

RAPPORT SUR LES MOYENS CONSACRÉS À LA POLITIQUE ENERGETIQUE

**Annexe au projet de loi de finances pour 2008
(Loi n° 2005-781 du 13 juillet 2005)**

Contexte

Au terme de la loi de programme n° 2005-781 du 13 juillet 2005 fixant les orientations de la politique énergétique, il est précisé dans son article 106 :

« Est joint au projet de loi de finances de l'année un rapport sur les moyens consacrés à la politique énergétique.

Ce rapport dresse notamment le bilan des actions de maîtrise de la demande d'énergie, des mesures de promotion des énergies renouvelables et de l'évolution de l'impact sur l'environnement de la consommation d'énergie, et notamment de l'évolution des rejets de gaz contribuant à l'effet de serre. »

Le présent rapport porte donc sur les trois éléments mentionnés dans l'article 106. Il doit consister dans la mise en évidence non seulement des actions mais également, dans la mesure où ces éléments existent, les crédits mobilisés et les résultats constatés. Enfin le calendrier correspondant à ces actions tient compte des événements et décisions intervenus en 2005 et au début de 2006.

Rappel des éléments fondamentaux de la loi du 13 juillet 2005

Article 1

La politique énergétique repose sur un service public de l'énergie qui garantit l'indépendance stratégique de la nation et favorise sa compétitivité économique. Sa conduite nécessite le maintien et le développement d'entreprises publiques nationales et locales dans le secteur énergétique. Cette politique vise à :

- contribuer à l'indépendance énergétique nationale et garantir la sécurité d'approvisionnement ;
- assurer un prix compétitif de l'énergie ;
- préserver la santé humaine et l'environnement, en particulier en luttant contre l'aggravation de l'effet de serre ;
- garantir la cohésion sociale et territoriale en assurant l'accès de tous à l'énergie.

L'Etat veille à la cohérence de son action avec celle des collectivités territoriales et de l'Union européenne selon les orientations figurant au rapport annexé.

Article 2

Pour atteindre les objectifs définis à l'article 1er, l'Etat veille à :

- maîtriser la demande d'énergie ;
- diversifier les sources d'approvisionnement énergétique ;
- développer la recherche dans le domaine de l'énergie ;
- assurer des moyens de transport et de stockage de l'énergie adaptés aux besoins.

En outre, l'Etat favorise la réduction de l'impact sanitaire et environnemental de la consommation énergétique et limite, à l'occasion de la production ou de la consommation de l'énergie, les pollutions sur les milieux liées à l'extraction et à l'utilisation des combustibles ainsi que les rejets liquides ou gazeux, en particulier les émissions de gaz à effet de serre, de poussières ou d'aérosols. A cette fin, l'Etat renforce progressivement la surveillance de la qualité de l'air en milieu urbain ainsi que, parallèlement à l'évolution des technologies, les normes s'appliquant aux rejets de polluants et aux conditions de transport des combustibles fossiles.

Cadre budgétaire

La loi organique relative aux lois de finances (LOLF) a permis la mise en place de missions et de programme qui recourent les actions préconisées par la loi « POPE » et la validation des crédits affectés à ces actions. C'est donc dans ce cadre que le projet de rapport s'inscrit :

- par la mise en évidence des actions impulsées par la loi du 13 juillet 2005
- par le bilan que l'on peut en tirer au regard de la mise en œuvre de la LOLF dans ce domaine, notamment au travers du programme « Développement des entreprises » et des missions « Recherche et enseignement supérieur » et « Ecologie, développement et aménagement durables »

I - LE BILAN DE LA POLITIQUE ÉNERGÉTIQUE EN 2006

Une certaine reprise économique et des niveaux exceptionnellement élevés pour le prix du pétrole marquent la situation énergétique française de 2006 qui voit une nette progression des énergies renouvelables et de l'efficacité énergétique. Elle se caractérise en outre par une légère relance de la consommation de carburants, et une hydraulique meilleure qu'en 2005 permettant de moins faire appel aux combustibles fossiles, en particulier au charbon, pour produire de l'électricité. On constate finalement une baisse, légère, de la consommation d'énergie primaire et, sensible, des émissions de CO₂.

1 Croissance mondiale et tensions sur les prix

La situation énergétique mondiale est marquée en 2006 par une poursuite de la crise des prix des matières premières, notamment du pétrole, sous l'influence de la demande galopante de certains pays, mais également par un essoufflement ou un répit de cette crise à partir de septembre.

1.1 Une année de croissance

Malgré le choc pétrolier, l'économie mondiale voit son taux de croissance augmenter légèrement et dépasser 4% pour la troisième année consécutive. Ce dynamisme est particulièrement sensible dans les pays émergents (+10% en Chine, + 6% en Inde, +8% en Russie, +5% en moyenne en Amérique latine). Les États-Unis maintiennent leur croissance à +3,3%, alors que le Japon ralentit légèrement la sienne (+2,2%). La reprise est nette en Europe (+2,6% dans la zone euro, un niveau qui n'avait pas été atteint, de loin, depuis 2000). Le troisième choc pétrolier n'a eu sur l'inflation qu'un effet limité. Le commerce mondial de marchandises se révèle encore plus vigoureux en 2006 (+8,7%), qu'en 2005 (+7,8%).

En France, le produit intérieur brut (PIB) croît de +2,0%, après +1,2% en 2005. La consommation des ménages reste le principal moteur de l'activité économique, avec une croissance moyenne de +2,6%, la plus forte depuis six ans. Les dépenses en produits manufacturés augmentent de 4,2%, tandis que celles d'énergie baissent de -0,9% grâce, en particulier, à un climat d'automne particulièrement doux. L'industrie continue d'être morose avec une production manufacturière dont la croissance se limite à 0,7%. Dans un contexte international porteur, les exportations croissent de 6,2% et les importations de 7,1%, de sorte que la balance commerciale aggrave son déficit.

Le climat de l'année 2006 a été marqué par un premier trimestre plus froid que la normale, une vague de chaleur en juillet, et un automne exceptionnellement doux. Au total, l'indice de rigueur, au sens de l'Observatoire de l'énergie, vaut 0,94, ce qui traduit une plus grande douceur, à la fois que la normale et que l'année 2005 (0,99). La pluviométrie s'est améliorée par rapport à l'année 2005, sans retrouver ses niveaux de 2003 ou 2004, pourtant considérés comme bas. L'hydraulicité profite cependant nettement de cette évolution.

1.2 Des cours internationaux des énergies qui fléchissent après un plus haut en août pour le pétrole

Le choc pétrolier et gazier, commencé en 2002, semble être arrivé à un haut de cycle avec un sommet atteint en août 2006. En moyenne annuelle, le dollar US baisse légèrement, à 0,796 € (-0,9%), tandis que le cours du pétrole Brent daté, à 65,14 \$/bl croît de +20% (+22% en dollar). Cette nouvelle flambée s'explique surtout par la poursuite de la hausse de la demande mondiale de brut (+1,0% en 2006) et les tensions diplomatiques ou techniques qui font craindre des ruptures d'approvisionnement. Une certaine détente et un automne doux dans l'ensemble de l'OCDE ont permis une baisse des cours en fin d'année.

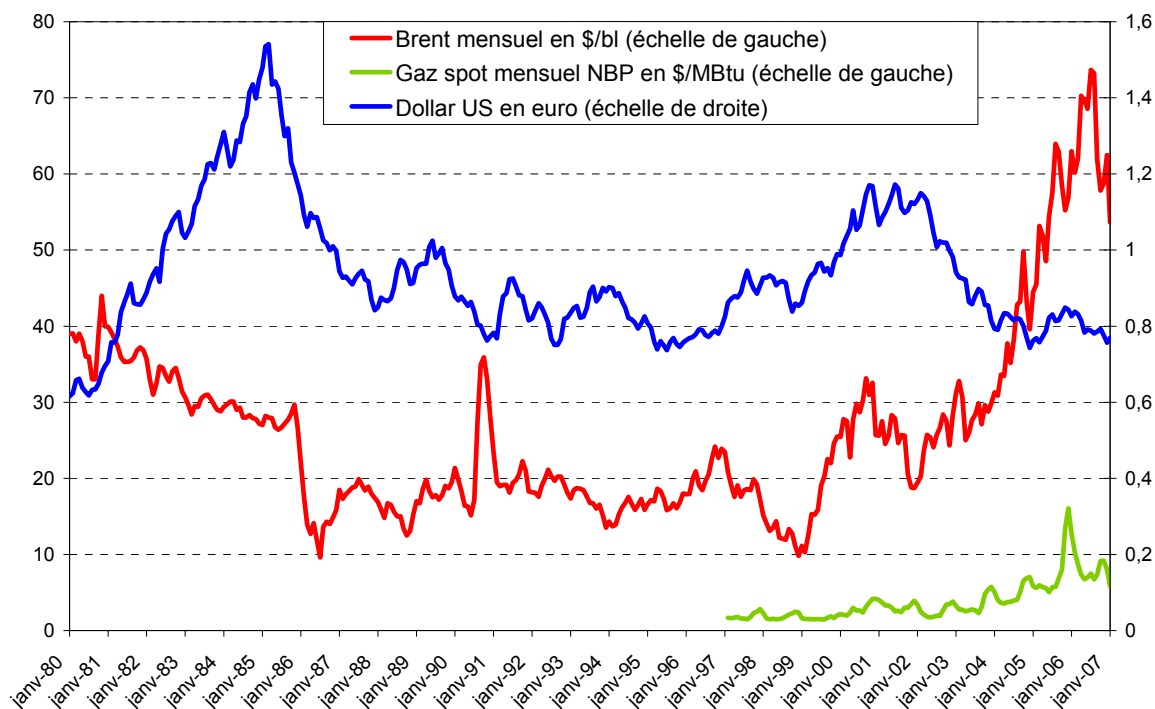


Figure 2 : Cours du Brent en dollar (courant), cours du gaz spot à un mois à la bourse NBP en \$/MBtu et taux de change du dollar en euro, en moyennes mensuelles de 1980 à 2006.

Pour le gaz, l'approvisionnement se fait principalement par le biais de contrats à long terme dont les prix suivent de quelques mois ceux du pétrole. Il est possible d'en acheter sur les marchés spot, dont le plus important en Europe est le National Balancing Point (NBP), à Londres. Les cours y ont été particulièrement volatiles en 2006, passant de 12,8 \$/MBtu en moyenne en janvier 2006 à 5,8 \$/MBtu un an plus tard, pour un niveau moyen sur 2006 de 8,39 \$/MBtu (+13%).

Depuis 2003, l'actualité charbonnière est marquée par des prix élevés, avec un record enregistré durant l'été 2004. La pression de la demande reste forte : en 2005, la consommation mondiale de houille s'élevait à 5,0 milliards de tonnes, soit 1,1 de plus qu'en 2002 et près de 80% de cet accroissement est dû à la seule Chine. En conséquence, le prix spot du charbon vapeur livré sur le marché ARA (Anvers, Rotterdam, Amsterdam) gagne +3%, pour s'établir en moyenne en 2006 à 64 \$/t (51 €/t), après une baisse de -14% en 2005, à 62 \$/t (49 €/t).

Les prix spot de l'uranium sont proches de 80 \$/kg de U_3O_8 en moyenne pour 2006, soit plus de quatre fois leur prix de 2001. Cette hausse n'a que peu d'impact, vu la faible part du prix du minerai (0,5% du coût du kWh nucléaire) et les faibles volumes en jeu (environ 8 000 tonnes par an).

Comme en 2005, la hausse des cours internationaux des énergies a peu d'influence sur l'inflation en France qui reste égale à +1,7%. Pour les ménages, c'est le prix du gaz qui subit la plus forte hausse, de +15,9%, contre +6,4% pour les produits pétroliers, alors que les prix de l'électricité, non liés aux prix des énergies fossiles, restent quasiment stables (+0,6%). La croissance des prix des énergies dans leur ensemble est de +6,4%, après +10,1% en 2005.

