurité.

Cette directive oblige ainsi les Etats membres à :

- définir les rôles et les responsabilités des différents acteurs sur le marché et à définir des normes minimales adéquates de sécurité d’approvisionnement ;
- prendre les dispositions appropriées pour que ces mesures n’entraînent pas une charge déraisonnable et disproportionnée pour les acteurs du marché du gaz ;
- protéger l’approvisionnement des ménages et des PME en cas de circonstances exceptionnelles.

En outre, elle autorise les membres de l’Union européenne à prendre les mesures nécessaires pour que les installations de stockage de gaz contribuent à la sécurité d’approvisionnement et à définir des mesures en coopération avec d’autres Etats membres pour atteindre ces normes de sécurité.

## 2. Les textes en préparation

### ● Les projets relatifs au nucléaire

La Commission européenne a émis, le 30 janvier 2003, deux propositions de directive visant à créer une législation communautaire dans le domaine de la **sûreté des installations nucléaires et de la gestion des déchets radioactifs**. Face aux observations formulées tant par le Parlement européen que par le Conseil, **la Commission européenne**, qui estime qu’une intervention communautaire est indispensable pour garantir le maintien d’un haut niveau de sûreté nucléaire dans l’Union, **a, le 8 septembre dernier, présenté une version révisée de ces deux textes**. S’agissant de la **sûreté des installations**, la Commission souhaite la « communautarisation » des règles et principes existants et la **création d’un système commun d’évaluation de la sûreté** au sein de chaque Etat membre. Concernant la gestion des déchets, elle entend **rendre obligatoire la définition par chaque Etat d’un programme de gestion ultime des déchets**, assorti d’échéances, et souhaite que soient renforcés les efforts de recherche et développement.

---

<sup>1</sup> Directive 2004/67/CE du Conseil du 26 avril 2004 concernant des mesures visant à garantir la sécurité de l’approvisionnement en gaz naturel.

● **La proposition de directive visant à garantir la sécurité de l'approvisionnement en électricité et les investissements dans les infrastructures**

Cette proposition a été examinée par le groupe énergie du Conseil sous présidences irlandaise et néerlandaise. A la suite des incidents rencontrés à la fin de l'été dernier, les délégations nationales ont affiché un large accord sur l'importance des mesures de gestion de l'offre et de la demande. Cependant, **ce texte confère à la Commission européenne des pouvoirs importants de régulation du marché européen de l'électricité**, qui, selon l'avis du Gouvernement français, dépassent largement l'équilibre retenu en termes de partage des compétences par les deux premières directives relatives au marché intérieur de l'électricité. D'autres Etats membres se sont également interrogés sur **la pertinence des mesures proposées au regard des objectifs affichés**. En effet, ce texte comprend des **dispositions jugées trop complexes et interventionnistes** en matière de développement des interconnexions. Il présente également l'inconvénient de trop insister sur le développement des réseaux de transport et occulte l'importance des mécanismes qui pourraient être définis par les Etats membres pour garantir l'équilibre offre/demande. Néanmoins, les travaux sur ce sujet devraient se poursuivre et un accord pourrait être dégagé prochainement, la présidence néerlandaise souhaitant parvenir à un compromis lors du Conseil « énergie » du 29 novembre 2004.

**Votre rapporteur pour avis, à titre personnel, juge indispensable, que des objectifs de sécurité d'approvisionnement électrique soient déterminés au niveau européen.** Dans le cadre d'un marché intérieur unifié de l'électricité, il considère que cette question doit nécessairement être envisagée à l'échelon communautaire.

● **La proposition de directive sur la promotion de l'efficacité énergétique et des services énergétiques**

Présentée par la Commission européenne lors du Conseil énergie du 15 décembre 2003, cette proposition de directive a pour objet l'amélioration de l'efficacité énergétique au stade de la consommation finale. La proposition initiale imposait des objectifs quantitatifs nationaux aux Etats membres avec un objectif global d'économies d'énergie cumulées de 1 % de la consommation par an, porté à 1,5 % dans le secteur public. Afin de respecter ces critères, les Etats membres devraient développer un marché de services énergétiques.

**Cette proposition est encore loin de faire l'unanimité** puisque plusieurs Etats membres considèrent que le texte est trop complexe, fixe des objectifs trop ambitieux et s'interrogent, en conséquence, sur la compatibilité de ces obligations avec celles qui sont liées à la libéralisation des marchés de l'énergie. Bien que ce texte ait été officiellement retiré de l'agenda, la présidence néerlandaise en a présenté une version de compromis, caractérisée par une flexibilité accrue pour la définition des objectifs et le choix des mesures à mettre en oeuvre.

● **La proposition de directive établissant un cadre pour la fixation d'exigences en matière d'éco-conception applicables aux produits consommateurs d'énergie**

Au cours de la présidence française, en 2000, la France avait exprimé le souhait que soit adoptée une directive cadre « nouvelle approche » visant à **fixer une efficacité énergétique minimale pour les produits**, mis sur le marché européen, **consommant de l'énergie**. La Commission a, sur la base de cette orientation, proposé **un texte visant à établir un cadre permettant l'intégration des caractéristiques écologiques d'un produit dès sa conception**. Ce projet n'emporterait aucune contrainte par lui-même et devrait être complété par des mesures d'application. Le Conseil Energie du 10 juin 2004 est parvenu à un accord politique sur ce texte. L'adoption définitive dépend désormais du vote du Parlement européen en seconde lecture. Le gouvernement français s'est déclaré satisfait de l'accord politique obtenu. En effet, cette directive-cadre n'est qu'une première étape, chaque produit concerné faisant ensuite l'objet d'une réglementation spécifique.

● **La proposition de directive sur les stockages pétroliers**

**Le Parlement européen a rejeté le 23 septembre 2003 la proposition de directive visant à rapprocher les diverses législations nationales en matière de sécurité des approvisionnements en produits pétroliers**, qui prévoyait notamment de porter de 90 à 120 jours le niveau des stocks stratégiques. Face à ce rejet, Mme Loyola de Palacio, Commissaire en charge de l'énergie et des transports, a décidé de retirer cette proposition. Pour autant, la Commission européenne note que la conjoncture de l'année 2004, caractérisée par un niveau de capacités de production pétrolière non utilisée réduite au minimum qui se traduit par la flambée des cours du brut, met en évidence **la vulnérabilité de l'Union en matière d'approvisionnement pétrolier**. En conséquence, la Commissaire indiquait qu'il serait souhaitable de doter l'Union des moyens d'agir de manière cohérente et crédible en cas de crise d'approvisionnement.

***B. 2004 : ANNÉE DE L'ÉNERGIE***

Au niveau national, **l'actualité législative dans le domaine de l'énergie a également été intense en 2004** car le Parlement a discuté du projet de loi d'orientation sur l'énergie et a adopté la loi relative au service public de l'électricité et du gaz et aux entreprises électriques et gazières<sup>1</sup>.

---

<sup>1</sup> Loi n° 2004-803 du 9 août 2004 relative au service public de l'électricité et du gaz et aux entreprises électriques et gazières.

### ● Le projet de loi d'orientation sur l'énergie

A la suite du débat national sur l'énergie, organisé par le Gouvernement au cours de l'année 2003, le Parlement a été saisi d'un projet de loi d'orientation sur l'énergie qui tend à définir les grands principes présidant à la conduite de la politique énergétique au cours des prochaines années. Ce texte contient des dispositions relatives aux **économies d'énergie**, à la **promotion des énergies renouvelables** (ENR) et à **l'équilibre et à la qualité des réseaux de transport et de distribution d'électricité**.

En premier lieu, le projet de loi propose d'instaurer un mécanisme original, **les certificats d'économies d'énergie**, qui ferait reposer sur les plus gros fournisseurs d'énergie (fioul, électricité, gaz, chaleur, froid) des obligations d'économies d'énergie. Ces derniers pourraient se libérer de leurs obligations en obtenant ou en acquérant des certificats d'économies d'énergie, soit directement par leur action en faveur de la maîtrise de la demande d'énergie (MDE), soit auprès de personnes morales qui ont contribué à la réalisation d'économies d'énergie. Le texte **renforcerait** également les **dispositions relatives à la performance énergétique des bâtiments** en prévoyant que les bâtiments neufs ou les bâtiments existants réhabilités devraient respecter des règles de performance énergétique et feraient l'objet d'une étude de faisabilité évaluant les différentes solutions d'approvisionnement de la construction en énergies renouvelables. En second lieu, le texte prévoit diverses dispositions visant à **promouvoir les énergies renouvelables**. Enfin, le projet de loi propose d'introduire des mesures relatives à l'équilibre et à la qualité des réseaux de transport et de distribution d'électricité.

Composé initialement d'une quinzaine d'articles et d'une annexe, ce projet a été sensiblement amendé par l'Assemblée nationale, qui a décidé d'intégrer, dans le corps même de la loi, le texte de l'annexe. En revanche, le Sénat, à l'initiative du rapporteur de votre commission, M. Henri Revol, a décidé de **rétablir cette annexe** et de ne conserver dans le dispositif, au sein d'un titre I<sup>er</sup> A, que les dispositions qu'il jugeait les plus emblématiques.

A titre personnel, votre rapporteur pour avis ne peut que réitérer les réflexions qu'il avait émises au cours de la discussion générale du projet. En effet, même si le texte transmis par l'Assemblée nationale manquait de hiérarchisation et qu'il convenait d'en alléger certains de ses éléments, **il considère toujours qu'en introduisant dans la loi les dispositions de l'annexe, il leur était donné quelque force**. Or, votre rapporteur pour avis estime, toujours à titre personnel, que le Sénat est allé trop loin dans ce travail de simplification et qu'il était nécessaire de conserver dans le texte même du projet de loi un certain nombre d'éléments, désormais renvoyés en annexe. En outre, votre rapporteur pour avis juge que la problématique des transports, du fait de leur contribution majeure aux émissions de gaz à effet de serre, n'a pas été suffisamment prise en compte dans ce projet de loi. Ainsi, aucune mesure concrète, telles qu'une incitation au développement des transports collectifs urbains ou du transport de marchandises par voie de fret ferroviaire, n'est actuellement prévue dans ce texte.

● **La loi relative au statut des entreprises électriques et gazières**

Dans le prolongement de la discussion de ce projet de loi d'orientation, le Parlement a été saisi au cours de la session extraordinaire de l'été 2004 d'un projet tendant à **réformer le statut d'EDF et de GDF**. Cette loi a défini les missions de service public des entreprises électriques et gazières, transposé dans le droit national les dispositions des directives 2003/54 et 2003/55 relatives à la séparation juridique des entreprises chargées du transport d'électricité ou de gaz et à l'indépendance managériale et comptable des services chargés de la distribution. Afin de garantir la pérennité du régime social des industries électriques et gazières (IEG), cette loi a procédé à la création de la Caisse nationale des IEG et l'a adossée au régime général. Enfin, l'article 24 de la loi a transformé EDF et GDF en sociétés anonymes dont l'Etat détient plus de 70 % du capital<sup>1</sup>.

Cette transformation procédait, selon le Gouvernement, de la nécessité d'adapter les entreprises historiques au nouveau contexte concurrentiel résultant de la libéralisation des marchés énergétiques et de mettre un terme à la garantie illimitée de l'Etat dont bénéficiaient ces entreprises en raison de leur statut d'établissement public, jugée contraire au droit européen de la concurrence par la Commission européenne. Ce texte a été approuvé par votre commission.

Toutefois, à l'instar des membres de son groupe, **votre rapporteur pour avis, à titre personnel, tient à réitérer son opposition à cette réforme**. De son point de vue, la transformation de la forme juridique des entreprises EDF et GDF se révélera préjudiciable pour leur développement futur. Comme le soulignait notre collègue Bernard Piras lors de la discussion générale de ce projet, l'entrée prévisible de capitaux privés dans les deux entreprises historiques « *ne laisse rien présager de bon au regard de l'incompatibilité entre la notion de rentabilité et celle de service public* ». Il jugeait ainsi que ce projet de loi traduisait « *une volonté farouche de mettre en place les conditions d'une privatisation future d'EDF et de GDF* ».

Au surplus, votre rapporteur pour avis, toujours à titre personnel, ne peut que déplorer les **conséquences négatives résultant des décisions prises au niveau européen visant à ouvrir les marchés énergétiques à la concurrence** dans la mesure où les spécificités de ces marchés impliquent la définition de règles pour éviter la spéculation sur les prix et le sous-investissement et l'existence d'opérateurs publics forts chargés d'assurer les missions de service public.

---

<sup>1</sup> Cette transformation est devenue effective avec la publication du décret n° 2004-1223 du 17 novembre 2004 portant statuts de la société anonyme Gaz de France et du décret n° 2004-1224 du 17 novembre 2004 portant statuts de la société anonyme Electricité de France.

## CHAPITRE II

### QUELLE STRATÉGIE POUR EDF ?

Alors que l'année 2004 a été marquée, dans le secteur énergétique français, par la promulgation de la loi transformant EDF et GDF en sociétés anonymes, dont au moins 70 % du capital est détenu par l'Etat, votre rapporteur pour avis a souhaité dresser un rapide bilan des enjeux auxquels est confrontée la nouvelle société anonyme Électricité de France.

