

N° 1198

ASSEMBLÉE NATIONALE

CONSTITUTION DU 4 OCTOBRE 1958

TREIZIÈME LÉGISLATURE

Enregistré à la Présidence de l'Assemblée nationale le 16 octobre 2008

RAPPORT

FAIT

AU NOM DE LA COMMISSION DES FINANCES, DE L'ÉCONOMIE GÉNÉRALE ET DU PLAN SUR LE
PROJET DE **loi de finances pour 2009** (n° 1127),

PAR M. Gilles CARREZ,
Rapporteur Général,
Député.

ANNEXE N° 14

ÉCOLOGIE, DÉVELOPPEMENT ET AMÉNAGEMENT DURABLES

ÉNERGIE

Rapporteur spécial : M. Alain CACHEUX

Député

SOMMAIRE

	Pages
INTRODUCTION	11
I.– LES MARCHÉS DE L'ÉNERGIE : LES EXCÈS DE 2008 ET LES PERSPECTIVES DE 2009	13
A.– LE PÉTROLE	13
1.– L'envol des prix du pétrole en 2007 et 2008	14
2.– Les hypothèses d'évolution du prix du pétrole	15
3.– Enjeux de la production et du raffinage	17
B.– LE CHARBON	19
1.– Le rôle essentiel du charbon dans le monde d'aujourd'hui et de demain	19
2.– La R&D sur le captage et le stockage du CO ₂	22
C.– LE GAZ NATUREL	23
1.– Les contraintes d'approvisionnement et la volatilité des prix	23
2.– La dépendance européenne vis-à-vis du gaz naturel russe	25
3.– L'essor de la production électrique à partir de gaz naturel	26
4.– Le tarif spécial de solidarité applicable à la fourniture de gaz naturel	27
D.– L'ÉLECTRICITÉ	28
1.– Les perspectives de l'hydroélectricité	29
2.– L'actualité du nucléaire	31
3.– La construction de l'EPR de Flamanville	32
4.– Le prototype de réacteur de 4 ^{ème} génération	33
5.– L'ouverture à la concurrence	35
II.– DES CRÉDITS BUDGÉTAIRES ET DES DÉPENSES FISCALES EN DIMINUTION	39
A.– LES CRÉDITS DE POLITIQUE ÉNERGÉTIQUE ET CLIMATIQUE	39
B.– LES CRÉDITS DE L'APRÈS MINES	40
C.– DES DÉPENSES FISCALES EN DIMINUTION PROGRAMMÉE	40

III.– LA FISCALITÉ ÉNERGÉTIQUE ET LE DÉVELOPPEMENT DURABLE	41
A.– LA DIMINUTION DE LA DÉFISCALISATION ACCORDÉE AUX BIOCARBURANTS (ARTICLE 5)	42
B.– LA RECONDUCTION DE LA TAXE EXCEPTIONNELLE MISE A LA CHARGE DES ENTREPRISES PÉTROLIÈRES (ARTICLE 6)	44
C.– L'AMORTISSEMENT MAJORÉ POUR LA TRANSFORMATION DU BOIS (ARTICLE 7).....	45
D.– LA PRIME SPÉCIFIQUE POUR LE REMPLACEMENT DES CHAUDIÈRES AU FIOUL.....	45
E.– LE PRÊT A TAUX ZÉRO POUR LES TRAVAUX D'AMÉLIORATION DE LA PERFORMANCE ÉNERGÉTIQUE DES LOGEMENTS ANCIENS (ARTICLE 45)	46
F.– LES CONDITIONS ÉNERGÉTIQUES DU PRÊT A TAUX ZÉRO POUR L'ACCESSION A LA PROPRIÉTÉ (ARTICLE 46) ET DU CRÉDIT D'IMPÔT POUR L'HABITATION PRINCIPALE (ARTICLE 47).....	46
G.– LA RÉFORME DU CRÉDIT D'IMPÔT EN FAVEUR DES ÉCONOMIES D'ÉNERGIE ET DU DÉVELOPPEMENT DURABLE (ARTICLE 50)	47
IV.– LES QUESTIONS LÉGISLATIVES ET RÉGLEMENTAIRES EN SUSPENS	48
A.– UNE PROGRAMMATION PLURIANNUELLE DES INVESTISSEMENTS NÉCESSAIRE POUR LA PRODUCTION DE CHALEUR.....	48
B.– L'ÉOLIEN.....	48
1.– Un tarif de rachat ne générant pas de rente indue	49
2.– Le faible coût du soutien à l'éolien.....	49
3.– La nécessité de dispositions législatives et réglementaires d'adaptation	50
C.– LE SOLAIRE PHOTOVOLTAÏQUE.....	50
V.– DES ÉCHÉANCES IMPORTANTES POUR LES ACTEURS DU SECTEUR DE L'ÉNERGIE	52
A.– L'ADEME	52
B.– AREVA.....	54
C.– EDF ET RTE	55
EXAMEN EN COMMISSION	59
ANNEXE : LISTE DES AUDITIONS RÉALISÉES PAR VOTRE RAPPORTEUR SPÉCIAL	63

L'article 49 de la loi organique du 1^{er} août 2001 relative aux lois de finances (LOLF) fixe au 10 octobre la date limite pour le retour des réponses aux questionnaires budgétaires.

À cette date, 92 % des réponses étaient parvenues à votre Rapporteur spécial, qui remarque que 82 % des réponses ont été reçues dans la journée du 10 octobre et que la source s'est tarie depuis cette date.

Synthèse

Le programme n° 174 *Énergie et Après-Mines* est l'un des neuf programmes de la mission *Écologie, développement et aménagement durables*.

Pour 2009, il représentera 8,2 % du total des autorisations d'engagement de la mission et 8,4 % des crédits de paiement.

Le plafond d'autorisations d'engagement du programme est de 835 millions d'euros pour 2009 et de 844 millions d'euros pour les crédits de paiement. L'évolution retenue pour 2010 et 2011 correspond à une diminution annuelle moyenne d'un peu plus de 3 %, contre 8 % pour l'ensemble de la mission.

- Le programme *Énergie et après-mines* comporte trois actions dont les crédits sont d'importances très différentes.

Les demandes de crédits pour l'action n° 1 *Politique de l'énergie* en 2009 sont de 17 millions d'euros en autorisations d'engagement, contre 52,6 en 2008, et de 23,7 millions d'euros en crédits de paiement contre 48,5 en 2008.

Les demandes de crédits pour l'action n° 2 *Gestion économique et sociale de l'après-mines* sont de 796,4 millions d'euros en autorisations d'engagement, contre 808,3 en 2008 et de 799,9 millions d'euros en crédits de paiement contre 810,3 en 2008.

Enfin, pour l'action nouvelle n° 3 *Lutte contre le changement climatique*, les demandes de crédit pour 2009 sont de 21,8 millions d'euros en autorisations d'engagement contre 19,5 en 2008, et, en crédits de paiement, de 21,1 millions d'euros contre 19,5 en 2008.

- Les crédits inscrits au titre de la **politique de l'énergie** sont constitués à hauteur de 13,5 millions d'euros de subventions pour charge de service public. 4,5 millions d'euros sont versés à l'agence nationale pour la gestion des déchets radioactifs (ANDRA) et 8,9 millions à l'agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie (ADEME). Les autres crédits de politique de l'énergie financent d'abord diverses actions de coopération internationale.

- L'essentiel des crédits de paiement de l'action **Gestion économique et sociale de l'après-mines**, soit 763 millions d'euros, correspond au financement de prestations diverses aux retraités ou retraités anticipés des mines fermées et de certaines mines et ardoisières en activité.

- Comme votre Rapporteur spécial l'avait souhaité en 2007, les **dépenses fiscales** devraient être en diminution en 2009 à **1,7 milliard d'euros** contre 2,26 en 2008. Cette décélération proviendra exclusivement d'un durcissement des conditions du crédit d'impôt sur le revenu pour les dépenses d'équipements de l'habitation principale en faveur des économies d'énergie et du développement durable.

On peut regretter qu'à cette occasion, un toilettage des autres dépenses fiscales ne soit pas effectué.

● Parmi les questions clés de la **politique énergétique française**, d'ici à 2020, figure la question de sa capacité à atteindre les trois objectifs de l'Union européenne souvent décrits sous le vocable 3 x 20 %. En réalité pour la France, ces objectifs sont de 2 x 20 % et 23 %.

Pour atteindre l'**objectif de 23 % d'énergies renouvelables en 2020**, il est nécessaire d'augmenter de 20 millions de tonnes équivalent pétrole la part des énergies renouvelables dans le bouquet énergétique à l'horizon 2020. C'est l'ensemble des énergies renouvelables qui doivent être développées.

● À cet égard, différents articles du projet de loi de finances pour 2009 doivent être examinés avec attention.

La refiscalisation des biocarburants proposée à l'**article 5** est massive. En tout état de cause, la mise en place de la filière des biocarburants exige des investissements de long terme qui nécessite une visibilité à long terme et donc une stabilité réglementaire et fiscale.

Enfin, si la mise au point des biocarburants de 2^{ème} génération est souhaitable, il n'est pas acquis que les recherches en cours débouchent avant 2012 sur des résultats économiquement viables.

L'**article 6** prévoit une pérennisation sans limitation de durée de la taxe sur les entreprises pétrolières, ce qui est une bonne chose. Il paraît toutefois important de s'assurer qu'à un engagement irrévocable de l'État s'agissant du versement de la prime à la cuve, corresponde un financement par les entreprises pétrolières qui soit garanti même en cas de baisse rapide des prix du pétrole.

L'**article 7** proposant un amortissement majoré pour la transformation du bois ne semble pas favoriser la valorisation des sous-produits de la forêt – taillis, branches, écorces, déchets forestiers –.

Le dispositif de l'aide à la cuve sera en outre complété par une prime spécifique d'encouragement au remplacement d'une chaudière au fioul par un équipement de chauffage performant utilisant des énergies renouvelables. On peut regretter l'absence de précisions sur le financement de la mesure.

Le présent projet de loi de finances met en place, dans son **article 45**, les incitations pour que les établissements financiers accordent de tels prêts à taux zéro, qui constituent en réalité une avance remboursable, en les faisant bénéficier d'un crédit d'impôt destiné à compenser leur manque à gagner.

Afin de limiter la dépense fiscale correspondante, on peut se demander si l'éco prêt à taux zéro ne pourrait pas être soumis à condition de ressources.

Les deux **articles 46 et 47** ont un impact sur les finances publiques. Il serait utile d'en connaître le montant.

Le projet de loi de finances pour 2009 introduit enfin un durcissement des conditions techniques exigées pour bénéficier du **crédit d'impôt sur le revenu au titre de l'habitation principale** prévu à l'article 200 quater du code général des impôts.

Votre Rapporteur spécial soulignait lors de la discussion du projet de loi de finances pour 2008, la nécessité de maîtriser l'augmentation de la dépense fiscale correspondante.

Pour les prochaines années, la question est de savoir de quelle filière le crédit d'impôt a assuré le développement. En termes de développement technologique, la priorité semble appartenir aux équipements recourant aux énergies renouvelables et non pas aux techniques bien connues du double vitrage. Il convient également de déterminer si une réelle baisse des coûts des équipements est intervenue.

Si les coûts sont effectivement en baisse et si la hausse des coûts de l'énergie reprend et se poursuit, alors la question de la pérennité de la mesure devra être posée. Sa décroissance pourrait être vraisemblablement envisagée.

D'autres questions législatives et réglementaires sont en suspens et méritent notre attention.

La faisabilité d'une programmation pluriannuelle des investissements relatifs à la production de chaleur devrait être étudiée par le MEEDDAT et ses conclusions transmises au Parlement.

Le projet de loi de finances pour 2009 prévoit un **redéploiement partiel de la taxe générale sur les activités polluantes, au profit d'un fonds chaleur** à hauteur de 50 millions d'euros. Il restera à définir les conditions de l'octroi des aides correspondantes aux entreprises et aux collectivités.

• Pour atteindre l'objectif de 23 % d'énergies renouvelables dans la consommation finale d'énergie en 2020, **le développement de l'éolien doit être fortement accéléré.**

Il s'agit de passer de 2 100 MW installés fin 2007 à 25 000 MW installés en 2020. Concrètement, les quelque 2 000 éoliennes opérationnelles à la fin 2006 devraient être complétées par 6 000 éoliennes supplémentaires, pour aboutir à un total de 8 000 éoliennes en 2020.

Ceci revient à dire que le rythme d'installation d'éoliennes en France devrait passer de 800 MW par an, chiffre observé en 2007, à 1 600 MW par an. Une telle progression suppose que les freins soient desserrés et non pas renforcés.

La mutualisation des coûts de raccordement, indispensable pour éviter une course de lenteur des projets, nécessite selon la commission de Régulation de l'énergie, une modification législative qu'il conviendrait d'effectuer rapidement.

Des réflexions sont par ailleurs en cours sur un éventuel changement des dispositions relatives à la construction d'éoliennes.

Une possibilité à l'étude est l'application aux éoliennes de la réglementation relative aux installations classées pour la protection de l'environnement. L'intérêt serait de faire entrer la construction d'éoliennes dans le droit environnemental général, avec le double régime de la déclaration et de l'autorisation, ce qui permettrait de banaliser le développement du secteur. La profession n'est pas favorable à cette éventualité, estimant, à juste titre, indispensable la stabilité législative et réglementaire pour le développement du secteur.

● Enfin, votre Rapporteur spécial a examiné la situation de trois opérateurs d'une grande importance pour la politique énergétique de la France.

L'activité de l'ADEME est cadrée par le contrat d'objectifs 2007-2010. Ses missions sont désormais clairement définies.

Les ressources de l'ADEME ont trois origines. En 2007, les taxes perçues ont représenté 241,4 millions d'euros, soit près de 70 % de ses autorisations d'engagement. Les dotations de l'État pour charges de service ont représenté 78,1 millions d'euros, soit près de 23 % du total. Les ressources propres se sont élevées à 26,5 millions d'euros, soit un peu plus de 7 %.

La réorganisation de l'ADEME opérée dans le cadre de son contrat d'objectifs semble lui donner les moyens d'assumer ses nouvelles responsabilités.

Votre Rapporteur spécial évoquait dans le cadre de l'examen du projet de loi de finances pour 2008, la question de la restructuration éventuelle du capital d'AREVA.

Pour participer au redémarrage du nucléaire dans le monde, AREVA évalue les investissements à pratiquer à 3 milliards d'euros par an d'ici à 2012, soit un total de 12 milliards d'euros.

Dans ces conditions, l'objectif n'est pas la restructuration du capital d'AREVA mais l'augmentation de ses fonds propres, dans le respect de l'intégrité de son offre sur l'ensemble de la filière nucléaire.

De même, la mise en œuvre de la stratégie ambitieuse d'EDF nécessite des efforts de productivité dans le respect des impératifs de sûreté et de sécurité, ainsi qu'une évolution tarifaire permettant de répercuter en partie l'augmentation des coûts d'achats sans obérer le pouvoir d'achat des ménages et la compétitivité des entreprises.

Conclusion

L'actuelle crise bancaire et financière va entraîner un ralentissement économique important, dont la seule conséquence positive sera la baisse des prix du pétrole et des matières premières.

Cette situation ne saurait entraîner un relâchement des efforts de redéploiement énergétique avec une montée en puissance indispensable des énergies renouvelables. Elle ne saurait non plus occulter **l'importance d'une stratégie de l'État pour aider les champions nationaux de l'énergie que sont AREVA et EDF à trouver des solutions à leurs besoins d'investissement et de financement.**

INTRODUCTION

Le programme n° 174 *Énergie et après-mines* a pour objectifs, d’abord de contribuer à la mise en œuvre de la politique énergétique, ensuite de gérer les conséquences économiques et sociales de l’arrêt de l’exploitation minière en France, et, enfin, de participer à la lutte contre le changement climatique.

Le tableau ci-après présente les demandes de crédits pour chacune des trois actions, en autorisations d’engagement et en crédits de paiement.

CRÉDITS DEMANDÉS POUR 2009

(en euros)

	Autorisations d’engagement (AE)			Crédits de paiement (CP)		
	2008	2009	Variation en %	2008	2009	Variation en %
Action 1 : Politique de l’énergie	52 665 786	17 090 000	-67,6	48 590 758	23 740 000	-51,1
Action 2 : Gestion économique et sociale de l’après-mines	808 330 294	796 400 000	-1,5	810 330 294	799 900 000	-1,3
Action 3 : Lutte contre le changement climatique	19 598 918	21 898 918	11,7	19 598 918	21 198 918	8,2
Total	880 594 998	835 388 918	-5,1	878 519 970	844 838 918	-3,8

Source : *Projet annuel de performances 2009*

Le premier objectif du programme n°174 *Énergie et après-mines* est de contribuer à la mise en œuvre de la politique de l’énergie. Le programme n° 174 alloue 23,7 millions d’euros en crédits de paiement à cet objectif pour 2009, soit 2,8 % du total des crédits de paiement du programme.

Mais, bien entendu, la politique énergétique va bien au-delà de ces moyens budgétaires. Ses canaux sont multiples.