2 Légère baisse de la consommation totale d'énergie primaire

La consommation totale d'énergie primaire décroît faiblement après correction climatique, de -0,3%, à 275,3 Mtep. Hormis 2003 où elle avait très faiblement reculé (-0,1%), il faut remonter à 1982, au lendemain du deuxième choc pétrolier, pour retrouver une baisse. En 2005, elle avait crû faiblement, de +0,2%, après +1,3% en 2004 et une moyenne annuelle de +1,2% depuis 1990. En données non corrigées, la consommation totale d'énergie primaire s'inscrit en recul plus marqué, de -1,0%, du fait de la douceur du climat.

La consommation finale d'énergie renoue par contre avec la hausse, avec +0,6%, à 177,1 Mtep, après -0,3% en 2005 et +0,9% en 2004, après correction climatique.

Ce décalage entre primaire et final, inversé par rapport à l'année précédente, provient principalement de la baisse de consommation de charbon pour produire de l'électricité, grâce à la relative bonne tenue de l'hydraulique.

Le gaz, même corrigé du climat, et surtout le charbon, sont les deux seules énergies primaires qui décroissent, alors que l'électricité primaire (nucléaire + hydraulique + éolien + photovoltaïque – solde exportateur des échanges) et le pétrole stagne, et que les énergies renouvelables progressent sensiblement (+3,1%).

3 Production nationale et approvisionnements globalement stables

Pour la deuxième année consécutive, la production nationale d'énergie primaire stagne (+0,1%, après -0,1% en 2005), à 138,1 Mtep, alors que sa croissance moyenne annuelle s'élève à +1,3% depuis 1990. La production d'énergies fossiles ne représente plus que 2,5 Mtep, soit 1,7% de leur consommation.

Charbon

L'extraction du charbon étant arrêtée depuis la fermeture du dernier puits lorrain, en 2004, la production se limite désormais aux produits de récupération valorisés dans des centrales thermiques à hauteur de 0,2 Mtep.

Les importations de combustibles minéraux solides, avec 22 millions de tonnes (13,7 Mtep), progressent de +2,2% ; elles sont constituées à 93% de houille (+2,7%) plus particulièrement adaptée aux centrales électriques. Les cinq principaux pays ou zones d'origine sont l'Australie (5,7 Mt), l'Afrique du Sud (4,2 Mt), l'Union européenne à 27 (2,1 à 3,3 Mt, compte tenu de l'incertitude sur certaines statistiques douanières), la Colombie (2,2 Mt) et les États-Unis (2,0 Mt).

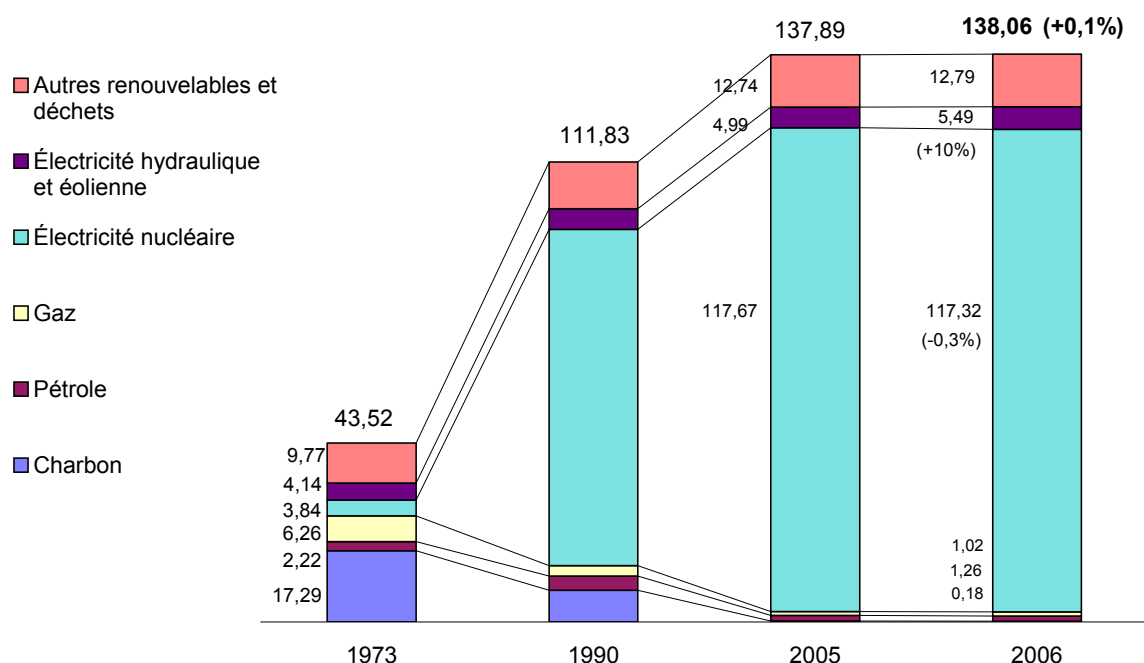


Figure 3 : Production nationale d'énergie primaire en 1973, 1990, 2005 et 2006 (en Mtep).

Pétrole

Stimulées par les prix élevés du brut, les dépenses en investissements d'exploration augmentent de 27% en 2006. La production nationale d'huile ralentit sa chute, de -2,2% , à 1,06 million de tonnes.

Les importations nettes de pétrole (brut et raffiné) baissent, pour la première fois depuis 2002, de -0,8%, grâce à la diminution de la consommation primaire réelle (-0,3%) et à une moindre mise en stock (stabilité, en particulier, des stocks de produits raffinés, contre 1,1 Mtep stockés en 2005). Les importations de pétrole brut baissent de -2,4% à 82,1 en Mtep (soit 1,65 Mbl/j), tandis que les importations nettes de produits raffinés croissent de 13%, comme en 2005. L'activité du raffinage est en baisse pour la deuxième année consécutive, avec 83 Mtep traités et un taux d'utilisation de la capacité de distillation atmosphérique égal à 85,3% (après 87,4% en 2005 et 89% en 2004), en raison, notamment, de plusieurs grands arrêts techniques normaux. La production des raffineries françaises est toujours excédentaire en essence et en fioul lourd, alors que la France doit importer du gazole (en particulier de Russie). La marge de raffinage, qui avait atteint son plus haut niveau en 2005, avec 35 €/t, redescend à 26 €/t en moyenne annuelle. Au total, la disponibilité nationale en produits raffinés couvre 88% de la demande, toutes comprises, après 89% en 2005.

S'agissant des approvisionnements en pétrole brut, la part de l'OPEP continue de décroître, avec 32,8% des origines (-1,1 point), ainsi que celle de la Mer du Nord (20,4%; soit -1,8 point), mais le Moyen-Orient et l'ex-URSS se raffermissent (respectivement 22,8% et 20,1%), au détriment de l'Algérie qui perd près de 2 Mt.

Gaz naturel

La production nationale, qui avait chuté de 20% en 2005 du fait des arrêts quinquennaux de maintenance à Lacq, a repris et gagne 13%, à 13,2 TWh¹, soit 1,17 milliard de m³. La douceur de l'automne a permis une nouvelle progression des stocks, de 11,7 TWh, après 7,3 TWh en 2005. Les stocks utiles avoisinent ainsi 106 TWh en fin d'année.

Malgré cette mise en stock, le solde importateur de gaz baisse pour la première fois depuis 2001, de -3,1%, à 510 TWh. Les importations de gaz naturel liquéfié (GNL) s'accroissent de 10% et représentent désormais 31% des importations totales, alors que GDF met en service, fin 2006-début 2007, trois nouveaux méthaniers. Parmi les entrées nettes sur contrats à long terme, soit 437 TWh, la Norvège est à l'origine de 34%, les Pays-Bas de 22%, l'Algérie et la Russie chacune de 19%, l'Égypte de 6% et le Nigéria de 1%.

Énergies renouvelables et déchets

La production primaire de l'ensemble des énergies renouvelables thermiques (bois-énergie, solaire thermique, géothermie, pompes à chaleur, déchets urbains renouvelables, biogaz, biocarburants) et des déchets s'élève à 12,8 Mtep, en progression de 0,4%. En ajoutant la production d'électricité hydraulique, éolienne et photovoltaïque, en forte hausse, on obtient la production primaire d'énergies renouvelables et de déchets qui atteint 17,8 Mtep. En retirant de cet agrégat sa partie non renouvelable (pompages et déchets non renouvelables), on obtient la production primaire d'énergies renouvelables qui s'élève à 16,9 Mtep, en hausse de 3,2%.

Électricité

La production totale brute d'électricité (d'une part primaire, c'est-à-dire nucléaire, hydraulique, éolienne et photovoltaïque, d'autre part secondaire, c'est-à-dire d'origine thermique classique) perd 0,3%, à 574 TWh. Il s'agit de sa première baisse depuis 1997, alors que la tendance depuis 1990 est une hausse de 2,0% par an. Cette production est à 78% d'origine nucléaire, 11% d'origine hydraulique, éolienne, photovoltaïque et également 11% d'origine thermique classique (charbon majoritairement). La production nette, une fois soustraite la consommation des « auxiliaires » des centrales, est de 549 TWh (-0,2%). Les principaux producteurs restent, dans l'ordre, EDF (près de 90% du marché français), CNR et Endesa.

¹ TWh pour térawattheure, soit un milliard de kWh.

La production nucléaire brute baisse très légèrement de -0,3%, à 450 TWh (429 TWh en net), après une hausse de +0,7% en 2005. L'hydraulique (y compris usine marémotrice et stations de pompage) progresse de 8,1% pour s'établir à 61,6 TWh. En hausse par rapport au niveau exceptionnellement bas de 2005 (57,0 TWh produits), la production de 2006 reste cependant loin en deçà des niveaux normaux, autour de 70 TWh. Le thermique classique recule de -9,3%, à 60,5 TWh en brut, après son record de l'année 2005. L'éolien continue son essor rapide avec une production de 2,2 TWh, après 1,0 TWh en 2005 (hors DOM). L'électricité produite à partir d'énergies renouvelables thermiques (bois, résidus de bois, part renouvelable des déchets urbains solides, biogaz), décroît légèrement, de -0,7%, à 3,5 TWh. Au total, sous l'effet principalement des variations de l'hydraulicité, la production d'électricité d'origine renouvelable fait un bond de +9,2%, à 62,0 TWh, après une baisse de -12% en 2005. Le solde exportateur d'électricité repart, quant à lui, à la hausse (+5,0%), après trois années de baisse, à 63,3 TWh.

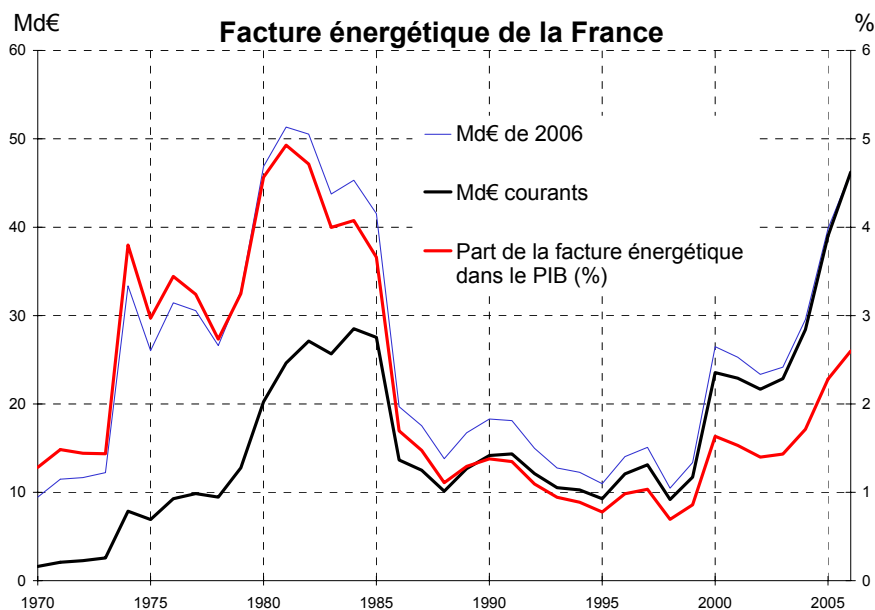
4 Une facture énergétique qui s'alourdit encore malgré la baisse des quantités importées

A 46,2 milliards d'euros (Md€) en 2006, la facture énergétique de la France continue de s'alourdir : +18,5% sur un an, après déjà +37% en 2005, +24% en 2004 et +5,5% en 2003 (en euros courants). Si le taux de progression faiblit, le surcoût, exprimé à prix courants, reste considérable : +7,2 milliards d'euros en 2006, après +10,6 en 2005 et +5,6 en 2004. La facture payée en 2006 pour un approvisionnement énergétique d'origine étrangère est le double de celle de 2003. Sans elle, le commerce extérieur de la France aurait été excédentaire de 15 milliards d'euros. Avec elle, il est déficitaire de 30. A prix constants, le montant de la facture énergétique est presque équivalent à celui de 1981, au plus fort du second choc pétrolier.