#### I. LES ÉVOLUTIONS INDUSTRIELLES DE L'ANNÉE PASSÉE

Après une très forte croissance externe (15 milliards d'euros en trois ans), le groupe EDF<sup>1</sup> s'est engagé en 2003 à diminuer son endettement. EDF souhaitait notamment se recentrer géographiquement sur les pays européens limitrophes, qui constituent ses axes de développement stratégique. Fin 2003, le total des participations inscrites à l'actif du bilan de la société s'élevait à **8,3 milliards d'euros**, la principale filiale étrangère d'EDF étant EDF UK (London Electricity), pour une valeur nette comptable de 3,6 milliards d'euros, et sa participation principale étant celle dans la société allemande EnBW (pour une valeur nette comptable de 2,2 milliards d'euros). Il convient en outre de noter que le montant de ces participations n'inclut pas celle qu'EDF a pris directement dans la société italienne Edison<sup>2</sup>, puisque celle-ci ne figure pas dans ses comptes consolidés, le Gouvernement italien ayant limité ses droits de vote à 2 % du capital, et qu'il s'agit d'une participation directe de la maison mère EDF.

Au cours de l'année 2003, les principales opérations ont conduit EDF International à :

- reverser à OEW 9,87 millions d'euros de dividendes qu'elle avait perçus d'EnBW, cette rétrocession venant augmenter la participation d'EDF International dans EnBW ;
- augmenter ses participations dans les sociétés polonaises pour un montant de 102 millions d'euros ;
- céder sa participation dans l'entreprise suédoise Granninge, ce qui a permis de dégager une plus-value de 78,4 millions d'euros.

**Pour l'année 2004, le groupe EDF s'est engagé à poursuivre sa politique de désendettement.** Un programme de cession des investissements non stratégiques est en cours, y compris dans les pays européens non limitrophes.

---

<sup>1</sup> S'agissant de son développement international, EDF possède une filiale dont elle possède 100 % du capital, la holding EDF International, qui a été créée en 1993 et a reçu pour mission d'acquérir des participations dans des sociétés d'électricité opérant à l'étranger.

<sup>2</sup> Il est à noter que le journal Les Echos du 4 novembre 2004 évoque un projet de rachat des parts détenues par EDF dans Edison par le groupe allemand E.ON.

Hors d'Europe, l'activité du groupe sera essentiellement consacrée à la gestion des conséquences des crises financières sur ses actifs en Amérique Latine.

Au niveau national, l'entreprise a cédé les parts qu'elle détenait dans la Compagnie nationale du Rhône (CNR) à Electrabel, cette dernière portant sa part à hauteur de 49 %. En outre, EDF et Electrabel ont conclu un accord afin que l'électricité produite par les centrales nucléaires de Tihange (Belgique) et Tricastin (France), pour le compte respectivement d'EDF et d'Electrabel, soit livrée dans leur pays de production et non plus à la frontière franco-belge.

## II. QUELLE OUVERTURE DE CAPITAL POUR EDF ?

L'article 24 de la loi du 9 août 2004 relative au service public de l'électricité et du gaz et aux entreprises électriques et gazières dispose qu'EDF est constituée en société anonyme dont le capital est détenu au minimum à 70 % par l'Etat. Toutefois, dès l'ouverture de la discussion générale de ce projet de loi à l'Assemblée nationale, M. Nicolas Sarkozy, ministre d'Etat, ministre de l'économie, des finances et de l'industrie, avait annoncé la constitution d'une commission ad hoc, chargée d'évaluer le projet industriel et les besoins financiers d'Electricité de France.

Cette commission, constituée à la fin du mois de septembre 2004 et présidée par M. Marcel Roulet, ancien PDG de France Télécom, a rendu le fruit de ses travaux au ministre le 19 novembre dernier.

Le rapport relève qu'EDF, **pour financer son développement international** (qui représente 38 % de son chiffre d'affaires), a besoin de renforcer ses fonds propres à hauteur de **8 à 11 milliards**. Même si ce chiffre doit être relativisé au regard de la politique de maîtrise des dépenses et d'amélioration de la rentabilité que compte mettre en oeuvre l'entreprise, il s'agit d'une somme considérable, à comparer avec les 500 millions d'euros de recapitalisation promis par le Gouvernement.

Le rapport de la commission « Roulet » ne se prononce pas sur la manière dont EDF peut parvenir à un tel renforcement de ses fonds propres. Toutefois, selon les éléments d'information obtenues par votre rapporteur pour avis, les développements du rapport amènent à une conclusion inéluctable : il sera nécessaire d'ouvrir le capital de l'entreprise car un endettement croissant n'est pas envisageable et l'Etat n'a pas les moyens de recapitaliser l'entreprise au-delà du versement déjà promis.

**Au total, votre rapporteur pour avis, à titre personnel, déplore que le rapport n'assume pas pleinement cette conséquence et regrette que ses conclusions ouvrent la voie à une ouverture de capital, à laquelle il demeure opposé.**

### III. LA POURSUITE DU PROGRAMME ÉLECTRO-NUCLÉAIRE

En ce qui concerne son développement industriel au niveau national, **le conseil d'administration d'EDF a décidé**, le 21 octobre 2004, de **lancer la construction d'un réacteur tête de série du modèle EPR** (European Pressurized Reactor), dont le site d'implantation se situera à Flamanville dans la Manche.

L'EPR, développé par Framatome ANP, en partenariat avec EDF et les électriciens allemands, appartient à la même filière que les réacteurs à eau pressurisée (REP) actuellement en service en France.

L'EPR est un réacteur de 1.600 MW, avec une consommation d'uranium réduite de 15 % à quantité d'électricité produite égale. Selon les informations fournies par EDF, **le coût de construction serait d'environ trois milliards d'euros et la durée de construction pourrait s'étaler sur cinq ans**, ce qui laisserait envisager une mise en service en 2012 si les travaux étaient débutés en 2007. La durée de vie prévue de cette nouvelle génération serait de 60 ans (contre 40 pour la génération actuelle) et l'EPR permettrait, selon EDF, de fournir de 10 à 12 milliards de KWh par an, pour un coût de 30 euros par MWh.

**Votre commission se félicite de la construction de cette nouvelle génération de réacteurs qu'elle appelle de ses vœux depuis plusieurs années.**

Votre rapporteur pour avis, quant à lui, ne peut que refaire part de ses interrogations sur l'opportunité du choix de ce réacteur, qui, selon son analyse, pourrait ne pas apparaître suffisamment performant. Dans la mesure où EDF s'apprête à déboursier plus de trois milliards d'euros pour la construction dudit réacteur, il ne peut que faire part de ses interrogations quant à l'alternative qui aurait consisté à investir plus massivement sur les programmes de recherche relatifs au développement de la quatrième génération de réacteurs nucléaires ou des énergies renouvelables.

**Il estime enfin, toujours à titre personnel, que compte tenu des capacités de production existantes et des échéances prévues pour le renouvellement des centrales actuelles, il n'y avait pas urgence à décider, de façon précipitée, la construction d'un réacteur EPR car son lancement ne correspond pas, selon lui, à un besoin réel et immédiat.**



## CHAPITRE III

### LES ÉVOLUTIONS DES MARCHÉS ÉLECTRIQUE ET GAZIER ET LA POURSUITE DU MOUVEMENT DE LIBÉRALISATION

En vertu des dispositions des directives 2003/54 et 2003/55 précitées, l'ouverture à la concurrence des marchés énergétiques des Etats membres de l'Union européenne est effective pour tous les clients non résidentiels (c'est-à-dire l'ensemble de la clientèle professionnelle) depuis le 1<sup>er</sup> juillet 2004 et elle le sera pour tous les clients domestiques à compter du 1<sup>er</sup> juillet 2007.

#### I. LE MARCHÉ DE L'ÉLECTRICITÉ

S'agissant du marché de l'électricité, l'ouverture plus large à la concurrence depuis le 1<sup>er</sup> juillet dernier s'est traduite par une **hausse considérable du nombre de sites éligibles, de 3 500 à 3,5 millions pour un volume total de 295 TWh**. La France se situe au troisième rang des marchés de l'électricité ouverts à la concurrence dans l'Union. Toutefois, ce taux d'ouverture « légal » ne préjuge en rien de la pression concurrentielle effective sur le marché. D'autres indicateurs permettent ainsi d'apprécier l'ouverture à la concurrence réelle, comme le taux de changement de fournisseurs ou la possibilité réelle pour un nouvel entrant de faire jouer la concurrence.

##### *A. LA CONCURRENCE EN FRANCE*

Comme l'année dernière, le rapport annuel de la Commission de régulation de l'énergie (CRE), très complet, a servi de base aux développements suivants. Au cours de l'année 2003-2004, le nombre d'acteurs sur le marché électrique est resté stable. En mars 2004, sur environ 70 sociétés, une soixantaine, pour la plupart européennes, étaient actives sur l'un des segments du marché électrique (vente aux clients éligibles, fourniture de « pertes » à RTE, activités d'import/export et transactions à la bourse de l'énergie (Powernext)).

Les évolutions statistiques montrent qu'au-delà des variations saisonnières **l'ensemble des segments du marché se développe**, notamment les ventes aux clients éligibles et les transactions sur les bourses de l'énergie. **Le volume global d'activité des concurrents d'EDF a progressé d'un tiers au cours de l'année 2003**. Les capacités de production virtuelles acquises lors des enchères organisées par EDF (virtual power plants – VPP) ont joué un rôle éminent car elles englobent, en janvier 2004, la quasi-totalité des quantités vendues à des consommateurs ou à RTE. Ces enchères, organisées depuis novembre 2003, ont représenté un volume total de 6.000 MW.

Il est à noter que les échanges avec les pays frontaliers ont contribué au développement des concurrents d'EDF puisque le volume des transactions avec les pays européens a fortement crû. **Les exportations de ces concurrents sont plus importantes que leurs importations, ce qui met en lumière, selon l'analyse de la CRE, que les concurrents d'EDF, en net, achètent de l'électricité en France pour la revendre dans des pays où les prix sont a priori supérieurs. Pour votre rapporteur pour avis, cette évolution ne fait que traduire les conséquences inéluctables liées au mouvement de libéralisation du marché électrique : les opérateurs privés tirent partie des différences de prix qui résultent en grande partie des insuffisances de capacités de production dans les autres Etats de l'Union, ce qui fait reposer une grande partie de la charge des investissements sur notre pays.**

Néanmoins, selon la CRE, la concurrence reste limitée en France car seulement cinq acteurs se partagent 90 % du marché ayant échappé à EDF.

## ***B. LES ÉCHANGES D'ÉLECTRICITÉ***

Le marché européen des échanges d'électricité en gros existe sous **trois types** : le **marché de gré à gré** non organisé, la **bourse d'électricité** où l'offre et la demande se rencontrent sur un marché facultatif organisé et le système de « **pool** » qui est un marché obligatoire sur lequel toute la production est confrontée à la demande.

**Malgré quelques difficultés de démarrage et plusieurs échecs, les bourses européennes connaissent depuis quelques années une forte croissance.** Au sein des pays européens, Nord Pool, qui regroupe les **bourses du Nord de l'Europe**, est la place de marché la plus avancée : les volumes de transaction sur son marché spot varient peu depuis trois ans (**120 TWh environ**) et représentent près du tiers de la consommation scandinave. En outre, Nord Pool a développé un ensemble de services comparables à ceux des marchés financiers de capitaux (options d'achat/vente permettant de se couvrir contre les risques de variation de prix). En dépit de la création de ces services, les volumes sur le marché à terme de Nord Pool ont brutalement chuté en 2003 (- 46 %), en raison de la forte hausse du prix spot de l'électricité et des tensions sur le prix du baril de pétrole.

**La bourse britannique de l'électricité (APX) a connu une croissance vigoureuse** puisque le volume traité sur le marché spot s'établissait à 11,6 TWh au premier trimestre 2004, plus de sept fois le volume du premier trimestre 2003. A l'exception de Nord Pool, les volumes de transaction sur les autres bourses en Europe restent limités. L'essentiel des échanges en gros d'électricité s'effectue encore sur le marché de gré à gré non organisé. Il est probable cependant, au vu de la croissance en Allemagne et au Royaume Uni, que les bourses vont rapidement représenter une part plus significative des échanges. **L'Espagne a conservé un système de pool obligatoire, OMEL, mis en service en**

janvier 1998, avec plus de 100 participants actifs en 2003 et un volume d'échanges quotidien de 900 GWh en 2003.

En ce qui concerne le marché français, au 1<sup>er</sup> juin 2004, le marché de la veille pour le lendemain de **Powernext** comptait 39 membres actifs, rassemblant les principaux acteurs français et européens du marché de l'électricité. Ce marché reste assez concentré car les cinq membres les plus actifs représentent environ 40 % des achats et des ventes. **Son activité est en croissance nette car 30.000 à 40.000 MWh seront échangés en 2004, contre 10.000 MWh en janvier 2002.**

### ***C. LES CONSÉQUENCES SUR LES PRIX DE LA LIBÉRALISATION***

Le prix de détail de l'électricité pour les consommateurs éligibles en France est libre et négociable entre les consommateurs et les fournisseurs d'électricité du marché. Cependant, l'évolution des prix négociés entre consommateurs éligibles et fournisseurs a suivi l'évolution des prix de gros sur les marchés européens de l'électricité.