La fiscalité, la législation et la réglementation et les entreprises publiques, le soutien à la recherche et au développement dans ce domaine ont également une importance déterminante.

C'est pourquoi votre Rapporteur spécial regrette l'absence, au moment de l'examen de son rapport par votre Commission, du document de politique transversale annexé au projet de loi de finances. Le présent rapport ira en conséquence plus loin que des strictes considérations budgétaires sur l'évolution des crédits prévus pour 2009.

Le deuxième objectif du programme est de garantir aux anciens mineurs la préservation de leurs droits après l'arrêt de l'exploitation minière. 799,9 millions d'euros sont alloués à cet objectif pour 2009, soit 94,7 % du total des crédits de paiement du programme.

Le troisième objectif du programme est la lutte contre le changement climatique. 21,1 millions d'euros de crédits de paiement correspondent à cette action, soit 2,5 % du total du programme.

Le tableau suivant présente la répartition des dépenses du programme entre les dépenses de fonctionnement et les dépenses d'intervention.

COMPARAISON, A STRUCTURE 2009, DES CRÉDITS DU PROGRAMME N° 174 ÉNERGIE ET APRES-MINES PROPOSES POUR 2009 A CEUX VOTES POUR 2008 (HORS FONDS DE CONCOURS)

(en euros)

	Autorisations d'engagement (AE)			Crédits de paiement (CP)		
	LFI 2008	PLF 2009	variation en %	LFI 2008	PLF 2009	variation en %
Titre 3 : Dépenses de fonctionnement	66 165 430	47 416 384	-28,3	66 827 603	47 266 384	-29,3
Titre 6 : Dépenses d'intervention	814 419 568	787 972 534	-3,2	811 692 367	797 572 534	-1,7
Total	880 584 998	835 388 918	-5,1	878 519 970	844 838 918	-3,8

Source : Projet de loi de finances pour 2009

Comme on peut s'y attendre, les dépenses d'intervention représentent la plus grande part des dépenses totales avec 94,4 %, les dépenses de fonctionnement ne représentant que 5,6 %.

Le programme n° 174 *Énergie et après-mines* ne bénéficie pas de fonds de concours ni d'attribution de produits.

I.- LES MARCHÉS DE L'ÉNERGIE : LES EXCÈS DE 2008 ET LES PERSPECTIVES DE 2009

Le marché du pétrole a enregistré en 2008 l'épisode de hausse et de baisse le plus important depuis la révolution iranienne de 1979.

Par effet d'entraînement, les marchés du gaz naturel et dans une moindre mesure du charbon ont également connu une volatilité importante.

Face à une demande d'abord en forte croissance puis en baisse en raison du ralentissement économique des pays industrialisés suivi de celui du reste du monde, l'inélasticité de l'offre de pétrole a vu ses effets amplifiés par les anticipations.

Cette volatilité ne doit pas masquer la tendance au renchérissement du prix de l'énergie.

Les coûts d'extraction et de transport augmentent pour l'ensemble des combustibles fossiles. Les coûts d'exploitation et de transport de l'électricité sont également croissants, quelle que soit la filière considérée, y compris pour l'électronucléaire.

La lutte contre le changement climatique pourrait entraîner un renchérissement supplémentaire des combustibles fossiles, si la taxation du CO₂ émis devait entrer en vigueur sous une forme ou sous une autre.

S'ajoute à cette augmentation des coûts de l'approvisionnement en énergie, la nécessité de financer le renouvellement d'infrastructures énergétiques, soit parce que leur efficacité ou leur adéquation aux besoins des marchés est insuffisante, soit parce que leur durée de vie est proche d'être atteinte.

Un des enjeux énergétiques majeurs des prochaines années est l'augmentation des investissements à réaliser pour renouveler les équipements de production actuellement en service et augmenter les capacités de production.

Pour satisfaire une demande en énergie qui devrait croître de 55 % d'ici à 2030, la somme des investissements nécessaires dans les infrastructures énergétiques de 2006 à 2013 s'élève à 22 000 milliards de dollars. La filière charbon nécessite 600 milliards de dollars d'investissement, le pétrole 5 400 milliards, le gaz 4 200 milliards et l'électricité 11 600 milliards de dollars.

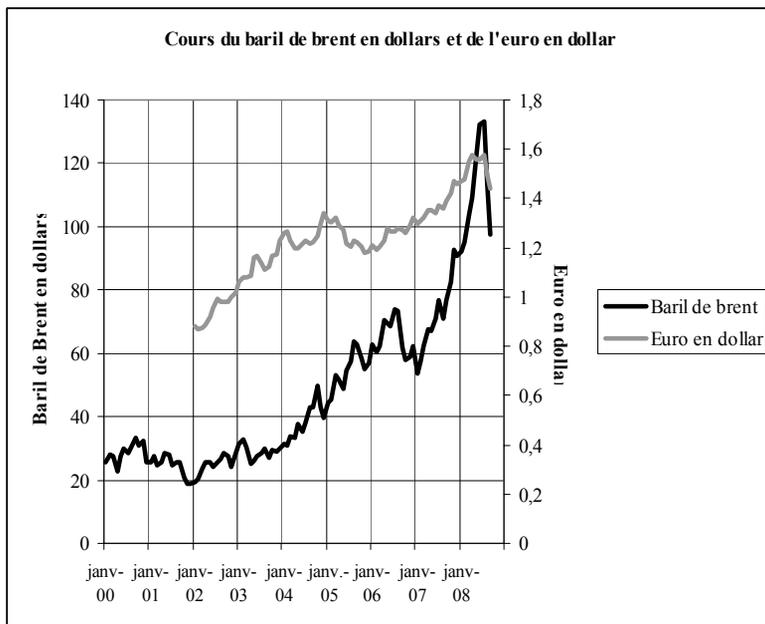
A.- LE PÉTROLE

L'année 2008 aura vu le prix du pétrole atteindre un maximum de 147,5 dollars par baril le 11 juillet puis amorcer une baisse rapide le conduisant à 67 dollars le 17 octobre. Le précédent record du prix du baril était de 92 dollars ⁽¹⁾ atteint fin 1979 après la révolution iranienne.

(1) En dollars 2007.

1.– L’envol des prix du pétrole en 2007 et 2008

La hausse de 2008 est à replacer dans le cadre de la hausse intervenue depuis décembre 2001, date à laquelle le prix du baril de Brent était de 18,71 dollars.



Source : DGEC, MEEDDAT

La hausse du prix du pétrole, facturé en dollars, a été sensiblement atténuée par la hausse de l’euro par rapport au dollar, ainsi que le montre le tableau ci-après.

PRIX MOYEN ANNUEL DU PETROLE BRUT IMPORTE PAR LA FRANCE

	1992	1995	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
En dollar par baril	18,6	17,3	28,6	24,8	24,9	29,7	38,8	53,6	65,2	71,9
En euro par tonne	110	97	228	203	194	193	229	316	381	385

Source : DGEC, MEEDDAT

La hausse du prix du baril a été, à plusieurs reprises, entrecoupée d’épisodes de baisses relatives comme en fin d’année 2006 et début d’année 2007.

Pour de nombreux observateurs, la baisse actuelle est liée au ralentissement de la croissance enregistrée fin 2008 et anticipée pour 2009 et à la remontée du dollar par rapport à l’euro. Elle ne devrait donc être que momentanée.

2.– Les hypothèses d'évolution du prix du pétrole

Le tableau suivant présente la répartition et l'évolution de la demande de pétrole en 2007 et 2008, selon les prévisions publiées en juillet 2008 par l'agence internationale de l'Énergie (AIE).

DEMANDE DE PÉTROLE BRUT

(en barils par jour)

	2007	2008
Demande mondiale de pétrole	86	86,8
Chine	7,5	8
Autres pays d'Asie	9,3	9,5
Moyen Orient	6,5	6,9
OCDE	49,1	48,6
<i>dont États-Unis</i>	<i>20,8</i>	<i>20,3</i>

Source : DGEC, MEEDDAT

En 2008 par rapport à 2007, la demande de pétrole ne devrait augmenter que de 7 % en Chine et de 2,1 % dans les autres pays d'Asie. Autre fait remarquable, la demande de pétrole devrait baisser aux États-Unis, ainsi que dans l'ensemble de la zone OCDE.

Les principales sources de la production de pétrole sont indiquées dans le tableau suivant, selon les estimations de juillet 2008 de l'AIE.

ÉVOLUTION DE L'OFFRE DE PÉTROLE

(en barils par jour)

	2007	2008
OPEP – production régulière	31,1	31,6
<i>OPEP - capacités de production excédentaires</i>	<i>1,7</i>	<i>3,4</i>
Non-OPEP	49,6	50,0

Source : MEEDDAT

Une extrême tension règne depuis plusieurs années sur les marchés pétroliers. La demande est sujette aux variations climatiques et à la croissance économique. L'offre à court terme est restreinte par les difficultés de production et par l'absence, voulue ou subie, de marges de production. À long terme, l'augmentation de la production se heurte à des difficultés techniques et à la nécessité de pratiquer des investissements de plus en plus lourds.

Selon le rapport économique, social et financier annexé au projet de loi de finances pour 2009, le prix du pétrole et le cours du dollar devraient toutefois se stabiliser, respectivement à 100 dollars et à 1,45 dollar en 2009.

**HYPOTHÈSES D'ÉVOLUTION DU PRIX DU PÉTROLE
ET DU COURS DU DOLLAR**

	2007 (réalisé)	2008 (prévision)	2009 (hypothèse)
I.- Prix du pétrole en dollars par baril			
Projet de loi de finances pour 2009	72,45	109	100
Groupe technique ⁽¹⁾		110	110
II.- Cours de l'euro en dollar			
Projet de loi de finances pour 2009	1,371	1,5	1,45
Groupe technique		1,48	1,39

Source : Projet de loi de finances pour 2009

La facture énergétique extérieure en 2007 s'est élevée à 44,826 milliards d'euros en 2007, en diminution de 3,5 % par rapport à 2006. Cette légère diminution provient d'une part de la dépréciation de 8,2 % du dollar par rapport à l'euro et de l'exceptionnelle douceur des températures au premier semestre 2007.

Le tableau suivant présente les différents postes du commerce extérieur de produits énergétiques en 2006 et 2007.

SOLDE DES ÉCHANGES ÉNERGÉTIQUES DE LA FRANCE

(en millions d'euros)

Importations-exportations	2006	2007
Combustibles minéraux solides	1 546	1 339
Pétrole brut	31 754	31 197
Produits pétroliers raffinés	5 651	5 150
Gaz	10 150	8 961
Total pétrole et gaz	47 555	45 308
Électricité	-2 628	-1 821
Total	46 474	44 826

Source : DGEC - MEEDDAT

Les prévisions d'évolution à long terme du prix du pétrole étant trop aléatoires pour être utiles, on préfère partir d'hypothèses adoptées comme données exogènes de scénarios d'évolution macroéconomique.

On constate à cet égard une certaine convergence autour d'un prix du baril de l'ordre de 110 dollars courants à l'horizon 2030 (voir tableau ci-après). En juillet 2008, l'OPEP a cependant retenu comme hypothèse de prix de long terme une fourchette plus basse : 70 à 90 dollars courants par baril.

(1) Le groupe technique de la commission économique de la Nation se réunit deux fois par an pour comparer les prévisions économiques du Gouvernement à celles des principaux instituts de conjoncture privés et publics. En 2008, le groupe technique était composé de représentants des organismes suivants : Barclays, BIPE, BNP-Paribas, COE-Rexecode, Crédit agricole, Deutsche Bank, Euler-Hermès, Exane, Expansion, Goldman Sachs, HSBC, JP Morgan, Morgan Stanley, Natixis, OFCE, Société générale et UBS.

HYPOTHÈSES D'ÉVOLUTION À LONG TERME DU PRIX DU PÉTROLE

(en dollars courants)

Prix du baril	2010	2015	2030
Agence internationale de l'énergie – novembre 2007	65	70	108
Département de l'énergie – États-Unis – juin 2008		70	113
OPEP – juillet 2008		70 - 90	

Source : MEEDDAT

Les conséquences macroéconomiques des évolutions des cours du pétrole sont importantes. D'après l'INSEE, la hausse du prix du pétrole sur la période 2002-2007 a été de 27 % par an entre le premier trimestre 2002 et le quatrième trimestre 2007. Son impact sur l'activité a été en moyenne de -0,2 point de taux de croissance annuel.

L'INSEE a également déterminé qu'une baisse de 20 dollars du prix du baril intervenant au deuxième semestre 2008 entraînerait une variation de la hausse de prix de -0,7 point en fin d'année.

3.– Enjeux de la production et du raffinage

Un niveau élevé du prix du pétrole est indispensable pour mettre en production de nouveaux gisements. Les deux principales perspectives sont, d'une part, celles des gisements en eau profonde au large des côtes de l'Afrique et du Brésil, et, d'autre part, celles des schistes bitumineux du Canada et des bruts extra-lourds du Venezuela.

Éléments sur les bruts non conventionnels

Les réserves récupérables de sables bitumineux du Canada, principalement situés dans l'Athabasca (nord de l'Alberta), s'élèvent à 180 milliards de barils, soit environ 14,5 % des réserves mondiales de pétrole. Ce chiffre classerait le Canada au deuxième rang en termes de réserves pétrolières, derrière l'Arabie Saoudite⁽¹⁾ On ne peut toutefois assimiler les réserves de sables bitumineux aux réserves de brut conventionnel, compte tenu de leur spécificité.

Les réserves de bruts extra-lourds du Venezuela (ceinture de l'Orénoque) sont comprises entre 100 et 270 milliards de barils, selon les estimations.

La production de brut issue des pétroles non conventionnels, aujourd'hui très faible, s'élève à 1,2 million de barils par jour au Canada et à 0,6 million de baril par jour au Venezuela.

Ces perspectives de production sont bien évidemment liées à l'évolution du prix du brut, qui conditionne le niveau de rentabilité de l'exploitation des pétroles non conventionnels.

Le coût d'extraction des sables canadiens est d'environ 23 dollars par baril pour les mines à ciel ouvert et à 20 dollars par baril pour les projets qui recourent aux techniques pétrolières avec injection de vapeur (Steam Assisted Gravity Drainage). Les huiles extra-lourdes vénézuéliennes sont exploitées à un coût inférieur à 10 dollars le baril.

(1) À titre de comparaison, les réserves saoudiennes s'élèvent à 264 milliards de barils.

Les autres types de pétroles non conventionnels sont produits par transformation du gaz en liquide (*Gas to Liquid* ou GTL), dont le Qatar devrait à moyen terme, avec une production estimée à près de 180 000 barils par jour d'ici 2012, être le leader. La production de pétrole à partir de charbon (*Coal to Liquid* ou CTL) est maîtrisée par l'Afrique du Sud et pourrait atteindre 200 000 barils par jour à échéance de 2010.

Les bruts non conventionnels sont d'autant plus sensibles aux cours pétroliers que leur coût d'exploitation est nettement plus élevé que celui des pétroles conventionnels. Riches en soufre et en métaux lourds, les bruts extra-lourds doivent subir un double raffinage. Après extraction, ils font l'objet d'un premier traitement (l'« upgrading ») pour être transformés en brut synthétique, lequel pourra ensuite être raffiné comme un pétrole classique.

La production de sables bitumineux est fortement consommatrice de gaz, dont la hausse des prix pourrait à terme constituer une entrave à leur valorisation.

Les sables bitumineux présentent également l'inconvénient d'être très émetteurs de CO₂, du fait de l'énergie consommée pour en extraire le pétrole. En outre, l'extraction de ces sables par injection de vapeur consomme de très grandes quantités d'eau.

Enfin, situés sous les forêts boréales de l'Alberta, l'exploitation des gisements de sable bitumineux du Canada suppose la destruction totale ou partielle de ces forêts, qui à cette latitude ne se régénèrent que très lentement.

Le coût des projets dans le domaine des pétroles non conventionnels est particulièrement élevé, notamment parce qu'ils nécessitent le recours à des technologies innovantes. La décision des opérateurs d'investir dans ce type de projet dépend donc largement du contexte géopolitique prévalant dans le pays concerné et en particulier des conditions offertes en matière de protection des investissements. Si le risque apparaît comme quasiment nul au Canada, il n'en va pas de même au Venezuela.

Le secteur du raffinage en France a récemment fait l'objet d'une restructuration, au terme de laquelle le tiers des capacités de raffinage en métropole n'appartient plus désormais à des groupes pétroliers intégrés.

Total possède et exploite les six raffineries de Feyzin, Grandpuits, Donges, Gonfreville, La Mède et Mardyck et Esso SAF les deux raffineries de Port-Jérôme-Gravenchon et Fos-sur-Mer.

Après avoir vendu sa raffinerie de Lavéra à la société britannique INEOS, Shell a vendu sa raffinerie de Berre à la société LyondellBasell spécialisée dans les polymères, les produits chimiques et les carburants et celles de Petit-Couronne et Reichstett au groupe Petroplus, raffineur et grossiste indépendant de produits pétroliers en Europe du Nord-Ouest.

