



PREMIER MINISTRE

Centre
d'analyse
stratégique

25 septembre 2007

Perspectives énergétiques de la France à l'horizon 2020-2050

Rapport de synthèse

Jean Syrota, président de la Commission "Énergie"

Jean Bergougnoux, synthèse

Thierry Tuot, rapporteur général

Philippe Hirtzman, coordinateur

Rapports et documents

> Perspectives énergétiques de la France à l'horizon 2020-2050

Rapport de synthèse



Jean SYROTA, président de la commission «Énergie »

Jean BERGOUGNOUX, synthèse

Thierry TUOT, rapporteur général

Philippe HIRTZMAN, coordinateur

Michèle PAPPALARDO, présidente du groupe 1 (« Enseignements du passé »)

Olivier APPERT, président du groupe 2 (« Perspectives offre/demande »)

Alain BUGAT, président du groupe 3 (« Évolutions technologiques »)

André MERLIN, président du groupe 4 (« Orientations européennes »)

Thierry CHAMBOLLE, président du groupe 5 (« Scénarios énergétiques »)

Jean BERGOUGNOUX, président du groupe 6 (« Politique énergétique »)

Annexes au rapport de synthèse : 1 volume séparé

Rapports des groupes de travail : 5 volumes séparés

SOMMAIRE

► Avant-propos.....	9
► Organisation des travaux et présentation du rapport de la commission	14
1. Le cadre de cohérence et la problématique.....	16
1.1. Un cadre de cohérence spatio-temporel.....	16
1.2. Le cadre conceptuel : une problématique de développement durable	16
2. La politique énergétique face aux défis planétaires	18
2.1. Même s'il est permis d'en contester le réalisme, les « scénarios tendanciels de long terme » montrent clairement que la poursuite des errements actuels en matière de consommations énergétiques est incompatible avec un développement durable au niveau planétaire	18
2.2. Les incertitudes qui subsistent, en dépit de progrès significatifs, dans la modélisation des phénomènes climatiques militent en faveur d'une stratégie « séquentielle »	20
2.2.1. <i>Le quatrième rapport du GIEC (2007) lève les derniers doutes sur les causes et les perspectives du changement climatique, en dépit de grandes incertitudes quantitatives résiduelles</i>	<i>20</i>
2.2.2. <i>Les incertitudes que mettent en évidence les travaux du GIEC militent clairement pour une « approche séquentielle » de la problématique du changement climatique dans l'élaboration des politiques énergétiques.....</i>	<i>23</i>
2.2.3. <i>Les scénarios de l'AIE constituent un ensemble en apparence cohérent, mais qui ne présente pas la flexibilité suffisante pour faire face aux incertitudes des mécanismes du changement climatique telles qu'on peut les appréhender aujourd'hui.....</i>	<i>24</i>
2.3. Face à l'extrême gravité du défi climatique, les incertitudes dans la quantification des conséquences des émissions de gaz à effet de serre ne devraient en aucun cas dissuader les responsables d'agir avec détermination.....	28
2.3.1. <i>Les actions à entreprendre ou à intensifier dans l'immédiat devraient viser à réduire substantiellement les émissions de gaz à effet de serre à moyen terme sans compromettre le développement économique des différentes parties du monde, dans le respect des considérations habituelles liées aux pays émergents ou en voie de développement</i>	<i>28</i>
2.3.2. <i>Pour répondre aux problématiques de long terme – au premier rang desquelles la maîtrise du risque climatique –, il faudra disposer, en temps utile, d'un ensemble de technologies de plus en plus performantes</i>	<i>29</i>
2.3.3. <i>Un arbitrage important est à réaliser entre les actions apportant des résultats relativement rapides et les efforts de recherche, développement, démonstration et industrialisation de nouvelles technologies.....</i>	<i>33</i>

2.4. L'après-2012 (Kyoto) ne débouche pas spontanément sur des mécanismes de gouvernance mondiale permettant d'assurer la convergence d'approches très sensiblement différentes de la maîtrise du risque climatique, même si des coopérations entre Etats sont les bienvenues 33

2.4.1. Les accords internationaux sur la lutte contre le changement climatique devraient constituer le cadre de cohérence d'une politique de maîtrise des émissions de gaz à effet de serre au niveau mondial 33

2.4.2. Les États-Unis entendent affirmer leur « leadership » technologique en matière de maîtrise des émissions de gaz à effet de serre 34

2.4.3. Cependant, les programmes de coopération se multiplient entre les grandes régions du monde 35

2.5. En tout état de cause, la croissance de la demande en hydrocarbures restera soutenue à court/moyen terme, renforçant le poids des considérations géopolitiques dans la maîtrise des ressources 35

2.5.1. À horizon 2020 – voire 2030 –, la croissance de la demande d'hydrocarbures restera soutenue, même si les actions nécessaires à la maîtrise des émissions de CO₂ sont convenablement engagées 35

2.5.2. La très inégale répartition géographique des réserves est au cœur de la problématique de l'approvisionnement de l'économie mondiale en hydrocarbures 36

2.5.3. Quatre défis géopolitiques majeurs pour les hydrocarbures 38

2.5.4. Les restructurations récentes des marchés pétroliers, le poids de certains acteurs sur des marchés gaziers qui restent encore largement régionalisés, vont peser à court/moyen terme sur les mécanismes de formation des prix des hydrocarbures 41

2.5.5. À moyen terme les risques concernant la disponibilité et les prix du charbon et de l'uranium paraissent modérés, même si certaines évolutions récentes ou prévisibles incitent à la vigilance 42

2.6. Face à ces défis mondiaux, notre pays seul ou dans le cadre de l'Union européenne, a, sans aucun doute, un rôle à jouer bien plus important que celui que lui conférerait son poids dans la population ou dans l'économie mondiale 43

3. La politique énergétique française et l'Europe : opportunités et contraintes entre nécessaires coopérations et impossible intégration 44

3.1. La nécessité d'une politique européenne de l'énergie ne conduit pas nécessairement à une refonte des traités 44

3.1.1. Quelle pourrait être une politique européenne de l'énergie ? 44

3.1.2. À travers les politiques de la concurrence, de l'environnement, du marché intérieur, une politique énergétique existe de fait 45

3.2. Électricité et gaz : l'amélioration du fonctionnement des marchés contribuera à atteindre certains objectifs de politique énergétique, mais ne saurait répondre à tous les défis 45

3.2.1. Les dysfonctionnements qui persistent après la mise en place des mécanismes d'ouverture et de régulation des marchés de l'électricité et du gaz invitent à s'interroger sur le degré de compétition réelle entre acteurs du marché 46

3.2.2. Les mécanismes de marché ne règlent pas le problème de la sécurité d'approvisionnement 47

3.3. Le marché des droits d'émission de CO₂ doit devenir efficace sans dégrader la compétitivité européenne	49
3.3.1. <i>Les débuts du fonctionnement du marché se sont avérés peu significatifs, les prix reflétant les erreurs commises plus que l'économie du secteur</i>	49
3.3.2. <i>Les pratiques actuelles ont des effets pervers de différentes natures.....</i>	51
3.3.3. <i>L'intégration du coût des droits d'émission en Europe risque de dégrader la compétitivité économique des entreprises européennes et impose en conséquence de se prémunir des risques de dumping environnemental avantageant les industries des pays ne partageant pas cette discipline</i>	52
3.4. Face aux défis énergétiques mondiaux, le « paquet énergie » de janvier 2007 propose aux membres de l'Union des objectifs ambitieux ; leur concrétisation suppose une répartition des efforts et la mise en place d'instruments qui restent encore largement à définir	53
3.4.1. <i>Le constat : une situation énergétique « raisonnable » comparée à celle d'autres parties du monde, mais qui s'améliore moins vite qu'ailleurs.....</i>	53
3.4.2. <i>Le « paquet énergie » de janvier 2007 propose, dans un cadre cohérent, des objectifs ambitieux en matière de limitation des émissions de gaz à effet de serre, de maîtrise de l'énergie, de développement des énergies renouvelables et d'économies d'énergie</i>	55
3.4.3. <i>Les voies et moyens de l'atteinte de ces objectifs doivent être précisés et renforcés pour éviter les déceptions de la période récente</i>	59
3.5. La politique européenne des transports à la recherche de la mobilité durable ..	60
3.5.1. <i>Le réexamen en 2006 du « Livre blanc » de 2001 conduit à une inflexion significative des objectifs prioritaires</i>	60
3.5.2. <i>La politique européenne des transports préconisée par la Commission européenne cherche à développer une mobilité durable qui rejette moins de gaz à effet de serre et qui consomme moins de pétrole.....</i>	61
3.5.3. <i>Les propositions récentes de la Commission européenne s'appuient essentiellement sur l'utilisation des biocarburants, la proposition d'harmonisation de la TIPP pour le gazole professionnel, la limitation des émissions de CO₂ pour les véhicules particuliers.....</i>	62
3.6. La France doit jouer un rôle moteur pour faire adopter par l'Union européenne la décision de diviser par 4 ses émissions de gaz à effet de serre en 2050 par rapport à celles de 1990, en assignant à chaque État membre une limite correspondant à la même émission par habitant de l'Union européenne	63
3.6.1. <i>L'Union européenne doit diviser par quatre en 2050 ses émissions de gaz à effet de serre (GES).....</i>	63
3.6.2. <i>L'objectif global étant fixé, l'UE devrait viser pour 2050 un objectif unique d'émissions de gaz à effet de serre par habitant (ou par unité de produit intérieur brut).....</i>	63
3.6.3. <i>La France émet moins de CO₂ que ses principaux partenaires européens depuis avant 1990 du seul fait de ses faibles émissions dans la production d'électricité ; elle n'est pas spécialement plus efficace dans les autres domaines et il y a peu de chance qu'elle le devienne.....</i>	64
3.6.4. <i>Les études prospectives ambitieuses menées en Allemagne et en Grande Bretagne pour 2050 conduisent à des émissions par habitant très supérieures à celles qui résulteraient de la mise en œuvre du « facteur 4 » en France.....</i>	65
3.6.5. <i>Les exercices de simulation réalisés pour la France sur la base d'hypothèses ambitieuses, mais excluant des ruptures fortes, conduisent à un « facteur 2,1 à 2,4 »</i>	65