Lors de l'ouverture des marchés électriques, ces prix de gros se sont établis à des niveaux très bas par rapport aux coûts complets de production. Ainsi, les prix de gros moyens en France étaient d'environ 23 euros/MWh en 2002, auxquels il faut rajouter les coûts de transport, de distribution et de commercialisation. L'année 2003 a été caractérisée par la double croissance en volume et en prix des transactions sur les marchés de gré à gré. **Les prix de gros ont ainsi augmenté de près de 38 % en un an, passant à 30 euros/MWh. Les offres commerciales de prix à destination des clients éligibles ont suivi la même évolution.** Cette évolution du marché a été favorisée par la hausse des prix du charbon de près de 60 % en un an, par les difficultés de production liées aux conditions climatiques de l'été 2003 et par la diminution des surcapacités au niveau européen. **Notre commission ne peut que déplorer cette évolution à la hausse des prix, du fait de ses conséquences sur la compétitivité des entreprises industrielles européennes.**

### ***D. LE FINANCEMENT DU SERVICE PUBLIC***

Le financement des missions de service public s'opère, depuis le vote de la loi du 3 janvier 2003, par l'intermédiaire de la contribution au service public de l'électricité (CSPE). L'article 37 de ce texte a intégré dans l'assiette de la contribution<sup>1</sup> les coûts supportés par les distributeurs en raison de la mise en oeuvre des mécanismes d'aide à la fourniture d'électricité aux clients en difficulté. La loi a également plafonné la contribution unitaire par kilowattheure à

---

<sup>1</sup> *Qui finance en outre les mécanismes de soutien aux énergies renouvelables (obligations d'achat) et la péréquation en faveur des zones non interconnectées.*

7 % du tarif de vente correspondant à une souscription d'une puissance de 6 kVA et limité la contribution totale par site à 500.000 euros afin de limiter l'impact sur la compétitivité des entreprises industrielles. Enfin, cet article a prévu une exonération de certains kWh autoconsommés, en indiquant que **l'électricité produite par un producteur pour son propre usage<sup>1</sup> n'est prise en compte pour le calcul de la contribution qu'à partir de 240 GWh par an et par site de production**. Les modalités de calcul de la CSPE s'effectuaient auparavant sur la base des modalités prévues par le décret relatif au fonds du service public de la production d'électricité (FSPPE). Un nouveau décret<sup>2</sup> est venu préciser les modalités d'application de la CSPE prévoyant notamment le **détail des charges de service public** à prendre en compte, les **contributeurs aux charges de service public** (en particulier les consommateurs finals sur des sites complexes), les **modalités de recouvrement** et les **sanctions** en cas de défaut de déclaration des contributions dues.

Selon les informations rendues publiques par la CRE, le montant des charges de service public pour **2003** serait estimé à **1.461,48 millions d'euros** (398 millions pour les zones non interconnectées, 1.052,2 millions de surcoûts liés à l'obligation d'achat pour EDF et 11,28 millions de surcoûts liés à l'obligation d'achat pour les DNN). Ces charges prévisionnelles passeraient à **1.536,4 millions d'euros**, dont 72 % liés à l'obligation d'achat, afin de servir de base de calcul de la CSPE pour **2004**. Compte tenu du report de charges de l'année 2002, le montant des charges à couvrir à 2004 s'élèverait en fait à **1.735 millions d'euros, soit une hausse de 19 % par rapport à 2003**.

Le financement du service public de la production d'électricité, qui porte sur une consommation prévisionnelle nette de 380 TWh pour 2004, se traduit donc par **une CSPE de 4,5 euros par MWh**, (soit 0,45 centime d'euro par kWh), contre 3,3 euros en 2003. Elle représenterait ainsi **5 % de la facture d'électricité d'un particulier et jusqu'à 9,5 % de celle d'un industriel**. Dans sa proposition, la CRE estime que, outre la régularisation de l'exercice 2002, l'augmentation de la contribution unitaire pour 2004 est essentiellement due au nouveau dispositif institué par la loi du 3 janvier 2003, en raison de :

– l'effet du plafonnement à 500.000 euros par site de consommation (pour 0,55 euro par MWh) ;

– la prise en compte des installations de production à partir d'énergies renouvelables d'EDF (pour 0,18 euro par MWh).

**La CRE estime que les charges de service public de l'électricité devraient être comprises, à l'horizon 2007, entre 2 et 2,8 milliards d'euros**, ce qui se traduirait par une contribution unitaire se situant entre 4,7 euros et 7,2 euros par MWh. Dès lors, le problème du plafonnement de la contribution à 7 % du tarif de vente pourrait se poser dans la mesure où cette disposition limite actuellement la contribution unitaire à 5,3 euros. **La CRE estime que si ce plafond n'était pas modifié, les charges de service public risqueraient de ne pas pouvoir être intégralement compensées dès 2005.**

---

<sup>1</sup> Ainsi que l'électricité achetée, pour son propre usage, par un consommateur final à un tiers exploitant une installation de production sur le site de consommation.

<sup>2</sup> Décret n° 2004-90 du 28 janvier 2004 relatif à la compensation des charges de service public de l'électricité.

## II. LE MARCHÉ DU GAZ

### A. LA SITUATION DU MARCHÉ GAZIER

#### 1. En Europe

En 2003, l'Europe a produit près de **220 giga mètres cubes (Gm3) de gaz naturel**, soit **52 % de sa consommation**, le Royaume-Uni et le Pays-Bas concentrant à eux seuls près de 80 % de ce total. **Cette production est, pour la deuxième année consécutive, en recul de 2 %**. Dans le même temps, **la consommation européenne a augmenté de 4 % pour s'établir à 425 Gm3**, cinq pays (Royaume-Uni, Allemagne, Italie, France et Pays-Bas) représentant **80 %** de cette consommation. Cette hausse s'explique à la fois par des raisons climatiques (un hiver plus rude en 2003) et par la hausse de la demande de gaz pour la production d'électricité. Cette croissance devrait se poursuivre puisque, selon les prévisions de l'Agence internationale de l'énergie (AIE), **la demande annuelle de gaz pourrait croître de 3 % en moyenne entre 2000 et 2010**. L'Europe est, en matière gazière, **structurellement dépendante des importations** (cette dépendance étant passée de 46 % en 2002 à 48 % en 2003). Les principaux fournisseurs de l'Union sont la Russie (37 % des importations), la Norvège (31 %) et l'Algérie (25 %).

#### 2. En France

**La production gazière française s'est élevée à 2,41 milliards de m<sup>3</sup> en 2003**, en **baisse de 12 %** par rapport à 2002. Elle a couvert **3 % des besoins nationaux**. La très grande majorité de cette production, issue des gisements de Lacq et de Meillon, devrait continuer à diminuer au cours des prochaines années en raison de l'épuisement progressif de ces gisements. Dans le contexte d'une demande gazière en hausse de 5 % en 2003 touchant l'ensemble des secteurs (résidentiel et tertiaire, industriel et développement des cogénérations), **les importations françaises ont crû de 5 % et ont assuré près de 90 % des besoins hexagonaux (509 TWh)**. **L'origine géographique des importations gazières françaises présente une remarquable stabilité**, du fait de l'existence de contrats de long terme. La Norvège a ainsi conservé en 2003 son rang de premier fournisseur gazier français devant la Russie, l'Algérie et les Pays-Bas.

## ***B. L'ÉVOLUTION DES PRIX DU GAZ***

La CRE note une évolution positive sensible des prix du gaz au cours de l'année 2003, qui tient tout d'abord, pour les contrats gaziers à long terme, à la hausse du prix des produits pétroliers, les contrats d'approvisionnement gazier prenant en compte les fluctuations des prix du pétrole avec un décalage d'environ trois mois. En outre, le gaz vendu de gré à gré a également enregistré une hausse importante de 16 % en 2003 sur le marché anglais, en raison de tensions sur l'offre en Grande-Bretagne, cette augmentation se communiquant, compte tenu de leurs liens, au marché gazier de Zeebrugge (en Belgique), place de marché du gaz la plus importante sur le continent européen.

## ***C. LA POURSUITE DU MOUVEMENT DE LIBÉRALISATION***

La directive 2003/55 relative au marché du gaz naturel prévoit le même mouvement d'ouverture à la concurrence que pour le marché de l'électricité, avec les mêmes étapes (1<sup>er</sup> juillet 2004 pour tous les clients non résidentiels, 1<sup>er</sup> juillet 2007 pour tous les consommateurs). Ainsi, le 1<sup>er</sup> juillet dernier, le nombre de sites éligibles est passé de 1.200 (pour une consommation de 170 TWh) à 530.000 (350 TWh), ce qui représente 70 % du marché du gaz en France.

Selon les informations rendues publiques par la CRE le 4 novembre dernier, depuis l'ouverture du marché à la concurrence, 112 sites ont changé de fournisseur, pour une consommation de 52,5 TWh par an. Entre le 1<sup>er</sup> juillet et le 1<sup>er</sup> novembre 2004, 59 sites ont changé de fournisseur (pour un volume total consommé de 10,4 TWh par an), essentiellement dans la zone nord et la zone est.

La CRE note toutefois que la concurrence reste limitée dans le sud. Plusieurs raisons expliquent cette situation :

– une insuffisance de la ressource gazière dans le sud, qui devrait être corrigée avec la construction d'un nouveau terminal méthanier à Fos sur Mer (Fos II) et le projet de construction d'un nouveau gazoduc entre la France et l'Espagne ;

– le niveau des tarifs de transport du gaz, qui doit être acheminé depuis les gazoducs du nord et de l'est de la France. Toutefois, la réduction de 8 à 5 du nombre de zones d'équilibrage, liée à la fusion des réseaux CFM et GDF, devrait permettre un abaissement du coût de transport.

## CHAPITRE IV

### LES ENJEUX ENVIRONNEMENTAUX DE LA POLITIQUE ÉNERGÉTIQUE

#### I. LA PROMOTION DES ÉNERGIES RENOUVELABLES (ENR)

La directive 2001/77 du Parlement européen et du Conseil du 27 septembre 2001 relative à la promotion de l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables (ENR) sur le marché intérieur de l'électricité fixe à la France un objectif indicatif d'une consommation d'électricité brute venant d'ENR de **21 % à l'horizon 2010**, la France se situant à **15,7 % en 2003**.

##### *A. LE BILAN DES ENR EN FRANCE EN 2003*

La France est riche en ressources énergétiques naturelles. Celles-ci font d'elle, pour l'année 2003, l'un des premiers pays producteurs européens d'ENR, derrière la Suède, grâce notamment au bois combustible et à l'hydroélectricité.

En 2003, la production d'électricité d'origine renouvelable a néanmoins diminué légèrement de **1,5 % pour s'établir à 70,3 TWh** (contre 71,3 TWh en 2002). Cette baisse est principalement liée à la production hydraulique, dont le repli (64,9 TWh contre 66,5 TWh en 2002) n'a pu qu'être partiellement compensé par les autres productions électriques d'origine renouvelable. **L'hydraulique** représente en effet **92 %** de la production électrique d'origine renouvelable, les déchets urbains 4,7 %, le bois et déchets de bois 1,9 %, l'éolien, le biogaz et le solaire photovoltaïque assurant la part résiduelle.

L'année 2003 reste marquée par :

- une **production hydraulique particulièrement faible**, liée à un manque de pluviosité durant le printemps et l'été 2003, conjuguée aux mesures prises pour remédier aux problèmes rencontrés lors de la canicule ;

- la poursuite d'une croissance sensible de l'électricité issue de toutes les filières d'énergies renouvelables d'origine thermique (+ 9 %), au premier rang desquelles celle des déchets urbains, grâce au développement de la cogénération dans les nouvelles unités de traitement qui assurent une production électrique de 3,3 TWh, soit un quasi triplement sur les cinq dernières années ;

- **une progression de 27 % de la production d'électricité éolienne** (342 GWh contre 269 GWh en 2002) ;

- une forte poussée du solaire photovoltaïque relié au réseau, dont les surfaces de capteurs installés ont presque triplé.

**La production thermique d'origine renouvelable** (y compris les biocarburants) **a augmenté de 9 %** avec 10,5 Mtep, en raison d'une hausse sensible de la consommation de bois de chauffage des ménages. Cette croissance est assurée principalement par le bois et les déchets de bois (83 %), et dans une moindre mesure par les déchets urbains (8 %), les biocarburants (4 %) et les pompes à chaleur (2 %), la part résiduelle concernant le solaire thermique, la géothermie, le biogaz et les résidus de récoltes.

Au delà des considérations environnementales qui incitent fortement au développement des ENR, cette filière représente un **enjeu économique majeur en France**. En terme de balance des paiements, **les 15,9 Mtep produites par les ENR ont permis d'éviter des importations d'un montant d'environ trois milliards d'euros**. En matière d'emploi, les ENR représentent entre 40.000 et 50 000 emplois (18.000 pour la production et la distribution d'électricité d'origine hydraulique, et au moins 25.000 équivalents plein-temps pour le bois combustible). En outre, des filières en émergence comme l'éolien ou le solaire thermique, qui disposent d'une bonne visibilité économique, sont susceptibles de créer de nombreux emplois en France. **Votre rapporteur pour avis note que ces emplois sont essentiellement des emplois locaux et contribuent ainsi fortement à l'aménagement du territoire et à la sauvegarde de l'emploi en milieu rural.**

**Enfin, votre commission considère que certaines sources d'énergies renouvelables sont sous-utilisées en France, comme le bois, les céréales ou la biomasse**, notamment pour la production de chaleur, alors que notre pays dispose de ressources abondantes en la matière. Ainsi, elle considère que les pouvoirs publics devraient créer les conditions permettant d'accroître le recours à ces deux types d'ENR afin de diversifier le bouquet énergétique français. **A ce titre, votre commission s'interroge sur les raisons pour lesquelles les réseaux de chaleur au bois, contrairement aux autres types de réseaux de chaleur, ne bénéficient pas du taux réduit de TVA à 5,5 %.**

## ***B. LES MÉCANISMES DE SOUTIEN DES ENR***

### **1. L'obligation d'achat**

La loi du 10 février 2000 a instauré un mécanisme **d'obligation d'achat**, qui constitue l'un des principaux mécanismes de soutien aux ENR et à la cogénération. Ainsi, **EDF et les entreprises locales de distribution (ELD) sont soumises à l'obligation d'acheter aux producteurs** qui en font la demande, à des tarifs réglementés, **l'électricité qu'ils produisent à partir d'installations de moins de 12 MW**, utilisant des ENR ou des techniques de cogénération. S'agissant des installations mises en service avant la promulgation de la loi, les producteurs peuvent bénéficier de contrats d'achat négociés avec EDF ou les ELD, bâtis sur des modèles de contrat approuvés par les pouvoirs publics.