A 2,6% du PIB français, après 2,28% en 2005 et 1,71% en 2004, la facture énergétique se rapproche du niveau du premier choc pétrolier (environ 3,2%), mais reste bien inférieure à celui du deuxième choc (5% en 1981). Compte tenu de la durée moyenne du travail, la facture énergétique correspond à la richesse produite par la population active de France en six jours de travail.

Le poids relatif de la facture énergétique dans les importations s'accroît à nouveau : les importations d'énergie ont représenté 14,4% des importations de toute nature (contre 13,3% en 2005, 10,5% en 2004 et 8,0% en 1997). La facture équivaut à 40 jours d'exportations totales, contre 39 jours en 2005, 30 en 2004 et 19 jours seulement en 1997.

La baisse des volumes importés est plus que compensée par les hausses de coûts. La facture pétrolière est, à elle seule, de 37 milliards d'euros. Elle s'est alourdie de 5 milliards par rapport à 2005 (+16%). Le solde des produits raffinés ne s'est pas trop aggravé (+5%), la progression des exportations (+2 Md€) compensant presque celle des importations (+2,3 Md€). La facture gazière a augmenté de 28% (+2,1 Md€). Malgré la baisse des volumes importés, c'est la composante qui a crû le plus. L'augmentation de la facture charbonnière est de 3,5%. Elle ne porte que sur 50 millions d'euros. L'électricité continue à être un produit d'exportation qui a rapporté au pays 2,6 Md€ (+6,8%).



Une indépendance énergétique en légère hausse

Source : Observatoire de l'énergie

Pour la première fois depuis 1994, le solde importateur d'énergie, sous toutes ses formes, est en baisse de -1,3%, à 140,2 Mtep. Avec une consommation (intérieure) d'énergie primaire qui, en réel, baisse de -1,0%, une production nationale d'énergie primaire qui stagne (+0,1%) et des stocks reconstitués à hauteur de 2,2 Mtep (charbon et gaz principalement), le taux d'indépendance énergétique de la France gagne 0,6 point, à 50,5%.

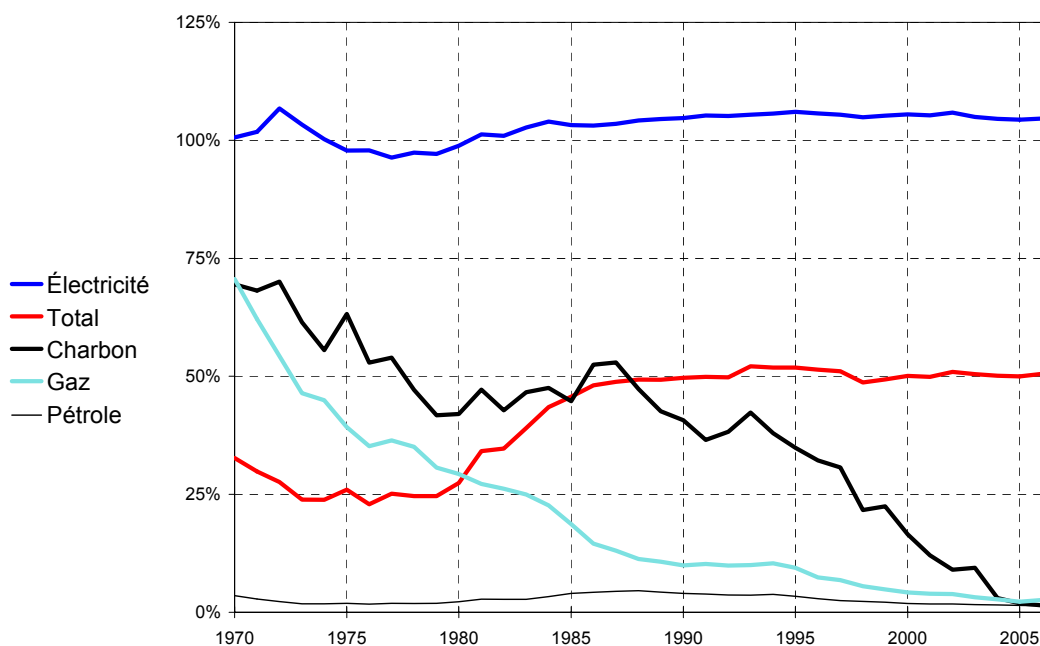


Fig. 6 : Indépendance énergétique totale et par forme d'énergie depuis 1970 (en %).

5 Consommation d'énergie, par forme d'énergie

Globalement, la consommation d'énergie primaire (corrigée du climat) stagne (-0,3%) pour la quatrième année consécutive. Si ce n'est l'électricité primaire également stable, comme en 2005, et les énergies renouvelables thermiques et déchets valorisés dont la croissance s'amplifie (+3,1%, après +1,3%), les autres évolutions sont inverses de celles observées en 2005 : forte baisse du charbon (-7,6%) après une hausse de +3,9%, légère reprise du pétrole (+0,2%) après une baisse de -1,4% et rechute du gaz (-1,5%) après deux années de hausse. Pour autant, le « mix » énergétique primaire de la France évolue peu : 4% de charbon, 33% de pétrole, 15% de gaz, 43% d'électricité primaire et 5% d'autres renouvelables et déchets.

5.1 Charbon : chute de -7,6% en primaire, en lien avec la production d'électricité.

Avec 12,4 Mtep la consommation primaire de charbon retrouve son niveau plancher connu en 2001, après une baisse tendancielle depuis le début des années 80. Elle suit pour l'essentiel les aléas de la production d'électricité thermique classique (y compris les centrales industrielles) qui, en 2006, chute de -16%, à 5,2 Mtep, représentant malgré tout 42% de la consommation primaire de charbon.

Inversement, la consommation finale (énergétique et non énergétique) progresse de 4,0%, à 7,0 Mtep, après une baisse de -1,2% en 2005. Cette évolution tient principalement à la bonne marche de la sidérurgie.

5.2 Pétrole : stagnation conforme à la tendance depuis 1990 (+0,2%)

La consommation totale primaire de pétrole croît de 0,2% à 91,8 Mtep, son niveau le plus bas, après celui de 2005, depuis 1993, année de forte récession économique. Elle se concentre sur les usages considérés comme non substituables (transports et usages non énergétiques), qui représentent en 2006 73% de la consommation totale de produits raffinés, contre 64% en 1990.

La consommation énergétique finale de produits raffinés est stable (-0,1%), à 72,0 Mtep, en ligne avec sa tendance depuis 1990 (+0,1% par an en moyenne), après une baisse de -1,2% en 2005. Les usages non énergétiques (pétrochimie, lubrifiants) progressent de +2%, à 13,7 Mtep, après -1,0% en 2005, dans un contexte de demande internationale soutenue.

Avec 6,0 Mtep, les usages énergétiques du pétrole par l'industrie continuent de diminuer mais à un rythme (-1,2%) plus modéré qu'en 2005. Les branches fortement consommatrices sont d'autant plus affectées par les hausses de prix des énergies que la concurrence des pays à bas coûts de main d'œuvre est forte. L'industrie du « verre plat », celle des matériaux de construction (gros œuvre surtout), les cimenteries bénéficient du dynamisme de la construction. La chimie minérale se stabilise à un bas niveau, avec des difficultés pour les engrais et les colorants. Le papier-carton est globalement stable.

La consommation des secteurs résidentiel et tertiaire reste sur la tendance de baisse modérée des deux années précédentes, avec -1,5%, à 14,7 Mtep. La consommation de fioul domestique par l'agriculture semble rester stable à 2,2 Mtep. Après une baisse assez sensible (-1,0%) en 2005, la consommation des transports rebondit légèrement, de +0,4%, à 49,1 Mtep. Si les carburants routiers sont stables, les carburateurs progressent par contre vigoureusement, de +4,0%, grâce au dynamisme retrouvé du transport aérien.

Malgré un hiver 2005-2006 assez rigoureux, la meilleure hydraulité a réduit l'appel aux centrales électriques au fioul de -8,7%, à 1,4 Mtep.

5.3 Gaz : baisse de -1,5%, malgré une tendance à la hausse

La consommation primaire de gaz naturel, à 523,9 TWh (40,3 Mtep) baisse de -1,5%. Il s'agit de la deuxième baisse connue depuis 1985, après celle de 2003 (-2,2%), alors que la tendance était à une hausse moyenne de +2,7% par an depuis 1990. Les conditions météorologiques sont pour l'essentiel à l'origine de cette baisse, qui atteint -3,7% en données réelles. La consommation finale énergétique de gaz (naturel et industriel) est quasi stable (-0,3%), à 453,7 TWh, alors que la consommation finale totale de gaz (énergétique et non énergétique) baisse de -0,8% à 474,7 TWh.

La consommation de gaz naturel pour des usages non énergétiques rechute, de -9,5%, à 21 TWh, en raison de la forte baisse de production d'ammoniac utilisé pour les engrais.

La consommation de l'industrie continue d'être orientée à la baisse avec -2,8%, à 156 TWh, après une quasi stabilité en 2005. La morosité de l'activité dans certaines branches, comme la production de sucre, l'automobile, la chimie, le textile ou le papier carton, prend le pas sur le dynamisme de la construction ou la fabrication de plâtres et chaux. En outre les hausses de prix stimulent les efforts d'économie des entreprises.

La consommation du résidentiel-tertiaire croît de 1%, après correction climatique, à 293 TWh, à peu près comme en 2005. Du fait de la douceur du climat, la consommation réelle est en fait à la baisse, de -2,9%. En tendancier, le gaz reste dans ce secteur l'énergie la plus dynamique, avec +3,1% par an en moyenne depuis 1990.

Après une forte hausse (17%) en 2005, qui compensait la faiblesse de l'hydraulique, la consommation de gaz pour la production d'électricité baisse de -1,4%, à 46,1 TWh, malgré une légère croissance (estimée de 1% à 2%) de la cogénération au gaz. La consommation de gaz (naturel et industriel) pour produire de l'électricité et de chaleur par cogénération s'élevait à 61 TWh (dont 90% de gaz naturel), à l'origine de 21 TWh d'électricité et de 45 TWh de chaleur (éventuellement en association avec un autre combustible).

5.4 Electricité primaire : stagnation (+0,1% pour la consommation exprimée en tep)

La consommation d'électricité primaire, exprimée en TWh, croît de 0,8%, à 453,3 TWh après correction du climat, et de seulement +0,1% lorsqu'elle est exprimée en tep (du fait de l'application de coefficients d'équivalence qui diffèrent selon l'origine de l'électricité).

La consommation intérieure totale d'électricité (ou « énergie appelée », c-a-d. la production nette diminuée des pompages et des exportations) s'établit à 480,6 TWh, en baisse de -0,6%. Il s'agit de la première baisse de cet indicateur depuis au moins 1947. En 2005, la consommation intérieure avait crû de +0,6% et la moyenne depuis 1990 est une croissance annuelle de + 1,9%. La baisse de 2006 résulte de l'important recul de la consommation d'électricité de la branche énergie.