3.6.6. *La division par 4 des émissions globales de CO₂ de l'Union européenne d'ici 2050 (« facteur 4 ») par rapport à la référence 1990 conduirait à une division par 2,6 environ des émissions françaises par rapport à celles de 1990, si la convergence des niveaux d'émission par habitant était assurée en 2050..... 66*

3.6.7. *Il est important que les décisions de l'Union européenne soient prises sans tarder.. 68*

4. Les axes d'une politique énergétique nationale69

4.1. Une politique nécessairement ambitieuse en matière de réduction de gaz à effet de serre et, tout spécialement d'émissions de CO₂, mais qui doit être pensée dans une logique de stratégie adaptative et non de « pari pascalien » 69

4.1.1. *Dans le cadre de cette politique ambitieuse en matière de limitation des émissions de gaz à effet de serre, la maîtrise des émissions de CO₂ liées à la production, la transformation et l'utilisation de l'énergie jouera un rôle majeur..... 69*

4.1.2. *Compte tenu des multiples incertitudes qui affectent tant la quantification des effets des émissions de GES que la manière dont la question de la limitation de ces émissions sera traitée au plan géopolitique, une approche sous forme de stratégie adaptative s'impose..... 70*

4.1.3. *La problématique du défi climatique présente bien des points communs avec celle des chocs pétroliers de 1973-1974 et 1979-1980, mais il n'y a pas aujourd'hui l'équivalent du nucléaire il y a 35 ans..... 72*

4.1.4. *À horizon 2020, sans rupture technologique majeure, avec la permanence d'une production d'électricité peu émettrice de CO₂, c'est essentiellement grâce à une politique d'utilisation rationnelle de l'énergie et d'économie d'énergie que l'on pourra se placer sur une trajectoire vertueuse..... 77*

4.1.5. *Un certain nombre de décisions, engageant l'avenir pour de nombreuses décennies et relevant souvent de choix publics (grandes infrastructures, aménagement du territoire, choix des filières énergétiques à développer...), suppose inévitablement des paris difficiles sur l'avenir..... 79*

4.2. Une approche sectorielle rétrospective et prospective pour identifier les leviers permettant de maîtriser les émissions sans compromettre la compétitivité de l'économie nationale..... 81

4.2.1. *Une analyse rétrospective montre clairement que les problèmes majeurs se situent et se situeront vraisemblablement dans les secteurs des transports et du résidentiel/tertiaire..... 81*

4.2.2. *Des hypothèses de cadrage macro-économiques qui traduisent la conviction qu'il est possible, au moins jusqu'en 2020, de concilier réduction des émissions de CO₂ et compétitivité économique dans un contexte de prix des énergies importées plutôt élevés..... 83*

4.2.3. *Le secteur électrique français a joué un rôle majeur dans le fait que la France est l'un des pays d'Europe les moins émetteurs de gaz à effet de serre ; il importe que ses émissions n'augmentent pas à l'avenir..... 83*

4.2.4. *L'industrie, qui a déjà consenti depuis quinze ans des efforts substantiels de réduction des émissions de gaz à effet de serre, représente encore un potentiel intéressant d'économies et de substitutions mobilisables dans des conditions économiquement acceptables..... 91*

4.2.5. *Dans le secteur résidentiel et, dans une moindre mesure, le secteur tertiaire, qui bénéficie d'un taux de renouvellement bien supérieur, l'enjeu majeur est, à moyen terme, la rénovation énergétique de l'existant 96*

4.2.6. *Les transports : un secteur dont la consommation de produits pétroliers et les émissions de gaz à effet de serre ont connu des évolutions préoccupantes auxquelles il ne sera pas aisé de mettre un terme, en dépit des perspectives de progrès technologiques et des possibilités offertes à terme par les biocarburants..... 105*

4.3.	Une politique soutenue en matière de recherche et développement	115
5.	Des exercices de modélisation pour éclairer les choix à long terme	117
5.1.	Les objectifs de la simulation : il s'agit non pas de prévoir, mais de décrire des scénarios crédibles	117
5.2.	Deux modèles utilisés, selon des approches d'offre et d'optimisation pour l'un, de demande sectorielle et d'équilibre partiel pour l'autre	118
5.3.	Des hypothèses ambitieuses, mais excluant des ruptures technologiques ou comportementales	119
5.3.1.	<i>Les hypothèses macro-économiques</i>	<i>119</i>
5.3.2.	<i>Les hypothèses sectorielles</i>	<i>120</i>
5.4.	Avec les hypothèses utilisées, les différents scénarios étudiés ne conduisent pas à diviser les émissions de gaz carbonique en 2050 par plus de 2,1 à 2,4 (hors CSC) par rapport à celles de 1990	123
5.4.1	<i>Les scénarios de référence conduisent à une augmentation des émissions de gaz carbonique en 2030</i>	<i>123</i>
5.4.2.	<i>Les résultats des scénarios volontaristes traduisent l'extrême difficulté pratique de dépasser le « facteur 2,1 à 2,4 », sans changements profonds des comportements et sans ruptures technologiques imprévues à ce jour</i>	<i>124</i>
5.5.	Un facteur un peu supérieur à 2 à l'horizon 2050 constitue un objectif déjà très ambitieux pour la France.....	125
5.6.	Les modèles, même interprétés avec grande prudence, fournissent des tendances susceptibles d'inspirer la politique énergétique française.....	128
6.	Les conditions de mise en œuvre d'une politique énergétique ambitieuse.....	130
6.1.	Optimiser l'utilisation de la ressource rare que constituent les fonds publics..	130
6.1.1.	<i>Le calibrage des aides publiques aux investissements en matière énergétique est une question complexe</i>	<i>131</i>
6.1.2.	<i>L'évaluation ex post des politiques de soutien public aux investissements dans le domaine de la consommation et de la production décentralisée d'énergie est un exercice extrêmement difficile</i>	<i>133</i>
6.1.3.	<i>Une cohérence est à instituer entre les différents instruments d'incitation, sans perdre de vue la vérité des prix</i>	<i>136</i>
6.1.4.	<i>Quelques principes d'action publique semblent pouvoir être proposés.....</i>	<i>138</i>
6.2.	Assurer aux entreprises et aux citoyens un juste retour de leurs efforts conditionne leur mobilisation au service des politiques nécessaires.....	138
6.3.	Obtenir l'adhésion du plus grand nombre au projet énergétique national, en procédant à une sensibilisation et à une information complète et durable, est la condition du succès de la politique.....	139
6.4.	Donner aux collectivités territoriales les moyens d'assumer leur part éminente de responsabilité dans une politique énergétique.....	140

<i>6.4.1. Plutôt que d'affirmer des compétences générales, proportionner les ressources et les responsabilités aux capacités des collectivités.....</i>	<i>142</i>
<i>6.4.2. Le rôle majeur des collectivités territoriales peut être illustré dans quelques secteurs pivots.....</i>	<i>143</i>
<i>6.4.3. L'État doit s'engager de façon durable et constante en affichant des objectifs, allouant des moyens et fournissant des compétences, dans un contrat national et territorial de politique énergétique avec les collectivités locales.....</i>	<i>145</i>

7. Recommandations pour la politique française de l'énergie .. 147

7.1. Priorités européennes et internationales.....	149
7.2. Mesures nationales	151

■ Composition de la commission « Énergie ».....	154
■ Liste des personnes auditionnées.....	159

ANNEXES au RAPPORT de SYNTHÈSE

(volume séparé)