Sur la base du dispositif de la loi de 2000, **183 installations avaient été mises en service au 31 décembre 2003**, pour une puissance totale de **575 MW**, dont 96 contrats pour des installations hydrauliques (pour une puissance cumulée de 260 MW), 30 contrats éoliens (pour une puissance cumulée de 168 MW) et 22 contrats de cogénération (pour une puissance cumulée de 51 MW).

Selon les prévisions de la CRE, **les quantités d'électricité produite sous le régime de l'obligation d'achat s'élèveraient en 2004 à 27,8 TWh** (16,4 TWh de cogénération, 8 TWh d'hydraulique, 1,72 TWh d'incinération et 0,9 TWh en éolien). Pour 2004, le **surcoût** de l'obligation d'achat par EDF et les ELD en métropole a été estimé par la CRE à **1,076 milliard d'euros** (environ 754 M€ pour la cogénération, 180 M€ pour l'hydroélectricité et 47 M€ pour l'éolien, et 95 M€ pour les autres filières).

## **2. Le mécanisme des appels d'offre**

Pour permettre le développement des ENR dans le cadre des objectifs fixés par la programmation pluriannuelle des investissements du 7 mars 2003, le **Gouvernement peut décider de lancer des appels d'offres** lorsqu'il estime que le développement des moyens de production par le marché ou par le biais des obligations d'achat est insuffisant, la CRE étant chargée de la conduite de la procédure. Ces dispositions ont permis au ministre chargé de l'énergie de lancer en 2003 et 2004 trois appels d'offres électriques dans les domaines de la biomasse (200 MW) et du biogaz (50 MW), de l'éolien offshore (500 MW) et de l'éolien terrestre (500 MW). A l'expiration des délais de remise des offres (entre juillet 2004 et janvier 2005 selon les cas), la CRE est chargée d'instruire les dossiers de candidature. Après réception de son avis, le ministre en charge de l'énergie désignera les candidats retenus d'ici la fin de l'année 2004 pour les deux premiers appels d'offres et courant 2005 pour l'appel d'offres « éolien terrestre ».

## **3. Les perspectives de développement**

Selon les éléments d'information fournies par la DGEMP, à l'horizon 2010, le respect de l'objectif de 21 % de la directive précitée 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 et de 500 à 2.000 MW supplémentaires de cogénération. Si les hypothèses ci-dessus se réalisaient, **le surcoût engendré en 2010 par le développement des ENR, compte tenu du mécanisme de la CSPE, serait compris entre 1.500 et 2.600 millions d'euros.**

**Votre rapporteur pour avis ne peut que déplorer, à titre personnel, le vote trop rapide et sans étude d'impact du 5° de l'article 33 de la loi du 9 août 2004 précitée qui prévoit que les installations disposant de l'obligation d'achat ne peuvent bénéficier qu'une seule fois d'un tel contrat.** Il rappelle, à ce titre, les propos de M. Daniel Reiner qui, lors des explications de vote sur cet amendement, a rappelé l'engagement du groupe socialiste en faveur de la

politique de développement durable et jugé cette disposition « *anti-énergies renouvelables* ».

Sans pour autant nier que les tarifs payés aux producteurs d'ENR dans le cadre des contrats d'obligation d'achat sont supérieurs aux prix du marché et peuvent être constitutifs d'une aide d'Etat, votre rapporteur pour avis rappelle que le considérant n° 14 de la directive 2001/77 précise que les Etats membres « *appliquent différents mécanismes de soutien des sources d'énergies renouvelables au niveau national, notamment (...) des régimes de soutien direct des prix* ». Les textes européens en vigueur autorisent donc une telle politique et votre rapporteur pour avis souhaite qu'une réflexion puisse être menée sur ce sujet afin de favoriser les dispositifs de soutien au développement de cette filière.

Votre commission relève, quant à elle, que la CRE souligne, dans ses rapports annuels, que le mécanisme d'appels d'offres est moins coûteux et plus efficace pour soutenir la filière des ENR que l'obligation d'achat car il permet **d'obtenir le meilleur prix par le jeu de la concurrence** et permet à la **puissance publique de conserver la maîtrise du volume des capacités de production réalisées**. La CRE avait d'ailleurs émis en 2001 un avis défavorable sur certains tarifs réglementés, dont le tarif éolien et le tarif de cogénération, la Commission jugeant que leur niveau était « *très supérieur à la somme des coûts et des externalités évités par ces filières* ».

### **C. LES DISPOSITIONS DU PROJET DE LOI D'ORIENTATION SUR L'ÉNERGIE EN FAVEUR DES ENR**

Le projet de loi d'orientation sur l'énergie fixe tout d'abord, dans les premiers articles tels qu'ils résultent du texte adopté par le Sénat, les grands objectifs indicatifs relatifs à la politique énergétique comme l'objectif de réduction de l'intensité énergétique finale de 2 % par an d'ici à 2015 et celui de 3 % par an des émissions de gaz à effet de serre. L'article 1<sup>er</sup> septies E rappelle également l'engagement de l'Etat en faveur de la diversification des sources de production énergétique, notamment grâce à l'augmentation à un niveau de 21 % en 2010 pour la production intérieure d'origine renouvelable et à la hausse de 50 % d'ici à 2010 de la production de chaleur d'origine renouvelable.

Le texte contient également des dispositions urbanistiques en faveur du développement des ENR qui autorisent, dans les PLU, un dépassement du coefficient d'occupation des sols pour la réalisation d'équipement en énergies renouvelables. S'agissant des dispositions relatives aux éoliennes, votre rapporteur pour avis s'était élevé, à l'instar d'autres membres de la commission et en premier lieu de son rapporteur, contre l'article 8 bis, qu'il avait qualifié de disposition « *éolicide* ». Cet article, adopté par l'Assemblée nationale, avait confié **la capacité de délivrer les permis de construire des installations éoliennes au maire ou au président de l'EPCI, après avis conforme de la commission des sites, paysages et perspectives**. Votre rapporteur pour avis avait jugé que donner une prérogative exorbitante à cette commission en matière d'éoliennes constituait un signal extrêmement négatif à l'égard du développement des ENR, alors que la France est encore loin d'atteindre l'objectif des 21 %. Dans cette perspective, **il ne peut que se féliciter de l'adoption, à l'unanimité, d'un amendement au Sénat revenant sur cette disposition, élaboré à l'issue d'un**

**travail commun entre le rapporteur du projet de loi, M. Henri Revol, MM. Ladislas Poniatowski et Gérard Le Cam et votre rapporteur pour avis.**

Pour encourager la production d'énergies renouvelables électriques, l'article 9 prévoit que le gestionnaire du réseau public de transport (GRT) ou les gestionnaires de réseaux publics de distribution d'électricité fournit aux producteurs qui en font la demande des garanties d'origine pour la quantité d'électricité injectée sur leurs réseaux et produite en France à partir d'énergies renouvelables ou par cogénération. Afin d'assurer la fiabilité et la transparence du système mis en place, le GRT tiendra un registre des garanties d'origine qui sera accessible au public. Le but principal de ce dispositif est de favoriser la demande « d'électricité verte » ou issue de la cogénération, notamment en améliorant l'information du consommateur et en lui permettant de choisir.

## **II. LA RÉDUCTION DES ÉMISSIONS DE GAZ À EFFET DE SERRE**

La lutte contre le changement climatique et le réchauffement de la planète constitue un des enjeux les plus importants de la politique de développement durable. Le secteur énergétique, compte tenu de sa contribution au processus de réchauffement climatique, est évidemment l'un des premiers sollicités, même si la France, grâce au recours à l'énergie nucléaire, est peu émettrice de CO<sub>2</sub>, et si le secteur des transports reste le premier émetteur de gaz à effet de serre. Cette politique a trouvé une traduction concrète avec la **présentation du plan Climat** et de la **création d'un marché d'échanges des quotas d'émission de gaz à effet de serre au niveau européen**.

### ***A. LA MISE EN OEUVRE DU PLAN CLIMAT***

Présenté le 22 juillet dernier, le plan Climat 2004 a vocation à se substituer au plan national de lutte contre le changement climatique (PNLCC) de janvier 2000, qui s'était révélé inapplicable car fondé à 40 % sur une écotaxe qui avait été déclarée inconstitutionnelle. Ce plan constitue le principal outil national de lutte contre le changement climatique. Il prévoit une économie de 72 millions de tonnes de CO<sub>2</sub> par an, soit un objectif plus ambitieux que celui imposé par le protocole de Kyoto<sup>1</sup>.

---

<sup>1</sup> *Le protocole impose, pour stabiliser les émissions de dioxyde de carbone à l'horizon 2010, la baisse de ces émissions à hauteur de 54 millions de tonne par an, afin d'atteindre une division par quatre d'ici 2050.*

#### Le plan Climat 2004

Le plan Climat 2004 s'articule autour de huit plans d'action, contenant soixante mesures et cinq « actions phares ». L'ensemble des mesures représentera près de 90 millions d'euros de dépenses par an, compte non tenu des mesures fiscales. Les huit plans d'action :

Campagne nationale de sensibilisation (coût : 3,6 millions d'euros par an)

Transports durables (enjeu : - 16,3 MteCO<sub>2</sub>, coût : 40,5 M€)

Bâtiment et écohabitat (enjeu : - 11,7 MteCO<sub>2</sub>, coût : 8,3 M€)

Industrie, énergie et déchets (enjeu : - 28,1 MteCO<sub>2</sub>, coût : 13,1 M€ puis 18,2 M€ à partir de 2008)

Agriculture durable et forêts (enjeu : - 5,6 MteCO<sub>2</sub>, coût : 6,4 M€)

Climatisation durable (enjeu : - 10,2 MteCO<sub>2</sub>, coût : 0,44 M€)

Plans Climat territoriaux et État exemplaire (enjeu : - 0,4 MteCO<sub>2</sub>, coût : 4 M€)

Recherche, international et prospective après 2010 (coût : 4 M€)

Les cinq actions phares s'inscrivent dans l'un de ces huit plans. Il s'agit tout d'abord de la mise en place, à terme, d'un système de bonus-malus environnemental s'appliquant aux véhicules particuliers afin d'inciter l'achat de véhicules moins polluants. La deuxième action a trait au développement des biocarburants afin d'atteindre l'objectif fixé par la directive de 5,75 % en 2010 de biocarburants dans la quantité totale d'essence et de gazole mise en vente sur le marché national. La troisième action concerne le développement de crédits d'impôt afin d'inciter les particuliers à acheter des équipements utilisant des ENR ou de réaliser des travaux d'isolation. La quatrième action vise à généraliser à tous les appareils consommant de l'énergie « l'étiquette énergie » pour améliorer l'information des consommateurs sur les performances énergétiques des biens. Enfin, la cinquième action tend à améliorer la qualité des appareils de climatisation et à renforcer les contrôles.

A titre personnel, votre rapporteur pour avis déplore le manque d'ambition de ce plan et considère qu'il constitue en grande partie un **catalogue de mesures déjà prévues par ailleurs**. En effet, le plan reprend, notamment, à son compte les actions prévues dans le projet de loi d'orientation sur l'énergie (certificats d'économies d'énergie, crédits d'impôt pour les équipements énergétiques performants, renforcement de la réglementation thermique des bâtiments notamment). **Il regrette également que le système de bonus-malus, au delà des discours, ne connaisse pas de traduction législative concrète**, malgré les engagements du ministre de l'écologie et du développement durable de présenter cette mesure au Parlement au cours de l'automne. Enfin, votre rapporteur pour avis déplore que les mesures permettant de diminuer les émissions du secteur des transports ne soient pas plus ambitieuses.

S'agissant du volet énergie du plan Climat, votre rapporteur pour avis note que, contrairement à ce qui était indiqué dans le plan, le projet de loi de finances pour 2005 ne contient aucune disposition concrète visant à modifier la fiscalité énergétique en fonction du contenu en carbone des sources d'énergie.

## ***B. LA LUTTE CONTRE LE CHANGEMENT CLIMATIQUE ET LA DIRECTIVE « PERMIS D'ÉMISSION »***

La mise en oeuvre, à partir de 2005, d'un marché d'échanges des quotas d'émission de gaz à effet de serre constitue l'un des principaux axes de la politique européenne de lutte contre le changement climatique.

### **1. Les objectifs de réduction fixés par le protocole de Kyoto**

La troisième Conférence des Parties de la Convention Climat, tenue à Kyoto en décembre 1997, a conduit à l'adoption du « **protocole de Kyoto** », signé par 180 Etats. **Les pays développés** (dits de l'annexe I, au nombre de 38), qui représentent 50 % des émissions mondiales de gaz à effet de serre, **se sont individuellement engagés à réduire leurs émissions de gaz à effet de serre**, la réduction globale devant atteindre **5,2 % à l'horizon 2008-2012** par rapport aux niveaux de 1990. **L'Union européenne** devra ainsi réduire ses émissions de gaz à effet de serre de **8 %** par rapport à 1990, les **États-Unis de 7 %**, le Japon, le Canada, la Pologne et la Hongrie de 6 %.