Au titre de « l'obligation d'achat » concernant les énergies renouvelables et la petite cogénération, EDF a acquis 23,0 TWh d'électricité, soit 5% de plus qu'en 2005. Ces achats se répartissent en 64% cogénération, 15% hydraulique, 9% incinération de déchets et 9% éolien.

La bourse française de l'électricité, Powernext, connaît un essor remarquable, avec des progressions de 50% sur le marché de court terme, à 29,6 TWh, et de 33% pour le marché à trois ans, avec 83,1 TWh. Les prix spot subissent une forte volatilité, avec une division par deux entre le début et la fin de l'année.

5.5 ENRt et déchets : une croissance qui s'affirme, avec +3,1% en primaire

Sur la production primaire d'énergie renouvelable thermique (ENRt) égale à 11,9 Mtep, constituée de formes d'énergies très diverses, valorisées principalement en chaleur, le bois reste prédominant avec 9,3 Mtep, soit 78%, suivi par les déchets urbains solides (part renouvelable), avec 0,9 Mtep, soit 8%, les biocarburants, avec 0,7 Mtep (6%), les pompes à chaleur, avec 0,4 Mtep (4%), et les biogaz, avec 0,3 Mtep (2%).

Une fois déduits les déchets considérés comme non renouvelables, la production primaire totale du poste « ENRt et déchets » s'élève à 12,8 Mtep, en hausse de 0,4% sur 2005. Après correction du climat, elle croît de +3,1%, à 13,1 Mtep, après 1,3% en 2005 et une moyenne depuis 1990 de +0,5% par an. Il s'agit là du type d'énergie le plus dynamique. Le volume de biocarburants bénéficiant de la défiscalisation s'est établi à 0,68 Mtep, en hausse de 63%, après déjà +18% en 2005. On estime que le taux d'incorporation des biocarburants dans les carburants routiers est en 2006 voisin de 1,75%, après 1% en 2005 (0,89% pour l'essence et 1,04% pour le gazole), en ligne avec l'objectif de 5,75% fixé pour 2010 dans la loi du 13 juillet 2005.

La consommation du résidentiel-tertiaire, soit 8,9 Mtep, progresse de 1,4%, alors que la tendance depuis 1990 était une contraction de -0,5% par an. Ce léger rebond semble s'expliquer par le

développement des pompes à chaleur, des chaufferies au bois et du chauffage en bois, notamment en association avec le chauffage électrique.

Avec 10,9 Mtep, la consommation finale totale fait un bond de +3,6%, grâce principalement aux biocarburants.

La consommation primaire totale de l'ensemble des énergies renouvelables (thermiques et électriques) atteint 17,2 Mtep après correction du climat. Elle est en hausse de 5% sur 2005 et représente une part de 6,3% du « mix » énergétique primaire français (+0,4 point par rapport à 2005).

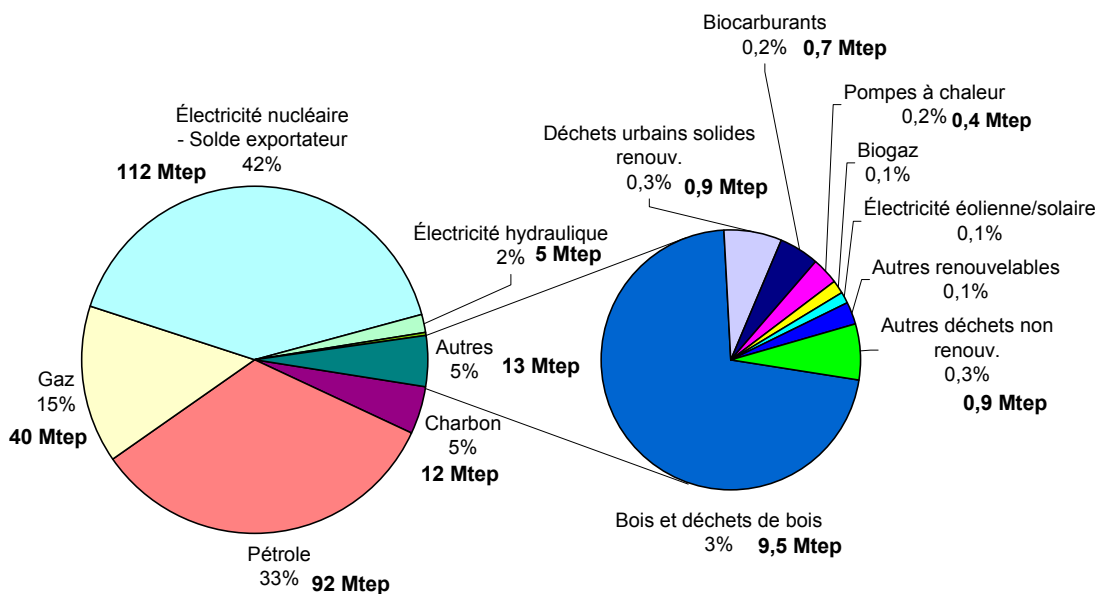


Figure 9 : Le « bouquet » énergétique primaire de la France (en affectant, pour simplifier, le solde exportateur d'électricité au nucléaire).

6 Consommation finale d'énergie par secteur

La consommation finale d'énergie est la consommation totale d'énergie primaire diminuée de la consommation de la « branche énergie » (centrales électriques, raffineries, consommation internes et pertes). Elle inclut les usages énergétiques et non énergétiques (engrais, plastiques, goudrons,...). Elle croît en 2006 de +0,6%, à 177,1 Mtep, après un léger tassement en 2005 (-0,3%) et une croissance annuelle moyenne de +0,9% depuis 1990.

L'évolution est la même pour les usages énergétiques seuls, avec 161,7 Mtep. Le charbon (pour la sidérurgie) et les énergies renouvelables sont les deux formes d'énergie qui progressent le plus rapidement, d'environ +4% chacune, suivies de l'électricité (+1,5%), puis du pétrole et du gaz qui stagnent (-0,1% et -0,3% respectivement).

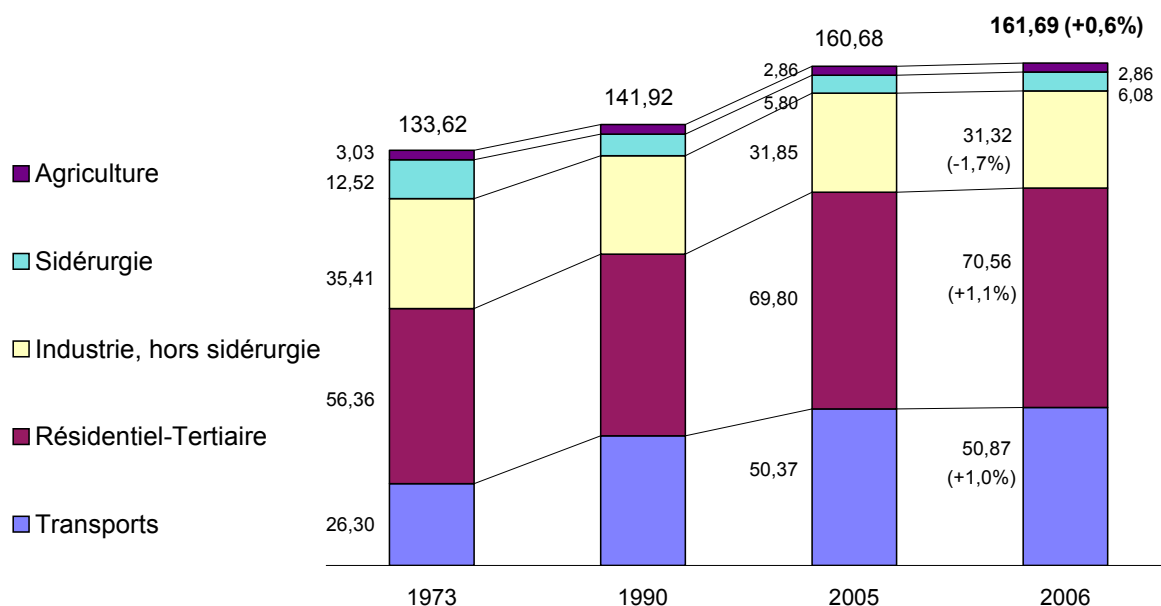


Figure 10 : Consommation énergétique finale corrigée du climat en 1973, 1990, 2005 et 2006 (en Mtep)

6.1 Industrie : poursuite de la baisse, avec -0,7%

Hors usages non énergétiques (plastiques, engrais,...), la consommation énergétique de l'industrie baisse, comme en 2005, de -0,7%, à 37,4 Mtep, en retrait sur la tendance de -0,2% par an constatée depuis 1990.

Toujours mal orientées, les industries grosses consommatrices d'énergie ont une production en baisse de -0,7%, après déjà -1,2% en 2005 : le repli de plusieurs secteurs, tels que la fabrication d'engrais (-12%), l'industrie sucrière (-11,9%) ou la chimie organique de base (-2,4%), n'est pas compensé par la hausse d'autres secteurs, tels que la sidérurgie (+2,5%), le ciment (+5,4%) ou les matières plastiques (+3,6%).

À l'exception du charbon (+4,3%), dont la consommation profite du rebond de la sidérurgie, toutes les autres formes d'énergie sont à la baisse : -0,9% pour l'électricité (après -1,5% en 2005, alors que la tendance depuis 1990 est de +1,0% par an), -2,8% pour le gaz, -1,2% pour le pétrole et stagnation des énergies renouvelables.

6.2 Résidentiel et tertiaire : le secteur qui croît le plus fortement, avec +1,1%

Après une année 2005 (+0,5%) en retrait sur sa tendance de moyen terme qui est de +1,2% par an, la consommation énergétique du résidentiel tertiaire retrouve cette tendance, avec +1,1%, à 70,6 Mtep.

C'est l'électricité qui progresse le plus vigoureusement, exactement en ligne avec sa tendance depuis 1990 : +2,8% (à 279 TWh, soit 24,0 Mtep). Cette croissance globale se répartit en environ +3%

dans le résidentiel et +2% dans le tertiaire. Même en données réelles, la consommation d'électricité croît de 2%. L'engouement, apparu il y a deux ou trois ans, pour le chauffage électrique dans les nouveaux logements (70% des nouveaux logements sont équipés de chauffage électrique), les nouveaux usages (décodeurs TV, Internet à haut débit, lecteurs MP3, etc.), des prix quasi stables, entre autres, suscitent une croissance de la consommation, dans un contexte où, malgré tout, les efforts d'économie d'énergie sont bien perçus.

Les énergies renouvelables thermiques connaissent leur deuxième croissance successive, avec +1,4%, à 8,9 Mtep, en corrigé du climat, résultant de la conjugaison d'une légère reprise de la consommation de bois utilisé dans les maisons individuelles (notamment en association avec le chauffage électrique) et de la poursuite du développement des chaufferies au bois dans l'habitat collectif et le tertiaire.

Le gaz ne croît que de 1,0% (à 293 TWh, soit 22,6 Mtep), après +0,8% en 2005, en particulier grâce au climat doux survenu en 2006. Mais les enquêtes montrent que les ménages craignent maintenant davantage une envolée des prix du gaz, et optent souvent pour le chauffage électrique dans les logements neufs (face aux prix de l'immobilier, ils préfèrent un investissement initial moindre, même si le coût du fonctionnement ultérieur est plus élevé).

6.3 Transports : une reprise inattendue, avec +1,0%

Après une baisse de -0,9% pour la consommation des transports en 2005, les prix toujours très élevés du pétrole auraient pu maintenir la pression à la baisse en 2006. On assiste au contraire à une hausse, de +1,0%, avec 50,9 Mtep, peu inférieure à la tendance connue depuis 1990 (+1,5% par an). Les carburants pétroliers constituent 97% de la consommation totale du secteur, l'électricité 2% et les biocarburants 1,3%.