Les raffineries françaises sont confrontées aux défis de la montée de la demande de gazole et de la désulfuration des gazoles.

Le tableau suivant résume le décalage entre la demande et la production d'essence et de gazole en France en 2007.

LE DÉSEQUILIBRE OFFRE-DEMANDE DE PRODUITS RAFFINÉS

(en tonnes)

2007	Demande	Production
Essence	9 863 000	14 514 000
Gazole	32 958 000	23 774 000
Fioul domestique	12 921 000	10 081 000
Fiouls lourds	5 600 000	10 368 000

Source : DGEC, MEEDDAT

Les excédents d'essence sont exportés aux États-Unis. Le déficit de production de gazole est compensé par des importations de gazole en provenance de Russie. Cette situation est préoccupante pour l'indépendance énergétique de la France.

Par ailleurs, la teneur en soufre des gazoles doit passer de 50 ppm⁽¹⁾, comme actuellement, à 10 ppm au 1^{er} janvier 2009. Ceci nécessite des investissements dans des procédés de désulfuration et génère des contraintes d'approvisionnement en bruts non soufrés.

On peut se demander si l'appareil de raffinage français dispose encore, compte tenu de ses modifications de structure, des capacités d'investissement requises par la modification de la demande et le renforcement des contraintes environnementales.

B.– LE CHARBON

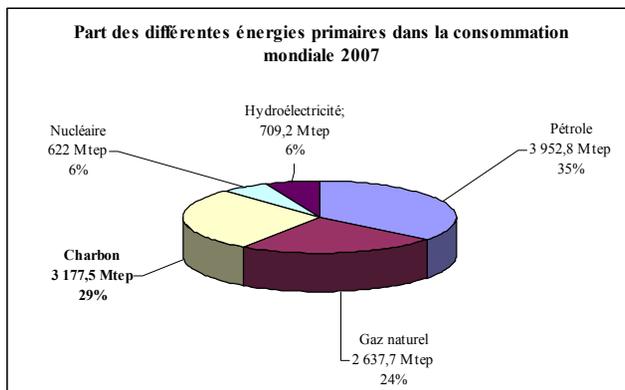
Le charbon est une énergie fondamentale dans l'approvisionnement énergétique du monde. C'est aussi une énergie d'avenir de par la bonne répartition géographique de ses réserves au demeurant très abondantes et en raison de ses coûts d'extraction maîtrisés. L'amplification sans doute inévitable du rôle du charbon rend encore plus nécessaires les progrès techniques à réaliser pour réduire les émissions de CO₂ des installations industrielles utilisant le charbon en grande quantité. La France dispose de compétences pour développer les technologies de capture et de stockage du CO₂ dont les marchés à l'exportation pourraient être importants à l'avenir.

1.– Le rôle essentiel du charbon dans le monde d'aujourd'hui et de demain

En 2007, le charbon a fourni 29 % de la consommation d'énergie primaire mondiale.

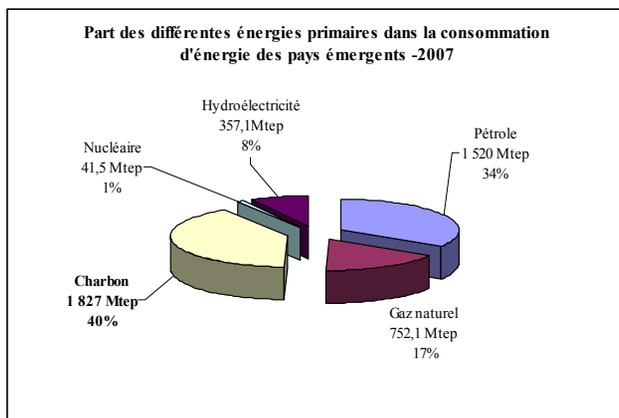
(1) Ppm : partie par million – soit mg / kg

Le graphique suivant montre qu'au niveau mondial, le charbon occupe une place plus importante que le gaz naturel dans l'approvisionnement énergétique primaire.



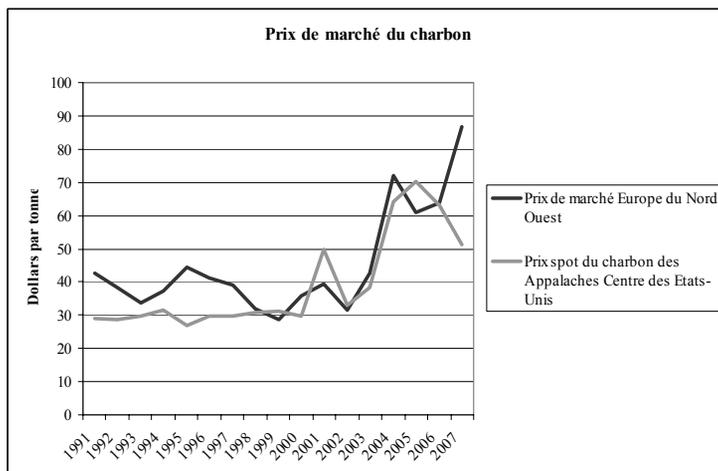
Source : BP Statistical Review

Dans les pays émergents, le rôle du charbon est encore plus important. Sa part dans la consommation d'énergie primaire en 2007 a, en effet, atteint 40 % du total et a dépassé celle du pétrole (34 %).



Source : BP Statistical Review

Les prix de marché du charbon sont à la hausse, compte tenu de la demande de charbon tant pour l'industrie que pour la production d'électricité, non seulement dans les pays émergents mais dans plusieurs pays industrialisés, comme les États-Unis ou l'Allemagne.



Source : BP Statistical Review

En France, aucune centrale thermique au charbon n'a été récemment mise en service. En effet, le dernier raccordement d'une tranche fonctionnant au charbon a eu lieu en 1984. En outre, les centrales les plus anciennes (dont la puissance cumulée atteint environ 3000 MW) sont placées en régime dérogatoire, leurs émissions en SO_x et NO_x étant supérieures aux valeurs limites imposées par la réglementation. Leur durée totale de fonctionnement est ainsi limitée à un total de 20 000 heures entre 2008 et 2015, date à laquelle elles devront au plus tard fermer.

Si des opérateurs ont informé les pouvoirs publics de projets de centrales au charbon dites propres sur les sites en bord de mer du Havre et de Fos-sur-Mer, à ce jour aucun n'a déposé de demande d'autorisation d'exploiter pour une telle installation.

Le développement de nouvelles installations de production d'électricité à base de charbon doit être cohérent avec la politique énergétique et ses objectifs en matière de protection de l'environnement, de compétitivité et de sécurité d'approvisionnement. Pour autant, le charbon assure une part importante de la production d'électricité dans nombre de pays, comme l'indique le tableau suivant.

PART DU CHARBON DANS LA PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ EN 2006

	Production totale d'électricité (TWh)	Part du charbon	Part du lignite
États-Unis	4 274	50%	2%
Union européenne à 27	3 323	31%	11%
France	569	5%	-
Japon	1 091	27%	-
Russie	994	17%	6%
Inde	744	68%	2%
Chine	2 903	80%	-

Source : Agence internationale de l'énergie (AIE)

Le développement des technologies du charbon propre représente en conséquence un enjeu capital de la lutte contre le changement climatique. La France a choisi de se spécialiser dans les technologies de captage et de séquestration du CO₂, pour lesquelles elle dispose d'atouts importants et qui peuvent trouver des applications pour de nombreuses installations industrielles émettrices de dioxyde de carbone.

2.– La R&D sur le captage et le stockage du CO₂

Le 15 mars 2006, le premier pilote européen de captage de gaz carbonique sur une centrale électrique au charbon a été inauguré au Danemark. Une partie des gaz émis par la centrale est désormais captée, dans le cadre d'un projet communautaire de R&D piloté par l'institut français du Pétrole (IFP).

Depuis plusieurs années, les pouvoirs publics français financent des projets sur le thème du captage et du stockage du gaz carbonique, notamment en s'appuyant sur le Bureau de recherches géologiques et minières (BRGM), sur l'IFP, sur le réseau de recherche des technologies pétrolières et gazières (RTPG) ou sur l'agence de l'Environnement et de la maîtrise de l'énergie (ADEME).

Les partenaires industriels sont l'important secteur parapétrolier français qui a notamment développé l'expertise de l'injection souterraine de CO₂, ALSSTOM et Air Liquide et les utilisateurs actuels et futurs dans la production d'électricité, la sidérurgie, le raffinage et les cimenteries principalement : EDF, GDF Suez, Total, Arcelor-Mittal, Lafarge.

Total a annoncé en 2005 un projet de captage et de stockage géologique sur le site de Lacq (région Aquitaine) où les travaux devraient démarrer au deuxième semestre 2008 pour une mise en service début 2009.

La Commission européenne a, pour sa part, mis en place une plate-forme technologique relative aux centrales thermiques à énergies fossiles zéro émission. Cette plate-forme a pour objectif que toutes les nouvelles centrales thermiques à énergies fossiles qui démarrent dans l'Union à partir de 2020 n'émettent plus (ou quasiment plus) de CO₂.

La disponibilité commerciale de technologies fiables et compétitives dans des environnements diversifiés devrait intervenir dans la période 2015-2020. Les technologies existantes doivent être améliorées, notamment pour la combustion, la séparation des gaz, la modélisation du comportement du CO₂ en stockage géologique, les techniques de surveillance des stockages géologiques.

C.– LE GAZ NATUREL

Le gaz naturel est une énergie primaire en plein développement, dans l'industrie et pour les usages domestiques. L'importance des réserves mondiales de gaz naturel, la souplesse d'utilisation de cette énergie, sa faible teneur en polluants, la possibilité de le transporter par gazoduc ou sous forme liquéfiée expliquent sa percée dans l'approvisionnement énergétique du monde. Toutefois deux limitations fortes à son utilisation ne doivent pas être oubliées, d'une part la concentration des réserves dans des zones à fortes contraintes géopolitiques, et, d'autre part, les émissions de gaz à effet de serre liées à son extraction et à son usage.

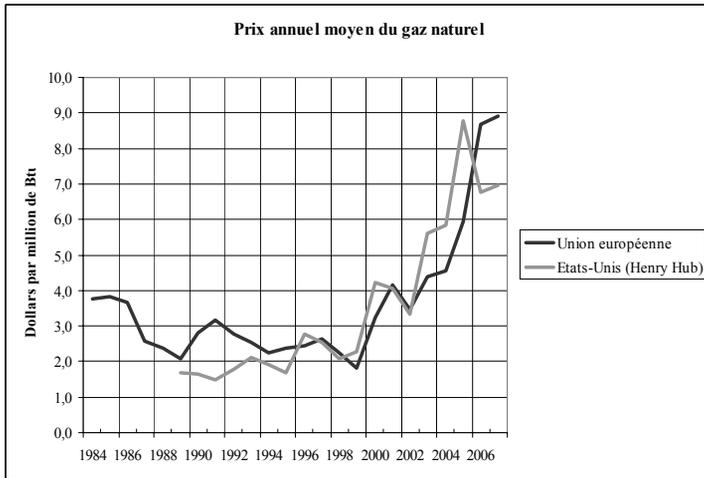
1.– Les contraintes d'approvisionnement et la volatilité des prix

La consommation mondiale de gaz s'est élevée à 2,6 milliards de tonnes équivalent pétrole en 2007, en progression de 3,1 % par rapport à 2006. La progression du gaz dans les prochaines années devrait continuer à se situer aux environs de 3 % par an.

Les réserves restent abondantes. Le ratio réserves / production est en effet de l'ordre de 60 ans dans le gaz contre 40 pour le pétrole. Ces réserves sont toutefois mal réparties. La Russie, l'Iran et le Qatar détiennent en effet à eux trois plus de 55 % des réserves mondiales.

Le retour du nationalisme gazier (notamment en Russie ou en Algérie) pourrait, comme dans le pétrole, limiter les investissements dans l'amont. L'offre pourrait alors être contrainte, alors que la demande connaît une forte progression en particulier en Inde et en Chine, avec des hausses respectives de 7,6 et 19,9 %. Il est donc à craindre que les marchés gaziers restent des marchés de vendeurs. En outre, il existe, à plus long terme, un risque de cartellisation si le Forum des Pays Exportateurs de Gaz qui regroupe 14 pays venait à se renforcer.

Les prix du gaz naturel sont non seulement en hausse tendancielle rapide depuis 1999 mais également fortement volatils.

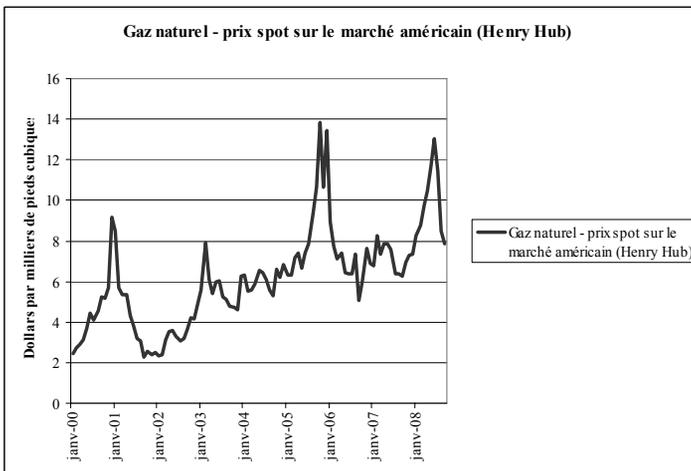


Source : BP Statistical Review

Dans le cadre de contrats d’approvisionnement à long terme, les prix du gaz naturel sont indexés sur les prix du pétrole, avec un retard d’environ six mois. La proportion des contrats à long terme est passée de 80 % en 2005 à 86 % en 2006.

Mais il existe également un marché dit marché « spot » où le prix est déterminé par le jeu de l’offre et de la demande. Les prix sur ce marché sont très volatils, dans la mesure où ils ont pour fonction de répondre aux besoins d’approvisionnement imprévus, par exemple en cas d’intempéries ou d’aléas de production sur certains gisements.

La part des marchés gaziers spot dans l’approvisionnement de la France est désormais inférieure à 20 %.



Le nouveau marché du gaz naturel liquéfié (GNL) prend une importance de plus en plus grande, dans la mesure où il permet de diversifier les approvisionnements grâce à son transport par navires méthaniers.

En 2006, le GNL a représenté en France 31 % du total des approvisionnements en gaz naturel.

Le marché mondial s'oriente vers un développement rapide du GNL car il permet des arbitrages de destination entre les principales zones de production (États-Unis, Asie/Océanie, Europe).

2.– La dépendance européenne vis-à-vis du gaz naturel russe

La consommation de gaz naturel de l'Union européenne à 27 a baissé de 1,6 % en 2007 par rapport à 2006. Cette baisse globale au niveau européen s'explique par une fin d'année 2007 relativement clémente et une amélioration de l'efficacité énergétique. Mais la tendance de moyen terme reste à une augmentation de la consommation de gaz de l'ordre de 2 % par an.

L'Union européenne a produit en 2007 moins de 40 % du gaz naturel qu'elle a consommé. De plus sa production en 2007 a baissé de 6,4 % par rapport à 2006. Cette diminution s'explique par le déclin rapide des productions italiennes (-11,5 %) et anglaise (-9,5 %). Elle devrait se poursuivre voire s'accélérer à l'avenir. Les Pays-Bas ont, pour leur part, stabilisé pour la période 2006-2015 la production de leur plus important champ gazier. La production des Pays-Bas ne devrait donc pas varier significativement à moyen terme.

L'Union européenne est confrontée à une hausse de sa consommation et à une forte baisse de sa production. Le recours aux importations augmentera donc dans les années à venir. Le Qatar devrait, dès 2008, compter parmi les nouveaux grands importateurs en Europe grâce aux nouvelles capacités de liquéfaction actuellement mises en service.

Le tableau suivant présente, pour plusieurs États membres de l'Union européenne, la part du gaz naturel dans leur consommation d'énergie primaire et la part des importations en provenance de Russie dans leur consommation de gaz naturel en 2007.

En 2007, le gaz naturel a représenté 24,9 % de la consommation européenne d'énergie primaire. Les importations de gaz naturel en provenance de Russie ont représenté près de 25 % de la consommation de l'Union européenne en cette source d'énergie. La dépendance de l'ensemble de la zone ne dépasse donc pas 6,2 %.

Pour certains États membres de l'Union, la dépendance est toutefois beaucoup plus importante.