Le protocole de Kyoto ne peut toutefois entrer en vigueur que lorsque des pays de l'annexe I, représentant plus de 55 % des leurs émissions totales, l'auront ratifié. A ce titre, **votre commission se félicite de la décision des autorités russes de procéder à la ratification de ce protocole<sup>1</sup> qui ouvre la voie à son entrée en vigueur.** En effet, cette ratification était devenue indispensable depuis la décision américaine de retrait de ce processus en 2001<sup>2</sup>. Après la transmission à l'ONU des instruments de ratification russes, le traité pourra entrer en vigueur 90 jours après. Votre commission note cependant que cette ratification par la Russie ne créera pas de contraintes pour son économie : ses émissions actuelles de gaz à effet de serre étant inférieures de 20 % au niveau de 1990, le traité ne lui imposera aucune obligation de réduction.

Parallèlement à la mise en œuvre de ces engagements de réduction, le protocole de Kyoto offre la possibilité de recourir à des **mécanismes dits « de flexibilité »** afin que ces objectifs puissent être atteints à moindre coût. Le principal d'entre eux est la **création**, au niveau des pays ayant ratifié le protocole, à partir de 2008, **d'un marché international d'échanges de permis d'émission de gaz à effet de serre.** Grâce à ce mécanisme, un Etat qui a diminué ses émissions plus que ne lui imposait le protocole peut vendre l'excédent de réduction à un autre Etat. Le prix de vente de ces quotas doit être fixé de telle sorte que les réductions d'émission soient réalisées à l'endroit où elles coûtent le moins cher.

---

<sup>1</sup> La Douma a adopté le projet de loi de ratification de le 22 octobre 2004.

<sup>2</sup> Alors que les émissions de CO<sub>2</sub> des États-unis représentent 33 % des émissions des pays de l'annexe I.

## **2. La transposition du protocole de Kyoto au niveau communautaire**

L'Union européenne a adopté le 13 octobre 2003 la **directive 2003/87**<sup>1</sup> qui crée un **mécanisme d'échanges de quotas d'émission** pour les entreprises européennes les plus fortes consommatrices d'énergie. Le projet s'appliquera d'abord à la période 2005-2007, puis à la période fixée par le protocole de Kyoto (2008-2012). Ce projet couvre 46 % des émissions de CO<sub>2</sub> de la Communauté. En vertu des dispositions de cette directive, **chaque Etat membre fixera** aux installations soumises à des obligations de réduction, au travers d'un plan national d'affectation des quotas (PNAQ), **un objectif en termes d'émissions de CO<sub>2</sub>** et lui attribuera les quotas correspondants. Ces derniers seront négociables et transférables entre exploitants sur le marché, chaque Etat membre demandant, au terme de chaque période que ces exploitants restituent les quotas à hauteur de leurs émissions réelles sur la période.

## **3. La transposition nationale**

La directive imposait aux Etats membres une transposition avant le 31 décembre 2003, chaque Etat devant transmettre à la Commission européenne pour le 31 mars 2004 son premier PNAQ. **La France a procédé à cette transposition par ordonnance en avril 2004**<sup>2</sup>, cette dernière étant en cours de ratification dans le cadre du projet de loi de simplification du droit. Par ailleurs, les modalités d'application de l'ordonnance ont été renvoyées à un décret<sup>3</sup>, qui précise notamment le champ d'application du système d'échange de quotas (valable pour certains secteurs et pour le seul dioxyde de carbone pour la période 2005-2007). Dans ce cadre, **la France a transmis son PNAQ le 6 juillet dernier, qui prévoyait des allocations totales de 125,2 millions de tonnes de CO<sub>2</sub>. En juillet 2004, la Commission européenne a approuvé huit plans** (Danemark, Irlande, Pays-Bas, Slovaquie, Suède, Royaume-Uni, Allemagne et Autriche), portant sur plus de 5.000 installations et représentant 40 % des quotas prévus. Dans un deuxième temps, le 20 octobre 2004, **la Commission a donné son aval, sans réserve, à six autres PNAQ** (Belgique, Estonie, Lettonie, Luxembourg, Slovaquie et Portugal) et **a approuvé les plans français et finlandais sous réserve de modifications.**

A la suite de ces observations, le gouvernement français a fait savoir qu'il acceptait les demandes de la Commission portant sur **l'extension des**

---

<sup>1</sup> Directive 2003/87/CE du Parlement européen et du Conseil du 13 octobre 2003 établissant un système d'échange de quotas d'émission de gaz à effet de serre dans la Communauté.

<sup>2</sup> Ordonnance n° 2004-330 du 15 avril 2004 portant création d'un système d'échange de quotas d'émission de gaz à effet de serre.

<sup>3</sup> Décret n° 2004-832 du 19 août 2004 pris pour l'application des articles L. 229-5 à L. 229-19 du code de l'environnement et relatif au système d'échange de quotas d'émission de gaz à effet de serre.

**obligations de réduction à toutes les installations d'auto-production d'énergie, si elles dépassent une puissance de 20 MW** (ce qui fait passer le nombre d'installations soumises aux obligations de 650 à 1.400), et la **suppression du dispositif de mutualisation dit de « réserve de croissance »**<sup>1</sup>. Votre rapporteur pour avis se félicite de ces deux modifications qui auront pour conséquence d'élargir le champ d'application du mécanisme d'échanges.

**En revanche, le Gouvernement a fait part de ses réserves quant à la demande de la Commission portant sur une réduction du quota global de 1,5 million de tonnes de CO<sub>2</sub>.**

Il a en effet souligné qu'une telle réduction serait de nature à imposer une contrainte lourde sur certains secteurs économiques en comparaison du traitement qu'ils ont reçu dans d'autres pays. Le PNAQ français prévoit des allocations à hauteur de 57,5 millions de tonnes pour le secteur industriel, basées sur une augmentation par rapport aux émissions de référence de l'ordre de 4 %. Or, comme le remarque le Gouvernement, la Commission européenne a validé des plans nationaux avec des valeurs supérieures (Royaume-Uni : +8 %, Irlande : +9 % ou Autriche : +14 %).

De manière plus globale, le plan français prévoyait des allocations totales de 125 millions de tonnes pour le champ restreint et 160 millions pour le champ large, ce qui représente des volumes bien inférieurs à ceux proposés par d'autres Etats, comme l'Allemagne (500 millions de tonnes), le Royaume-Uni<sup>2</sup> (245 millions) ou l'Italie (240 millions). Or le Gouvernement français fait valoir que **la France est l'un des plus faibles émetteurs de dioxyde de carbone de l'Union européenne**, avec un ratio d'émissions moyennes par habitant de 9,5 tonnes par an, contre 10,9 tonnes pour la moyenne européenne. En outre, il convient de rappeler que les **émissions de CO<sub>2</sub> par habitant due à la production électrique sont largement inférieures à celles des autres pays de l'Union** (0,44 tonne pour la France, contre 3,67 pour l'Allemagne ou 2,79 pour le Royaume-Uni) du fait du recours à l'énergie nucléaire et hydraulique.

Ainsi, **la France a présenté dès le 21 octobre une nouvelle version du PNAQ**, tenant compte de la plupart des observations de la Commission européenne et a lancé une consultation publique pendant une période de trois semaines sur cette version révisée pour permettre aux différentes parties, notamment les entreprises concernées, de s'exprimer. Au total, **le nouveau plan autorise 1.319 sites à émettre 155,03 millions de tonnes de CO<sub>2</sub> par an entre 2005 et 2007**, dont 28,99 tonnes pour les installations nouvellement ciblées.

---

<sup>1</sup> Mécanisme prévu dans le PNAQ du 6 juillet 2004 qui accordait la faculté d'affecter des quotas supplémentaires en cas de croissance de la production et, en conséquence, de la réserve de croissance prévue dans le PNAQ initial.

<sup>2</sup> Il est à noter que ce pays a, le 28 octobre dernier, demandé à la Commission d'amender son PNAQ initial afin de porter à 252 millions de tonnes par an le montant total de ses allocations.



## CHAPITRE V

### LES ÉVOLUTIONS DU SECTEUR PÉTROLIER

Dans le cadre de la préparation d'avis budgétaires thématiques, votre rapporteur pour avis a décidé d'examiner la question de la hausse des prix du pétrole et ses conséquences économiques. Il a souhaité, à cette occasion, évoquer les débats relatifs aux réserves pétrolières mondiales. Le prix des produits pétroliers connaît, depuis le début de l'année 2004, et en particulier depuis l'été dernier, une véritable envolée, **le prix du baril ayant dépassé le « seuil psychologique » des 50 dollars à la fin du mois d'octobre**. Cette évolution est due à une conjonction des facteurs : une demande forte de produits pétroliers liée à la reprise de la croissance, notamment dans les pays de l'OCDE, vient rencontrer une offre assez limitée du fait du resserrement des surcapacités de production. A ce déséquilibre sont venus s'ajouter au cours de l'année 2004 de nombreux aléas climatiques et géopolitiques.

#### I. VERS UN TROISIÈME CHOC PÉTROLIER ?

Le prix du baril de pétrole a connu, depuis le début de l'année 2004, notamment à partir du mois de juin, une envolée dont les conséquences économiques commencent à être préoccupantes, compte tenu d'une part des conséquences inflationnistes de cette hausse et, d'autre part, de l'approche de l'hiver au cours duquel les produits pétroliers sont plus massivement consommés pour la production de chaleur.

##### A. LES CAUSES DE L'ENVOLÉE ACTUELLE DES PRIX DU PÉTROLE

#### 1. Une évolution préoccupante

**Rotterdam** constitue l'une des premières places de marché pour les échanges de produits raffinés. Toutefois, le **NYMEX** (New-York Mercantile Exchange) et l'**IPE** (International Petroleum Exchange) basé à Londres, sont les deux principaux marchés à terme pétroliers mondiaux<sup>1</sup>. Le prix du baril de pétrole<sup>2</sup> connaît ainsi deux cours de référence : **le baril de brent** de la Mer du Nord, coté à l'IPE, et **le baril de brut West Texas Intermediate (WTI)**, coté au

---

<sup>1</sup> A titre d'illustration, il convient de noter que près de 68 millions de barils « papiers » de Brent ont été échangés quotidiennement sur l'IPE en 2000 et les transactions sur le WTI ont dépassé les 100 millions de barils. Ces deux places de marché présentent donc un volume d'activité très supérieur à la production pétrolière mondiale de 77 Mb/j en 2001, ce qui illustre leur importance.

<sup>2</sup> Un baril contient 159 litres de pétrole et 1 tonne de pétrole 7 barils.

NYMEX. Le marché pétrolier mondial étant relativement fluide, les cours évoluent de manière parallèle sur ces deux marchés.

Au cours des dix dernières années le cours **le plus faible** du WTI avait été enregistré le **10 décembre 1998** avec un baril à **10,72 dollars**, alors que depuis le début de l'année 2004 **le cours le plus faible se situait à 32,48 dollars le 6 février 2004**. En revanche depuis 1994, **le cours le plus élevé a été relevé le 22 octobre dernier avec un niveau de 55,17 dollars**. S'agissant du cours du Brent de la Mer du Nord, le minimum depuis 1994 s'était établi à 9,72 dollars le 10 décembre 1998 et à 28,83 dollars depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2004. **Le maximum depuis 10 ans a, quant à lui, été atteint le 26 octobre dernier à un niveau de 51,56 dollars**. Alors que le prix du baril était resté stable depuis 1986 dans une fourchette de 20 à 30 dollars, le prix du baril a ainsi dépassé le seuil des 50 dollars au cours de l'année 2004. Au total, **les prix du pétrole ont augmenté de 60 % depuis le début 2004 et de 168 % depuis début 2002**.

Même si la hausse actuelle est considérable, les prix sont néanmoins encore loin d'avoir atteint, en monnaie constante, le niveau auquel ils se situaient dans les années 1970 au moment des deux chocs pétroliers (entre 80 et 100 dollars le baril). En outre, **les économies occidentales sont devenues moins dépendantes du pétrole**, du fait de la politique de diversification des sources d'approvisionnement énergétique et de maîtrise de la demande de l'énergie. Ainsi, l'intensité énergétique française a été divisée par deux depuis les années 1970, ce qui signifie que l'économie a besoin de deux fois moins de pétrole pour assurer le même niveau de croissance.

**Cette évolution est-elle appelée à se poursuivre et le niveau du baril a-t-il vocation désormais à rester à ce niveau ?** Il est difficile de répondre de manière tranchée à cette question, d'une part en raison des conclusions résultant de l'analyse des paramètres influant sur l'offre et la demande -qui sera réalisée ci-dessous- et d'autre part si l'on se réfère à la descente progressive des cours depuis la fin octobre, le Brent s'établissant à 44,9 dollars le 19 novembre 2004 et le WTI à 48,9 dollars à la même date. Cependant, selon certains analystes, comme M. Moncef Kaabi, directeur de recherche chez CDC Ixis, *« rien ne peut aujourd'hui enrayer la hausse du prix du pétrole, sauf un arrêt de la croissance mondiale »*.

## **2. Un déséquilibre structurel offre/demande...**

La poussée des prix du pétrole tient tout d'abord à un déséquilibre entre l'offre et la demande.

**Le pétrole représente 35 % de l'énergie consommée dans le monde** et le secteur des transports représente, quant à lui, une part considérable des besoins énergétiques (25 % des besoins énergétiques mondiaux). **La consommation mondiale de pétrole s'établit à un niveau élevé puisque, selon l'Agence internationale de l'énergie (AIE), ce sont près de 82,4 millions de**

**barils de pétrole par jour (Mb/j) qui seront consommés en moyenne en 2004** (25,06 Mb/j en Amérique du Nord, 16,43 en Europe et 6,32 en Chine pour les principaux consommateurs), soit **une hausse de 2,6 Mb/j par rapport à 2003** (à comparer à une croissance annuelle moyenne de 1,3 Mb/j entre 1989 et 2002). Pour **2005**, les prévisions de l'AIEA prévoient une poursuite de cette croissance, avec une consommation s'établissant, en moyenne, à **83,9 Mb/j**.