- Annexe I. Quelques éléments de problématique du changement climatique
- Annexe II. Évaluation des soutiens publics aux équipements destinés à réduire les émissions de gaz à effet de serre
- Annexe III. Problématique du développement des biocarburants
- Annexe IV. De la valeur économique de la tonne de carbone
- Annexe V. Comparaison de quelques rapports de prospective énergétique (Europe)
- Annexe VI. Contributions de membres de la commission

RAPPORTS des GROUPES de TRAVAIL

(5 volumes séparés)

► **Rapport du groupe 1 « Enseignements du passé »**

Présidente : Michèle PAPPALARDO ; rapporteur : Aude BODIGUEL

► **Rapport du groupe 2 « Perspectives offre/demande mondiales »**

Président : Olivier APPERT ; rapporteur : Hervé POULIQUEN

► **Rapport du groupe 3 « Évolutions technologiques »**

Président : Alain BUGAT ; rapporteur : Patrice DUPUY

► **Rapport du groupe 4 « Orientations européennes »**

Président : André MERLIN ; rapporteur : Aude BODIGUEL

► **Rapport du groupe 5 « Scénarios énergétiques »**

Président : Thierry CHAMBOLLE ; rapporteur : Hervé POULIQUEN

► Avant-propos

1. Les enseignements du passé doivent nous rendre modestes

L'exercice de réflexion collective auquel s'est livrée la commission « Énergie » s'inscrit dans une lignée de travaux que les pouvoirs publics ont suscités périodiquement sur le même sujet. Il est aujourd'hui facile de critiquer l'irréalisme ou l'imprécision des prévisions ou les erreurs de perspective qui les ont affectés – et qui affectent probablement le présent rapport. Il a paru plus intéressant de tenter de tirer les leçons du passé. La plus importante de ces leçons est qu'une politique énergétique a bien été définie et engagée à chaque période de prix élevés de l'énergie, mais que la détermination à la poursuivre et ses effets se sont trop souvent estompés dès que les prix ont baissé.

La politique énergétique a été, par le passé, dominée par le prix des hydrocarbures, soit à la hausse en raison de tensions sur le marché et de crises géostratégiques (comme en 1973), soit à la baisse du fait du déséquilibre du marché (comme en 1985). La brutale tension sur les prix résultant de réductions de l'offre due à des événements ou à des spéculations révélait la vulnérabilité croissante des économies occidentales et, depuis lors, mondiales à un tarissement, même passager, des ressources énergétiques. Des solutions immédiates étaient demandées, à visée économique, pour ne pas compromettre la croissance, ou sociale, pour ne pas ponctionner le pouvoir d'achat. Des politiques structurelles nombreuses ont été engagées, dont le succès est, pour certaines, exemplaire et aujourd'hui encore bénéfique à tous égards – on pense ici notamment à la décision de mener une politique résolue de maîtrise de l'énergie et d'équiper la France d'un parc nucléaire réduisant ses besoins en hydrocarbures.

Mais beaucoup de chantiers ouverts ont perdu leur priorité quand, au catastrophisme des experts amplifié par les médias, a succédé une période de détente des prix, rendant à nouveau l'énergie peu chère, décrédibilisant les appels à l'économie ou à l'efficacité et délégitimant les actions les plus douloureuses, qu'elles touchent au pouvoir d'achat, au mode de vie ou à la propriété. Ainsi, si les entreprises ont, pour une large part, réussi à s'adapter à une contrainte énergétique qu'elles ont estimée pérenne, les ménages – qui se déplacent et se logent en consommant beaucoup et inefficacement des hydrocarbures et de l'électricité – n'ont pas infléchi durablement leur comportement. Et si les mesures nécessaires sont connues et expérimentées avec succès ou entreprises de façon volontariste ici ou là, les politiques de fond et de longue haleine nécessaires ont perdu de leur évidence, devant une opinion désabusée par des appels réitérés à des mobilisations pour prévenir des drames qui, quelques mois après, paraissaient des craintes chimériques. Il y a trente ans, les réserves de pétrole étaient estimées à trente ans de consommation. Aujourd'hui, elles sont évaluées à quarante ans environ... : seul le degré de certitude n'a pas changé. Il suffit de constater que le prix du baril n'a dépassé à nouveau, après les sommets du début des années 80, celui de 1973 que récemment, pour comprendre que mobiliser à nouveau en arguant du prix élevé ne conduira qu'à la succession de mesures choc d'effet limité dans le temps et de démobilisations durables à quoi l'on a fini par réduire, dans bien des cas, la politique énergétique.

2. Le réchauffement climatique domine désormais la politique énergétique

Le paradigme a changé, avec la conviction, désormais établie, du réchauffement climatique. À la crise possible, évitable, survenue puis surmontée, récurrente et finalement pas si grave, jusqu'à la prochaine, a succédé un nouvel horizon mental, conceptuel, et donc politique. Les hydrocarbures n'ont certes pas cessé d'être de plus en plus rares, puisque disponibles en quantités finies, soumis aux aléas géostratégiques, comme, du reste, les autres matières premières. Encore que les phénomènes s'accroissent et que les horizons de danger paraissent se rapprocher : la croissance de la population mondiale et celle des économies émergentes (en premier lieu de la Chine) vont accroître de façon rapide la demande mondiale d'énergie, alors que l'on peut s'interroger sur la possibilité de repousser durablement les limites de ces ressources. Pour autant, la date du « *peak oil* » (moment où l'offre de pétrole va commencer à décliner) demeure incertaine et il n'est pas sûr qu'il ne survienne pas à cause du déclin de la demande pour d'autres motifs que l'insuffisance de la ressource.

Car, le réchauffement climatique est devenu le fondement principal de la réflexion, de l'analyse et de l'action. Encore objet de contestation dans son principe, dans ses causes et dans ses effets il n'y a pas très longtemps encore, il fait, depuis le dernier rapport de printemps 2007 du Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat (GIEC), l'objet d'un consensus indiscuté, du moins sur quelques points : il y a réchauffement climatique ; les conséquences des variations possibles de température sont potentiellement catastrophiques pour l'humanité, même sans se fonder sur les pires scénarios ; la contribution humaine à ce réchauffement (sa « cause anthropique ») est indéniable. Il n'est, certes, pas sûr que le pire arrive mais, pour ne pas courir le risque de se trouver confrontée à terme à des situations ingérables, la communauté mondiale doit aujourd'hui relever un nouveau défi auquel elle ne peut envisager de se soustraire : freiner, puis réduire, et vite, les émissions de gaz à effet de serre (GES). Même si les réserves prévues d'hydrocarbures étaient une nouvelle fois significativement réévaluées, même si la sécurité internationale garantissait les flux et leur sécurité, même si les autres matières premières énergétiques devenaient exploitables sans limites, il faudrait réduire fortement leur utilisation. **Les incertitudes qui affectent encore la connaissance des phénomènes liés au réchauffement doivent donc conduire non à l'inaction, mais à une approche déterminée et immédiate, qui sera ajustée au fur et à mesure des progrès de la connaissance et de l'observation des résultats des actions entreprises.**

Bien entendu, la commission n'a innové en rien en faisant ce constat : les pouvoirs publics l'ont devancé, de nombreux rapports dont elle a utilisé les conclusions en attestent, et le législateur est déjà intervenu pour donner des orientations (« facteur 4 »)¹. Ce que la commission veut faire entendre est que cette analyse n'est pas réservée à des pionniers ou à une avant-garde administrative ou politique éclairée : **c'est désormais l'horizon quotidien de chacun et c'est le fondement majeur d'une politique énergétique.**

3. Il ne faut pas attendre de miracle; il faut prendre des décisions et s'y tenir...

En étudiant chacun des compartiments de l'action publique et les possibilités d'action des acteurs du marché et de la société, la commission s'est assez vite forgé une conviction partagée : **il ne faut pas compter sur un miracle à venir pour que les problèmes soient résolus sans effort.**

Au niveau politique collectif, à l'échelle mondiale ou communautaire, la modestie de la part de la France ne la dispense pas de l'assumer comme les autres, même si les autres ne le font pas encore tous.

Au niveau des ressources, la variété des niveaux de réserves ne change rien à la nécessité de réduire massivement les consommations.

Au plan technologique, la nouvelle source énergétique quasi gratuite, renouvelable, sûre, partagée, qui suppléerait sans dommage, sans gaz à effet de serre et sans déchet à tous les usages combinés du pétrole, du gaz et du charbon, et de l'uranium, n'existe pas, et sans doute n'existera jamais.