**LA PLACE DU GAZ NATUREL DANS L'UNION EUROPÉENNE ET LA DÉPENDANCE
VIS-À-VIS DES IMPORTATIONS EN PROVENANCE DE RUSSIE**

	Part du gaz naturel dans la consommation d'énergie primaire	Part des importations provenant de Russie dans la consommation de gaz naturel
Allemagne	24%	43%
Autriche	24,5%	62,9%
Belgique+Luxembourg	20,7%	3%
Bulgarie	13,7%	100%
Danemark	22,5%	0
Espagne	21%	0
Finlande	13,5%	100%
France	14,8%	18,2%
Grèce	10,6%	72,3%
Hongrie	43,3%	66,5%
Irlande	28,7%	0
Italie	39%	30,6%
Lituanie	37,8%	89,5%
Pays-Bas	36,4%	6,2%
Pologne	13%	45,3%
Portugal	16,3%	0
République tchèque	18,5%	72,2%
Roumanie	37%	15,2%
Royaume Uni	38,1%	0
Slovaquie	30,3%	98,3%
Suède	1,8%	0
Total	24,9%	25,1%

Source : BP Statistical Review

Ainsi, en 2007, le gaz naturel a représenté 24 % de la consommation d'énergie primaire de l'Allemagne. Ses importations de gaz naturel en provenance de Russie ont représenté 43 % de sa consommation. L'Autriche est, pour sa part, encore plus dépendante, avec une part de 62,9 % des importations russes dans sa consommation de gaz naturel. La République tchèque, la Slovaquie et la Lituanie ont également des niveaux d'importation de gaz russe importants par rapport à leur consommation.

En complément aux importations en provenance de Russie, l'approvisionnement européen par gazoduc provient essentiellement de Norvège et d'Algérie.

Par ailleurs, les approvisionnements européens en gaz naturel liquéfié (GNL) qui proviennent de l'Algérie, du Nigeria, d'Égypte et, dans une moindre mesure, de Libye, gagnent en importance et ont représenté 15 % du total en 2007.

3.– L'essor de la production électrique à partir de gaz naturel

De nombreux opérateurs ont fait part de leur intention de construire et exploiter des cycles combinés à gaz (CCG) en France dans les prochaines années. RTE recense 22 projets de CCG ayant accepté une proposition technique et

financière de raccordement au réseau de transport. Néanmoins, parmi ces nombreux projets, il est difficile de préciser ceux qui aboutiront et pour chacun d'eux la date de mise en service industrielle.

Le tableau ci-après dresse la liste des projets autorisés par le ministre chargé de l'énergie.

**PROJETS DE CYCLES COMBINÉS A GAZ AUTORISÉS PAR LE MINISTRE
EN CHARGE DE L'ÉNERGIE**

Producteur	Puissance (MW)	Lieu	Date de l'autorisation	Remarques
Atel	441	Bayet (03)	Août 2007	En construction
Electrabel	438	Fos-sur-Mer (13)	Mars 2007	En construction
GDF Suez	424	Fos-sur-Mer (13)	Janvier 2007	En construction
GDF Suez	435	Montoire (44)	Août 2007	En construction
Poweo	436	Pont sur Sambre (59)	Juin 2006	En construction
Poweo	440	Beaucaire (30)	Juin 2007	
Poweo	440	Beaucaire (30)	Juin 2007	
Poweo	400	Toul Croix de Metz (57)	Janvier 2008	
SNET	400	Carling (57) Émile Huchet 7	Septembre 2005	En construction
SNET	400	Carling (57) Émile Huchet 8	Septembre 2005	En construction
SNET	400	Hornaing 4 (59)	Septembre 2005	
SNET	400	Os-Marsillan 1 (64)	Décembre 2007	
SNET	400	Os-Marsillan 2 (64)	Décembre 2007	
SNET	400	Lucy 4 (71)	Septembre 2005	
SNET	400	Gardanne 4 (13)	Septembre 2005	

Source : DGEC, MEEDDAT

En plus de ces projets, la centrale à cycle combiné DK6 de Dunkerque, d'une puissance installée de 790 MW, dont 530 MW pour GDF Suez, valorise depuis 2006 les gaz sidérurgiques de l'usine Arcelor-Mittal de Dunkerque.

Dans l'Union européenne à 15, la puissance installée en centrale à gaz devrait passer⁽¹⁾ de 154 GW en 2006 à plus de 190 GW en 2010. À l'horizon 2015, de nouveaux cycles combinés à gaz devraient être mis en service pour une puissance de 17 GW en Italie, de 9 GW en Espagne, de 4 GW en Allemagne, de 3.4 GW au Royaume Uni et de 1,7 GW aux Pays-Bas.

En tout état de cause, l'essor de la production électrique à partir de cycles combinés à gaz s'accompagnera d'une augmentation des émissions de CO₂.

4.– Le tarif spécial de solidarité applicable à la fourniture de gaz naturel

La loi n° 2006-1537 du 7 décembre 2006 a notamment permis l'ouverture complète des marchés de l'énergie, et en particulier du gaz.

On trouvera ci-dessous un bilan de cette ouverture au 31 mars 2008.

(1) Source : CERA (Cambridge Energy Research Associates), juin 2007.

**BILAN DE L'OUVERTURE À LA CONCURRENCE
DU MARCHÉ DU GAZ AU 31 MARS 2008**

		Nombre de sites	Consommation
Clients résidentiels	Nombre total	10 800 000	148 TWh
	Nombre de clients ayant opté pour une offre de marché	271 000	3,7 TWh
	<i>dont fournisseurs alternatifs</i>	<i>128 000</i>	<i>1,1 TWh</i>
Clients non résidentiels	Nombre total	680 000	376 TWh
	Nombre de clients ayant opté pour une offre de marché	178 000	224 TWh
	<i>dont fournisseurs alternatifs</i>	<i>128 000</i>	<i>65 TWh</i>

Source : Commission de régulation de l'énergie

La loi du 7 décembre 2006 a par ailleurs mis en place un dispositif protecteur des intérêts des consommateurs de gaz naturel.

L'article 14 de la loi instaure en effet un tarif spécial de solidarité applicable à la fourniture de gaz naturel, à l'instar de celui qui existe déjà, en faveur des consommateurs vulnérables, pour l'électricité. Il vise à faire bénéficier les consommateurs domestiques remplissant certaines conditions de revenus d'une réduction sur les tarifs de vente de gaz naturel. La fourniture de gaz naturel au tarif spécial de solidarité concerne tous les fournisseurs de gaz naturel, et non uniquement les opérateurs historiques, à la différence du tarif de première nécessité électrique (voir plus loin).

Tous les fournisseurs seront assujettis à une contribution sur le kWh vendu, puis compensés à hauteur des coûts qu'ils supportent du fait de l'alimentation de leurs clients à ce tarif spécial de solidarité.

Après examen par le conseil supérieur de l'Énergie, la CNIL, le conseil de la Concurrence, la commission de régulation de l'Énergie et le Conseil d'État, les deux décrets d'application ont été publiés au Journal officiel du 14 août 2008. Ils ont été élaborés en concertation avec les acteurs du marché : le premier porte sur le dispositif lui-même (décret relatif à la *fourniture de gaz naturel au tarif spécial de solidarité*), le second sur les mécanismes de mutualisation et de compensation des charges induites (*décret relatif à la compensation des charges de service public portant sur la fourniture de gaz naturel au tarif spécial de solidarité*).

D.- L'ÉLECTRICITÉ

La France dispose d'une situation privilégiée dans le domaine de la production d'électricité. En 2007, son parc de 58 réacteurs nucléaires a assuré 76,9 % de la production électrique totale. Un ensemble de centrales hydroélectriques a fourni 12 % du total. Les deux filières offrent des coûts de production extrêmement bas. De plus ce parc de production permet que près de 80 % de l'électricité produite en France le soit sans émissions de gaz à effet de serre.

Pour autant, dans des marchés ouverts à la concurrence, les prix de l'électricité sont en augmentation, ce qui a conduit à la mise en place de différents mécanismes correcteurs.

1.— Les perspectives de l'hydroélectricité

La production hydroélectrique annuelle de la France s'élève en moyenne à 70 TWh par an, soit environ 12 % de la production totale.

L'hydroélectricité est actuellement dans une phase de stagnation : il n'y a pas eu de développement significatif depuis 2002.

Pour la petite hydroélectricité⁽¹⁾, moins de 10 MW ont ainsi pu être développés depuis 2002. Les installations les plus rentables ont déjà été réalisées. Le renforcement des dispositions de protection de milieux aquatiques pèse aussi sur la faisabilité technique et économique des projets.

Dans le cadre de la révision des schémas directeurs d'aménagement et de gestion des eaux (SDAGE), le potentiel hydroélectrique a fait l'objet dans le courant de l'année 2007 d'une analyse détaillée dans chacun des bassins hydrographiques. Cette analyse a mis en évidence un potentiel théorique additionnel d'environ 57 TWh par an. En déduisant de ce potentiel théorique celui des zones bénéficiant de protection environnementale limitant les possibilités de nouveaux projets hydroélectriques, seuls 13 TWh par an de ce potentiel sont mobilisables.

En plus des ouvrages neufs, le Gouvernement encourage l'équipement par des turbines des ouvrages existants sur les cours d'eau mais ne faisant pas l'objet d'une exploitation hydroélectrique ainsi que la modernisation et le suréquipement des ouvrages hydroélectriques existants permettant ainsi de développer un potentiel sans impact supplémentaire pour les milieux aquatiques.

Par ailleurs, le changement de statut d'EDF en société anonyme et l'abrogation du droit de préférence pour le renouvellement des concessions hydroélectriques par la loi n°2006-1772 du 30 décembre 2006 sur l'eau et les milieux aquatiques vont conduire à généraliser la mise en concurrence des concessions hydroélectriques à l'occasion de leur renouvellement.

La procédure de renouvellement devrait s'étaler sur cinq ans avec un appel à candidature trois ans avant la fin de la concession. Les premières concessions hydroélectriques seront mises en concurrence à la fin de l'année 2011. Cette liste pourra être complétée en cas d'anticipation de la fin de certaines concessions, notamment dans le cadre d'éventuels regroupements de concessions hydroélectriques interdépendantes dans une vallée.

(1) Barrages d'une puissance inférieure à 4,5 MW.

CONCESSIONS HYDROÉLECTRIQUES MISES EN CONCURRENCE AVANT LA FIN 2012

Nom usuel du titre	Cours d'eau principal	Départements	Puissance (MW)	Fin de concession
Sautet-Cordeac	Drac	38 / 05	110	31-déc-2011
Lac Mort	Morte Grand-rif et affluents	38	20	21-févr-2012
Lassoula/Tramezaygues	Nestes de Caillaouas Clarabide et Lapès	65	56	13-avr-2012
Brommat	Truyère	12 / 15	497	31-déc-2012
Sarrans	Truyère	12 / 15	203	31-déc-2012
Haute Dordogne	Dordogne	15 / 19 / 63	470	31-déc-2012
Vallée d'Ossau	Gave d'Ossau et affluents	64 / 65	274	31-déc-2012
Geteu	Gave d'Ossau	64 / 65	13	31-déc-2012
Castet	Gave d'Ossau	64 / 65	2	31-déc-2012
Rophemel	Rance	22	6	31-déc-2012
Thuès	Têt	66	8	31-déc-2012
Olette	Têt	66	11	31-déc-2012
Cassagne et Fontpedrouse	Têt	66	19	31-déc-2012

Source : DGEC, MEEDDAT

Par ailleurs, les dernières concessions, pour lesquelles le renouvellement a été engagé alors qu'EDF était encore un établissement public et qui n'ont ainsi pas fait l'objet d'une mise en concurrence, devraient être prochainement renouvelées.

Un projet de décret organisant la mise en concurrence de ces concessions est en cours de préparation. Conformément aux dispositions de la loi n°93-122 du 29 janvier 1993 relative à la prévention de la corruption et à la transparence de la vie économique et des procédures publiques, ce décret précise que la procédure de mise en concurrence vise à choisir le concessionnaire le mieux à même de garantir :

- l'efficacité énergétique de l'exploitation de la chute d'eau,
 - le respect d'une gestion équilibrée et durable de la ressource en eau permettant la conciliation de ses différents usages
- les meilleures conditions économiques et financières pour le concédant.

Pour être admis à présenter une offre, les candidats devront faire la preuve de leurs capacités techniques (notamment en ce qui concerne la sécurité de l'exploitation des ouvrages) et financières.

Pour chaque concession, l'avis d'appel public à la concurrence et le règlement de consultation présenteront les modalités de la procédure et les critères de sélection.

2.– L’actualité du nucléaire

La production nucléaire s’est élevée à 418,6 TWh en 2007, soit 76,9 % de la production nationale d’électricité, en diminution de 2,3 % par rapport à 2006. Au cours des cinq dernières années, la part de l’électricité d’origine nucléaire dans la production électrique totale est restée quasiment stable (voir tableau ci-après).

PART DE L’ÉLECTRONUCLÉAIRE DANS LA PRODUCTION ÉLECTRIQUE FRANÇAISE

(en %)

	2003	2004	2005	2006	2007
Part du nucléaire dans la production électrique totale	77,6%	77,8%	78,2%	78,1%	76,9%

Source : EDF

Dans l’attente de la mise en service du réacteur EPR (European Pressurized water Reactor) de Flamanville à l’horizon 2012, la production nucléaire devrait être stable.

La part du nucléaire dans la production électrique nationale devrait donc très légèrement diminuer, notamment dans un contexte de fort développement de l’éolien.

Le taux de disponibilité moyen du parc diminue à 80,2 % en 2007 contre 83,6 % en 2006). Le détail des taux de disponibilité est indiqué par le tableau ci-après.

TAUX DE DISPONIBILITÉ DES RÉACTEURS NUCLÉAIRES D’EDF

Coefficient de disponibilité	2007	1 ^{er} semestre 2008
REP 900	78,8%	83,5%
REP 1 300	81,9%	77,3%
REP 1 450	79,8%	78,8%
Total	80,2%	80,5%

Source : EDF

EDF a pour objectif d’exploiter ses centrales nucléaires pendant au moins 40 ans, durée utilisée pour les amortissements comptables. Sur un plan technique, d’importants travaux de R&D sont consacrés à l’étude du vieillissement des installations pour démontrer l’acceptabilité d’une durée de vie de 50, voire 60 ans, pour les composants non remplaçables, la cuve du réacteur en premier lieu.

Les troisièmes visites décennales, effectuées après trente années de fonctionnement, revêtiront dans ces conditions une importance critique. C’est en effet à l’issue de chaque visite que l’autorité de Sécurité nucléaire (ASN) donnera, au cas par cas, son autorisation de poursuivre l’exploitation.

Le tableau suivant indique les dates de ces visites pour chaque réacteur du parc d'EDF, qui commenceront en 2008 à Tricastin, en 2009 à Fessenheim et en 2010 à Bugey.

DATES DES VISITES DÉCENNALES DES RÉACTEURS DU PARC ÉLECTRONUCLÉAIRE D'EDF

		VD1	VD2	VD3			VD1	VD2	VD3
Bugey	Tranche 2		2000	2010	Chinon B	Tranche 1		2003	2013
	Tranche 3		2002	2012		Tranche 2		2006	2016
	Tranche 4		2001	2011		Tranche 3		2009	2019
	Tranche 5		2001	2011		Tranche 4		2010	2020
Fessenheim	Tranche 1		1999	2009	Paluel	Tranche 1		2006	2016
	Tranche 2		2000	2010		Tranche 2		2005	2015
Tricastin	Tranche 1		1998	2008	Flamanville	Tranche 3		2007	2017
	Tranche 2		2000	2010		Tranche 4		2008	2018
	Tranche 3		2001	2011		Tranche 1		2008	2018
	Tranche 4		2004	2014		Tranche 2		2008	2018
Gravelines	Tranche 1		2001	2011	St Alban	Tranche 1		2007	2017
	Tranche 2		2002	2012		Tranche 2		2008	2018
	Tranche 3		2001	2011	Cattenom	Tranche 1	1997	2006	2016
	Tranche 4		2003	2013		Tranche 2	1998	2008	2018
	Tranche 5		2006	2016		Tranche 3	2001	2011	
	Tranche 6		2007	2017		Tranche 4	2002	2012	
Dampierre	Tranche 1		2000	2010	Belleville	Tranche 1	1999	2009	
	Tranche 2		2002	2012		Tranche 2	1999	2009	
	Tranche 3		2003	2013	Nogent	Tranche 1	1998	2008	2018
	Tranche 4		2004	2014		Tranche 2	1999	2009	2019
Blayais	Tranche 1		2002	2012	Penly	Tranche 1	2002	2012	
	Tranche 2		2003	2013		Tranche 2	2004	2014	
	Tranche 3		2004	2014	Golfech	Tranche 1	2001	2011	
	Tranche 4		2005	2015		Tranche 2	2004	2014	
Saint Laurent	Tranche 1		2005	2015	Chooz B	Tranche 1	2010		
	Tranche 2		2003	2013		Tranche 2	2009		
Cruas	Tranche 1		2005	2015	Civaux	Tranche 1	2011		
	Tranche 2		2007	2017		Tranche 2	2012		
	Tranche 3		2004	2014					
	Tranche 4		2006	2016					

Source : DGEC, MEEDDAT

3.– La construction de l'EPR de Flamanville

Les travaux de construction des bâtiments de la future centrale nucléaire EPR de Flamanville ont débuté comme prévu le 3 décembre 2007, avec le coulage du premier plot de la dalle (radier) du bâtiment réacteur.

Le chantier EPR est un chantier de très grande ampleur, aujourd'hui en pleine activité de construction. À ce jour, plus de mille salariés EDF et prestataires travaillent tous les jours sur le chantier et seront plus de deux mille d'ici quelques mois.