Ce dynamisme de la consommation constitue l'un des premiers facteurs poussant les prix à la hausse. Comme le note l'Institut français du pétrole (IFP), toutes les régions du monde, qu'il s'agisse des grands pays en développement (Chine, Brésil, Russie) ou des pays de l'OCDE, ont présenté simultanément en 2004 une croissance de la demande pétrolière très supérieure à la tendance historique depuis 1986. La zone Asie et les Etats-Unis sont les principaux contributeurs à cette envolée de la demande car ils représentent 67 % de la croissance de la consommation depuis 2002. **La conjoncture économique mondiale est donc la première responsable de cette croissance de la demande pétrolière.**

Au sein de ces différentes zones, il convient d'examiner plus particulièrement la situation de l'économie chinoise, qui croît à un rythme annuel moyen de 7 à 8 % et qui poursuit son industrialisation à vitesse rapide, **la Chine étant devenue le deuxième importateur mondial de brut**. En outre dans les régions chinoises les plus avancées, on note une diffusion rapide des modes de consommation de masse, calqués sur le modèle occidental : le parc automobile a ainsi cru de 50 % depuis 2000. Selon l'AIE, d'ici à **2025** les besoins pétroliers chinois passeront de **5,5 millions à 11 millions Mb/j**, sa part dans la consommation mondiale passant alors de 7 à 9,2 %. Votre rapporteur pour avis tient, à cette occasion, à mettre en exergue la politique des grands groupes pétroliers chinois qui, pour répondre à cette croissance de la demande, se sont lancés dans des acquisitions de groupes en difficulté (acquisitions qui ont atteint 585 millions de dollars en 2002). Ainsi la compagnie CNOOC a acquis les actifs indonésiens de la compagnie espagnole Repsol-YPF en 2002 et PetroChina a racheté, la même année, six gisements indonésiens à l'américain Devon pour un montant de 216 millions de dollars.

**Côté offre**, l'IFP note que le marché pétrolier a été caractérisé depuis 1990 par des capacités excédentaires détenues par l'OPEP représentant 5 à 7 % en moyenne du total des capacités mondiales, assurant à cette organisation une faculté de régulation et de stabilisation des prix du pétrole. Or, **depuis 2002 les pays de l'OPEP présentent des capacités excédentaires plus faibles**, estimées entre 2 et 3 % en moyenne, et parfois proches de 1 %. Dans un contexte de saturation généralisée des capacités de production inutilisées, l'OPEP a perdu son pouvoir régulateur et sa capacité à enrayer la hausse des prix. **Cette faiblesse ne pourra que perdurer tant que les capacités excédentaires n'atteindront pas 4 % du total des capacités mondiales.** Outre l'étranglement des capacités de production inutilisées, on dénote une grande insuffisance des outils de raffinage<sup>1</sup>, notamment aux Etats-Unis, et un vieillissement prononcé des infrastructures de production, qui nécessiterait des investissements massifs pour remettre l'appareil de production à niveau, notamment dans les pays de l'OPEP. Enfin, s'ajoute à ces facteurs ayant trait à l'offre et à la demande, une faiblesse historique des stocks stratégiques pétroliers aux Etats-Unis et en Europe et à un manque de produits de chauffage avant l'hiver.

---

<sup>1</sup> Même s'il convient de noter que ces insuffisances ne concernent pas la France, la quantité totale de pétrole brut traité dans les raffineries françaises ayant augmenté, en 2003, de 5,6 % par rapport à l'année précédente.

Au total, la conjonction de ces facteurs rend le marché pétrolier plus sensible à toute déstabilisation liée à d'autres segments de l'offre, notamment en raison de facteurs géopolitiques. Or, les aléas exceptionnels géopolitiques ont été nombreux en 2004.

### 3. ...aggravé par une conjoncture défavorable

Au déséquilibre de l'offre et de la demande s'additionnent des facteurs conjoncturels, qui pèsent essentiellement sur l'offre pétrolière. **Les troubles et conflits sociaux au Nigéria**<sup>1</sup> (premier producteur de pétrole brut d'Afrique avec 2,5 Mb/j et sixième exportateur mondial) ont obéré le potentiel d'exportation de ce pays, tout comme les **grèves en Norvège dans le secteur pétrolier**<sup>2</sup>. Certaines opérations de maintenance en mer du Nord ont également diminué les capacités de certains forages de cette région.

Au Moyen-Orient, la **production irakienne** n'a pas encore retrouvé son rythme de croisière, en raison de sabotages sur des installations de transport et de production et du climat de désordre qui règne dans le pays. En outre, le contexte géopolitique troublé de la région laisse peser des **menaces d'attentats en Arabie Saoudite**, ce qui fait naître des anticipations négatives à la hausse de la part des marchés.

S'agissant de la production en Amérique latine, **le passage du cyclone Ivan en septembre 2004** a sensiblement **endommagé les infrastructures de la région du Golfe du Mexique**. Selon certaines estimations, malgré les efforts réalisés depuis pour réparer les dégâts causés par cette tempête, la capacité de production habituelle de cette région a été réduite de 30 %, ce qui représente 475.000 barils par jour en moins.

Enfin, les « **déboires** » **actuels du groupe pétrolier russe Youkos**, empêtré dans des difficultés judiciaires et fiscales avec l'Etat russe, pèse également lourdement sur les anticipations. Or, ce groupe exporte près de 75 % de sa production totale, c'est à dire 1,7 Mb/j. Toute baisse de la production venant de Russie, qui est le second producteur de pétrole derrière l'Arabie Saoudite, pourrait peser lourdement sur le marché mondial du pétrole et pourrait affecter certaines régions en particulier, comme la Chine, le groupe Youkos couvrant 3 % des approvisionnements chinois.

---

<sup>1</sup> Selon le Monde du 15 octobre 2004, les syndicats avaient suspendu la grève engagée pour protester contre la hausse des prix des carburants. Toutefois, la grève générale a repris le 16 novembre 2004, pour une durée illimitée.

<sup>2</sup> Les syndicats norvégiens ont mis un terme à la grève suite à la proposition de « médiation forcée » du Gouvernement, présentée le 24 octobre 2004. Il convient de noter que ce conflit social, entamé le 2 juillet 2004, a amputé la production norvégienne de 55.000 barils par jour.

#### 4. La question des stocks stratégiques

**Le caractère stratégique des produits pétroliers est reconnu au niveau mondial et a conduit à la définition de normes nationales et internationales de réserves de stockages.** La France a ainsi imposé, dès 1925, aux opérateurs la détention de stocks de réserves, pour répondre initialement aux besoins en carburants des armées et plus généralement pour parer aux conséquences d'une pénurie d'une source d'énergie indispensable à l'économie. Ces normes ont ensuite été adoptées dans un cadre international depuis 1968 au sein de la CEE et depuis 1974 pour les pays membres de l'AIE. Ainsi, les Etats ayant adhéré à l'AIE sont astreints à la constitution de stocks de pétrole brut et/ou de produits finis représentant 90 jours d'importation nette. Les Etats membres de l'Union européenne sont astreints à la constitution de stocks de pétrole brut et/ou de produits finis représentant 90 jours de la consommation intérieure moyenne, calculée sur les valeurs de l'année calendaire précédente. Les pays membres de l'Union ayant adhéré à l'AIE sont astreints à respecter ces deux dispositions.

Chaque Etat détermine les modalités de réalisation de ces stocks. On distingue trois grands systèmes, parfois complémentaires dans un même pays :

- stocks privés : les opérateurs s'acquittent individuellement de leur obligation, en propre ou par mise à disposition d'un autre opérateur ;
- stocks d'Etat (Etats-Unis, Japon, Finlande, Allemagne jusqu'à 1998) ;
- stocks d'agence : l'obligation est assurée par une agence, organisme de droit public ou privé, les opérateurs versant à l'agence une redevance proportionnelle pour lui permettre d'assumer ses charges.

**En France, le législateur a reconduit en 1992<sup>1</sup> le choix de faire porter l'obligation de stockage stratégique sur chaque opérateur agréé.** Cette obligation est égale à 27 % du volume mis à la consommation au cours de l'année civile. Elle est assurée pour partie (56 % ou 90 % au choix de l'opérateur) par le Comité professionnel des stocks stratégiques pétroliers (CPSSP), moyennant le versement d'une redevance. Le coût de constitution doit être répercuté sur le consommateur, le cas échéant par l'intermédiaire de taxes instituées à cet effet. Afin de lui permettre d'assurer une couverture adaptée du territoire, l'objectif fixé au CPSSP est ainsi de disposer de 10 jours de supercarburants et de 15 jours en gazole et fioul domestique par région administrative, même si cet objectif est difficile à atteindre dans certaines régions.

**La réserve stratégique américaine a, quant à elle, été créée en 1975.** Son objectif n'est pas de servir de tampon pour influencer sur les prix mais de protéger les Etats-unis des effets à court terme d'une éventuelle interruption des importations de pétrole. La réserve est censée dissuader les embargos. Dans des

---

<sup>1</sup> Loi n° 92-1443 du 31 décembre 1992 portant réforme du régime pétrolier.

anciennes mines de sel aménagées se trouvent ainsi stockés **670 millions de barils**, soit l'équivalent de 53 jours d'importation et 33 jours de consommation. Une quantité au moins égale se trouve dans les réserves des compagnies pétrolières (valeur de réserve estimée à 21 milliards de dollars). Votre rapporteur pour avis note à ce sujet que le gouvernement américain, face à la montée des prix du pétrole, a décidé d'un prêt de 4,2 millions de barils à quatre raffineurs. Le niveau des stocks américains est, de l'avis des observateurs internationaux, actuellement assez faible.

## ***B. LES CONSÉQUENCES ÉCONOMIQUES PROBABLES***

**Tant les économies occidentales que les économies émergentes sont organisées autour du pétrole, qui en constitue une composante déterminante.** Le doublement du prix du pétrole enregistré depuis plus d'un an ne peut donc être neutre. Il convient donc d'analyser avec finesse les différents effets de la hausse du prix du pétrole et ses conséquences économiques. Selon certaines analyses, une hausse durable du baril pourrait coûter plus d'un demi-point de croissance à l'Europe et ces effets négatifs pourraient mettre trois ans à se dissiper.

D'un point de vue microéconomique, **cette envolée a des conséquences directes sur le pouvoir d'achat des ménages.** En effet, la répercussion de cette hausse sur les prix du fioul domestique, qui est utilisé dans environ un tiers des maisons françaises pour le chauffage, obère immédiatement le pouvoir d'achat des ménages. Or, cette répercussion est loin d'être négligeable car le **prix du fioul domestique** est en hausse de **31,7 %** par rapport au premier trimestre 2004. Le secteur du transport aérien, gros consommateur de produits pétroliers (la consommation mondiale de kérosène est de 4 Mb/j soit 5 % de la consommation mondiale), est également affecté par cette évolution. Ainsi, la compagnie Air France a décidé d'augmenter ses tarifs de 11 euros par tronçon sur les vols long courrier.

D'un point de vue macroéconomique<sup>1</sup>, certaines analyses démontrent qu'une **hausse des cours du pétrole de 10 dollars par baril pourrait réduire la croissance du commerce mondial de 1,5 point.** En effet, l'augmentation du prix des produits pétroliers se traduit généralement par un **effet dépressif sur l'activité et le commerce mondial.**

Au niveau international, l'inflation qui résulte de cette hausse entraîne un transfert de richesses des économies importatrices nettes de pétrole vers les économies exportatrices nettes. Ainsi, l'impact d'un renchérissement des cours sur l'économie mondiale est négatif. Selon les estimations réalisées par la Direction de la prévision, à taux de change euro/dollar inchangé, une hausse durable du prix du pétrole de 10 dollars par baril (portant la valeur du baril à 35 dollars) pourrait coûter **0,5 point de croissance mondiale en moins en 2004.** Toutefois, ces effets ne touchent pas, dans ce schéma, l'économie mondiale de manière uniforme : **les pays de l'OCDE perdraient 0,4 point de PIB en 2004 et en 2005 (les prix à la consommation gagnant un demi point chaque année), ceux de l'Asie 0,8 point.**

---

<sup>1</sup> Cette analyse est fondée sur le dossier de presse du ministère délégué au commerce extérieur présenté le 18 août 2004 (« Le commerce extérieur de la France au premier semestre 2004 »).

Le ministère de l'économie et des finances estime que la France est relativement protégée des effets récessifs d'une hausse du prix du pétrole par **l'appréciation de l'euro et par son indépendance énergétique**. Depuis les chocs pétroliers des années 70, la France a sensiblement réduit sa facture énergétique et sa dépendance énergétique. **La part de la facture énergétique dans le PIB, qui avait atteint un point haut à 4% au début des années 80, a ainsi été réduite à 1,5% en 2003**. Ce phénomène reflète, d'une part, la **spécialisation** croissante du pays dans des **secteurs moins consommateurs de produits énergétiques** (services, biens d'équipement à forte valeur ajoutée au détriment des biens intermédiaires de base) et traduit, d'autre part, le **développement** depuis trente ans de **sources d'énergie alternatives**, conjugué aux politiques publiques en faveur des économies d'énergie.

Malgré ces facteurs d'atténuation, il convient de relever qu'une hausse durable des prix du pétrole a pour effet :

- **d'augmenter les prix** à la fois de la demande intérieure et des consommations intermédiaires ;

- de diminuer la demande. La hausse des prix énergétiques constitue un prélèvement sur l'économie nationale supporté par les agents intérieurs, ce qui occasionne une **diminution de la consommation des ménages** et de l'investissement ;

- d'augmenter les prix de production et d'affecter la compétitivité des exportateurs français.