Non seulement les miracles ne font pas partie des options politiques ouvertes, mais il est également clair qu'aucune solution ne peut prétendre à elle seule répondre aux défis auxquels nous sommes confrontés. Les partisans de tel ou tel développement – le nucléaire de quatrième génération, le photovoltaïque, la refonte de l'espace urbain, le captage et le stockage du CO₂,... – détiennent tous une part de vérité, plus ou moins importante, mais réelle ; aucun ne peut pour autant raisonnablement prétendre détenir la solution unique. C'est aussi l'une des leçons du passé de montrer que **la politique énergétique doit être fondée sur des choix majeurs structurants et ne peut se réduire à un axe, une filière ou une taxe** : il faut la combinaison de mesures de natures complètement différentes pour faire émerger sur la durée une amélioration de notre situation, au regard des menaces que le réchauffement fait peser sur notre environnement et donc sur notre mode

¹ La loi du 13 juillet 2005 de programme fixant les orientations de la politique énergétique indique (article 2) que « *la lutte contre le changement climatique [...] devant être conduite par l'ensemble des États, la France soutient la définition d'un objectif de division par deux des émissions mondiales de gaz à effet de serre d'ici à 2050, ce qui nécessite, compte tenu des différences de consommation entre pays, une division par quatre ou cinq de ces émissions pour les pays développés* ».

de vie. Cela ne doit pas être une excuse pour ne pas faire de choix, car l'ampleur de la politique à conduire au regard des moyens financiers qu'il est raisonnablement possible d'y affecter sans compromettre la croissance, impose des choix. Il faudra qu'ils soient clairs et durables : hors quelques exceptions, il n'y a pas de solution à effet immédiat et il est difficile d'inverser la tendance des dernières décennies. Il faudra aussi que les choix soient cohérents entre eux : pour prendre un exemple, la politique d'orientation des modes de déplacement (qui peut combiner taxation de certains usages et tarifs attractifs pour d'autres) est inséparable de celle des infrastructures (nature, localisation) et des matériels qui sont utilisés – et aucun de ces choix n'est neutre en terme d'emploi, de croissance et d'effets indirects sur l'environnement. Une réflexion globale, une évaluation permanente, une adaptation aux progrès des comportements et des techniques, une approche constante, modeste, déterminée, sont les voies d'un succès possible.

4. Une politique énergétique européenne ambitieuse et équitablement répartie doit être mise en œuvre sans délai

On ne saurait omettre d'insister à nouveau sur la nécessité d'un effort massif et constant. Les scénarios que la commission a étudiés à l'aide de différents modèles donnent tous le même résultat. L'une des dimensions de ceux-ci commence à être bien connue et acceptée, en France et aussi au niveau mondial : **la poursuite des errements actuels** (scénarios « tendanciels ») **est le chemin le plus court et le plus certain vers des perspectives de catastrophes mondiales.** Aucune correction spontanée n'est envisageable ; il faut agir avec détermination et sans délai, comme le prévoit l'Union européenne pour 2020. L'inaction ne laissera ouverte qu'une alternative à terme : changer de société par la force ou la voir disparaître, plutôt que de choisir aujourd'hui démocratiquement des développements souhaitables et possibles ménageant les intérêts de chacun, et d'abord les libertés – en particulier en matière de propriété et de mobilité –.

L'autre leçon est moins connue et appellera une pédagogie à laquelle les acteurs politiques, mais aussi sociaux, devront d'urgence se livrer : les efforts raisonnables qu'on peut imaginer de demander au pays sans compromettre sa croissance ni bouleverser son existence, les évolutions vraisemblables de la technique, aboutissent, à un horizon de 15 ans, puis en 2050, à un niveau de réduction des gaz à effet de serre à peine égal à celui nécessaire pour nous faire quitter la zone de danger (en escomptant que les autres pays feraient de même).

L'Union européenne doit se donner comme objectif pour 2050 le « facteur 4 » et adopter, pour le répartir entre ses États membres, une approche équitable, dans laquelle les émissions par habitant seraient en 2050 les mêmes dans tous les pays de l'Union européenne. Il en résulterait une division par environ 2,5 des émissions de CO₂ en France par rapport à leur niveau de 1990.

Par rapport à ses principaux partenaires européens – Allemagne, Italie, Espagne, Grande Bretagne –, la France a, en effet, pris une importante avance en matière de limitation d'émissions de CO₂, en « décarbonant » avant 1990 presque totalement sa production d'électricité (**grâce à la production hydraulique et nucléaire**) avant 1990 alors que ces pays dépendent encore très largement, à l'heure actuelle, du charbon et des hydrocarbures pour la produire : les marges de progression dans la réduction des émissions de CO₂, dans le secteur de l'électricité ont en France, déjà été largement consommées. Rien ne justifie qu'un citoyen français doive consacrer des moyens économiques démesurés par rapport à ceux consentis par ses voisins pour limiter ses émissions à la moitié de celles d'un citoyen allemand ou britannique.

Il se peut néanmoins, le contexte ayant changé, qu'il faille un jour aller plus loin : par exemple un « facteur 6 européen » dans lequel s'inscrirait un « facteur 4 français ».

Vue d'aujourd'hui, l'atteinte d'objectifs encore plus ambitieux – au-delà du « facteur 4 » pour l'Union européenne et « 2,5 » pour la France – ne pourrait résulter que de mesures dont l'ampleur, la nature ou les conditions de mise en œuvre conduiraient, pour certaines, à une réglementation des comportements reposant sur des prohibitions radicales, voire à un changement de société.

Dans l'immédiat, il faut d'abord convaincre nos partenaires que l'Union européenne a le devoir de se fixer des objectifs ambitieux (« facteur 4 » en 2050 dans une logique d'efforts équitablement partagés : convergence des émissions par habitant).

5. La politique de lutte contre le réchauffement climatique doit être partagée par l'ensemble des pays développés

Les choix de la commission sont éclairés par des préconisations, qui sont des éléments pour une politique énergétique et environnementale dans un contexte de développement durable.

La politique à mener devra être autant que possible mondiale. Les objectifs partagés sont connus ; il faudra veiller à les concilier avec l'équité : ne pénaliser ni les pays en voie de développement, ni les économies développées vertueuses ; la prédation comme le dumping environnemental doivent être proscrits, comme en matière sociale ils commencent à l'être.

L'Europe est évidemment un rôle de proposition et d'action au plan mondial, au sein duquel des objectifs communs peuvent et doivent être débattus et des voies d'action partagées choisies. Qu'il s'agisse de négociation de l'après-2012 (Kyoto) ou, au plan intracommunautaire, d'optimisation des usages des énergies, de coordination des politiques d'incitation et de réglementation, de décision d'infrastructures communes, de planification concertée, l'Europe doit être vue comme un espace de progrès commun plus que de contrainte ; la France doit y retrouver une capacité de proposition et d'initiative plus que de défense et de résistance. Relais et incitateur des efforts nationaux, instance de renforcement des positions à l'échelle du monde, lieu de démultiplication des actions, l'Europe ne sera pas le substitut à une volonté nationale, mais elle doit prévenir le repli sur les égoïsmes sacrés en temps de crise.

6. Des propositions au gouvernement, reprises dans le chapitre 7, illustrent les analyses qui précèdent

Au plan national, le rapport s'est attaché à formuler des préconisations de mesures nouvelles, qui sont loin d'être exhaustives, qui ne sont, pour la plupart, pas quantifiées et qui n'ont ni pour but, ni pour effet de supprimer celles existantes qui ont fait leurs preuves.

Plusieurs **priorités** se dessinent, sur l'articulation desquelles il reviendra au Gouvernement et à la représentation nationale de se prononcer. Quelques traits saillants de la réflexion conduite peuvent ici l'illustrer, dans trois secteurs : la production d'énergie, les transports et l'habitat :

➤ *En matière d'offre énergétique*, la commission souhaite que toutes les énergies propres – et d'abord les diverses énergies renouvelables – se développent, au maximum, à un rythme justifié par leur efficacité économique environnementale. Corrélativement, à cette contribution, doit s'ajouter le maintien de l'atout nucléaire ; la réduction de la part nucléaire dans le « mix énergétique » ne pourrait pas être compensé par un accroissement de celle des ENR, déjà poussée à un niveau très élevé. Par ailleurs, l'optimisation de la régulation et des infrastructures de réseau au niveau communautaire doivent faire partie des priorités collectives.

➤ *En matière de transport*, une stabilisation des émissions ne peut provenir que de la combinaison d'une meilleure maîtrise individuelle des consommations (que l'amélioration de l'offre de transports en commun peut favoriser, ainsi qu'une réglementation plus contraignante) et du développement de véhicules de plus en plus propres, avec l'utile mais non décisif appoint des biocarburants de deuxième génération. À plus long terme, la coordination du développement des infrastructures dans une perspective de lutte contre le réchauffement climatique et la planification des usages de l'espace sont des voies à approfondir, dans la limite où nos sociétés peuvent supporter une pareille orientation des comportements...

➤ *En matière d'habitat*, le parc bâti existant appelle une mobilisation immédiate et de long terme, constituant la source essentielle d'action efficace et le premier gisement d'économie. La part de l'habitat et du tertiaire, la lenteur du renouvellement du parc (contrairement à l'industrie où le progrès technique peut être incorporé rapidement), le coût des investissements pour les ménages ou les artisans et commerçants, rendent nécessaire une intervention publique de grande ampleur, programmée, continue, et réellement incitative.