Au total, ce sont plus de 150 000 m³ de béton qui seront coulés au cours de l'année 2008, sur un total prévu pour le chantier de 360 000 m³.

La fabrication des gros composants de la future centrale EPR de Flamanville 3 a débuté dans les usines des principaux fournisseurs (AREVA, ALSTOM) sous la surveillance de l'autorité de sûreté nucléaire (ASN) et d'ingénieurs spécialisés d'EDF.

La fabrication de la cuve et des générateurs de vapeur est en cours de réalisation à l'usine AREVA de Saint Marcel.

Concernant la fabrication par ALSTOM du groupe turboalternateur, le rotor de l'alternateur est d'ores et déjà forgé. Le forgeage des rotors haute et moyenne pression et basse pression de la turbine a débuté.

Par ailleurs, la construction et les premiers essais de mise en service du simulateur de fonctionnement sont achevés. Il s'agit de la première étape d'une réplique de la salle de commandes du réacteur qui permettra la formation des opérateurs en charge du pilotage du futur réacteur. La construction du nouveau réacteur de type EPR sur la commune de Flamanville a, depuis août 2008, la qualité de « *grand chantier d'aménagement du territoire* », au sens du CIAT du 11 juillet 1975.

Cette procédure permet, sous la conduite du coordonnateur mis en place par l'État en octobre 2006, de formaliser le plan d'accompagnement du grand chantier qui s'appuie sur les travaux déjà engagés. Ce plan comporte notamment une politique de formation et d'aide au recrutement de la main-d'œuvre locale, en s'appuyant sur la Maison de l'Emploi et la Formation du Cotentin, ainsi qu'un programme d'équipements et d'accueil en lien direct avec le personnel de chantier et le futur personnel d'exploitation, permettant notamment aux collectivités territoriales de mobiliser des financements anticipés pour les équipements destinés à un besoin ultérieur permanent que les nécessités de chantier conduisent à réaliser par avance.

Un écart sur le ferrailage d'un îlot nucléaire s'est produit le 15 mai 2008. EDF a suspendu le coulage du béton sur les zones nucléaires de l'installation et a informé l'autorité de sûreté nucléaire qui a alors demandé la suspension des activités de bétonnage de l'îlot nucléaire, et la transmission d'un plan d'action détaillé avant d'autoriser la reprise des travaux.

EDF a engagé des actions en interne et auprès des entreprises prestataires en charge du génie civil afin de renforcer la qualité de la surveillance et du contrôle des activités. Ces dispositions, transmises à l'ASN, consistent notamment en un renforcement des équipes de surveillance et la mise en place de formations complémentaires.

Les activités de bétonnage des bâtiments de sûreté ont repris le 20 juin 2008.

4.– Le prototype de réacteur de 4^{ème} génération

Dans l'optique de mettre en service à l'horizon 2020 un prototype de réacteur nucléaire de 4^{ème} génération ouvert aux partenaires internationaux, le commissariat à l'énergie atomique (CEA) met l'accent sur la filière à neutrons rapides au sodium (RNR-Na) qui, de par l'expérience acquise, est la plus mature.

D'ici à 2012, date de la décision de lancer ou non la construction d'un prototype (entre 250 et 600 MWe) pour cette filière, le CEA, AREVA et EDF cherchent à apporter des avancées notables en matière de sûreté, d'économie et de facilité d'exploitation. Au mieux, une telle filière serait industrialisable à l'horizon 2040.

Un effort important est également effectué sur la filière RNR-gaz. Cette filière présente par ailleurs un potentiel pour les applications de la haute température et pourrait devenir un projet fédérateur pour l'Europe. Un réacteur expérimental de l'ordre de 50 MWth non électrogène devra au préalable être construit. La décision de construction de ce réacteur dans un cadre très probablement européen pourrait être prise également en 2012, à l'issue d'études de faisabilité. Il est estimé qu'un réacteur industriel ne pourrait être disponible pour cette filière qu'avec 10 ans de retard par rapport au RNR-Na, soit 2050.

Enfin, le CEA mène des recherches sur le réacteur nucléaire à très haute température (RTHT) en lien avec AREVA et assure une veille technologique sur les autres systèmes de 4^{ème} génération étudiés dans le cadre du forum international Gen IV (réacteur à sels fondus et réacteur à eau supercritique).

Sur le plan technique, le CEA et ses partenaires AREVA et EDF ont finalisé au printemps 2007, pour le RNR-Na, un programme de travail pour la période 2007-2012 comportant quatre axes :

- cœur performant à sûreté améliorée,
- résistance aux risques d'accidents graves et d'agressions externes,
- système de conversion amélioré réduisant le risque sodium,
- réexamen des options de conception de Superphénix et EFR (European Fast Reactor) pour améliorer les conditions d'exploitation et la compétitivité économique.

En 2009, un premier bilan des innovations testées sera effectué pour permettre un approfondissement des plus intéressantes.

Pour le RNR-gaz, le dossier de faisabilité préliminaire du concept a été diffusé début 2008 et comporte notamment un combustible innovant breveté et une architecture de sûreté permettant d'assurer le refroidissement du cœur en toutes circonstances.

Les études n'ont pas mis en évidence de point bloquant quant à la faisabilité de ce réacteur.

Les besoins de financement de l'ensemble de ces recherches, fournis au Comité de l'énergie atomique du 1^{er} semestre 2008, sont indiqués dans le tableau ci-après.

BESOINS DE FINANCEMENT EN COÛTS COMPLETS DE LA RECHERCHE ET DÉVELOPPEMENT DU CEA POUR LE RÉACTEUR DE 4^{ÈME} GÉNÉRATION

(en millions d'euros)

R&D CEA en coût complet (M€)	2009	2010	2011	2012
RNR sodium				
Budget CEA/ R&D	38,4	45,8	54,2	60,0
Budget CEA/ Construction	-	4,8	7,2	13,3
RNR gaz				
Budget CEA/ R&D	26,1	25,9	28,1	29,1
Budget CEA/ Construction	-	-	-	-
Cycle du combustible				
Budget CEA/ R&D	42,5	47,7	51,7	58,3
Budget CEA/ Construction	3,8	4,4	4,4	18,9
RTHT et applications NE				
Budget ⁽²⁾	16,1	16,1	16,1	16,1
Réacteur à sel fondu				
Budget	0,7	0,7	0,7	0,7
Réacteur à eau supercritique				
Budget	0,4	0,4	0,4	0,4

Source : DGEC, MEEDDAT

5.- L'ouverture à la concurrence

La loi n° 2006-1537 du 7 décembre 2006 a permis l'ouverture complète des marchés de l'énergie au 1^{er} juillet 2007, conformément aux directives européennes 2003/54 et 2003/55 du 26 juin 2003. Depuis cette date, les consommateurs sont tous libres de choisir leur fournisseur d'électricité et de gaz.

On trouvera au tableau suivant le bilan au 31 mars 2008 de l'ouverture des marchés de l'électricité et du gaz.

BILAN DE L'OUVERTURE A LA CONCURRENCE DES MARCHÉS DE L'ÉLECTRICITÉ AU 31 MARS 2008

		Nombre de sites	Consommation
Clients résidentiels	Nombre total	29 500 000	139 TWh
	Nombre de clients ayant opté pour une offre de marché	116 000	0,5 TWh
	<i>dont fournisseurs alternatifs</i>	112 000	
Clients non résidentiels	Nombre total	4 700 000	134 TWh
	Nombre de clients ayant opté pour une offre de marché	802 000	36 TWh
	<i>dont fournisseurs alternatifs</i>	342 000	

Source : Commission de régulation de l'énergie

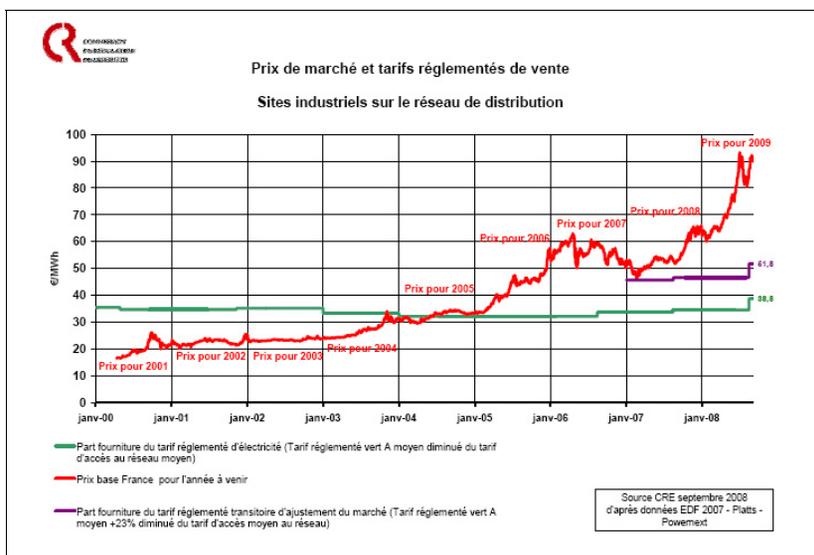
On trouvera par ailleurs ci-après un tableau présentant l'évolution du nombre de bénéficiaires du tarif social de l'électricité, financé par le consommateur au travers de la contribution aux charges du service public de l'électricité (CSPE).

TARIF SOCIAL ÉLECTRICITÉ : LE TARIF DIT DE PREMIÈRE NÉCESSITÉ

	Nombre de bénéficiaires	Charges sur l'année n
Fin 2006	460 000	29 M€
Fin 2007	630 000	37 M€
Fin 2008 (prévision)	730 000	50 M€
Fin 2009 (prévision)	1 050 000	63 M€
À terme	1 600 000	100 M€ (entre 1 et 2 €/an par foyer)

Source : Commission de régulation de l'énergie

Le graphique suivant présente l'évolution des prix de marché et des tarifs réglementés de vente de l'électricité aux sites industriels.



Pour faire face à l'augmentation rapide des prix de l'électricité, un dispositif a été mis en place afin de permettre aux entreprises ayant opté pour une offre de marché de limiter les conséquences de la hausse.

La loi du 7 décembre 2006 a en effet créé le tarif réglementé transitoire d'ajustement du marché (TaRTAM).

Un arrêté du 3 janvier 2007 a fixé le niveau de ce tarif conformément à la loi qui prévoit que le niveau du tarif réglementé transitoire d'ajustement du marché ne peut excéder le niveau du tarif réglementé majoré de 25 %.

Jusqu'à l'entrée en vigueur de la loi n° 2008-776 du 4 août 2008 de modernisation de l'économie, les entreprises qui avaient demandé le tarif réglementé transitoire d'ajustement du marché (TaRTAM) avant le 1^{er} juillet 2007 en bénéficiaient pour une durée maximale de 2 ans. La loi de modernisation de l'économie susmentionnée a réouvert le droit au TaRTAM à l'ensemble des entreprises qui peuvent désormais en bénéficier jusqu'au 30 juin 2010.

Les fournisseurs dont les coûts d'approvisionnement sont supérieurs au tarif réglementé transitoire d'ajustement du marché bénéficient d'une compensation. Cette compensation est financée en partie par la contribution aux charges de service public de l'électricité, payée par tous les consommateurs finals d'électricité, et en partie par une contribution due par les producteurs d'électricité exploitant des installations d'une puissance installée supérieure à 2000 MW. L'assiette de la compensation est constituée par le volume d'électricité d'origine nucléaire et hydraulique produit.

Avant le 31 décembre 2009, le Gouvernement présentera au Parlement un rapport sur la formation des prix sur le marché de l'électricité et faisant le bilan de l'application du tarif réglementé transitoire d'ajustement du marché. Au vu de ce rapport, il appartiendra au Parlement d'examiner l'éventualité et les conditions de sa prolongation.

Enfin, pour assurer un prix à long terme de l'électricité compatible avec la poursuite des activités des industriels électro-intensifs, le consortium Exeltium, dont l'objet est l'achat de rubans d'électricité auprès de fournisseurs, a été cofondé par le papetier UPM-Kymenne, les chimistes Arkéma, Rhodia et Solvay, le sidérurgiste Arcelor-Mittal, le producteur d'aluminium Alcan et le fabricant de gaz industriel Air Liquide.

La création du consortium découle des dispositions prises en faveur des entreprises électro-intensives dans la loi de finances rectificative pour 2005 et dans le décret n° 2006-506 du 3 mai 2006 pris en application de l'article 238 bis HZ bis du code général des impôts et relatif aux sociétés d'approvisionnement à long terme d'électricité.

Les statuts d'Exeltium ont été déposés le 15 mai 2006 et un appel d'offre a été lancé pour l'approvisionnement électrique du consortium auprès de nombreux producteurs européens.

Le principe du consortium est le financement de l'achat d'électricité par emprunt à hauteur de 90 %. Un effet de levier financier permet de réduire le coût final de l'électricité pour le consortium et donc le coût de l'électricité pour les électro-intensifs membres d'Exeltium.

EDF et Exeltium ont conclu un protocole d'accord le 15 janvier 2007, après six mois de négociations. Les modalités ont été signées le 5 avril 2007. Le partenariat fixe les conditions de fourniture du consortium par EDF sur des durées allant de 15 à 25 ans. Désormais, le consortium va pouvoir ouvrir son capital à l'ensemble des entreprises électro-intensives qui ont manifesté leur intérêt pour le dispositif, afin que la fourniture d'électricité soit en place à partir de mi 2007.

Le dispositif Exeltium étant réservé uniquement aux industriels fortement consommateurs d'électricité, un critère d'électro-intensivité a été défini en s'inspirant de la définition retenue au niveau communautaire par la directive sur la taxation de l'énergie.

La Commission européenne avait considéré que la version initiale du contrat passé entre le consortium et EDF était un simple montage de nature commerciale, ne présentant pas les qualités attendues d'un contrat industriel. En conséquence, elle a exigé, d'une part, que les membres du consortium puissent se retirer en toute liberté du consortium, et, d'autre part, que le contrat ne contienne aucune restriction à l'usage ou à la revente par les clients de l'électricité acquise auprès d'Exeltium.

Des propositions ont été faites par EDF et Exeltium sur ces points. Après de nombreuses expertises par la Commission européenne, celle-ci a finalement levé ses réserves sur Exeltium fin juillet 2008.

Les premières livraisons d'électricité qui devaient avoir lieu au début de l'été 2007, seront effectives avant la fin de l'année 2008.

II.- DES CRÉDITS BUDGÉTAIRES ET DES DÉPENSES FISCALES EN DIMINUTION

A.- LES CRÉDITS DE POLITIQUE ÉNERGÉTIQUE ET CLIMATIQUE

Les demandes de crédits inscrites au titre de la politique de l'énergie s'élèvent à 17 millions d'euros en autorisations de programme (AE) et à 23,7 millions d'euros en crédits de paiement (CP).

13,5 millions d'euros en AE comme en CP correspondent à des subventions pour charge de service public. 4,5 millions d'euros sont versés à l'agence nationale pour la gestion des déchets radioactifs (ANDRA) et 8,9 millions à l'agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie (ADEME).

Les autres crédits de politique de l'énergie financent d'abord diverses actions de coopération internationale pour 3 millions d'euros, et, ensuite, la participation du MEEDDAT aux projets engagés du Partenariat mondial contre la prolifération des armes de destruction massive et des matières connexes (PMG8) à hauteur de 6,1 millions d'euros.

Le restant des crédits finance des études dans le domaine de l'énergie pour 0,2 million d'euros, des prestations de contrôle de la qualité des carburants pour 0,55 million d'euros, les coûts de fonctionnement du comité local d'information et de suivi (CLIS) du laboratoire souterrain de recherche sur le stockage des déchets radioactifs de Bure pour 0,15 million d'euros et ceux du Conseil supérieur de l'énergie pour 0,29 million d'euros.

La lutte contre le changement climatique est désormais, comme on l'a vu, inscrite en tant que telle dans les crédits du programme n° 174 *Énergie et après-mines*. Les crédits afférents s'élèvent à 21,2 millions d'euros.

L'essentiel des crédits, soit 19,4 millions d'euros, va à la surveillance de la qualité de l'air. Les 34 associations agréées pour la surveillance de la qualité de l'air (AASQA) reçoivent 14 millions d'euros au titre de subvention pour charges de service public.

Les dépenses de fonctionnement autres que les dépenses de personnel représentent 7,1 millions d'euros.

Le laboratoire central de surveillance de la qualité de l'air (LCSQA) qui s'assure de la qualité des mesures effectuées par les associations agréées et leur apporte un soutien technique, reçoit pour sa part 4,4 millions d'euros. Le plan particules, qui a pour but le diagnostic et le suivi de ce type de polluants, et le programme de surveillance et d'amélioration de la qualité de l'air intérieur reçoivent un million de crédits de paiement.

Enfin, 1,8 million d'euros est consacré au perfectionnement des instruments de mesure des polluants et des gaz à effet de serre, avec 0,9 million d'euros pour le centre interprofessionnel technique d'étude de la pollution atmosphérique (CITEPA), chargé des inventaires et 0,9 million d'euros pour le développement du modèle de simulation des émissions de gaz à effet de serre intitulé SceGES.