Au total, l'effet exact d'une hausse durable des prix du pétrole ne peut être déterminé avec précision. Il dépend en effet des caractéristiques structurelles des économies et de l'état de la conjoncture. Toutefois, les modèles économétriques permettent de fixer des ordres de grandeur. Sur la base des résultats de ces modèles, on estime qu'une hausse de 5 dollars du prix du pétrole **augmente l'inflation française de près de 0,5 point** et **diminue la croissance française de 0,2 point chacune des deux premières années**

Si le prix du pétrole était durablement égal à 36 dollars le baril, l'euro étant égal à 1,2 dollars, la facture énergétique de la France serait plus élevée de 4,2 milliards d'euros et atteindrait 27 milliards d'euros (contre 22,71 en 2003). Au vu de ces estimations, rendues publiques par le ministère délégué au commerce extérieur, **votre rapporteur pour avis**, à titre personnel, **s'interroge sur la pertinence de la prévision de croissance sur laquelle repose le projet de budget pour 2005 (+ 2,5 %)**, sachant que cette prévision s'appuie sur un scénario de détente graduelle du prix du pétrole qui redescendrait progressivement jusqu'à 35 dollars à la fin 2005, ce qui est loin d'être assuré. Votre rapporteur pour avis se demande si la hausse spectaculaire du prix du baril au cours du mois d'octobre, compte tenu de ses effets sur la croissance française, n'est pas de nature à affecter la sincérité du projet de budget présenté au Parlement.

## **C. QUELLES SONT LES PERSPECTIVES D'ÉVOLUTION ?**

### **1. Les différents scénarios**

L'IFP a, à la mi-août 2004, élaboré trois scénarios à l'horizon 2005 relatifs à l'évolution des prix du pétrole, en fonction des facteurs dominants du marché.

**Le premier scénario de référence** (poursuite de la tendance actuelle) suppose qu'aucune perturbation des approvisionnements physiques ne vienne troubler le fonctionnement du marché et que les conditions climatiques de l'hiver 2004-2005 soient normales aux Etats-Unis et en Europe. Par ailleurs, la demande pétrolière mondiale conserverait un rythme de croissance soutenu de l'ordre de 1,5 Mb/j, inférieur à celui de l'année 2004 et le pic de consommation hivernale s'établirait entre 82 et 83 Mb/j. Dans ce contexte, la prime de risque associée aux facteurs géopolitiques tendrait à diminuer. Sur la base de ces hypothèses, **l'IFP estime que le prix du baril de brut (WTI) évoluerait dans une fourchette de 35 à 40 dollars** et que les indices de prix à la consommation des pays les plus développés augmenteraient de 2,5 % environ, ce qui amènerait les banques centrales à retarder la baisse des taux d'intérêt (dans l'Union européenne), voire à les relever graduellement (Etats-Unis).

**Dans le deuxième scénario** (un nouveau choc pétrolier), l'IFP suppose que l'un des grands pays exportateurs fait l'objet d'une déstabilisation majeure affectant durablement les volumes exportés. Dans ce cadre, l'offre ne serait plus en mesure de satisfaire la demande à l'occasion du pic de consommation hivernale, ce qui aurait pour conséquence directe de faire plonger les stocks pétroliers dans les grands pays consommateurs à des niveaux historiquement bas. En dépit de l'utilisation concertée d'une fraction des stocks stratégiques, le prix du baril atteindrait les valeurs synonymes de choc pétrolier en 1979-1982 (80 dollars en monnaie courante). Plusieurs secteurs économiques subiraient ainsi une hausse violente des coûts de production (transports aériens et terrestres, agriculture, chimie, etc...) et la hausse du prix du baril se propagerait aux autres marchés énergétiques (gaz, charbon, électricité). **Dans un tel schéma, l'inflation serait multipliée au minimum par deux et les marchés financiers plongeraient.** La croissance économique mondiale serait immédiatement affectée et déstabilisée.

Enfin, **le dernier scénario** (atterrissage en douceur), implique qu'aucun événement ne perturbe la production et les exportations des grands pays producteurs et que la Chine, principal pilier de la croissance mondiale et asiatique, voie sa demande énergétique ralentir fortement sous l'effet de plusieurs facteurs internes (libéralisation des prix à la consommation, apparition de goulets d'étranglement, arrêt de la politique de stockage, mesures d'économies d'énergie drastiques). Il suppose également une stagnation de la demande pétrolière aux Etats-Unis, dans les autres pays occidentaux et asiatiques. La croissance de la demande pétrolière mondiale s'établirait ainsi à 1 Mb/j. Le retour de capacités de production excédentaires au sein de l'OPEP, de l'ordre de 2 % des capacités

mondiales, et une certaine reconstitution des stocks dans les pays de l'OCDE ramèneraient le prix du baril à un niveau de 30 dollars.

## 2. Les réponses fiscales du Gouvernement

Face à cette augmentation, le Gouvernement a pris une mesure de détaxe de quatre centimes d'euro de TIPP par litre de fioul domestique acheté par les agriculteurs entre juillet et décembre, représentant un coût pour les finances publiques de 40 millions d'euros. En outre, des mesures ont été édictées au bénéfice des marins pêcheurs (allègement des frais financiers, report du paiement des charges fiscales et sociales, mise en place d'un système d'assurance-carburant).

Votre rapporteur pour avis ne peut que constater qu'au delà des mesures nécessaires répondant à des besoins catégoriels les ménages sont les grands absents de ces mesures. A titre personnel, **il estime que la hausse des prix des carburants et du fioul domestique** résultant de l'envolée des cours du pétrole, dont les conséquences pour les ménages sont loin d'être négligeables, **doit être compensée d'une manière ou d'une autre afin de limiter les effets négatifs de cette évolution sur la consommation des ménages, qui reste aujourd'hui le principal moteur de la croissance.**

## II. LA QUESTION DES RÉSERVES PÉTROLIÈRES

Même si à court terme et moyen terme, les cours pétroliers sont essentiellement liés à un équilibre offre/demande et aux investissements, l'évolution sur le long terme du marché pétrolier est directement corrélée avec la question de l'ampleur des réserves pétrolières mondiales. Aussi votre rapporteur pour avis a-t-il souhaité faire état des différentes prévisions en la matière, les développements ci-dessous s'appuyant sur un article de M. Olivier Appert, président de l'Institut français du pétrole.

### A. LES GISEMENTS EXPLOITÉS

Au sein d'un gisement de pétrole décelé, les techniques de forage actuelles ne permettent de récupérer qu'une partie de l'hydrocarbure (30 % en moyenne), même si ce taux de récupération est très variable d'un gisement à l'autre. **En moyenne, près des deux tiers du pétrole brut découvert restent donc dans le sous-sol.** Tout calcul en la matière est néanmoins aléatoire, comme le souligne M. Yves Mathieu, géologue, ingénieur de recherche principal à l'IFP

qui indique que « *la difficulté revient à mesurer les stocks d'un entrepôt en regardant par le trou de la serrure après avoir fait le tour du bâtiment* ».

**Au sein des gisements découverts**, il convient de distinguer tout d'abord les « **réserves prouvées** », qui correspondent aux quantités de pétrole qui ont une probabilité supérieure ou égale à 90 % d'être récupérées. Une deuxième estimation peut être réalisée en considérant les « **réserves probables** » qui recouvrent les quantités de brut plus difficiles à récupérer, pour lesquelles la probabilité de récupération ne dépasse pas 50 %. Enfin, certaines estimations prennent également en compte les « **réserves possibles** », pour lesquelles le taux de récupération probable se situe à 10 %.

**Les différents acteurs du marché pétrolier estiment que les « réserves prouvées » correspondent, toutes choses étant égales par ailleurs, à quarante années de consommation.** La *BP Statistical Review*, qui collecte les chiffres officiels de réserves des pays, évaluait les réserves prouvées mondiales, fin 2003, à **1.148 milliards de barils**, soit 157 milliards de tonnes<sup>1</sup>, quantité correspondant à **41 années de consommation au rythme actuel**. L'United States Geological Surveys (USGS), qui retraite les données pétrolières communiquées par les différents organismes pour les rendre plus homogènes, évalue ces réserves prouvées à **1.000 milliards de barils** (soit environ 145 milliards de tonnes). Enfin, *Oil and Gas Journal* les évalue à **1.265 milliards de barils**.

## ***B. LES GISEMENTS RESTANT À DÉCOUVRIR***

Parallèlement à ces évaluations sur les réserves contenues dans les gisements déjà découverts, d'autres estimations ont trait aux gisements et accumulations restant à découvrir. L'USGS est le seul organisme à réaliser ce genre d'études et à évaluer à l'échelle mondiale les réserves restant à découvrir. Il les estime à environ **140 milliards de tonnes pour le pétrole conventionnel**, soit encore près de **quarante années supplémentaires de consommation**.

## ***C. LES RESSOURCES QUI DEVIENNENT RENTABLES AVEC LA HAUSSE DES PRIX***

A côté de ces gisements, il existe des ressources en hydrocarbures dites « non-conventionnelles », qui englobent des huiles denses et fortement visqueuses, qui nécessitent des techniques particulières de production et un raffinage plus poussé. Il s'agit du **pétrole brut extra-lourd du Venezuela** et des **sables asphaltiques du Canada**, qui représentent des ressources totales estimées à **4.000 milliards de barils** (volume total). Leur exploitation a, sur certaines

---

<sup>1</sup> Rappelons qu'une tonne de pétrole contient sept barils.

zones, déjà commencé et se réalise à des coûts compatibles avec un baril vendu à 25 dollars. **Selon certaines estimations, près de 600 milliards de barils de pétrole pourraient, à terme, être récupérés**, soit 15 % des ressources en place. Bien que les conditions d'exploitation de ces ressources ne soient pas aisées, elles constituent une ressource représentant près de **vingt années de consommation au rythme actuel**.

#### ***D. DES RÉSERVES QUI AUGMENTENT SOUS L'EFFET DES PROGRÈS TECHNIQUES ET DE LA HAUSSE DES PRIX***

##### **1. L'effet du progrès technique**

**Le développement de techniques plus performantes et moins coûteuses permet également la découverte et l'exploitation de nouveaux puits d'hydrocarbures.** Le progrès technique permet de réduire les investissements nécessaires et rend possible l'exploitation de gisements se trouvant à de grandes profondeurs d'eau<sup>1</sup>. Ces techniques ont notamment permis de découvrir d'importants gisements offshore (500 millions de barils) dans le Golfe de Guinée. En outre, les améliorations techniques permettent d'augmenter les quantités de brut récupérées. Comme le souligne Yves Mathieu, *« BP a fait un calcul sur quarante gisements qu'il exploite en Mer du Nord. Les quantités de brut produites se sont révélées supérieures de 20% aux prévisions élaborées au moment de la mise en exploitation »*. Or, l'amélioration du taux de récupération constitue un élément de nature à accroître sensiblement les réserves pétrolières mondiales. Comme le souligne Mme Nathalie Alazard-Toux, directeur de la direction des Etudes économiques de l'IFP *« un point supplémentaire sur l'ensemble des gisements correspond à deux années de la production mondiale »*.

##### **2. La hausse des prix rend rentable l'exploitation de nouveaux gisements**

**Le dernier élément susceptible d'augmenter la durée d'exploitation des hydrocarbures est la hausse des prix.** En effet, un baril de pétrole dont le prix est durablement supérieur à 25 ou 30 dollars rend économiquement rentables des ressources situées dans des accumulations déjà découvertes ou bien ouvre la voie à de nouvelles techniques. Les estimations de réserves prouvées et de réserves à découvrir reposent sur l'hypothèse d'un baril ne dépassant pas 20 dollars. Avec une hausse progressive des prix du baril, il est possible d'envisager une amélioration des taux de récupération des pétroles

---

<sup>1</sup> Or, le pétrole marin représente un quart des réserves prouvées actuelles et un tiers de la production pétrolière.

conventionnels, y compris au moyen de techniques plus coûteuses, d'exploiter les pétroles bruts non conventionnels ou de mettre au point des techniques nouvelles (conversion chimique du gaz naturel<sup>1</sup>, techniques de liquéfaction du charbon ou d'exploitation des schistes bitumineux).

**En conclusion, l'ensemble de ces données démontre que la fin de l'économie du pétrole n'est pas pour demain, puisque, selon une hypothèse optimiste et dans un contexte de renchérissement durable du prix du pétrole, les réserves offrent encore, au rythme actuel, la possibilité d'un siècle de consommation.**

**Toutefois, ces analyses ne doivent pas conduire pour autant les responsables publics à ne pas préparer l'économie de « l'après-pétrole ». D'une part, la consommation excessive actuelle des hydrocarbures pose bien entendu le problème du réchauffement climatique. D'autre part, les ressources pétrolières étant, par définition, finies, il sera nécessaire de développer de nouvelles sources de production énergétique en substitution du pétrole. Enfin, il est évident que la France est dépendante d'approvisionnements extérieurs en la matière, ce qui fragilise notre indépendance énergétique.**

Il est donc indispensable de travailler dans toutes les disciplines pour améliorer, en amont, les connaissances sur l'ensemble du spectre des techniques énergétiques, pour limiter progressivement l'appel aux combustibles fossiles. Pour votre rapporteur pour avis, **il est indispensable d'accélérer les recherches dans le domaine des technologies alternatives aux hydrocarbures**, avec le développement de la pile à combustible et des véhicules hybrides ou celui des techniques de liquéfaction du gaz issu de la biomasse.