7. L'utilisation des fonds publics doit être optimisée

La recherche doit être soutenue activement, en sélectionnant les voies les plus prometteuses, sans omettre de considérer d'une part les enjeux de concurrence internationale dans ce domaine, d'autre part la future rentabilité des avancées ainsi encouragées. Ne pas croire au miracle technologique ne dispense pas, à l'évidence, d'affecter les moyens nécessaires là où se trouvent les enjeux techniques essentiels. Les actions de recherche nécessaires peuvent être entreprises sans attendre, la compétition mondiale ayant du reste déjà commencé, y compris dans les pays qui se présentent comme les plus réticents vis-à-vis d'une action mondiale concertée. Des progrès, mêmes marginaux en apparence, peuvent, par leur addition, – comme le montrent les progrès de l'industrie automobile – contribuer significativement aux objectifs visés. Dans bien des cas, les ressources publiques seraient mieux utilisées à financer le développement de technologies et leur industrialisation que par un soutien coûteux et prématuré à la mise sur le marché de technologies insuffisamment matures. **Plus qu'ailleurs, la constance dans l'effort et l'évaluation constante des priorités et de leurs retombées s'impose.**

La rareté des fonds publics, l'impossibilité de mobiliser de nouvelles ressources incitent à reconsidérer l'ensemble de la palette d'intervention. Là où l'incitation ou la contrainte sont nécessaires, celles de nature financière doivent être évaluées au regard de critères communs et leur efficacité réelle analysée en permanence ; à ce titre, la première approche conduite par la commission sur le coût de la tonne de CO₂, évitée révélé par différentes politiques publiques fait apparaître une grande dispersion dans l'efficacité des aides au regard de ce critère et un manque de vision commune, de critères harmonisés et de contrôle des résultats. La réglementation, là où il est aisé de fixer des objectifs simples et quand elle permet à ses destinataires de choisir sur le marché les moyens d'y répondre, s'avèrera souvent la voie la mieux adaptée, surtout si elle est harmonisée (au niveau communautaire au moins). Il convient cependant de bien mesurer les contraintes et les surcoûts qu'elle impose à ceux qui y sont assujettis et éventuellement de les compenser (y compris dans le commerce international). Encore faut-il ne pas se tromper d'objectif et accepter, là aussi, que la durée est nécessaire pour recueillir les fruits d'une politique.

8. La politique énergétique doit être l'affaire de tous

Il serait illusoire de s'en remettre à une seule instance – mondiale, communautaire, nationale – du soin de définir et conduire une politique dont la multiplicité des formes exclut qu'elle n'incombe qu'à un seul acteur. Le succès ne peut venir que du **partage des objectifs**, donc d'abord du **diagnostic** et de **l'addition**, dans un cadre commun, **d'initiatives multiples** susceptibles de se développer, sur le long terme, sans subir de changements brutaux de cap de la part des pouvoirs publics. **Tous les acteurs sociaux sont concernés** – consommateurs, salariés comme citoyens, individuellement ou regroupés en associations, syndicats ou partis, l'État, les collectivités territoriales –, **chacun doit prendre part**. Il faudra sans doute, devant l'ampleur des changements envisagés, concevoir des modes nouveaux de prise de décision et de conciliation des intérêts et, d'ores et déjà, veiller à se donner les moyens – par la concertation, la formation, par des mesures de transition et d'accompagnement, – de gérer les transformations sociales qui s'annoncent : de nouveaux métiers apparaissent où l'on manque de compétence et de structures de formations ; des filières amorcent un déclin dont les salariés et entrepreneurs peuvent se voir épargner, en y travaillant collectivement maintenant, les conséquences. Le **débat démocratique** est et demeure nécessaire pour faire face à ces défis.

Jean SYROTA,

Président de la commission « Énergie »

► Organisation des travaux et présentation du rapport de la commission

Le Premier ministre a demandé le 12 mai 2006 au Centre d'analyse stratégique de réunir une commission de haut niveau en vue de « dégager les principales orientations opérationnelles et préconisations de politique publique en matière de maîtrise de la demande énergétique, de transports et d'aménagement, d'offre d'énergies et de régulation du marché énergétique ».

Compte tenu de l'étendue et de la complexité des sujets à traiter, les travaux de la commission se sont déroulés jusqu'à l'automne 2007.

Cette commission, présidée par Jean SYROTA, a été installée le 30 mai 2006 par la directrice générale du Centre d'analyse stratégique. Comptant près de 80 membres [voir liste en fin de rapport], elle rassemble les différents acteurs et partenaires concernés : élus nationaux et européens, partenaires sociaux, administrations nationales et européennes, opérateurs et industriels, associations de consommateurs et de protection de l'environnement, organismes de recherche... Y siègent, en particulier, neuf parlementaires nationaux (quatre sénateurs, quatre députés et un parlementaire européen) ainsi que trois représentants de la Commission européenne (DG Environnement, DG Concurrence et DG Énergie et Transports).

La commission a remis au Premier ministre le 30 novembre 2006 un rapport d'étape, puis le 6 avril 2007 un rapport d'orientation faisant état des éléments historiques, du diagnostic actuel, des perspectives à moyen terme (horizon 2020) et des recommandations pour la politique française de l'énergie.

Outre la réunion d'installation du 12 mai 2006, la commission « Énergie » a tenu cinq séances de travail en formation plénière (27 septembre et 17 novembre 2006, 24 janvier, 14 mars et 12 septembre 2007).

La commission a organisé ses travaux autour de six groupes de travail thématiques :

Les groupes de travail de la commission « Énergie »

1. « **Enseignements du passé** » (Michèle PAPPALARDO) : tirer les enseignements du passé en matière de prospective énergétique, notamment du point de vue des effets des prix et des politiques publiques ainsi que des comportements des consommateurs.
2. « **Perspectives offre/demande mondiales** » (Olivier APPERT) : étudier les perspectives de l'offre et de la demande d'énergie dans le monde et leurs conséquences géopolitiques (« peak oil », réserves en sources d'énergie renouvelables ou non...).
3. « **Évolutions technologiques** » (Alain BUGAT) : Envisager les évolutions technologiques, notamment de rupture (hydrogène, nucléaire, éolien, solaire, séquestration du CO₂,...), leur échéancier de mise en œuvre et les coûts associés.
4. « **Orientations européennes** » (André MERLIN) : identifier les opportunités et les contraintes à prendre en compte par la France dans l'Union européenne.
5. « **Scénarios énergétiques** » (Thierry CHAMBOLLE) : procéder à diverses simulations pour explorer les scénarios envisageables à long terme.
6. « **Politique énergétique** » (Jean BERGOUGNOUX) : établir une synthèse de l'ensemble des travaux en vue de proposer les éléments d'une politique énergétique pour la France.

Ces groupes ont procédé à de nombreuses auditions [voir liste en fin de rapport] et ont examiné les contributions de leurs membres sur les thèmes de leur compétence. Le groupe 5 (« Scénarios

énergétiques ») a, en outre, recouru à des expertises extérieures pour mettre en œuvre deux modélisations, l'une à orientation macro-économique (équilibre offre/demande), l'autre à caractère technico-économique (optimisation), afin de tester jusqu'en 2050 les hypothèses de travail retenues. L'ensemble des rapports des six groupes, qui font l'objet de documents séparés, constitue le rapport final de la commission.

Par ailleurs, en complément des travaux menés par ces groupes, les réflexions de la commission ont bénéficié d'investigations sur des sujets transversaux intéressant plusieurs de ces groupes ou nécessitant des approfondissements spécifiques : problématique du changement climatique, évaluation de l'efficacité des politiques d'incitation publiques, transports, électricité, secteur tertiaire, agro-carburants, valeur économique de la tonne de carbone, comparaison des perspectives menées dans certains pays européens ; les résultats de ces travaux d'approfondissement sont pour partie valorisés au sein du rapport de synthèse, pour partie regroupés dans l'annexe au rapport de synthèse.

La coordination des travaux a été assurée par la réunion fréquente des présidents de groupe (18 réunions restreintes de mai 2006 à septembre 2007) et par celle, à six reprises depuis sa constitution, de la commission en formation plénière, laquelle a pu débattre de la méthode et des orientations, prendre connaissance des travaux de tous les groupes et entendre des experts extérieurs de haut niveau.

En raison de la méthode de travail, de l'abondance des contributions et de la richesse des débats, il eût été illusoire de tenter d'élaborer un rapport de synthèse qui se serait voulu le reflet fidèle et exhaustif de l'intégralité des travaux, prenant en compte la totalité des opinions, visions et sensibilités des membres des groupes de travail ; en revanche le présent document final a l'ambition d'avoir pris en compte et exploité les multiples réactions des membres de la commission aux conclusions et aux préconisations présentées dans le rapport d'orientation.