B.– LES CRÉDITS DE L'APRÈS MINES

La gestion économique et sociale de l'après mines mobilisera près de 800 millions d'euros en 2009.

L'essentiel des crédits de paiement, soit 763 millions d'euros, correspond au financement de prestations diverses aux retraités ou retraités anticipés des mines fermées et de certaines mines et ardoisières en activité.

Les autres crédits correspondent aux dépenses de gestion de certaines structures du secteur.

10,2 millions d'euros sont consacrés aux conséquences de la dissolution, le 1^{er} janvier 2009, de la société des mines domaniales des potasses d'Alsace (MDPA). 18 millions d'euros correspondent au remboursement par l'État à la caisse nationale des industries électriques et gazières (CNIEG) des pensions versées aux agents français des anciens offices d'électricité et du gaz d'Algérie, du Maroc et de Tunisie. Enfin, 10,5 millions d'euros représentent la contribution de l'État au fonds d'industrialisation des bassins miniers (FIBM).

C.– DES DÉPENSES FISCALES EN DIMINUTION PROGRAMMÉE

Comme votre Rapporteur spécial l'avait souhaité en 2007, les dépenses fiscales devraient être en diminution en 2009 à 1,7 milliard d'euros contre 2,258 en 2008. Cette décélération proviendra exclusivement d'un durcissement des conditions du crédit d'impôt sur le revenu pour les dépenses d'équipements de l'habitation principale en faveur des économies d'énergie et du développement durable.

Au contraire, la dépense correspondant au taux réduit de la taxe intérieure de consommation pour les carburants utilisés par les taxis passera de 14 millions d'euros en 2008 à 27 en 2009.

On ne peut que regretter qu'à cette occasion, un toilettage des autres dépenses fiscales ne soit pas effectué, pour en vérifier l'évaluation et le bien-fondé économique.

III.- LA FISCALITÉ ÉNERGÉTIQUE ET LE DÉVELOPPEMENT DURABLE

La France a accepté d'appliquer les trois objectifs contraignants de politique énergétique adoptés par l'Union européenne à l'horizon 2020 :

- Réduire de 20 % les émissions de gaz à effet de serre par rapport à 1990 ;
- Économiser 20 % de la consommation énergétique par rapport aux projections estimées par le Livre vert de la Commission sur l'efficacité énergétique ;
- Atteindre une proportion de 20 % d'énergies renouvelables dans la consommation énergétique totale et une proportion minimale de 10 % de biocarburants dans la consommation totale d'essence et de gazole pour chaque État membre, sous réserve que les biocarburants de 2^{ème} génération soient mis sur le marché ;
- La traduction de ce dernier objectif pour la France, selon le dernier paquet climat-énergie en cours de discussion, serait que, dans notre pays, 23 % de l'énergie consommée en France soit d'origine renouvelable.

La France, en tant qu'État membre de l'Union européenne, s'est en effet engagée à appliquer les conclusions du Conseil européen de Bruxelles qui s'est tenu le 8 et 9 mars 2007.

Il s'agit de mettre en œuvre une politique intégrée en matière de climat et d'énergie, poursuivant les trois objectifs majeurs de la sécurité énergétique, de la compétitivité de l'offre d'énergie et de sa viabilité environnementale et de la lutte contre le changement climatique.

On remarquera à cet égard, que ces trois objectifs avaient été déjà énoncés en France par la loi de programme du 13 juillet 2005 fixant les orientations de la politique énergétique, qui en a inscrit un quatrième, à savoir la garantie de la cohésion sociale et territoriale en assurant l'accès de tous à l'énergie.

Parmi les questions clés de la politique énergétique française, d'ici à 2020, figure donc la question de sa capacité à atteindre les trois objectifs de l'Union souvent décrits sous le vocable 3 x 20 %. En réalité pour la France, selon les négociations en cours, ces objectifs sont de 2 x 20 % et 23 %.

Pour atteindre l'objectif de 23 % d'énergies renouvelables en 2020, il est nécessaire d'augmenter de 20 millions de tonnes équivalent pétrole la part des énergies renouvelables dans le bouquet énergétique à l'horizon 2020.

Le tableau suivant détaille les progrès à faire dans les trois domaines de la production de chaleur, d'électricité et de biocarburants, selon le Grenelle de l'environnement.

**LES OBJECTIFS DU GRENELLE DE L'ENVIRONNEMENT
EN MATIÈRE D'ÉNERGIES RENOUVELABLES**

Filière	Production 2006	Objectif de production 2020	Variation
Chaleur	9,6 Mtep	19,7 Mtep	10 Mtep
<i>dont bois (chauffage domestique)</i>	<i>7,4 Mtep (5,7 millions d'appareils)</i>	<i>7,4 Mtep (9 millions d'appareils)</i>	
<i>dont bois et déchets (collectif, tertiaire, industrie)</i>	<i>1,8 Mtep</i>	<i>9 Mtep</i>	<i>7,2 Mtep</i>
<i>dont solaire thermique, piles à combustible, géothermie</i>	<i>0,4 Mtep (200 000 logements)</i>	<i>3,2 Mtep (6 000 000 logements)</i>	<i>+ 2,8 Mtep</i>
Électricité	5,6 Mtep	12,6 Mtep	7 Mtep
<i>dont hydraulique</i>	<i>5,2 Mtep (25 000 MW)</i>	<i>5,8 Mtep (27 500 MW)</i>	<i>0,6 Mtep</i>
<i>biomasse</i>	<i>0,2 Mtep (350 MW)</i>	<i>1,4 Mtep (2 300 MW)</i>	<i>1,2 Mtep</i>
<i>éolien</i>	<i>0,2 Mtep (1 600 MW) (2 000 éoliennes)</i>	<i>5 Mtep (25 000 MW) (8 000 éoliennes)</i>	<i>4,8 Mtep</i>
Solaire photovoltaïque	0	0,4 Mtep (5 400 MW)	0,4 Mtep
Biocarburants	0,7 Mtep	4 Mtep	3,3 Mtep
Total	16 Mtep	36 Mtep	20 Mtep

Source : rapport final du comité opérationnel n° 10, Grenelle de l'environnement

La question est de savoir dans quelle mesure les dispositifs législatifs et réglementaires actuels permettront d'atteindre ces objectifs.

Un élément important d'appréciation du coût et de l'opportunité des dispositions fiscales nouvelles en faveur des économies d'énergie et des énergies renouvelables, est d'examiner leur impact sur le secteur économique des énergies renouvelables en France.

Selon l'ADEME, le secteur économique des énergies renouvelables effectuerait un chiffre d'affaires annuel de 8 milliards d'euros pour 52 000 emplois.

**A.– LA DIMINUTION DE LA DÉFISCALISATION ACCORDÉE AUX
BIOCARBURANTS (ARTICLE 5)**

Les biocarburants sont actuellement au centre d'un débat dans lequel sont invoqués leur intérêt évident pour réduire la dépendance extérieure et la facture pétrolière, leur impact éventuel sur les prix des matières premières alimentaires, les conflits d'usage des sols qu'ils généreraient et leur bilan contesté par certains en termes d'émissions de gaz à effet de serre et d'impact environnemental.

Sur le plan communautaire, le paquet législatif « *Climat-énergie* » présenté par la Commission européenne le 23 janvier 2008, en application des décisions prises par le Conseil européen en mars 2007, est toujours en discussion. En outre, la révision de la directive 98/70/CE relative à la durabilité des biocarburants n'a pas encore abouti, malgré plusieurs mois de consultations et de discussions.

C'est dans ce contexte qu'intervient la révision proposée à l'article 5 du projet de loi de finances de la défiscalisation accordée aux biocarburants.

Les objectifs européens fixés en 2003 consistent à atteindre un taux d'incorporation de 2 % en 2005 et de 5,75 % en 2010.

La France a décidé en 2005 d'aller plus vite que la politique européenne de 2003. Ainsi les taux d'incorporation visés sont 5,75 % en 2008, 7 % en 2010 et 10 % en 2015.

Ainsi, dans l'état actuel des dispositions prises, la France atteindrait avec cinq années d'avance l'objectif que l'Union européenne va, selon toutes probabilités, adopter pour 2020.

La position des pouvoirs publics est de considérer que les engagements pris doivent être tenus mais qu'il convient de passer le plus rapidement aux biocarburants de 2^{ème} génération, valorisant la plante entière et les déchets agricoles et forestiers.

La refiscalisation des biocarburants proposée est massive, ainsi que le montre le tableau suivant.

**RÉDUCTION DE LA DÉFISCALISATION DES BIOCARBURANTS PROPOSÉE À L'ARTICLE 5
DU PROJET DE LOI DE FINANCES POUR 2009**

	Réduction de taxe intérieure de consommation actuelle	Réduction proposée (en euros par hectolitre)			
	2008	2009	2010	2011	2012
1. Esters méthyliques d'huile végétale incorporés au gazole et au fioul domestique	22	13,5	10	6	0
2. Esters méthyliques d'huile animale incorporés au gazole et au fioul domestique	22	13,5	10	6	0
3. Contenu en alcool des dérivés de l'alcool éthylique	27	17	15,0	11	0
4. Alcool éthylique d'origine agricole incorporé aux supercarburants ou au superéthanol E85 repris l'indication d'identification 55	27	17	15,0	11	0
5. Biogazole de synthèse	22	13,5	10,0	6	0
6. Esters éthyliques d'huile végétale incorporés au gazole ou au fioul domestique	27	17	15,0	11	0

Source : Article 265 bis A du code des Douanes – Projet de loi de finances pour 2009

On doit se poser la question de savoir si la réduction proposée n'est pas de nature à déstabiliser les efforts actuels.

Il est vrai qu'un prélèvement supplémentaire de taxe générale sur les activités polluantes (TGAP) s'applique depuis 2005 aux raffineurs, grandes surfaces et indépendants qui n'incorporent pas une proportion minimale de biocarburants dans les carburants qu'ils mettent sur le marché. Le MEEDDAT précise que cette taxe incitative suffit à assurer un marché aux biocarburants produits.

Il reste que 21 unités de production de biodiesel, 4 unités d'ETBE et 20 unités de production de bioéthanol ont été agréées, ce qui correspond à la production annuelle de trois millions de tonnes de biodiesel et de plus d'un million de tonnes de bioéthanol.

En tout état de cause, la mise en place de la filière des biocarburants exige des investissements de long terme qui nécessite une visibilité à long terme et donc une stabilité réglementaire et fiscale.

Enfin, si la mise au point des biocarburants de 2^{ème} génération est souhaitable, il n'est pas acquis que les recherches en cours débouchent avant 2012 sur des résultats économiquement viables.

B.- LA RECONDUCTION DE LA TAXE EXCEPTIONNELLE MISE A LA CHARGE DES ENTREPRISES PÉTROLIÈRES (ARTICLE 6)

La Gouvernement a décidé de reconduire le dispositif d'aide à la cuve pour les foyers les plus modestes (voir tableau ci-après).

ÉVOLUTION DU DISPOSITIF D'AIDE A LA CUVE

(en euros)

	1 ^{er} septembre – 31 décembre 2005	2006	10 novembre – 31 décembre 2007	Hiver 2008 – 2009
Montant de la prime à la cuve	75	Pas de reconduction	150	200
Nombre de bénéficiaires	844 000		827 000	
Coût de la mesure	63 300 000		124 000 000	

Source : MEEDDAT

Ce dispositif est financé depuis 2007 par les entreprises pétrolières, au moyen d'une taxe exceptionnelle, introduite par la loi de finances rectificative pour 2007. Cette taxe est assise sur la fraction excédant 15 millions d'euros du montant de la provision pour hausse des prix prévue à l'article 39 du code général des impôts et inscrite au bilan à la clôture de cet exercice, ou à la clôture de l'exercice précédent si le montant correspondant est supérieur. Le taux de la taxe est fixé à 25 %.

L'article 6 prévoit une pérennisation sans limitation de durée de la taxe, ce qui est une bonne chose. Il paraît toutefois important de s'assurer qu'à un engagement irrévocable de l'État s'agissant du versement de la prime à la cuve, corresponde un financement par les entreprises pétrolières qui soit garanti même en cas de baisse rapide des prix du pétrole.

C.– L'AMORTISSEMENT MAJORÉ POUR LA TRANSFORMATION DU BOIS (ARTICLE 7)

Le renforcement du rôle de la biomasse s'inscrit dans la politique de développement des énergies renouvelables. D'ores et déjà, le bois énergie, avec près de 10 millions de tonnes équivalent pétrole, représente plus de la moitié des énergies renouvelables produites annuellement en France (17 millions de tonnes équivalent pétrole).

L'usage de la biomasse peut être développé dans l'habitat domestique, dans la production collective de chaleur et dans la cogénération.

Une des questions essentielles est le développement de l'exploitation forestière.

L'article 7 propose une majoration de 30 % de l'amortissement dégressif pour certains matériels de première transformation du bois. L'article précise que ces entreprises sont celles dont l'activité principale consiste à fabriquer à partir de grumes des produits intermédiaires.

Cet article ne semble pas favoriser la valorisation des sous-produits de la forêt – taillis, branches, écorces, déchets forestiers –.

Or il importe d'éviter un conflit d'usage avec les industries papetières et les industries du bois en développant la récupération des sous-produits et des déchets forestiers.

D.– LA PRIME SPÉCIFIQUE POUR LE REMPLACEMENT DES CHAUDIÈRES AU FIOUL

Le dispositif de l'aide à la cuve sera en outre complété par une prime spécifique d'encouragement au remplacement d'une chaudière au fioul par un équipement de chauffage performant utilisant des énergies renouvelables, comme une chaudière bois ou une pompe à chaleur géothermale, ou pour l'acquisition d'un insert bois d'appoint de la chaudière au fioul.

Cette disposition, qui avait été recommandée par votre Rapporteur spécial en 2007, s'adressera aux bénéficiaires de la cotisation maladie universelle (CMU) se chauffant au fioul domestique.

D'après les informations communiquées à votre Rapporteur spécial, le coût de cette mesure est estimé à 55 millions d'euros.

Le décret relatif à ce dispositif n'est pas encore publié, non plus que l'instruction fiscale correspondante.

On peut regretter l'absence de précisions sur le financement de la mesure.

E.– LE PRÊT A TAUX ZÉRO POUR LES TRAVAUX D'AMÉLIORATION DE LA PERFORMANCE ÉNERGÉTIQUE DES LOGEMENTS ANCIENS (ARTICLE 45)

L'amélioration de la performance thermique des logements anciens est une question techniquement difficile et pour autant importante pour le pouvoir d'achat des ménages.

Le prêt à taux zéro pour les travaux d'amélioration de la performance énergétique des logements anciens proposé par le Gouvernement pourra être accordé à hauteur de 300 euros/m² dans la limite globale de 30 000 euros par ménage.

Le projet de loi de finances met en place dans son article 45, les incitations pour que les établissements financiers accordent de tels prêts à taux zéro, qui constituent en réalité une avance remboursable, en les faisant bénéficier d'un crédit d'impôt destiné à compenser leur manque à gagner.

Afin de limiter la dépense fiscale correspondante, on peut se demander si l'éco-prêt à taux zéro ne pourrait pas être soumis à condition de ressources.

F.– LES CONDITIONS ÉNERGÉTIQUES DU PRÊT A TAUX ZÉRO POUR L'ACCESSION A LA PROPRIÉTÉ (ARTICLE 46) ET DU CRÉDIT D'IMPÔT POUR L'HABITATION PRINCIPALE (ARTICLE 47)

D'autres mesures sont introduites par l'article 46 et l'article 47 du projet de loi de finances afin de prendre en compte les caractéristiques thermiques et la performance énergétique des logements neufs, à la fois pour le prêt à taux zéro d'accession à la propriété et pour le crédit d'impôt sur les intérêts d'emprunt servant à la construction ou à la construction de l'habitation principale.

Les deux articles 46 et 47 ont un impact sur les finances publiques. Il serait utile d'en connaître le montant.

G.- LA RÉFORME DU CRÉDIT D'IMPÔT EN FAVEUR DES ÉCONOMIES D'ÉNERGIE ET DU DÉVELOPPEMENT DURABLE (ARTICLE 50)

Le projet de loi de finances pour 2009 introduit un durcissement des conditions techniques exigées pour bénéficier du crédit d'impôt sur le revenu au titre de l'habitation principale prévu à l'article 200 quater du code général des impôts.

Votre Rapporteur spécial soulignait lors de la discussion du projet de loi de finances pour 2008, la nécessité de maîtriser l'augmentation de la dépense fiscale correspondante.

Le tableau suivant présente la dépense fiscale correspondante et le montant des investissements dont on peut penser qu'ils ont été accélérés sinon générés par le crédit d'impôt.