S'agissant des piles à combustibles, on estime aujourd'hui que **le marché mondial potentiel de cette technologie pourrait atteindre 120 milliards d'euros**, se décomposant en trois segments principaux : l'automobile (46 milliards d'euros), l'électronique portable (43 milliards d'euros) et les bâtiments industriels et individuels (30 milliards d'euros). Afin de fédérer les recherches en ce domaine, un réseau de recherche et d'innovation technologique « piles à combustibles » a été créé en juin 1999 par le ministre chargé de la recherche pour travailler, en partenariat avec le ministère de l'industrie, l'ADEME, les industriels, les laboratoires et les instituts de recherche concernés, à la réalisation d'une technologie commercialement viable. Dès sa création, le réseau a lancé un appel à propositions qui a donné lieu au dépôt de nombreux projets. A la fin du mois de juin 2004, 55 projets ont été labellisés dont 45 ont, à ce jour, obtenu un financement public, ce qui représente un montant de programme de 130 M€ pour 40 M€ d'aides.

Enfin, le dernier axe de cette diversification repose sur **la promotion des biocarburants**, conformément aux objectifs de la directive 2003/30<sup>2</sup> qui fixe un objectif de 2 % d'ici fin 2005 et de 5,75 % fin 2010 pour la part des biocarburants et des autres carburants renouvelables, calculée sur la base de la teneur énergétique, dans la quantité totale d'essence et de gazole mise en vente sur le

---

<sup>1</sup> S'agissant de la conversion chimique du gaz, plusieurs projets d'usine sont en cours d'étude dans des pays producteurs de gaz, notamment au Qatar.

<sup>2</sup> Directive 2003/30/CE du Parlement européen et du Conseil du 8 mai 2003 visant à promouvoir l'utilisation de biocarburants ou autres carburants renouvelables dans les transports.

marché national à des fins de transport. Constatant que la France a encore des progrès à faire en matière de promotion des biocarburants<sup>1</sup>, **vo**tre **commission se félicite de la décision**, annoncée par le Premier ministre en septembre dernier, **d'autoriser la construction de quatre nouvelles usines de biocarburants, produisant chacune 200.000 tonnes par an**. Votre rapporteur pour avis note, à ce propos, que ces constructions futures ne tiennent pas compte de l'implantation programmée d'une usine supplémentaire à Sète (société Diester-Industrie) qui aura une capacité de 160.000 tonnes d'EMVH (ester méthylique d'huile végétale).

Votre rapporteur pour avis juge qu'il n'est pas souhaitable que la France reste sous-développée en matière de biocarburants et juge que l'appareil de production, notamment dans le domaine automobile, doit également s'adapter. **Il tient ainsi à préciser que les biocarburants sont massivement utilisés au Brésil<sup>2</sup>, grâce au développement des véhicules dotés de moteurs « flex-fuel », qui fonctionnent soit à l'essence, soit à l'éthanol, soit avec les deux types de carburants à la fois (en septembre 2004, 32 % des voitures vendues au Brésil utilisaient cette technologie). En outre, il convient de rappeler que le gouvernement brésilien a promu l'utilisation des biocarburants au moyen d'une obligation d'incorporation directe dans les carburants, à hauteur de 25 %, sans commune mesure avec celle qui est envisagée en Europe à l'horizon 2010.**

**Vo**tre rapporteur pour avis compte demander au Gouvernement si un développement massif de ce type de moteurs est envisageable en France et en Europe et s'il est possible de l'encourager grâce à des transferts de technologie et à des incitations réglementaires et fiscales.

\*

\*

\*

**Réunie le mercredi 24 novembre 2004, 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 2005.**

---

<sup>1</sup> En 2003, l'incorporation de composés oxygénés agricoles dans l'essence et le gazole consommés en France représentait en moyenne 0,6 %, en volume brut, pour la part biomasse d'ETBE dans les essences et 1 % en volume d'EMHV dans le gazole.

<sup>2</sup> Voir Libération du 15 novembre 2004 : « Le Brésil, terre d'accueil pour la voiture biocombustible ».



## EXAMEN EN COMMISSION

Au cours de sa réunion du mercredi 24 novembre 2004, la commission des affaires économiques a procédé à l'examen du rapport pour avis de M. Roland Courteau sur les crédits consacrés à l'énergie inscrit au projet de loi de finances pour 2005.

Après cette présentation, le débat suivant s'est engagé :

M. Jean-Paul Emorine, président, a rappelé que le programme électro-nucléaire français avait été lancé dans les années 1970 et que cette décision avait permis de renforcer l'indépendance énergétique française. Il a jugé, à ce titre, que le lancement du réacteur EPR était de nature à renforcer cette orientation.

Après avoir félicité le rapporteur pour la qualité de sa présentation, M. Marcel Deneux a indiqué que les choix énergétiques conditionnaient le développement de nos sociétés pendant plusieurs décennies. Il a toutefois estimé que l'essor économique de certains pays, comme la Chine, n'impliquait pas nécessairement une croissance de la consommation pétrolière et qu'il était indispensable de parvenir à de nouveaux équilibres énergétiques, à l'image de la France qui avait réduit sa dépendance au pétrole. Évoquant la directive européenne relative à la promotion des énergies renouvelables, il a souligné que l'un des problèmes posés par ce texte concernait la non-intégration des biocarburants dans l'objectif des 21 %, et que, pour atteindre ce dernier, il serait nécessaire de faire des efforts importants, l'hydraulique et l'éolien n'offrant pas de marges de développement suffisantes. Après avoir indiqué que les tarifs de rachat de l'électricité d'origine éolienne étaient vraisemblablement surévalués, il a soulevé l'insuffisance des interconnexions électriques entre les différents pays européens.

Constatant les limites du ferroutage et la perspective lointaine de la mise en service du canal Seine-Nord, M. Marcel Deneux a jugé que l'analyse présentée par le rapporteur pour avis sur la primauté donnée aux transports terrestres pêchait par manque de propositions alternatives. Il a ainsi estimé indispensable de tirer profit des potentialités offertes dans notre pays par la biomasse et par le bois-énergie, soulignant que la France était en retard sur ce point. Il s'est enfin interrogé sur les perspectives d'entrée en bourse des sociétés anonymes EDF et GDF.

M. Charles Revet s'est interrogé sur les évaluations des réserves pétrolières mondiales présentées par le rapporteur pour avis, soulignant que, selon certains spécialistes, ces réserves s'établissaient à un maximum de 60 années de consommation. Il a ensuite appuyé les propos de M. Roland Courteau sur la nécessité de développer en France le marché des voitures fonctionnant à l'éthanol. Soulignant que la France disposait d'un potentiel de production considérable en matière de biocarburants, dont le développement contribuerait fortement à l'aménagement du territoire, il a relevé les réticences émises par les compagnies pétrolières à l'introduction massive de cette source d'énergie en

France, tout en rappelant qu'il était indispensable que les pouvoirs publics donnent une impulsion forte en faveur de la promotion des carburants renouvelables. Il s'est enfin réjoui de la construction prévue du réacteur EPR qui permettra de redonner un élan au programme électronucléaire français.

M. Marcel Deneux a attiré l'attention de la commission sur le fait que l'introduction massive des véhicules « flex-fuel » posait des problèmes techniques et que les moteurs étaient actuellement conçus selon des procédés rendant impossible tout transfert technologique.

Après avoir félicité le rapporteur pour avis pour la qualité de son exposé, M. Henri Revol a rendu compte des travaux de la commission présidée par M. Marcel Roulet, chargé d'examiner les perspectives industrielles et financières de l'entreprise EDF. Rappelant qu'il avait remplacé dans cette commission M. Ladislav Poniatowski, il s'est ému du fait que, sur les cinq parlementaires désignés pour siéger dans cette commission, seul, un sénateur ait été retenu. Il a ensuite indiqué que la commission avait constaté la dégradation de la rentabilité de l'entreprise depuis dix ans, son endettement important, mais également la bonne tenue de sa trésorerie, et qu'avaient été envisagés les problèmes liés au financement des retraites des agents d'EDF et aux prises de participation de l'opérateur historique dans des électriciens étrangers, notamment en Amérique latine.

Il a ensuite observé que la commission avait envisagé deux scénarios de développement, le premier dit de repli sur la France, impliquant l'abandon des participations de l'entreprise dans les sociétés étrangères et le second, retenu par la majorité des membres de la commission, visant au développement européen de la société qui nécessitera huit à onze milliards d'euros de fonds propres supplémentaires. Il a ainsi indiqué que le Gouvernement, en liaison avec le conseil d'administration d'EDF, devrait prendre les décisions nécessaires pour renforcer ces fonds propres, relevant au passage que les syndicalistes représentés dans la commission avaient plaidé en faveur d'un endettement accru. M. Henri Revol a conclu en constatant que les évolutions actuelles de l'entreprise, transformation d'EDF en société anonyme et éventuelle ouverture de capital, critiquées par le rapporteur pour avis, concordaient avec les conclusions de la commission d'enquête que le Sénat avait créée en 1998 sur la politique énergétique.

En réponse à ces différentes interventions, M. Roland Courteau, rapporteur pour avis, a apporté les précisions suivantes.

Il a déclaré avoir bien entendu les préoccupations exprimées par les différents intervenants sur la nécessité de rééquilibrer le bouquet énergétique et indiqué partager les interventions relatives à la nécessité de développer les énergies renouvelables, comme la biomasse ou le bois. Concernant le rééquilibrage des modes de transport, il a reconnu l'absence, dans son rapport, de contre-propositions. Il a également confirmé les réticences exprimées par les constructeurs à l'égard du développement des biocarburants.

Il a ensuite indiqué que la hausse du prix du pétrole rendait rentables de nouveaux gisements et que les nouvelles technologies permettraient, à l'avenir, d'extraire une plus grande quantité d'huile des gisements, dans la mesure où, aujourd'hui, seul, le tiers du pétrole en était extrait. Même s'il est possible de disposer d'un siècle de réserves, il est nécessaire de préparer l'avenir dès aujourd'hui, notamment avec le développement des biocarburants a-t-il considéré. Il a enfin remercié Henri Revol pour les informations portées à la connaissance des commissaires sur les travaux de la commission « Roulet ».

M. Gérard Delfau a félicité le rapporteur pour avis d'avoir couvert, dans son rapport, l'ensemble des sources énergétiques et a ensuite souligné que la France était en retard tant en matière d'économies d'énergie que d'exploitation du bois-énergie. Il a ainsi considéré que les réseaux de chaleur fonctionnant au bois pouvaient fortement contribuer à la diversification du bouquet énergétique français, mais que le développement de cette technique restait entravé par un taux de TVA de 19,6 %, alors que les autres types de réseaux de chaleur bénéficiaient d'un taux de TVA réduit de 5,5 %. Il a fait part, en conclusion, de sa volonté d'interroger le Gouvernement sur ce point.

M. Daniel Raoul, évoquant la proposition de directive relative à la sécurité d'approvisionnement en électricité, a exprimé ses craintes quant à la transformation de RTE en filiale d'une société anonyme, qui posait un problème de sécurité d'approvisionnement à notre pays. Après s'être interrogé sur le mode de calcul de l'objectif des 21 % d'ENR, il a considéré que notre pays devait amplifier ses politiques en faveur de la maîtrise de la demande d'énergie et qu'il était souhaitable de procéder à un bilan environnemental global des biocarburants.

M. Jean Pépin, soulignant qu'il avait apprécié la présentation du rapporteur pour avis sans pour autant partager ses conclusions, a noté l'urgence de mettre en perspective l'avenir énergétique de notre pays. Constatant que des grands pays, comme les Etats-Unis ou la Chine, se préparaient à dominer le secteur énergétique, il a insisté sur le caractère impératif du renforcement de notre indépendance énergétique. Après s'être félicité de la décision de construire un réacteur EPR, qui donne des perspectives et un avenir à la filière nucléaire française, il s'est interrogé sur le comportement de certaines associations écologistes. Il a enfin exprimé ses préoccupations relatives au développement des économies d'énergie et des énergies renouvelables.

M. Gérard Bailly s'est interrogé sur la sous-utilisation des céréales pour le chauffage, tout en rappelant qu'il était paradoxal de ne pas exploiter un potentiel pourtant vaste, alors que de nombreuses terres agricoles étaient laissées en friche. Après avoir souligné que le bois-énergie présentait des coûts d'exploitation élevés, il a estimé que l'absence d'une TVA à taux réduit obérait l'expansion de cette source énergétique. Il s'est enfin inquiété des contraintes environnementales qui pourraient résulter du projet de loi sur l'eau et de leurs conséquences sur le développement de l'hydroélectricité en France.

En réponse, M. Roland Courteau, rapporteur pour avis, a indiqué qu'il avait noté les préoccupations de ses collègues sur la nécessité de diversifier les sources d'approvisionnement énergétique, tout en soulignant qu'il partageait l'analyse de M. Gérard Delfau quant aux problèmes posés par l'absence d'une TVA à taux réduit pour les réseaux de chaleur fonctionnant au bois. S'agissant de la sécurité d'approvisionnement, il a pris bonne note des craintes exprimées par M. Daniel Raoul, après avoir précisé que l'objectif des 21 % était calculé en fonction de la consommation électrique. Il a relevé que le taux d'indépendance énergétique français se situait à 50,5 % et que la loi Bataille impliquait de légiférer en 2006 sur le mode de traitement des déchets nucléaires. Enfin, il a reconnu que le potentiel énergétique des céréales était sous-utilisé et qu'il examinerait la question des liens entre la loi sur l'eau et l'hydroélectricité au moment de sa discussion.

Puis contrairement à ce que lui proposait son rapporteur pour avis, la commission a émis, à la majorité des voix, un avis favorable à l'adoption des crédits du budget de l'énergie dans le projet de loi de finances pour 2005.