Le rapport final de la commission « Énergie » est donc constitué de 7 volumes comprenant :

- **le présent document de synthèse** qui retrace les principes et hypothèses qui forment le socle de la réflexion et des convictions de la commission. Ce document se conclut par un certain nombre de propositions susceptibles d'inspirer les actions immédiates ou à engager dans un proche avenir tant au plan intérieur qu'au plan communautaire, ainsi que des recommandations de politique publique à plus long terme ; ce rapport de synthèse comporte, outre le document principal, **un volume séparé comportant 5 annexes** correspondant à des thèmes d'approfondissement ;
- **les rapports des groupes 1, 2, 3, 4 et 5** validés par leurs membres, le groupe 6 « Politique énergétique » ayant contribué à l'élaboration du présent rapport de synthèse.

Le présent rapport n'engage en aucune façon le gouvernement.

1. Le cadre de cohérence et la problématique

1.1. Un cadre de cohérence spatio-temporel

La commission a retenu pour l'ensemble de ses travaux et, en particulier ceux menés dans ses groupes de travail, un double cadre de cohérence. Toutes ses analyses, réflexions et propositions doivent se situer par rapport :

- **À trois horizons temporels :**

- le premier, **2012**, est celui de *l'action politique immédiate* (horizons de l'actuel quinquennat et de la législature en place) dans un contexte énergétique dont les fondamentaux sont *peu susceptibles d'évolution*, en dehors de crises difficilement prévisibles ;
- le deuxième, **2020**, retenu par souci de cohérence avec l'échéance à laquelle la France sera amenée à prendre des engagements dans le cadre de l'Union européenne, est un horizon auquel pourraient se concrétiser *diverses évolutions techniques, politiques, économiques ou sociétales* déjà amorcées et porter pleinement les fruits des actions de moyen terme engagées aujourd'hui ;
- le dernier se situe en **2050**, horizon suffisamment lointain pour que puissent être envisagées de *réelles ruptures techniques ou sociétales*.

Ces trois horizons temporels ne sont bien sûr pas indépendants, compte tenu de la durée de vie des investissements énergétiques et de certains équipements consommateurs d'énergie ; les décisions à l'horizon 2012 doivent être prises en gardant présentes à l'esprit les problématiques des horizons ultérieurs. En ce qui concerne la recherche et développement, ce triple horizon temporel peut fréquemment se traduire par une évaluation des progrès technologiques selon une classification portant sur la probabilité d'occurrence : « certain », « probable » et « possible ».

- **À quatre niveaux géographiques et de gouvernance** sur lesquels doit s'exercer de manière cohérente l'action de la France : le niveau **mondial**, le niveau **européen**, le niveau **national** et le niveau **territorial**. La commission estime, en effet, qu'il faut considérer, dans le cadre des principes qui régissent la décentralisation, les collectivités territoriales comme des acteurs majeurs de la politique énergétique. Nombre de mesures tant conjoncturelles que structurelles qui peuvent être envisagées, notamment en matière de consommation et de maîtrise de l'énergie, s'inscrivent désormais, en tout ou partie, dans des domaines de compétence des collectivités territoriales : infrastructures routières, services publics de transport, maîtrise des sols et d'aménagement de l'espace, formation..., pour ne retenir que des compétences qui seront mobilisées par certaines propositions de la commission.

Il va, par ailleurs, de soi que l'ampleur des efforts nécessaires pour répondre aux défis de la politique énergétique nécessite une **mobilisation sociale** qui ne pourra pas être obtenue par la simple décision politique des pouvoirs publics, mais exige un assentiment des citoyens et une action volontariste de leur part.

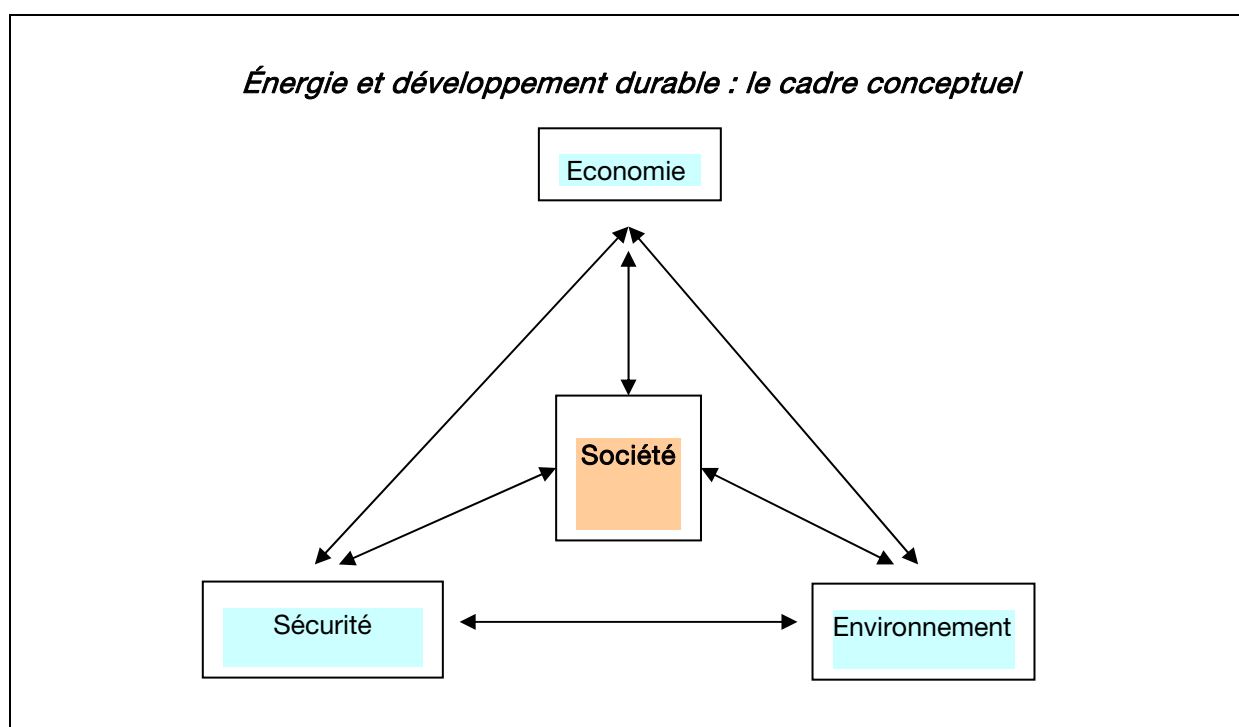
1.2. Le cadre conceptuel : une problématique de développement durable

La lettre de mission invitait la commission à situer sa réflexion prospective sur la politique énergétique au cœur des trois problématiques [voir encadré ci-après] :

- de *sécurité énergétique*, tenant compte de l'état des ressources et des perspectives géostratégiques induisant des dépendances ;
- de *compétitivité économique*, la croissance et l'emploi devant être assurés durablement malgré une énergie plus chère ou plus rare ;
- de *contrainte environnementale*, la menace du changement climatique imposant des choix drastiques immédiats pour réduire les risques encourus.

Il va cependant de soi que c'est bien l'homme et la société qui sont au cœur de cette problématique de développement durable, puisqu'ils en sont à la fois les acteurs et la finalité. Le pavé intitulé de manière laconique « société » dans le diagramme ci-dessous recouvre, en fait, de multiples préoccupations, au premier rang desquelles :

- *la satisfaction des besoins* impliquant des consommations d'énergie, dans les meilleures conditions de coût, de sécurité, d'équité et de solidarité,
- *l'acceptabilité et la gestion sociales* des évolutions qui seront nécessaires pour répondre au mieux, sur la durée, aux nouveaux défis énergétiques et environnementaux,
- *la recherche de l'implication de tous* dans la mise en œuvre des politiques indispensables sur la base d'une compréhension des enjeux et de leur bien fondé.



► Remarque importante

Dans les chapitres qui suivent, les analyses concernant le changement climatique ou liées à ce phénomène portent, selon les cas ou les données disponibles, sur l'ensemble des gaz à effet de serre (GES) ou spécifiquement sur le gaz carbonique (CO₂) rejetés du fait des activités humaines ; pour la France, en 2005, la contribution des rejets de CO₂ aux émissions totales de GES est de l'ordre de 73 % ; pour l'Union européenne, ce pourcentage est de 83 %.

S'agissant d'un rapport consacré au domaine énergétique, les analyses sont principalement centrées sur les émissions de CO₂ d'une part parce que les autres gaz à effet de serre ne sont pas aussi *directement* impliqués dans les émissions liées à la production, au transport et à l'utilisation des différentes formes de l'énergie, d'autre part parce que le CO₂ est, en tout état de cause, largement majoritaire. On gardera cependant présent à l'esprit que certains objectifs européens (« paquet énergie ») ou nationaux (loi programme d'orientation de juillet 2005) sont exprimés exclusivement en termes de gaz à effet de serre.