**DÉPENSE FISCALE CORRESPONDANT AU CRÉDIT D'IMPÔT
DE L'ARTICLE 200 QUATER DU CGI ET INVESTISSEMENTS GÉNÉRÉS**
(en millions d'euros)

	2006	2007	2008 <i>(estimation)</i>	2009
Dépense fiscale	987	1 873	2 050	1 500
Dépenses réalisées	3 705	5 563	nd	

Source : MEEDDAT

Selon le Syndicat des énergies renouvelables, le crédit d'impôt est mis en jeu, pour le moment, à hauteur de 50 % pour l'isolation et en priorité pour les doubles vitrages, de 10 % pour les chaudières à haut rendement et de 40 % pour les énergies renouvelables.

Selon le MEEDDAT, le crédit d'impôt a permis le développement de la filière ainsi que sa structuration, tout en s'accompagnant d'un renforcement des critères d'éligibilité de façon que seuls les équipements les plus performants soient financés.

Pour les prochaines années, la question est de savoir de quelle filière le crédit d'impôt a assuré le développement. En termes de développement technologique, la priorité semble appartenir aux équipements recourant aux énergies renouvelables et non pas aux techniques bien connues du double vitrage. Il convient également de déterminer si une réelle baisse des coûts des équipements est intervenue.

Si les coûts sont effectivement en baisse et si la hausse des coûts de l'énergie reprend et se poursuit, alors la question de la pérennité de la mesure devra être posée. Sa décroissance pourrait être vraisemblablement envisagée.

IV.- LES QUESTIONS LÉGISLATIVES ET RÉGLEMENTAIRES EN SUSPENS

A.- UNE PROGRAMMATION PLURIANNUELLE DES INVESTISSEMENTS NÉCESSAIRE POUR LA PRODUCTION DE CHALEUR

La consommation de chaleur représente environ 30 % de la consommation finale d'énergie, les transports absorbant 50 du total et l'électricité environ 20 % ⁽¹⁾. L'objectif du Grenelle est de doubler la production de chaleur d'origine renouvelable d'ici à 2020 pour atteindre près de 20 millions de tonnes équivalent pétrole à cette date.

Certains experts préconisent en conséquence la mise en place d'une Programme pluriannuelle des investissements (PPI) pour la production d'électricité, mise en place par la loi du 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité.

La faisabilité d'une PPI chaleur devrait être étudiée par le MEEDDAT et ses conclusions transmises au Parlement.

Le projet de loi de finances pour 2009 prévoit un redéploiement partiel de la taxe générale sur les activités polluantes, au profit d'un fonds chaleur à hauteur de 50 millions d'euros. Il restera à définir les conditions de l'octroi des aides correspondantes aux entreprises et aux collectivités.

B.- L'ÉOLIEN

Pour atteindre l'objectif de 23 % d'énergies renouvelables dans la consommation finale d'énergie en 2020, le développement de l'éolien doit être fortement accéléré. Il s'agit de passer de 2 100 MW installés fin 2007 à 25 000 MW installés en 2020. Concrètement, les quelque 2 000 éoliennes opérationnelles à la fin 2006 devraient être complétées par 6 000 éoliennes supplémentaires, pour aboutir à un total de 8 000 éoliennes en 2020.

Ceci revient à dire que le rythme d'installation d'éoliennes en France devrait passer de 800 MW par an, chiffre observé en 2007, à 1 600 MW par an. Une telle progression suppose que les freins soient desserrés et non pas renforcés.

Dans le débat actuel sur l'éolien, plusieurs questions sont débattues : le coût du soutien à l'éolien et son régime réglementaire

(1) M. Marc DARRAS, Vice-président du Syndicat des énergies renouvelables, SER, audition du 30 septembre 2008.

1.– Un tarif de rachat ne générant pas de rente indue

La rentabilité des projets éoliens est souvent critiquée au point d'être décrite comme une véritable rente. En réalité, la forte rentabilité de ces projets semble largement gommée par la hausse de leurs coûts. En 2006, la commission de régulation de l'énergie (CRE) avait formulé un avis négatif sur le tarif proposé, la rentabilité variant de 11 à 45 % selon les hypothèses. Depuis lors, le coût de production de l'éolien se rapproche sensiblement du tarif de rachat, en raison de la hausse du coût de fabrication des éoliennes et de leurs coûts d'installation.

Selon la Commission de régulation de l'énergie (CRE), le coût de production de référence récemment déterminé par le MEEDDAT serait de 75 euros/MWh, pour un tarif moyen de rachat de l'électricité éolienne de 84 euros/MWh en 2007.

Le tarif de rachat de l'électricité éolienne produite en métropole ne semble pas nécessiter de modification. En revanche, dans les DOM-TOM, l'éolien constitue une solution d'autant plus intéressante que l'augmentation du prix du pétrole a considérablement renchéri le coût de production de l'électricité à partir des turbines au fioul ou au gaz. L'absence de projets d'équipement en éoliennes depuis deux ans laisse penser que le tarif de rachat actuel devrait être révisé à la hausse.

2.– Le faible coût du soutien à l'éolien

Les surcoûts dus aux contrats d'achat de l'électricité d'origine renouvelables sont égaux à la différence entre les coûts d'achat et les prix de marché de gros des volumes achetés. La hausse des prix des marchés entraîne une diminution des charges liées à l'obligation d'achat.

Pour l'ensemble des énergies renouvelables, le surcoût est estimé à 100 millions d'euros pour l'ensemble des consommateurs.

D'autres coûts s'ajoutent à ceux supportés par les consommateurs.

Le renforcement du réseau nécessité par la mise en service de plus de 20 000 MW supplémentaires correspond à un investissement estimé par la commission de Régulation de l'énergie (CRE) à un milliard d'euros, qui peut être financé sans difficulté par une augmentation des tarifs de transport de l'électricité.

L'intermittence de la production éolienne, qui ne pose pour le moment aucun problème d'ajustement du réseau, nécessiterait, avec une puissance installée de 25 000 MW en 2020, des investissements en moyens de production d'équilibrage, dont le coût est estimé à 1-2 euros/MWh selon une étude qui devrait être publiée prochainement.

3.– La nécessité de dispositions législatives et réglementaires d'adaptation

Les conditions d'implantation d'éoliennes sont actuellement principalement régies par la loi de programme du 13 juillet 2005 fixant les orientations de la politique énergétique, qui a institué les zones de développement éolien (ZDE) et ses décrets d'application. Depuis le 14 juillet 2007, les installations éoliennes en métropole continentale ne peuvent bénéficier de l'obligation d'achat ⁽¹⁾ que si elles sont situées dans les ZDE, zones instaurées par arrêté préfectoral. Les ZDE définissent des périmètres géographiques et la puissance minimale et maximale de l'ensemble des installations existantes ou futures implantées dans ceux-ci. En parallèle, les éoliennes doivent recevoir un permis de construire dès lors que leur hauteur est égale ou supérieure à 12 mètres. En outre, une étude d'impact et une enquête publique sont obligatoires pour les éoliennes dont le mât est supérieur à 50 mètres.

La construction d'éoliennes nécessite souvent des travaux de raccordement au réseau électrique. À l'heure actuelle, c'est le premier projet d'installation qui prend en charge les coûts de raccordement, ce qui constitue un frein au développement des parcs. La **mutualisation des coûts de raccordement**, indispensable pour éviter une course de lenteur des projets, nécessite selon la commission de Régulation de l'énergie, une modification législative qu'il conviendrait d'effectuer rapidement.

Des réflexions sont par ailleurs en cours sur un éventuel changement des dispositions relatives à la construction d'éoliennes.

Une possibilité à l'étude est l'application aux éoliennes de la réglementation relative aux **installations classées pour la protection de l'environnement**. L'intérêt serait de faire entrer la construction d'éoliennes dans le droit environnemental général, avec le double régime de la déclaration et de l'autorisation, ce qui permettrait de banaliser le développement du secteur. La profession n'est pas favorable à cette éventualité, estimant, à juste titre, indispensable la stabilité législative et réglementaire pour le développement du secteur.

C.– LE SOLAIRE PHOTOVOLTAÏQUE

Le développement du solaire photovoltaïque est un enjeu technologique majeur des prochaines années. Des ruptures technologiques sont en passe d'être réussies. La technique des couches minces devrait augmenter considérablement les rendements des cellules et abaisser significativement les coûts des panneaux photovoltaïques.

En complément au soutien à la recherche, il est indispensable de développer le marché des applications domestiques et collectives.

(1) Article 10 de la loi du 10 février 2000 modifié par l'article 37 de la loi de programme du 13 juillet 2005 fixant les orientations de la politique énergétique.

Le tarif de rachat de l'électricité photovoltaïque propose un tarif de base et une majoration pour les dispositifs intégrés au bâti ⁽¹⁾ selon le tableau ci-après.

TARIF DE RACHAT DE L'ÉLECTRICITÉ PHOTOVOLTAÏQUE

	Tarif de base	Prime à l'intégration
Métropole continentale	300 euros/MWh	250 euros/MWh
Corse, DOP, Saint-Pierre-et-Miquelon, Mayotte	400 euros/MWh	150 euros/MWh

Source : Arrêté du 10 juillet 2006 fixant les conditions d'achat de l'électricité photovoltaïque

Il semble en tout état de cause nécessaire de créer un tarif intermédiaire s'appliquant aux installations de toiture qui ne sont pas intégrées au bâti et viennent en superposition d'un toit classique. L'installation de panneaux intégrés se substituant à des composants classiques est en effet techniquement malaisée et génère des litiges difficilement arbitrables en cas d'avarie.

Enfin, une réflexion devrait être conduite pour déterminer un tarif susceptible d'encourager le développement de centrales solaires au sol.

(1) Arrêté du 10 juillet 2006 fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations utilisant l'énergie radiative du soleil telles que visées à 3° de l'article 2 du décret n° 2000-1196 du 6 décembre 2000.

V.- DES ÉCHÉANCES IMPORTANTES POUR LES ACTEURS DU SECTEUR DE L'ÉNERGIE

A.- L'ADEME

L'activité de l'ADEME est cadrée par le contrat d'objectifs 2007-2010. Ses missions sont désormais clairement définies.

Les ressources de l'ADEME ont trois origines. En 2007, les taxes perçues ont représenté 241,4 millions d'euros, soit près de 70 % des autorisations d'engagement. Les dotations de l'État pour charges de service ont représenté 78,1 millions d'euros, soit près de 23 % du total. Les ressources propres se sont élevées à 26,5 millions d'euros, soit un peu plus de 7 %.

Le tableau ci-après détaille les ressources de l'ADEME en 2007, en particulier les montants budgétés pour les différentes taxes.

RESSOURCES 2007 DE L'ADEME EN AUTORISATIONS D'ENGAGEMENTS

(en millions d'euros)

Produit de taxes	241,4			
		<i>dont</i>	<i>Taxe sur la consommation de gaz naturel</i>	193,7
			<i>Taxe à l'immatriculation de véhicules polluants</i>	22,3
			<i>Taxe sur la consommation du charbon, de la houille et des lignites</i>	0,4
			<i>Part de taxe générale sur les activités polluantes</i>	25
Dotations pour charge de service public	78,1			
		<i>dont</i>	<i>Programme n° 181 Prévention des risques et lutte contre les pollutions</i>	3,2
			<i>Programme n° 211 Conduite et pilotage des politiques environnementales et de développement durable</i>	9,6
			<i>Programme n° 189 Recherche dans les domaines des risques et des pollutions</i>	28,5
			<i>Programme n° 134 Développement des entreprises</i>	31,7
			<i>Programme n° 188 Recherche dans le domaine de l'énergie</i>	5,1
Ressources propres	26,5			
Total	346			

Source : ADEME, Rapport d'activité

Les montants budgétés des produits de taxes ont été atteints en 2007, avec 242 millions d'euros. Des dotations exceptionnelles de crédits de paiement ont été accordées en fin de gestion, soit 3,2 millions d'euros dans le cadre du programme n° 181 *Prévention des risques et lutte contre les pollutions* et 5,9 millions d'euros dans le cadre du programme n° 134 *Développement des entreprises*. Au final, toutes les charges exigibles de l'année 2007 ont été honorées.

Les dépenses de l'ADEME se sont réparties en 2007 à hauteur de 80 % pour les interventions et de 20 % pour le fonctionnement.

Les dépenses d'animation et de financement de la recherche et de l'innovation ont, en 2007, représenté 76 millions d'euros soit 30,8 % du total des dépenses d'intervention. Dix programmes principaux ont, en 2007, reçu 82 % des crédits de recherche.

Les dépenses d'information et la sensibilisation du public ont représenté 31 millions d'euros, soit 12,6 % du total.

L'expertise au service des pouvoirs publics a mobilisé 20 millions d'euros, soit 8,1 % du total.

Les aides directes à la concrétisation de projets se sont élevées à 120 millions d'euros, soit 49,6 % du total des dépenses d'intervention.

L'ADEME a joué un rôle clé dans l'expertise apportée au Grenelle de l'environnement.

Son rôle devrait être majeur dans la mise en œuvre des dispositions adoptées.

À titre d'exemple, l'ADEME devrait gérer non seulement le fonds chaleur évoqué plus haut, mais aussi le fonds pour le financement de démonstrateurs de recherche en nouvelles technologies de l'énergie ainsi que le fonds pour le développement de la production et l'utilisation de chaleur issue des énergies renouvelables.

Les dépenses autorisées en 2009 pour ce fonds sont de 95 millions d'euros en autorisations d'engagement et de 63 millions d'euros en crédits de paiement. Les ressources, égales en autorisations d'engagement et de crédits de paiement, proviennent à hauteur de 50 millions d'euros d'une affectation spéciale des ressources de l'ADEME en 2008 et en 2009, à hauteur de 10 millions d'euros d'OSEO. Le ministère de l'enseignement supérieur et de la recherche apportera, pour sa part, 35 millions d'euros en autorisations d'engagement et 3 millions en crédits de paiement.

La réorganisation de l'ADEME opérée dans le cadre de son contrat d'objectifs semble lui donner les moyens d'assumer ses nouvelles responsabilités.

B. – AREVA

Votre Rapporteur spécial évoquait dans le cadre de l'examen du projet de loi de finances pour 2008, la question de la restructuration éventuelle du capital d'AREVA.

Actuellement, le CEA détient 79 % du capital d'AREVA, l'État 5,2 %, la Caisse des dépôts et consignations 3,6 %, l'ERAP 3,2 %, EDF 2,4 %, Framepargne 1,6 %, Total 1 % et le public 4 %.

AREVA est le leader mondial du nucléaire. Il s'agit de la seule entreprise nucléaire mondiale intégrée, maîtrisant l'exploitation minière de gisements d'uranium, la fabrication du combustible, la construction de centrales, les services de maintenance et de modernisation des réacteurs et le traitement-recyclage du combustible nucléaire usé.

AREVA est, d'autre part, avec sa filiale AREVA T&D, le troisième acteur mondial du secteur de la transmission-distribution de l'électricité, avec 15 % du marché mondial, derrière les leaders SIEMENS et ABB qui détiennent chacun un quart du marché. L'activité Transmission – Distribution non seulement assure le tiers de son chiffre d'affaires et plus du tiers de son résultat, mais aussi constitue un vecteur de pénétration des marchés potentiels pour ses activités nucléaires.

D'ores et déjà présent dans les énergies renouvelables, en particulier dans les centrales biomasse, l'éolien offshore, l'hydrogène et les piles à combustible, AREVA ambitionne enfin de réaliser 10 % de son chiffre d'affaires dans ce secteur à l'horizon 2012.

Alors que les projets de construction de centrales nucléaires se multiplient dans le monde, AREVA est, compte tenu de son expérience de la construction du réacteur EPR de génération 3+ à Olkiluoto en Finlande et à Flamanville, en excellente position avec un carnet de commande de deux réacteurs en Chine et des perspectives très favorables pour les prochains marchés de deux réacteurs en Afrique du Sud, quatre réacteurs au Royaume Uni, et de futures commandes aux États-Unis. AREVA occupe d'ores et déjà des positions importantes dans les services nucléaires et la transmission – distribution en Amérique du Nord et en Amérique centrale, employant 5 000 personnes sur 40 sites aux États-Unis et près d'un millier au Canada et au Mexique⁽¹⁾.

Pour tirer parti du redémarrage mondial du nucléaire, AREVA est confronté à la nécessité urgente d'investir non seulement dans son outil de production d'îlots nucléaires mais aussi dans l'amont du cycle de l'uranium pour garantir l'approvisionnement de ses clients, en particulier dans l'exploitation minière et l'enrichissement à l'usine Georges Besse II de Tricastin.

(1) AREVA Inc réalise près de 15% du chiffre d'affaires total d'AREVA et son chiffre d'affaires (1,8 Milliard d'euros) a été multiplié par 4,5 en 7 ans.

AREVA conduit à cet effet une politique massive de renforcement de ses effectifs. Les recrutements se sont élevés à 8 600 en 2006, 11 500 en 2007 et 12 000 en 2008.

Les investissements génèrent par ailleurs des besoins de financement considérables et urgents.

AREVA évalue les investissements à pratiquer à 3 milliards d'euros par an d'ici à 2012, soit un total de 12 milliards d'euros.

Les modalités de financement de ces investissements sont en tout état de cause rendues plus difficiles par la crise financière et boursière actuelle.