Les ventes de carburants routiers, à 41,0 millions de tonnes, croissent de +0,4%, après une chute « historique » de -0,9% en 2005, alors que l'évolution tendancielle depuis 1990 est une croissance de +1,0% par an. La consommation de gazole est la seule à augmenter avec +2,7%, du fait de la toujours plus forte diésélisation du parc automobile. La consommation d'essence poursuit sa chute, de -5,9%, pratiquement comme en 2005. Les ventes de GPLc restent sur leur tendance baissière, avec -6,5%. Les prix ont atteint des records, avec un maximum en juillet-août. Le comportement des particuliers en a été infléchi avec, pour la seconde année consécutive, une réduction du kilométrage moyen parcouru. Globalement, la circulation des véhicules particuliers a baissé de 1%.

Par contre, les hausses de prix n'ont pas empêché une reprise du transport de marchandises. Alors que le trafic, mesuré en tonnes-kilomètres, avait diminué de 3,7% en 2005, il est en 2006 reparti à la hausse (+2,4%). Le trafic ferroviaire reste stable, à un bas niveau, mais le transport routier a progressé de +1,7% en véhicules-km (contre -0,7% en 2005) et de +2,8% en tonnes-km (-2,1% en 2005). En incluant les autobus et autocars, la progression du trafic de véhicules lourds est estimée à +2,4%, et celle des véhicules utilitaires légers à +2%.

Parmi les carburants, le plus fort taux de croissance est celui des carburéacteurs (+4,0%, à 6,4 millions de tonnes). Le trafic intérieur maritime et fluvial augmente quant à lui ses consommations de fioul lourd (+0,15 Mtep).

7 Intensité énergétique

La **baisse des intensités énergétiques** primaire (rapport entre la consommation d'énergie primaire, corrigée du climat, et le PIB, exprimé à prix constants) et finale (consommation finale énergétique, corrigée du climat/PIB), qui avait été particulièrement marquée en 2005, se poursuit, mais de façon nettement plus contrastée avec, respectivement, **-2,3%** et **-1,3%**. Ces évolutions sont meilleures que les tendances depuis 1990 (respectivement -0,7% et -1,1%). L'écart entre les deux, qui n'existait pas en 2004 et qui était inverse en 2005, tient à ce qu'il faut moins d'énergie primaire pour satisfaire la demande finale de 2006. Autrement dit, la branche « énergie » (production d'électricité, enrichissement de l'uranium, raffineries, etc.) est sensiblement moins consommatrice d'énergie en 2006. S'agissant de la consommation finale, la conjoncture économique et la hausse des prix des

énergies entraînent des comportements plus économes dans tous les secteurs, particulièrement dans l'industrie.

La **consommation par habitant** en énergie primaire régresse de -0,8%, à **4,50 tep**, alors que la consommation énergétique finale, à **2,64 tep**, progresse de 0,2%. Leurs évolutions tendanciennes depuis 1990 sont l'une et l'autre en faible hausse, de +0,7% et +0,3% par an.

8 Émissions de CO₂ liées à la combustion d'énergie

Sans prétendre à la précision des calculs que demandent les accords internationaux en la matière, les émissions de CO₂ peuvent être estimées de manière approximative à partir des bilans de l'énergie. Selon cette estimation, les émissions de CO₂ **diminuent sensiblement, de -1,3%**, après deux années de quasi stabilité (+0,1%) et une tendance à la hausse limitée à 0,1% par an depuis 1990.

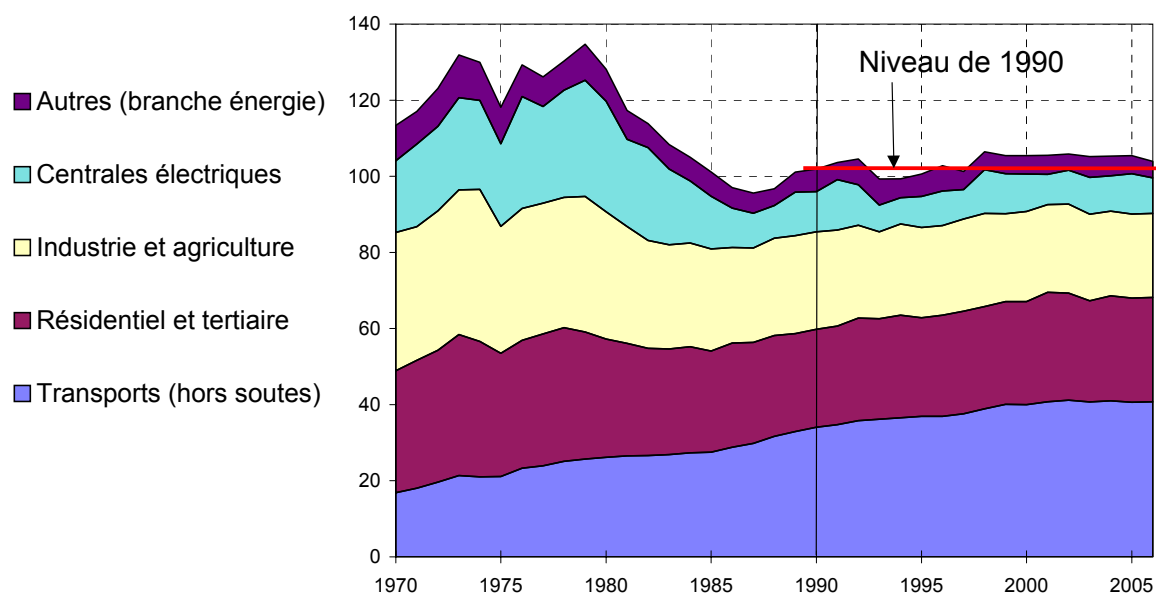


Figure 12 : Émissions de CO₂ dues à l'énergie (en millions de tonnes de carbone, selon une méthodologie développée par l'Observatoire de l'énergie à partir des bilans de l'énergie, avec correction climatique).

II - MESURES EN FAVEUR D'UNE MEILLEURE MAITRISE DE LA DEMANDE D'ENERGIE

La loi de programme du 13 juillet 2005 a permis de mettre en œuvre de nombreuses mesures visant à maîtriser les consommations énergétiques.

1 Les certificats d'Economies d'Energie

Un dispositif de certificats d'économies d'énergie a été introduit par la loi de programme du 13 juillet 2005 fixant les objectifs de la politique énergétique. Ce dispositif, complémentaire des instruments existants (réglementation, fiscalité), est fondé sur la mobilisation des acteurs du secteur énergétique pour faire réaliser des économies d'énergie par leurs clients et la possibilité d'un marché pour les certificats. La demande de certificats provient des obligations d'économies d'énergie imposées aux vendeurs d'énergie. L'offre de certificats provient des entreprises ou collectivités publiques qui engageront des actions, au-delà de leur activité habituelle, visant à économiser l'énergie.

Le dispositif est aujourd'hui opérationnel (l'ensemble des textes d'application ayant été publié en 2006) et le bilan de la première année (juillet 2006 à juillet 2007) de la période de réalisation (1^{er} juillet 2006 au 30 juin 2009) de l'objectif national d'économies d'énergie de 54 TWh, démontre que les acteurs économiques, au premier rang desquels les vendeurs d'énergie soumis à obligation, s'engagent progressivement dans la réalisation concrète d'actions valorisables sous forme de certificats.

Fin juillet 2007, 65 décisions de délivrance de certificats, pour 27 bénéficiaires, ont été établies pour un montant global de plus de 4 TWh. Si le second semestre 2006 a été une phase de rodage avec un démarrage lent, le dépôt des demandes de certificats, et donc des certificats délivrés par les DRIRE, n'ont cessé de progresser régulièrement en 2007. Cette tendance devrait s'amplifier au cours de l'exercice 2007-2008 et le dispositif atteindre sa vitesse de croisière

2 Le crédit d'impôt

Le gouvernement s'est engagé dans une dynamisation du crédit d'impôt pour les dépenses d'équipement de l'habitation principale visant à économiser l'énergie et à développer les énergies renouvelables.

A compter du 1^{er} janvier 2005, un nouveau crédit d'impôt en faveur des dépenses d'équipements de l'habitation principale les plus performants au plan énergétique et utilisant des énergies renouvelables a été mis en place (article 200 quater du code général des impôts).

Par la loi de finances pour 2006, le Gouvernement a souhaité améliorer cette disposition, en majorant sensiblement les taux du crédit d'impôt :

- de 40% à 50% pour les équipements de production d'énergie renouvelable et les pompes à chaleur dont la finalité essentielle est la production de chaleur ;
- de 25% à 40% pour les chaudières à condensation et les matériaux d'isolation à la double condition que ces équipements soient installés dans un logement achevé avant le 1^{er} janvier 1977 et sous certaines conditions.

Dans un contexte où le prix du pétrole s'inscrit durablement à la hausse, la valorisation du crédit d'impôt a renforcé l'attractivité des énergies nouvelles et constitue, d'après le bilan définitif de l'année 2005, un réel succès pour le développement de ces nouvelles filières dans le secteur domestique.

L'aide de l'Etat est désormais proche du milliard d'euros en 2006 et la progression des ventes d'équipements s'établit ainsi qu'il suit :

	2004	2005 (bilan définitif)	Taux de progression
Solaire thermique – chauffe-eau solaire individuel	8 150	14 000	72 %
Solaire thermique – système solaire combiné	600	1 500	150 %
Bois – appareils indépendants	315 000	400 000	27 %
Bois – chaudières	8 800	17 600	100 %
Pompes à chaleur air – eau et géothermales	17 300	29 500	70 %
Chaudières à condensation	33 000	75 000	127 %

3 La TVA à taux réduit en faveur des réseaux de chaleur

Le Gouvernement a suscité un accord au niveau européen sur la directive TVA en février 2006, qui a permis d'appliquer un taux réduit de TVA à 5,5% sur les abonnements des réseaux de chaleur ainsi que sur la fourniture de chaleur lorsque celle-ci est produite au moins à 60% à partir de biomasse, de la géothermie des déchets et d'énergie de récupération.

4 Le Livret développement durable

Dans sa volonté de mobiliser l'épargne en faveur du développement durable et des travaux d'économies d'énergie dans les logements, le Gouvernement a créé un livret de développement durable qui a pris effet au 1^{er} janvier 2007 (article 30 de la loi de finances rectificative pour 2006, décret n° 2007-161 du 6 février 2007 et arrêté du 6 février 2007).

Le livret de développement durable remplace le Codévi (compte pour le développement industriel). Son plafond de dépôt a été porté à 6000 €, il est rémunéré à 3% depuis le 1/08/07 et les intérêts ne sont pas soumis à l'impôt.

Indépendamment du financement du développement des PME qui sera poursuivi, les dépôts collectés au titre du livret de développement durable permettront d'octroyer des prêts visant à réaliser des travaux d'économie d'énergie dans les logements construits depuis plus de deux ans. Peuvent bénéficier de ces prêts les particuliers, les copropriétés, les personnes physiques qui exercent une activité professionnelle de nature industrielle, commerciale, artisanale ou non commerciale, ou une activité agricole.

5 Les réglementations pour l'amélioration énergétique des bâtiments

Le secteur des bâtiments représente 46% de l'énergie finale en France devant le secteur des transports et de l'industrie. C'est dans le secteur des bâtiments existants que les plus gros gisements d'économie d'énergie sont identifiés. Jusqu'à présent seules les constructions neuves étaient soumises à des exigences réglementaires. Cette année, les travaux sur les bâtiments existants seront réglementés.

5.1 Les diagnostics de performance énergétique (DPE) dans le neuf et l'existant

Afin de sensibiliser les consommateurs aux consommations énergétiques une obligation l'obligation de fournir un diagnostic de performance énergétique lors de l'achat, de la location ou de la construction d'un bâtiment ou d'une partie de bâtiment a été instaurée.

5.2 La réglementation thermique 2005 pour les constructions neuves (RT 2005).

La nouvelle réglementation thermique, publiée au Journal officiel le 25 mai 2006, s'applique aux bâtiments neufs. La nouvelle réglementation thermique améliore de 15 % la performance énergétique des bâtiments. Elle valorise la conception bioclimatique des bâtiments pour diminuer leurs besoins de chauffage et assurer un meilleur confort d'été.