Dans l'ensemble de ses réflexions et de ses propositions, la commission « Énergie » s'est essentiellement préoccupée des émissions de CO₂ liées directement ou indirectement à la satisfaction des besoins énergétiques.

2. La politique énergétique face aux défis planétaires

2.1. Même s'il est permis d'en contester le réalisme, les « scénarios tendanciels de long terme » montrent clairement que la poursuite des errements actuels en matière de consommations énergétiques est incompatible avec un développement durable au niveau planétaire

Il n'y a pas lieu de s'attarder trop longuement sur l'examen détaillé de scénarios prospectifs réputés « tendanciels », dès lors qu'ils ont été précisément élaborés pour mettre en évidence les catastrophes qu'il faut à tout prix éviter ou qu'ils portent en eux-mêmes des contradictions qui enlèvent toute vraisemblance à leur réalisation. Néanmoins, leurs résultats et les mécanismes qui les sous-tendent, même s'ils sont parfois obscurcis par l'opacité des modèles mis en œuvre, donnent à réfléchir et il n'a pas semblé possible de faire l'économie d'un bref rappel sur les points essentiels (« key points ») qu'ils mettent en évidence.

Comme il sera fait appel à plusieurs reprises, dans la suite de ce rapport, aux travaux de l'Agence internationale de l'énergie (AIE), il a paru pertinent d'illustrer ce propos en se référant au scénario « Base line » pour 2050 de l'étude de l'AIE intitulée « Energy Technology Perspectives 2006 ».

Le point de départ de la réflexion est constitué par un jeu d'hypothèses sur l'évolution des populations et le développement économique des différentes « régions » de la planète. Les taux de croissance retenus résultent d'une extrapolation raisonnée des tendances actuelles. S'agit-il pour autant, au vu des taux de croissance des PNB par habitant des différentes régions, d'un scénario de croissance acceptable au plan géopolitique ? Cette question sera laissée ouverte.

Des taux de croissance de la population et du PNB contrastés entre les régions

Sur la période 2003-2050, la population mondiale croîtrait de 6,4 milliards à 9,1 milliards d'habitants (taux de croissance moyen annuel : + 0,9 %). Le taux de croissance du PNB mondial est supposé être en moyenne de 2,9 % par an sur la même période.

Les hypothèses retenues sont cependant très contrastées d'une zone géographique à l'autre.

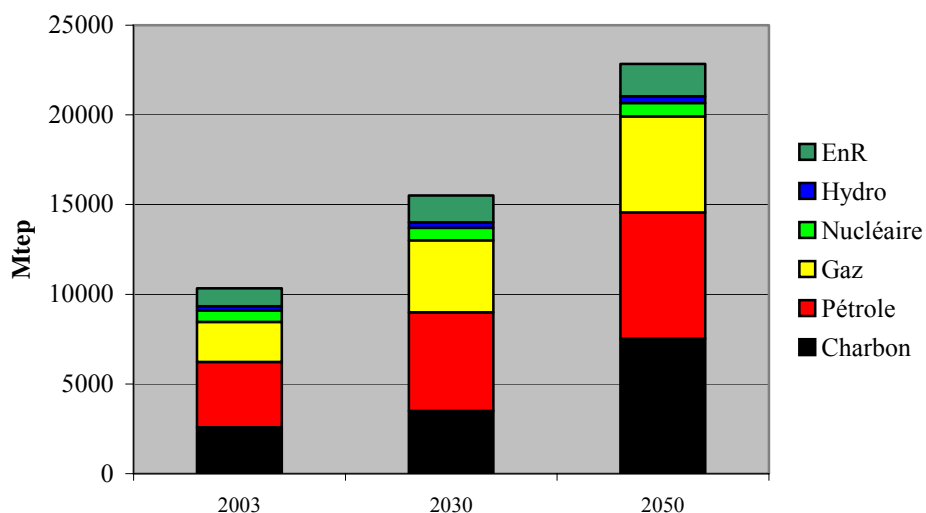
Taux de croissance moyen annuel 2003-2050 [% / an]	Population	PNB	PNB par habitant
OCDE Amérique du Nord	0,7	2,1	1,4
OCDE Europe	- 0,3	1,5	1,8
OCDE Pacifique	- 0,1	1,8	1,9
Economies en transition	- 0,2	3,6	3,8
Chine	0,3	4,5	4,2
Inde	0,9	4,2	3,3
Autres pays d'Asie	1,1	3,7	2,6
Moyen Orient	1,9	3,0	1,1
Amérique latine	0,9	3,0	2,1
Afrique	1,9	3,7	1,8
Monde	0,9	2,9	2,0

Source : Agence internationale de l'énergie

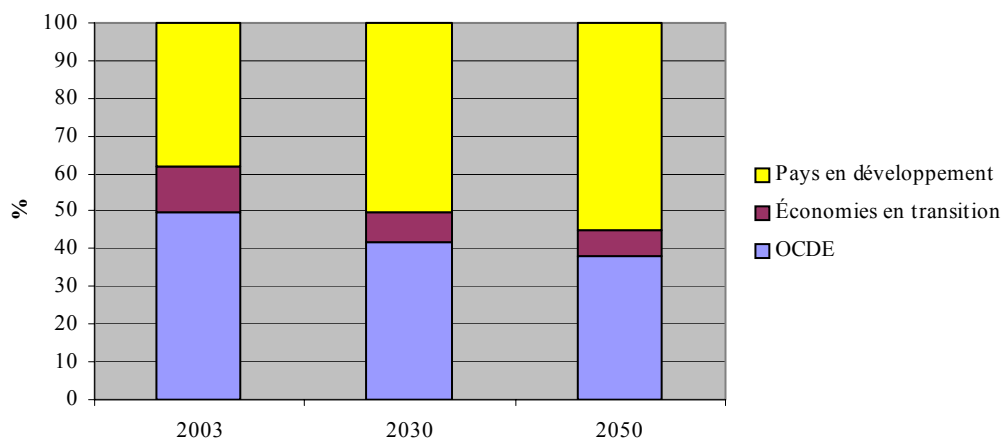
La modélisation des pratiques actuelles en matière de consommations énergétiques permet d'associer à ces perspectives de croissance économique des perspectives de consommations énergétiques par « région » et par énergie primaire. La consommation d'énergie primaire doublerait entre 2003 et 2050 ; son taux de croissance moyen annuel (+ 2,1 %) serait tout à fait comparable à

celui de la croissance économique mondiale par habitant (+ 2 %), traduisant le maintien à un niveau approximativement constant de l'intensité énergétique globale. La consommation de charbon triplerait sur la même période : il est utilisé massivement pour la production d'électricité et, en fin de période, pour la production de carburants de synthèse ; les énergies renouvelables se développeraient significativement, sans pour autant jouer un rôle déterminant dans l'évolution du bilan énergétique mondial ; le nucléaire et l'hydraulique seraient « dans l'épaisseur du trait ». La consommation des pays en développement deviendrait majoritaire dans la consommation mondiale d'énergie primaire.

Dans le scénario tendanciel de l'AIE, la consommation mondiale d'énergie primaire double entre 2003 et 2050, tandis que la consommation de charbon est multipliée par trois...



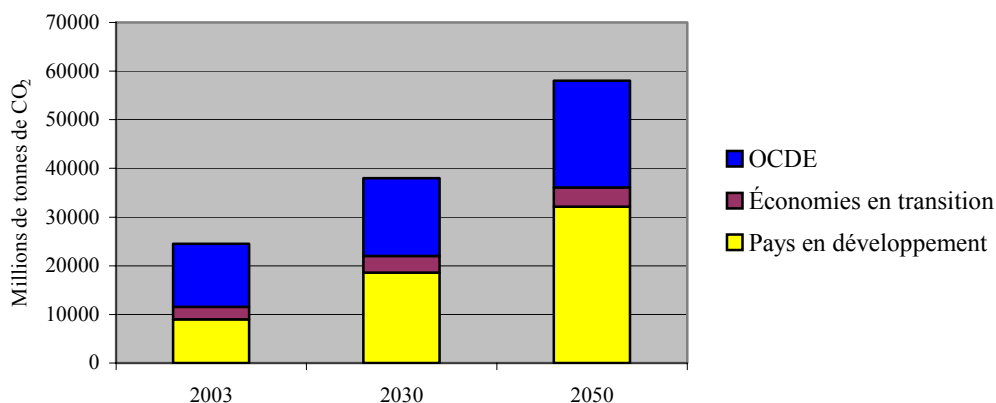
... et que la part des pays en développement dans la consommation d'énergie primaire passe de 38 % à 55 %



Source : Agence internationale de l'énergie

La conséquence mécanique de ces évolutions est une croissance des émissions de CO₂ encore plus rapide que la croissance des consommations énergétiques.