Malgré la qualité de la signature d'AREVA, l'endettement auprès des banques présenterait des difficultés dans la période actuelle de crise de liquidités. Au demeurant, le recours au seul endettement pèserait sur la rentabilité d'AREVA et dégraderait la qualité de sa signature.

Dans ces conditions, l'objectif n'est pas la restructuration du capital d'AREVA mais l'augmentation de ses fonds propres.

Dans les conditions actuelles de crise boursière, il paraît difficile d'augmenter le capital par recours au marché. Une voie pourrait être une alliance industrielle, à condition qu'elle apporte des ressources financières en rapport avec les besoins de financement d'AREVA.

D'autres conditions sont également à respecter impérativement.

L'accroissement des fonds propres d'AREVA devra en tout état de cause d'abord pérenniser la maîtrise publique des activités sensibles comme le cycle du combustible et les réacteurs nucléaires civils ou militaires, ensuite conforter la participation précieuse de Siemens dans la filiale AREVA NP réacteurs nucléaires, un atout industriel et commercial essentiel dans un passé récent et pour l'avenir et, enfin, préserver l'intégrité de l'offre du groupe sur l'ensemble de la filière nucléaire.

C.– EDF ET RTE

L'actualité du groupe EDF est principalement internationale, avec la récente prise de contrôle de British Energy qui va lui permettre de compléter sa présence au Royaume Uni déjà conséquente avec EDF Energy.

Plus généralement, la stratégie d'EDF comprend quatre objectifs majeurs.

Le premier objectif est d'assurer la *pérennité* et la *valeur* de son *patrimoine de production* mais aussi celle du réseau de transmission de RTE, dont les opérations sont intégrées aux comptes d'EDF.

S'agissant du parc de production nucléaire, des opérations de maintenance lourde sont toujours en cours. Le remplacement des générateurs de vapeur des 26 tranches de 900 MW devrait se terminer en 2016 pour un investissement de 1,5 milliard d'euros, celui de 54 couvercles de cuve devant être achevé en 2009. La remise à niveau des puisards sera complète fin 2009, pour une dépense de 200 millions d'euros.

L'amélioration de la productivité du parc électronucléaire est un autre axe de progrès, en partie lié aux opérations de maintenance. Le taux de disponibilité du parc est passé de 80,4 % en 2000 à 83,6 % en 2006. Ce taux est inférieur de 6 % en moyenne sur la période 2004-2006 au taux du parc américain. L'écart dû aux spécificités d'exploitation et de la réglementation françaises explique un écart de 5 % ⁽¹⁾. Il reste d'une part qu'un écart de 1 % est dû à une productivité inférieure lors des arrêts pour renouvellement du combustible, et, d'autre part, qu'en 2007, le taux de disponibilité est redescendu à 80,2 %.

S'agissant de la durée de vie des réacteurs, les études de R&D montrent qu'il sera possible de la porter à 40 ans, et, selon toute probabilité au-delà. C'est toutefois à l'issue de la troisième visite décennale que l'Autorité de sûreté nucléaire accordera, au cas par cas, l'autorisation d'exploitation au-delà de 30 ans. Les troisièmes visites décennales de premiers réacteurs REP 900 MW mis en service par EDF entre 1978 et 1986 commenceront en 2009. Les investissements requis pour les visites décennales du palier 900 MW sont évalués à 1 milliard d'euros.

Un autre défi pour la pérennité de la production électronucléaire française est celui des départs à la retraite et du renouvellement des compétences. Environ dix mille salariés, soit 40 % de l'effectif de l'exploitation nucléaire, atteindront l'âge du départ à la retraite d'ici 2015. En 2008, l'exploitation nucléaire a recruté 1 200 ingénieurs et techniciens.

Les investissements dans le réseau de transport de l'électricité représentent également des montants considérables. Approuvés par la Commission de régulation de l'énergie (CRE), les investissements de RTE sont de 865 millions d'euros, et devraient croître jusqu'en 2012, année pour laquelle ils atteindront 1,359 milliard d'euros. Le recours à l'endettement étant indispensable à hauteur du tiers du montant des investissements, la dette de RTE pourrait atteindre 7,5 milliards d'euros en 2012, contre 6 milliards en 2008.

Au total l'endettement financier net d'EDF qui était de 14,9 milliards d'euros fin 2006, est passé à 16,3 milliards d'euros au 31 décembre 2007 et à 18,2 milliards d'euros fin juin 2008.

(1) 2 % sont imputables au fonctionnement du parc en campagnes annuelles au lieu de campagnes de 18 mois ; 1 % est imputable au fonctionnement en suivi de charge plus sollicitant que le fonctionnement en base stricte ; 2 % sont imputables aux spécificités réglementaires françaises.

Le deuxième objectif stratégique d'EDF est la consolidation et le développement de ses implantations dans *l'Union européenne*, en mettant en place des ensembles couvrant la production et la commercialisation, c'est-à-dire l'ensemble de la chaîne de la valeur. C'est en application de cette stratégie qu'EDF a récemment pris le contrôle de British Energy, en finançant une large partie de l'acquisition par l'emprunt.

Le troisième objectif stratégique d'EDF est le développement de *nouvelles offres dans les énergies renouvelables et le gaz*.

Le quatrième objectif est de *participer à la renaissance du nucléaire* dans le monde, en tant qu'investisseur et exploitant, en tirant parti de son expérience incomparable de premier producteur mondial d'électricité nucléaire.

La mise en œuvre de cette stratégie ambitieuse nécessite des efforts de productivité dans le respect des impératifs de sûreté et de sécurité, ainsi qu'une évolution tarifaire permettant de répercuter en partie l'augmentation des coûts d'achats sans obérer le pouvoir d'achat des ménages et la compétitivité des entreprises.

EXAMEN EN COMMISSION

Au cours de la séance du 8 octobre 2008 à 18 heures, votre commission des Finances a examiné les crédits de l'énergie, en commençant par l'exposé de votre Rapporteur spécial.

M. le président Didier Migaud. Je vous remercie pour la qualité de votre rapport. Nous avons plusieurs questions de nos collègues membres de la commission.

M. Jean-Pierre Gorges. Pourquoi réduire la défiscalisation des biocarburants alors que l'on souhaite que ceux-ci s'intègrent à la production énergétique française ? Même si cette filière génère des profits, il s'agit d'une mesure dissuasive.

Nous réclamons depuis deux ans des bilans intermédiaires sur l'utilisation, très controversée, de l'éolien. Des champs entiers d'éoliennes ne fonctionnent pas. Des boucliers se lèvent contre le massacre des paysages. En outre, EDF a l'obligation de racheter l'électricité produite par l'éolien plus cher qu'elle ne la vend. Je constate que l'on veut encore amplifier le dispositif alors que l'on ne sait pas où l'on va. Combien de temps cela va-t-il durer ?

Nous avons bien compris que certains agriculteurs préfèrent mettre des espaces à disposition plutôt que de moissonner du blé, et que certaines collectivités sont attirées par les revenus qu'engendrent les éoliennes. Il y a là une complicité totale s'agissant d'un système qui posera, un jour, un vrai problème !

M. Henri Emmanuelli. La nécessité de couvrir notre territoire d'éoliennes est en effet contestée, tant du point de vue du rendement énergétique que du point de vue esthétique. Comment expliquer l'enthousiasme de notre rapporteur spécial ?

M. Jean Launay. L'audition que la Commission des finances a consacré ce matin aux politiques environnementales a soulevé beaucoup d'interrogation sur le poids réel des éoliennes et du photovoltaïque par rapport aux autres énergies renouvelables. Pour nos interlocuteurs, ce poids est résiduel et le restera quelles que soient les préconisations et les incitations.

De plus, on ne pourra éternellement soumettre EDF à une obligation de rachat à un prix supérieur au prix de vente.

M. le rapporteur spécial. Je voudrais corriger l'impression selon laquelle je serais un enthousiaste de l'éolien. Je constate simplement que nous sommes engagés au niveau européen en ce qui concerne les 23 % d'énergies renouvelables en 2020. À l'évidence, si nous ne mobilisons pas la totalité de ces énergies, nous

n'atteindrons pas cet objectif. Or l'éolien apparaît aujourd'hui comme le mode de production le plus fiable par rapport à d'autres qui, pour le moment, ne représentent que des potentialités.

Il ne s'agit nullement d'un plaidoyer, mais d'une prise en compte des multiples analyses réalisées sur les moyens d'atteindre l'objectif de 2020. Peut-être les recherches programmées dans d'autres missions permettront-elles d'effectuer des sauts technologiques importants concernant d'autres énergies renouvelables. Il n'en reste pas moins que, si l'éolien n'apporte pas aujourd'hui sa contribution significative au bilan global des énergies primaires, nous n'atteindrons pas l'objectif !

Les interrogations sur l'efficacité de l'éolien et sur les atteintes aux paysages sont réelles. Une incertitude demeure quant à l'acceptation de ces installations par nos concitoyens. C'est comme pour les autoroutes naguère : tout le monde était favorable à leur construction à condition que ce ne soit pas chez soi.

Les coûts supportés par EDF sont relativement faibles dans la mesure où le surcoût dû à l'obligation de rachat est égal à la différence entre les coûts d'achat et le prix, lui-même assez élevé, du marché de gros. Pour l'ensemble des énergies renouvelables, ils sont estimés à environ 100 millions d'euros, payés *in fine* par les consommateurs.

Dans le présent projet de loi de finances, la défiscalisation dont bénéficient les biocarburants, que d'aucuns préfèrent appeler agrocarburants puisqu'ils n'ont pas grand-chose à voir avec l'agriculture biologique, diminue très nettement. J'ai même parlé de refiscalisation massive. C'est assurément un message décourageant adressé aux agriculteurs et à l'ensemble de la filière. Il faut pourtant continuer à développer les biocarburants actuels, les biocarburants de deuxième génération, beaucoup plus performants, n'étant pas au point.

Dernier point : je suis moi aussi demandeur d'un bilan intermédiaire de la production d'énergie éolienne.

M. Jean Launay. L'aide à la cuve, mentionnée par le rapporteur, est souhaitable dans le cadre des mesures relatives au pouvoir d'achat. Mais la prime spécifique destinée à encourager le remplacement des chaudières au fioul par des équipements énergétiquement plus performants – bois, pompe à chaleur – sera-t-elle effective en 2009 ? S'agira-t-il d'une incitation fiscale supplémentaire ? Il ne suffit pas que la dépense figure au budget du MEEDDAT : encore faut-il que la recette correspondante soit prévue dans la première partie du projet de loi de finances.

Le programme prévoit un versement de 4,5 millions d'euros à l'ANDRA. Cela représente-t-il une augmentation ? Les contours de la mission de cette agence sont-ils bien définis ? Dans bon nombre de départements, en effet, on recherche des sites susceptibles de recueillir des déchets radioactifs à faible intensité et à vie

longue. Or les collectivités sont systématiquement approchées avant même qu'une analyse des sols, laquelle permettrait d'être plus sélectif et de moins alarmer les populations, ne soit effectuée.

M. Jean-Pierre Gorges. Permettez-moi de dire une nouvelle fois mon étonnement. En mettant l'accent sur les biocarburants, on a incité des zones de notre pays – telle la Beauce – à se préparer à une transformation de leur mode de production. Et voilà que l'on met en place des dispositifs qui vont dans l'autre sens et qui démotiveront non seulement les producteurs, mais aussi la recherche.

Il est indispensable de disposer de bilans intermédiaires avant de continuer sur la voie de la généralisation des éoliennes. Sachant que notre profil énergétique – 85 % d'électricité d'origine nucléaire – est sans équivalent en Europe, notre effort doit consister à protéger cette ressource naturelle qu'est le pétrole. Les véhicules de demain seront électriques, hybrides et à énergies vertes. Il est aberrant, dans ces conditions, de généraliser les éoliennes et de lever le pied en ce qui concerne les agrocarburants ! Quel signal donne-t-on ainsi au pays ? Si les agrocarburants sont une mauvaise solution, qu'on le dise et qu'on le prouve !

Pour ce qui est des éoliennes, je souhaite qu'une mission se demande sérieusement s'il s'agit vraiment d'un outil d'avenir ou si nous ne sommes pas en train de nous faire « refiler » par les pays du Nord une technologie qu'ils ont développée pendant vingt ans et qu'ils désinstallent maintenant chez eux ? En tout état de cause, il y a des gens qui s'enrichissent.

M. le président Didier Migaud. Concernant la filière des biocarburants, on peut se référer à certains rapports récents qui expriment des doutes.

M. Henri Emmanuelli. Cette filière a été poussée par des lobbies puissants et bien organisés. On en revient aujourd'hui à des appréciations beaucoup plus contrastées.

Je partage le point de vue de M. Gorges sur les éoliennes. Il existe dans notre pays d'autres potentialités. En matière de photovoltaïque, il conviendrait de simplifier les procédures. Trois centrales photovoltaïques sont en construction dans mon département. Or nous butons sur des interdictions de la direction départementale de l'agriculture au motif que l'eau qui ruissellera sur les panneaux creusera des rigoles dans les terrains !

M. Jean-Pierre Brard. Quand usines et cultures sont remplacées, comme dans l'ex-RDA, par des champs d'éoliennes, je ne suis pas convaincu. Si l'on peut en revanche produire un peu d'énergie éolienne, pourquoi pas ?

L'Office parlementaire d'évaluation des choix scientifiques et technologiques, l'OPECST, a organisé la semaine dernière une intéressante série d'auditions sur les biocarburants. Je crois qu'il ne faut pas abandonner cette filière. Le sujet est, certes, controversé. Les adeptes irréflechis d'hier sont devenus souvent des opposants tout aussi irréflechis. Il faut à l'évidence prendre en compte les cultures vivrières, mais le problème ne se pose pas dans les termes binaires que certaines simplifications abusives mettent en avant. S'agissant de la fiscalité, thème brandi par des personnes qui ont quelque intérêt à son maintien en l'état, il serait bon que nous nous fassions notre propre opinion, éventuellement avec l'aide de l'OPECST.

M. le rapporteur spécial. Cet échange montre bien les interrogations qui existent au sujet de la filière actuelle des biocarburants. La diminution de la défiscalisation reflète ces incertitudes. Le fond de l'affaire, c'est la relative médiocrité du bilan énergétique des biocarburants de première génération.

Mon rapport fait état d'obstacles réglementaires semblables à ceux qu'évoque M. Emmanuelli.

La prime spécifique d'encouragement au remplacement des chaudières au fioul reste très floue. Le décret n'est pas encore pris. Les renseignements que nous avons pris font apparaître que le coût de la mesure serait estimé à 55 millions d'euros.

La subvention de 4,5 millions d'euros affectée à l'ANDRA correspond à ses charges de service public. Elle ne représente qu'une part modeste du budget de l'Agence, alimenté notamment par la contribution des producteurs de déchets.

M. le président Didier Migaud. Je vous rappelle que notre Commission votera sur les crédits de la mission « Écologie, développement et aménagement durables » le 15 octobre au cours de sa réunion de neuf heures.

Concernant le programme *Énergie et après-mines*, l'avis de notre rapporteur spécial est-il favorable ?

M. le rapporteur spécial. Oui, Monsieur le président.

**ANNEXE : LISTE DES AUDITIONS RÉALISÉES
PAR VOTRE RAPPORTEUR SPÉCIAL**

Ministère de l'Écologie, du développement et de l'aménagement durables

M. Pierre-Franck CHEVET

Directeur général de l'énergie et du climat

M. Pierre-Marie ABADIE

Directeur de l'énergie

M. Philippe DELABY

Chef du Bureau des affaires financières et logistiques

Commission de régulation de l'énergie

M. Philippe de LADoucETTE

Président

Mme Christine LE BIHAN-GRAF

Directeur général

M. Géry LECERF

Chargé des relations avec le Parlement

Mme Cécile GEORGE

Directeur de l'accès aux réseaux électriques

M. Dominique JAMME

Directeur des infrastructures et réseaux de gaz

Mme Esther PIVET

Directrice adjointe des marchés de l'électricité et du gaz

AREVA

M. Jean HUBY

Directeur de la stratégie et des fusions et acquisitions

M. Édouard PHILIPPE

Directeur des affaires institutionnelles

M. Philippe BRUNET-DEBAINES

Direction des affaires institutionnelles

EDF

M. Philippe HUET

Directeur général adjoint Stratégie

M. Didier CALVEZ

Directeur financier France

M. Goulven GRAILLAT

Directeur de la production hydraulique et nucléaire

M. Gérard TROUVÉ

Directeur des Affaires Publiques.

GDF SUEZ

M. Didier SIRE

Directeur Corporate de la Direction de la stratégie et du développement durable

M. Henri DUCRÉ

Directeur de la branche Énergie France

Mme Valérie ALAIN

Directeur des relations institutionnelles

M. Éric HEITZ

Direction des relations institutionnelles

Syndicat des énergies renouvelables

M. Marc DARRAS,

Vice-Président

M. Damien MATHON,

Délégué général adjoint

M. Waël ELAMINE,

Responsable des filières solaires et géothermie