Elle prend mieux en compte les énergies renouvelables : le solaire thermique devient une référence pour la production d'eau chaude sanitaire. Les consommations liées au refroidissement sont intégrées dans les méthodes de calcul. Les bâtiments climatisés doivent donc compenser les surconsommations de refroidissement sur les autres postes de consommation.

5.3 Le label « haute performance énergétique » pour les constructions neuves.

La réglementation thermique des bâtiments neufs RT2005 instaure des labels ([T]HPE pour «[très] haute performance énergétique » et BBC pour « bâtiments à basse consommation ») dont l'objet est d'identifier et de mettre en valeur les bâtiments possédant des performances énergétiques supérieures au niveau réglementaire.

Cinq niveaux sont ainsi offerts :

- HPE 2005 : moins 10% par rapport à la consommation de référence RT 2005 ;
- THPE 2005 : moins 20% par rapport à la consommation de référence RT 2005 ;
- HPE EnR 2005 : moins 10% + exigences sur des équipements d'énergie renouvelable (chauffage au bois, réseau de chaleur alimenté par des énergies renouvelables, solaire thermique, photovoltaïque, éolien, pompes à chaleur performantes) ;
- THPE EnR 2005 : moins 30% + exigences sur des équipements d'énergie renouvelable ou de pompes à chaleur performantes ;
- BBC : bâtiment basse consommation ; très fortement inférieure à la consommation énergétique réglementaire (de l'ordre de 50 kWh/m²/an).

5.4 Le décret relatif aux critères de performance et aux équipements pris en compte pour le dépassement du coefficient d'occupation des sols (COS).

Un dépassement de COS peut être autorisé dans la limite de 20% pour des constructions respectant certains critères de performance énergétique ou comportant des équipements de production d'énergie renouvelables.

5.5 Des exigences en cas de rénovation des bâtiments existants où sont identifiés les plus gros gisements d'économie d'énergie.

Publié le 21 mars dernier, le décret n° 2007-363 du 19 mars 2007 retient deux approches réglementaires pour les bâtiments existants :

- une performance globale (à l'instar de l'approche retenue dans la RT pour le neuf), imposée lors de gros travaux de rénovation (plus de 25 % du prix du bâtiment) dans les bâtiments dont la surface est supérieure à 1000 m².
- une approche dite par éléments (par équipements) pour les bâtiments inférieurs à 1000 m² et pour les petites rénovations (lors du changement d'une fenêtre par exemple, on impose son remplacement par une fenêtre justifiant d'une performance énergétique minimale) dont l'application est prévue au 1^{er} novembre 2007.

6 Mesures en faveur de l'acquisition de véhicules dits « alternatifs »

Le crédit d'impôt sur le revenu « véhicules propres » (CGI, art. 200 Quinquies) et l'amortissement exceptionnel des véhicules non polluants (CGI, art. 39 AC, 39 AD, 39 AE et 39 AF) sont destinés à favoriser l'acquisition de véhicules peu polluants et orienter ainsi le renouvellement du parc automobile.

6.1 Le crédit d'impôt sur le revenu « véhicules propres »

Il s'agit d'un crédit d'impôt de 2 000 € pour les particuliers qui font l'acquisition d'un véhicule automobile qui fonctionne au moyen du gaz de pétrole liquéfié (GPL), de l'énergie électrique ou du gaz naturel véhicule (GNV) et dont le niveau d'émission de CO₂ par kilomètre parcouru n'excède pas 160g en 2007 et 140g à compter de 2008. Ce crédit d'impôt passe de 2 000 à 3 000 € lorsque l'acquisition ou la souscription du contrat de location s'accompagne de la destruction d'une voiture particulière immatriculée avant le 1^{er} janvier 1997, acquise depuis au moins 12 mois à la date de sa destruction.

6.2 L'amortissement exceptionnel des véhicules non polluants

Un amortissement exceptionnel sur douze mois s'applique aux véhicules terrestres dont la conduite nécessite un permis de conduire, ainsi qu'aux cyclomoteurs, acquis à l'état neuf avant le 1^{er} janvier 2010, et qui fonctionnent, exclusivement ou non, au moyen de l'énergie électrique, du gaz naturel véhicules (GNV), du gaz de pétrole liquéfié (GPL) ou, pour les véhicules acquis à compter du 1^{er} janvier 2007, du super éthanol E85.

III - MESURES EN FAVEUR DU DEVELOPPEMENT DES ENERGIES RENOUVELABLES

1 Tarification des énergies renouvelables

La loi n° 2000-108 du 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité dispose qu' EDF ou les distributeurs non nationalisés sont tenus de conclure avec les producteurs d'électricité d'origine renouvelable qui en font la demande, un contrat pour l'achat de l'électricité produite sur le territoire national par des installations n'excédant pas 12 MW. Ce principe est dénommé obligation d'achat.

S'agissant de l'énergie éolienne, les parlementaires ont réexaminé et amélioré son dispositif de soutien, l'objectif étant de renforcer son développement, tout en assurant une meilleure protection des paysages. Ainsi la loi de programme n° 2005-781 du 13 juillet 2005 fixant les orientations de la politique énergétique crée des zones de développement de l'éolien (ZDE), arrêtées par le préfet sur propositions des communes concernées, et qui permettent aux installations qui y sont situées de bénéficier de l'obligation d'achat. Ces zones de développement sont définies non seulement en fonction du potentiel éolien, des possibilités de raccordement aux réseaux électriques mais encore de la protection des paysages, des monuments historiques et des sites remarquables et protégés. Un plancher et un plafond de puissance des installations leur sont associés. Toutefois, les parcs existants, de même que les parcs en cours de réalisation, continueront à bénéficier du système d'obligation d'achat selon les modalités antérieures.

La révision des tarifs d'achat de l'électricité dans les conditions prévues par l'article 36 de la loi de programme fixant les orientations de la politique énergétique est en cours. Elle a donné lieu à la parution de nouveaux arrêtés tarifaires en date du 10 juillet 2006 pour les filières suivantes : énergie mécanique du vent (éolienne), biogaz, géothermie, solaire photovoltaïque, hydraulique.

Le rapport de la programmation pluriannuelle des investissements de production d'électricité (PPI) a été transmis en juin 2006 au Parlement. De nouveaux objectifs à l'horizon 2010 et 2015 ont été fixés par arrêté du 7 juillet 2006.

En application du décret n°2002-1434 du 4 décembre 2002 relatif à la procédure d'appels d'offres pour les installations de production d'électricité, le ministre a lancé en 2003 et 2004 trois appels d'offres électriques publiés au JOUE :

- dans les domaines de la biomasse : 200 MWe, et du biogaz : 50 MWe,
- dans l'éolien en mer : 500 Mwe,
- dans l'éolien terrestre : 500 MWe.

Dans le cadre de l'appel d'offres biomasse et biogaz lancé fin 2003, le ministre en charge de l'énergie a retenu 15 projets le 11 janvier 2005 représentant une puissance cumulée de 232 MW.

Le ministre a également retenu en 2005 le projet éolien en mer de la Côte d'Albâtre qui représente une puissance de 105 MW. Situé à environ 7 km au large de Veulettes sur mer (Seine-Maritime), ce parc sera composé de 21 éoliennes ancrées par 23 mètres de profondeur. Les premiers MWh pourraient être produits vers 2009. Pour ce qui concerne l'éolien terrestre, il a décidé de retenir sept projets représentant une puissance cumulée de 278,35 MW. Ces projets sont répartis sur toute la France : Bourgogne, Centre, Haute-Normandie, Languedoc-Roussillon, Midi-Pyrénées et Picardie. La construction de ces parcs éoliens nécessitera un permis de construire soumis à enquête publique.

Un nouvel appel d'offres pour la biomasse a été lancé par publication au JOUE le 9 décembre 2006 comprenant une tranche de 220 MW destinée à des installations d'une puissance supérieure à 9 MW et une tranche de 80 MW pour des installations situées entre 5 et 9 MW. Les candidatures ont été déposées pour le 9 août 2007 auprès de la Commission de Régulation de l'Energie (CRE) qui est chargée de l'instruction des dossiers.

2 Électrification des sites isolés

Les solutions recourant aux énergies renouvelables sont souvent plus économiques et plus respectueuses de l'environnement que la pose d'une ligne électrique dans les régions peu peuplées. Depuis 1995, un fonds spécial a été mis en place (15,2 M€/an) pour financer des énergies renouvelables et de la maîtrise de l'énergie lorsqu'elles s'avèrent moins coûteuses que le renforcement ou la création d'une ligne.

Les programmes d'électrification de sites isolés se stabilisent toutefois à des niveaux très modestes, les sites non raccordés au réseau n'étant plus très nombreux. 63 sites ont été électrifiés en 2004 pour une puissance totale de 109 kWc, 72 % en régime rural (FACE) et 28 % en régime urbain (ADEME/EDF).

3 Promotion du solaire

3.1 Le solaire thermique

La mise en place du plan soleil 2000-2006 par l'ADEME a permis le redémarrage de la filière solaire dans les secteurs collectif et individuel.

Cette relance s'est accélérée pour l'individuel avec la mise en place du crédit d'impôt au taux majoré de 40 % au 1er janvier 2005 (relevé à 50 % au 1er janvier 2006) applicable aux acquisitions d'équipements performants (certification des capteurs) et qui se substitue aux aides octroyées par l'ADEME. Des aides complémentaires sont attribuées par les collectivités locales.

L'ensemble de ces mesures a permis une forte croissance du marché solaire qui est passé de 600 chauffe-eau solaires en 2000 à 26 000 en 2005 (contre 16 500 en 2005). Cette dynamique devrait se poursuivre sous l'effet de nouvelles mesures réglementaires (impact de la réglementation thermique, etc).

Une forte croissance est également constatée pour les systèmes solaires combinés (eau-chaude + chauffage) avec près de 4 000 équipements vendus en 2006 (contre 2 000 installations en 2005). Le marché de l'eau chaude sanitaire collective connaît également une bonne évolution : 21 500 m² installés en 2006 contre 16 000 m² installés en 2005.

Les chauffe-eau solaires seraient compétitifs par rapport au chauffe-eau électrique dans les DOM si l'électricité y était vendue à son prix de revient local. Aussi le gouvernement a lancé dès les années 90 les premiers programmes du développement des CES. Aujourd'hui, le marché annuel de l'ordre de 55 000 m² dans l'individuel est stable mais de haut niveau. Le parc installé dans les DOM représente près de 350 000 m².

3.2 Le solaire photovoltaïque

Grâce aux efforts de recherche, l'énergie solaire pourrait être compétitive avec le prix du marché de l'électricité à l'horizon 2015-2020. En attendant, le Gouvernement souhaite soutenir son développement, d'une part en mettant en place un éventail de mesures financières particulièrement incitatives, d'autre part en renforçant les moyens consacrés à la recherche.

Fruit d'un travail de concertation entre tous les acteurs de la filière, l'arrêté du 10 juillet 2006 relatif aux installations utilisant l'énergie radiative du soleil augmente ainsi le tarif d'achat en métropole en le portant de 15 à 30 c€/kWh en France métropolitaine continentale, avec une prime supplémentaire de 25c€/kWh en cas d'intégration au bâtiment. Cette prime a été instaurée afin de faciliter l'émergence de nouveaux équipements en compensant le surcoût induit par l'effort de recherche et de développement.

En parallèle, la filière solaire photovoltaïque est appelée à poursuivre son développement dans les départements d'outre-mer où le tarif d'achat est de 40 c€/kWh, avec une prime d'intégration au bâti de 15c€/kWh. Ce développement y est particulièrement pertinent en raison des coûts de production de l'électricité beaucoup plus élevés que sur le continent.

En outre, d'autres mesures financières particulièrement incitatives viennent se cumuler avec ces tarifs tels que le crédit d'impôt pour les dépenses d'équipements dans l'habitat qui est porté à 50% depuis janvier 2006, le régime de défiscalisation des investissements dans les départements d'outre-mer, les aides accordées par l'Ademe ou encore par les collectivités locales.

Le dernier volet de la stratégie du Gouvernement en matière d'électricité photovoltaïque est l'accroissement de la recherche pour développer des technologies au meilleur prix. En 2005, l'Agence nationale de la Recherche a lancé un appel à projets qui a abouti au financement de projets à hauteur d'environ dix millions d'euros. Ce budget a été reconduit en 2006. En outre, deux pôles de compétitivité en Rhône-Alpes et en Languedoc-Roussillon axent leurs travaux sur l'énergie solaire dans le bâtiment. Enfin, la création de l'Institut national de l'Energie solaire à Chambéry va permettre à la France de disposer d'un centre d'excellence au niveau européen.

4 Le Bois-Energie

Le ministère de l'industrie avait lancé en 1994 le plan bois énergie développement local (PBEDL), visant à créer une dynamique durable de chauffage au bois dans les bâtiments collectifs. Ce premier programme a permis l'installation entre 1994 et 1999 de 320 chaufferies bois (190 dans le secteur habitat collectif et tertiaire, 130 dans l'industrie) d'une puissance globale de 263 MW consommant 70 000 tep de bois par an. Il a permis la création de 210 emplois locaux hors secteur manufacturier.

Dans le prolongement du PBEDL, le programme bois-énergie 2000-2006 s'inscrit dans le cadre des contrats de plan Etat-Régions. Il vise l'ensemble du territoire national y compris les départements d'Outre-mer et concerne les usages collectifs, industriels, mais aussi individuels du bois de feu.

L'ADEME et les régions sont associées dans la mise en œuvre de ce plan portant sur :

- un mécanisme d'aides à l'investissement pour l'acquisition de chaufferies-bois ouvert aux entreprises industrielles, et au résidentiel-tertiaire. L'expérimentation d'installations de cogénération au bois est encouragée dans ce cadre ;
- un système de promotion du chauffage individuel au bois qui s'appuie sur la certification des appareils de chauffage et l'organisation de réseaux de distribution de bois combustible de qualité.

Le programme bois-énergie a pour objectif :

- de maintenir à hauteur de 8 Mtep/an la consommation domestique de bois (bûches principalement) et d'améliorer de 10 % le rendement énergétique et la performance environnementale des chaudières individuelles (création d'une marque NF bois de chauffage et d'un label qualité Flamme verte) ;
- d'installer 1 000 nouvelles chaudières collectives ou industrielles à bois au cours de la période 2000-2006, (soit une puissance installée de 1 000 MW, équivalent à 300 000 tep) grâce à des actions structurantes sur la technologie, le marché d'approvisionnement et au partenariat avec les collectivités locales et les professionnels partenaires de la filière bois.

Entre 2000 et 2006 (bilan cumulé) 1 828 chaufferies ont été soutenues représentant une puissance de 1120 MW et une consommation de 323 000 tep. Le montant total des investissements éligibles au programme d'aides de l'ADEME entre 2000 et 2006 représente 456,4 M€ pour un montant de subventions à l'investissement ADEME de 76,8 M€.

Les dispositions de ce plan ayant donné satisfaction sont reconduites en 2007 et feront l'objet d'une actualisation pour la suite.

5 L'éolien

L'objectif fixé par la Programmation Pluriannuelle des Investissements de production électrique (PPI) est de réaliser des installations pour une puissance de 13,5 GW d'ici 2010 et 17 GW d'ici 2015 pour l'éolien.

L'enquête 2007 confirme le rythme soutenu du développement de l'éolien en France. En effet, entre le 1er février 2006 et le 1er février 2007, 292 permis de construire, représentant une puissance de 1480 MW, ont été délivrés (l'obtention du permis de construire est le fait déterminant de la vie d'un projet éolien, suivie la plupart du temps de sa réalisation dans les 18 mois). Ces projets autorisés s'ajoutent aux 2787 MW accordés entre le 1er février 2004 et le 1er février 2006, plaçant ainsi la France parmi les leaders européens de l'éolien en terme de marché annuel.

La barrière des 2000 MW est d'ores et déjà franchie. 2381 MW étaient construits ou en cours de construction au 1er février 2007.

Alors que l'on dénombrait 566 demandes de permis de construire en cours d'instruction au 1^{er} février 2005, pour une puissance s'élevant à 3198 MW, leur nombre s'élève deux ans plus tard à 900 pour 5171 MW.

Enfin, le déploiement de l'éolien en mer, amorcé par la sélection d'un appel d'offres du projet du parc éolien de la Côte d'Albâtre fin 2005, devrait être favorisé lors des prochaines années par la fixation d'un tarif spécifique à cette filière.

La dynamique observée conforte les scénarios de croissance de l'éolien les plus ambitieux du Gouvernement.

La France a modifié mi 2005 le dispositif de soutien économique à l'éolien en impliquant d'avantage les collectivités territoriales. Ainsi, la loi de programme n°2005-781 offre la possibilité aux communes de montrer leur volonté de voir cette filière se développer sur leurs territoires en proposant au préfet la création des zones de développement de l'éolien (ZDE). Depuis le 14 juillet 2007, seules les installations qui sont situées dans une ZDE peuvent bénéficier de l'obligation d'achat. Une période de transition de deux ans, pendant laquelle le mécanisme nouveau et l'ancien ont cohabité, a permis de ne pas briser la dynamique de l'éolien en France. Sans attendre cette échéance, les collectivités ont proposé des ZDE. Ainsi, 18 ZDE étaient créées au 28/02/07. Elles accueilleront des parcs représentant une puissance cumulée maximale de 602 MW.

Dans le même temps, 63 propositions de ZDE représentant une puissance maximale de 4142 MW étaient en cours d'instruction et 86 projets en cours d'études étaient connus des services instructeurs.

Les ZDE sont principalement proposées par des établissements publics de coopération intercommunale (EPCI).

6 La géothermie

La géothermie française se décline selon trois volets :

La géothermie basse température dont l'usage est la fourniture de chaleur dans des réseaux : ce domaine connaît une nouvelle dynamique depuis 1999 grâce à l'extension, en 2000, de la garantie long terme apportée aux maîtres d'ouvrage géothermiques en Ile-de-France.

Parallèlement à cette action de fonds sur laquelle elle a mobilisé déjà 3,2 M€ entre 1999 et 2001, l'ADEME a également engagé une programmation de soutien à l'extension des réseaux de chaleur. Le nombre d'équivalent-logements supplémentaires raccordés ayant bénéficié du système d'aide est estimé à 15 000.

Le marché des pompes à chaleur est toujours en forte croissance notamment pour les pompes à chaleur géothermales dont le nombre d'installations est estimé à près de 25 500 en 2006 contre 18 000 en 2005.

L'année 2006 a été consacrée à l'élaboration par les professionnels réunis au sein de l'AFPAC (Association Française pour les Pompes à Chaleur) d'une charte Qualité pour les installateurs dont la mise en place est prévue au cours des prochains mois.

La géothermie haute température permet aussi la production d'électricité : la France dispose aujourd'hui de la centrale de Bouillante en Guadeloupe. Compte tenu de l'excellence de ce site, un programme d'extension de 10 MW a été réalisé et la mise en service est intervenue en novembre 2004. Une troisième tranche est envisagée sur ce site ainsi qu'un projet régional avec la Dominique (projet GéoCaraïbes).

Par ailleurs, des études de prospection ont été lancées depuis 2000 sur des sites analogues à la Martinique et à la Réunion. Les résultats obtenus ne laissent pas, pour l'heure, entrevoir des gisements techniquement intéressants.

La période 2000-2006 a vu le programme de géothermie profonde de Soultz-sous-Forêts en Alsace changer d'échelle, grâce aux moyens financiers importants mis en place conjointement et à parts égales par l'ADEME (11,6 M€), la Commission européenne et le Ministère allemand de l'environnement. L'objectif de réaliser un pilote d'expérimentation scientifique composé de trois forages profonds de 5 000 m a été atteint. La prouesse technique ayant permis de remplir cet objectif est à souligner. L'objectif de validation industrielle d'une nouvelle filière de cogénération en géothermie profonde devrait être atteint fin 2007 avec la mise en fonctionnement d'une centrale de production d'électricité de 1,5 MW.

7 L'hydroélectricité

L'hydroélectricité est une composante fondamentale de la production d'électricité d'origine renouvelable en France. En effet, plus de 90% de la production d'origine renouvelable provient de l'hydroélectricité. La production hydroélectrique moyenne annuelle s'élève à 70 TWh, ce qui représente 13% de la consommation intérieure brute. De plus, une partie des installations hydroélectriques constitue l'instrument idéal pour l'équilibre offre-demande de par sa rapidité de mise en œuvre. En effet, alors que les installations de fil de l'eau fonctionnent en base et produisent de l'ordre de 37 TWh, les éclusées, les usines de lac et les stations de transfert d'énergie par pompage (STEP) permettent de produire 33 TWh modulables. Ces installations permettent donc de passer la pointe de la consommation et de répondre aux besoins d'ajustement. Hormis ces installations, seules les turbines à combustion ont des temps de démarrage comparables. Ainsi, près de la moitié de la production hydroélectrique contribue à l'équilibre offre-demande national en tant que moyen de pointe et se substitue directement à de la production thermique classique, fortement émettrice de CO₂.

La rentabilité d'une installation hydroélectrique dépend fortement de son implantation géographique ainsi que de l'investissement initial qu'il est nécessaire de réaliser. Ainsi, concernant le développement de l'hydroélectricité en France, force est de reconnaître que les aménagements hydroélectriques les plus rentables ont déjà été faits. Néanmoins, la Programmation Pluriannuelle des Investissements de production électrique 2006 retient les fourchettes de développement suivantes : entre 0 et + 4 TWh en 2010, et entre 0 et + 7 TWh en 2015. Une stagnation de la production hydroélectrique dans son ensemble ne peut en effet être exclue dans la mesure où de nouvelles contraintes environnementales risquent de conduire à des limitations sur certains ouvrages.

8 Développement de la production et de la consommation de biocarburants en France et perspectives pour 2008

La consommation globale de biocarburants en France s'est élevée à 862 029 tonnes en 2006 contre 485 729 tonnes en 2005, soit un quasi doublement des quantités de biocarburants consommées.

Incorporation totale					
	2004	2005	2006	2007 (prévision)	2008 (prévision)
tonnes	404 606	485 729	862 258	1 724 516	2 833 133

Agréments totaux					
	2004	2005	2006	2007	2008
tonnes	498 502	620 815	979 037	1 919 405	3 760 906

Cette situation globale doit toutefois être nuancée dans l'analyse de chacune des filières.

8.1 Filière essence

La production d'ETBE (Ethyl Tertio Butyl Ether) se fait à partir de 47 % en volume d'éthanol. La production d'éthanol qui sert à fabriquer l'ETBE introduit dans les essences, s'est élevée à 217 000 tonnes en 2006 contre 113 867 tonnes en 2005.

Incorporation d'ETBE					
	2004	2005	2006	2007 (prévision)	2008 (prévision)
tonnes	161 172	228 879	435 658	871 316	1 431 447

Agréments ETBE					
	2004	2005	2006	2007	2008
tonnes	199 000	134 590	169 861	224 648	224 648

En 2004, des agréments ont été accordés pour la première fois à l'éthanol.

Consommation d'éthanol					
	2004	2005	2006	2007 (prévision)	2008 (prévision)
tonnes	704	3 374	14 176	28 352	46 578

Agréments d'éthanol					
	2004	2005	2006	2007	2008
tonnes	12 000	75 416	150 247	350 247	886 247

Une très grande partie de l'éthanol bénéficiant d'une défiscalisation n'a pas été incorporé directement dans le supercarburant sans plomb mais sous forme d'ETBE.

8.2 Filière gazole

Pour la filière oléagineuse, la consommation d'EMHV (esters méthyliques d'huiles végétales), s'est élevée à 631 082 tonnes en 2006 contre 368 487 tonnes en 2005, soit le niveau le plus élevé jamais atteint. Le taux de réalisation des agréments des unités de production d'EMHV est de 84 % en 2006 contre 88 % en 2005.

Incorporation EMHV					
	2004	2005	2006	2007 (prévision)	2008 (prévision)
tonnes	323 720	368 487	631 082	1 262 164	2 073 555

Agréments EMHV					
	2004	2005	2006	2007	2008
tonnes	387 500	419 507	679 508	1 344 510	2 650 011

8.3 Bilan d'incorporation des biocarburants

Le pourcentage (PCI) d'incorporation de biocarburants dans les carburants s'élève à 1,76 % en 2006 pour l'ensemble des deux filières (1,749 % pour les essences et 1,769 % pour le gazole), contre 1 % en 2005 (0,89 % pour les essences et 1,04 % pour le gazole). Ce qui correspond au respect des objectifs du plan biocarburants.

IV - L'EVOLUTION DE L'IMPACT SUR L'ENVIRONNEMENT DE LA CONSOMMATION ENERGETIQUE

En signant le Protocole de Kyoto, les pays développés se sont engagés à réduire leurs émissions de gaz à effet de serre de 5 % sur la période d'engagement 2008-2012. Le Protocole de Kyoto est entré en vigueur en février 2005 avec sa ratification par la Russie. Dans ce cadre, la France doit ramener ses émissions en 2010 à leur niveau de 1990.

La directive européenne 2003/87 dite « directive quotas », transposée en droit français, s'inspire du Protocole de Kyoto et a instauré au 1^{er} janvier 2005 un marché européen d'échange de quotas d'émissions de CO₂, afin d'expérimenter le dispositif de marché en vue de la période d'engagement du Protocole, de 2008 à 2012.

Ainsi chaque Etat membre fixe des objectifs de réduction d'émissions à certaines installations industrielles au moyen d'un plan national d'affectation de quotas (dit PNAQ) préalablement validé par la Commission. Deux périodes de mise en œuvre sont prévues : 2005-2007 et 2008-2012. Les exploitants concernés doivent restituer à la fin de chaque période le nombre de quotas correspondant à leurs émissions de CO₂, en les achetant au besoin sur le marché si celles-ci excèdent leur allocation de quotas, sous peine d'amende.

Parallèlement à la mise en œuvre du marché européen et des mesures nationales, le protocole de Kyoto offre la possibilité de recourir à des mécanismes dits « de flexibilité ». Ils offrent à des opérateurs des crédits, délivrés lorsque leurs projets permettent des réductions additionnelles des émissions de gaz à effet de serre au-delà de ce que la réglementation, l'équilibre financier, la disponibilité des ressources ou des techniques auraient imposé. Ainsi, les réductions d'émissions sont obtenues au moindre coût pour un résultat environnemental identique. Ces mécanismes de financement de projets comprennent :

- le mécanisme de développement propre (MDP), favorisant les projets menés par les pays développés dans les pays en développement
- la mise en œuvre conjointe (MOC), favorisant les projets menés par les pays développés dans les pays développés. En particulier, l'arrêté du 2 mars 2007 permet la réalisation de « projets domestiques » menés sur le territoire national par des acteurs nationaux.

1 La R&D relative aux technologies du charbon propre, notamment la séquestration du CO2

1.1 Bilan- perspective- partenariats internationaux

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 maintenant captée, dans le cadre d'un projet communautaire de R&D piloté par un établissement public français - l'IFP.

Cet événement est une des conséquences des efforts français – ces dernières années – pour soutenir le développement de cette nouvelle technologie de l'énergie.

1.2 Le captage et le stockage géologique du gaz carbonique

La combustion de produits fossiles, extraits du sous-sol, provoque l'envoi dans l'atmosphère de grandes quantités de gaz carbonique. Pour réduire ces émissions il est nécessaire de :

- limiter les besoins en combustible en améliorant l'efficacité énergétique ;
- substituer aux énergies fossiles des énergies non productrices de gaz à effet de serre (renouvelables et nucléaires).

Toutefois, au cours des prochaines décennies, les combustibles fossiles devraient continuer à jouer un rôle prédominant au plan mondial, par exemple pour assurer la production d'électricité dans des zones qui disposent de réserves de charbon abondantes (comme la Chine ou l'Amérique du Nord).

Le développement de technologies de captage et stockage du CO₂ (CSC), en complément de la maîtrise des consommations et du développement des énergies sans carbone, apparaît donc nécessaire à court et moyen terme. Il s'agit de capter, de transporter, d'injecter puis de stocker le gaz carbonique pendant une durée suffisamment longue pour limiter l'augmentation de la teneur en CO₂ dans l'atmosphère et l'ampleur du changement climatique. Le CO₂ serait stocké sous terre, en profitant des nombreux confinements naturels qu'offre le sous-sol : une tonne de gaz carbonique occupe 509 m³ à des conditions de surface contre 1,39 m³ à un kilomètre de profondeur.

Le captage et le stockage du gaz carbonique pourraient ainsi représenter la « soupape de sécurité » des politiques mondiales de lutte contre l'effet de serre. Rapidement disponible, cette nouvelle technologie pourrait être acceptée par les pays les moins disposés - jusqu'à présent - à réduire leurs consommations énergétiques et la part des énergies fossiles dans leur production d'énergie. Elle permettrait de donner à l'humanité le temps nécessaire pour migrer vers une civilisation plus économe et « sans carbone ».

1.3 La R&D en France sur le captage et le stockage géologique du CO₂

Depuis plusieurs années, les pouvoirs publics français financent des projets sur le thème du captage et stockage du gaz carbonique (CSC), notamment en s'appuyant sur le BRGM, sur l'IFP, sur le Réseau de recherche des technologies pétrolières et gazières (RTPG) ou sur l'ADEME.

Les années 2005 et 2006 ont été marquées par un accroissement du soutien à cette thématique :

- l'Agence nationale de la Recherche a consacré, en 2005 et 2006, environ 16 millions d'euros au captage et au stockage géologique du CO₂ ;
- L'IFP et le BRGM ont placé ce sujet parmi leurs toutes premières priorités, dans le cadre de leurs nouveaux contrats d'objectifs ;
- Le soutien de l'Agence de l'innovation industrielle (AII) a été proposé ; il sera certainement précieux pour faciliter le financement de projets de taille industrielle.

Même si les centrales à charbon sont au cœur des préoccupations, aujourd'hui les recherches conduites en France concernent toutes les applications possibles (centrales électriques, raffineries, cimenteries, aciéries, ...). Elles concernent par ailleurs tous les maillons du captage et stockage du gaz carbonique (captage, transport et stockage géologique).

Le tissu industriel et scientifique français impliqué dans ces recherches est constitué d'organismes de dimension internationale, souvent leaders de leur spécialité.

Les acteurs français sont de diverses natures :

- centres publics de recherche : l'IFP, le BRGM et l'IPGP consacrent ainsi une partie significative de leur budget à cette thématique, mais on peut citer aussi le CNRS, les universités, Armines, ... qui travaillent sur le CSC ;
- industriels issus de l'important secteur para pétrolier (fournisseurs d'équipements et de services pour les compagnies pétrolières et gazières) français qui, de par leur expertise développée dans l'industrie pétrolière (l'industrie pétrolière pratique depuis longtemps l'injection souterraine de CO₂), trouveront des activités complémentaires à leurs activités traditionnelles et pourront jouer un rôle majeur dans la fourniture des équipements et services associés à ces technologies, principalement à l'exportation ;
- industriels issus d'autres secteurs, comme Alstom et Air Liquide, pour ce qui concerne le captage et le transport du CO₂ ;
- utilisateurs actuels et futurs (production d'électricité, sidérurgie, raffinage, cimenterie principalement) : EDF, Gaz de France, Total, Arcelor, Lafarge ...

Depuis 2001, ces acteurs se trouvent au sein du club CO₂, sous la présidence de l'Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie (ADEME). C'est un lieu d'échange, d'information et d'initiatives entre ses membres (les acteurs concernés du monde industriel et de la recherche) dans le domaine des études, de la recherche et du développement technologique en matière de captage et de stockage du CO₂.

Les équipes françaises de recherche sont aujourd'hui reconnues sur le plan mondial pour leurs compétences dans le domaine du CSC. Elles participent en tant que contributeurs importants à plusieurs projets européens et ont une implication forte dans les projets européens du 6ème Programme Cadre de Recherche et de Développement traitant du captage et stockage du carbone (CSC).

Au-delà de leur implication dans les projets de recherche, les chercheurs français s'impliquent également dans les groupes de réflexions portant sur le domaine du CSC. Ainsi, par exemple, l'IFP copréside la plate-forme technologique « Zero Emission Fossil Fuel Power Plant » qui jouera un rôle clé dans l'orientation du programme de recherche de l'union européenne dans le cadre du 7ème PCRD.

Enfin, le CSC est une des priorités du pôle de compétitivité « Chimie-Environnement Rhône-Alpes » ainsi qu'une priorité du projet de pôle Avenir – Energie - Environnement (Région Aquitaine).

1.4 Partenariats internationaux

Le thème du captage et du stockage géologique du CO₂ est aujourd'hui très présent dans les discussions nationales et internationales relatives à la lutte contre le changement climatique.

Les États Unis d'Amérique, le Canada, l'Australie et le Japon, mais aussi la Norvège, la Grande Bretagne et l'Allemagne, ont fait du développement de ces technologies une nouvelle grande priorité nationale dans le domaine de la lutte contre l'effet de serre, sans préjudice des deux autres priorités que sont l'amélioration de l'efficacité énergétique et le développement des énergies non fossiles. Une stratégie spécifique a été définie et publiée dans chacun de ces pays.

La Commission Européenne, de son côté, a mis en place une « plate forme technologique » relative aux centrales thermiques à énergies fossiles « zéro-émission ». Cette plate forme s'est fixé l'objectif suivant : faire en sorte 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. Les feuilles de route associées à cet objectif sont en cours d'élaboration.

1.5 Perspectives de R&D

Une perspective à moyen terme est la mise en place, en France, d'installations pilotes et de démonstration. Ces installations, véritables catalyseurs des efforts nationaux, serviront en particulier à :

- améliorer la communication entre les équipes de R&D, facilitant en particulier le transfert de savoir des centres de recherche publics vers l'industrie et une meilleure appréhension de la problématique industrielle par ces centres ;
- la réalisation d'une vitrine du savoir-faire national en vue de faciliter l'exportation de biens et de services ;
- la concertation.

La société Total a annoncé en septembre 2005 un projet de captage et de stockage géologique sur le site de Lacq (région Aquitaine), où l'injection pourrait démarrer dès 2008.

La réalisation de telles installations ne peut être, toutefois, considérée comme l'aboutissement de toutes les autres actions. Divers travaux essentiels doivent être poursuivis en parallèle, portant par exemple sur la réduction des coûts de captage et de transport et la mise au point de méthodes de modélisation, de confinement et surveillance du stockage sur le long terme, dans des environnements géologiques diversifiés.

L'objectif central sera la disponibilité commerciale de technologies fiables et compétitives dans des environnements diversifiés, le plus tôt possible dans la période 2015-2020. Pour cela il est nécessaire de mener des investigations visant à améliorer des technologies existantes mais aussi des travaux plus fondamentaux visant des « ruptures technologiques » (nouvelles technologies de

combustion, nouveaux matériaux, nouvelles techniques de séparation des gaz, modélisation avancée du comportement du CO₂ en stockage géologique, nouvelles techniques de surveillance des stockages géologiques, ...). Pour la partie stockage géologique, l'objectif central sera d'établir les critères de sécurité, notamment pour le stockage en formations géologiques profondes, basé sur les travaux scientifiques et techniques de modélisation prédictive du comportement du CO₂ dans les réservoirs, comme cela est recommandé par les experts du GIEC.

Il est important enfin de noter que le captage et le stockage géologique du gaz carbonique posent des questions de natures non seulement scientifique et technique mais également écologique, politique, sociale, juridique et économique.