Dans le scénario tendanciel de l'AIE, les émissions de CO₂ sont multipliées par 2,3 entre 2003 et 2050



Source : Agence internationale de l'énergie

Sans qu'il y ait lieu de quantifier ici la suite du raisonnement, on sent bien qu'avec les pratiques actuelles en matière de consommations énergétiques, un scénario de développement économique, sans doute à peine suffisant pour répondre aux attentes des populations les plus défavorisées de la planète, va se heurter tôt ou tard, et très probablement avant 2050, à des obstacles majeurs qui révéleront ses contradictions internes.

L'épuisement rapide des ressources fossiles les moins coûteuses, les déséquilibres en matière d'approvisionnement énergétique, les risques géopolitiques majeurs qui en résultent et, on le sait depuis quelques années, les conséquences en termes de changement climatique que pourraient avoir de tels niveaux d'émission de gaz à effet de serre enlèvent toute vraisemblance au caractère durable d'un tel scénario.

Cette dernière considération, parce qu'elle fait référence à une problématique relativement nouvelle et sans doute très prégnante, mérite une réflexion approfondie qui fait l'objet du chapitre qui suit.

2.2. Les incertitudes qui subsistent, en dépit de progrès significatifs, dans la modélisation des phénomènes climatiques militent en faveur d'une stratégie « séquentielle »

Cette stratégie « séquentielle » consiste fondamentalement à s'adapter, au fur et à mesure de l'amélioration de la connaissance, pour tenter de maîtriser au moindre coût socio-économique le risque climatique.

2.2.1. Le quatrième rapport du GIEC (2007) lève les derniers doutes sur les causes et les perspectives du changement climatique, en dépit de grandes incertitudes quantitatives résiduelles

Les conclusions essentielles du quatrième rapport d'évaluation du Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat (GIEC)² ont été rendues publiques au cours du premier semestre 2007³.

² En anglais : « International Panel on Climate Change » (IPCC)

³ On se réfère ici aux « Résumés à l'intention des décideurs : bilan 2007 des changements climatiques », établis par les groupes de travail I, II et III du GIEC et présentés :

- le 2 février 2007 à Paris pour le groupe I (« Les bases scientifiques physiques »),
- le 6 avril 2007 à Bruxelles pour le groupe II (« Impacts, adaptation et vulnérabilité »),
- le 4 mai 2007 à Bangkok pour le groupe III (« L'atténuation des changements climatiques »).

Ces conclusions, par rapport à celles des exercices précédents (1990, 1995 et 2001), sont plus assurées quant au rôle des émissions anthropiques dans le changement climatique et procèdent de progrès significatifs en matière de modélisation des phénomènes climatiques ; mais subsistent des fourchettes d'incertitude encore importantes au niveau de la quantification des réponses à certaines questions-clés.

Plus précisément, ces conclusions permettent :

- de conforter et préciser un certain nombre *d'analyses rétrospectives* concernant l'évolution des concentrations de l'atmosphère en gaz à effet de serre, le rôle dans ces évolutions des émissions anthropiques, les conséquences climatiques qui peuvent leur être attribuées ;
- de mieux cerner, grâce au progrès des modèles climatiques, *les relations complexes* qui lient sur le long terme les émissions humaines de gaz à effet de serre et l'évolution des conditions climatiques tant en moyenne au niveau de la planète, qu'au niveau des grandes zones géographiques ;
- d'apprécier le *caractère significatif* des analyses rétrospectives et des résultats des projections à long terme grâce à la présentation systématique « d'intervalles de confiance », voire, le cas échéant, par le constat de divergences d'appréciation entre les experts qui ont participé à ces travaux.

L'annexe I du présent rapport [*volume séparé*] apporte des précisions sur ces trois thèmes ; ne sont reprises à ce stade que les principales conclusions qui déterminent les orientations données par la suite au présent rapport.

► **Des éléments d'analyse rétrospective prouvés et préoccupants**

Le climat de la Terre évolue sous l'influence de causes naturelles qui ont toujours existé et continueront de jouer un rôle : variations d'exposition de la Terre au rayonnement solaire dans sa rotation, existence de cycles de rayonnement solaire (présence de « taches »), activité volcanique. Les activités humaines ont, depuis le début de l'ère industrielle, ajouté à ces causes naturelles de nouvelles causes de variation liées au changement de la composition de l'atmosphère qu'elles induisent : l'augmentation observée de la concentration en gaz ayant la propriété d'absorber le rayonnement infrarouge (principalement le dioxyde de carbone, le méthane et le protoxyde d'azote) a pour effet de diminuer le rayonnement que la Terre émet dans l'espace, ce qui augmente progressivement la température de cette dernière puisqu'elle perd moins d'énergie qu'elle n'en reçoit ; de nouveaux équilibres sont atteints, traduisant **l'effet de serre**.

L'origine de la variation observée de la composition de l'atmosphère est suggérée par la coïncidence entre l'augmentation brutale relevée et l'origine de l'ère industrielle. Parmi les gaz à effet de serre, **le dioxyde de carbone (CO₂)** mérite la plus grande attention car c'est celui qui provoque le réchauffement le plus important (la contribution du méthane ne représente que 30 % de celle du gaz carbonique, celle du protoxyde d'azote 10 %) et celui dont l'action dure le plus longtemps ; sa concentration dans l'atmosphère a augmenté, depuis sa valeur préindustrielle, de plus de 35 % en deux siècles et demi. Son émission est intimement liée à la production d'énergie dans le monde dont 80 % provient de la combustion du charbon, du pétrole et du gaz, extraits de manière irréversible du sous-sol. **Le méthane (CH₄)**, d'origine essentiellement biologique, a connu une augmentation encore plus notable (près de + 150 % durant la même période), même si des anomalies récentes sont intervenues dans cet accroissement sans qu'une explication valable ait été aujourd'hui avancée.

L'augmentation de la teneur en CO₂ dans l'atmosphère et le réchauffement du système climatique, variable selon les zones géographiques, sont donc sans équivoque.

Contribution des différents gaz à effet de serre au réchauffement global : le pouvoir de réchauffement global (« PRG »)

Cet indicateur vise à regrouper sous une seule valeur l'effet additionné de toutes les substances contribuant à l'accroissement de l'effet de serre. Conventionnellement, on se limite pour l'instant aux gaz à effet de serre direct et plus particulièrement aux six gaz pris en compte dans le protocole de Kyoto, à savoir le dioxyde de carbone (CO₂), le méthane (CH₄), le protoxyde d'azote (N₂O), les hydrofluoro-carbures (HFC), les perfluoro-carbures (PFC) et l'hexafluorure de soufre (SF₆).

Cet indicateur est exprimé en « équivalent CO₂ » du fait que, par définition, l'effet de serre attribué au CO₂ est fixé à 1 et celui des autres substances relativement au CO₂.

L'indicateur est calculé sur la base d'un horizon fixé à 100 ans afin de tenir compte de la durée de séjour des différentes substances dans l'atmosphère.

Les PRG de ces différents gaz à masse égale, tels que définis par le GIEC, sont ceux de 1995, selon les décisions prises à ce jour par la Conférence des Parties :

CO₂ = 1

CH₄ = 21

N₂O = 310

HFC = variables de 140 à 11 700 selon les molécules considérées (valeur pondérée : 5 334 en 1990, 7 734 en 1993 et 1 669 en 2004)

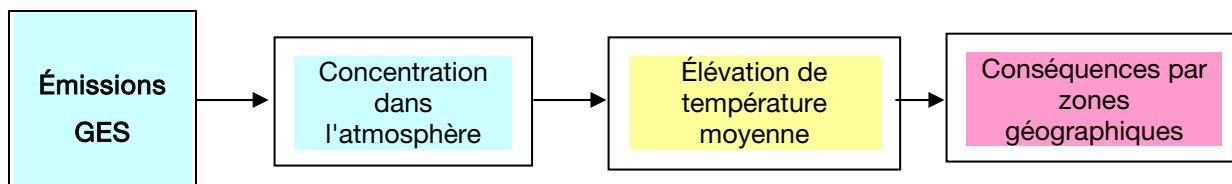
PFC = variables de 6 500 à 9 200 selon les molécules considérées (valeur pondérée : 7 317 en 1990, 7 508 en 1994 et 7 104 en 2004)

SF₆ = 23 900.

Source : CITEPA / CORALIE / format SECTEN mise à jour 23 février 2006

► **Des perspectives de changements climatiques futurs alarmantes**

L'exercice mené par le GIEC s'appuie sur des simulations sur le long terme visant à mettre en corrélation les perspectives d'émission de gaz à effet de serre et leurs conséquences sur les évolutions climatiques des grandes régions de la planète.



L'annexe I détaille les conditions dans lesquelles a été élaboré un grand nombre de scénarios en fonction des hypothèses utilisées. La conclusion essentielle est que, en l'absence d'actions volontaristes, les émissions de gaz carbonique devraient croître dans les prochaines décennies, provoquant une **augmentation alarmante de sa concentration dans l'atmosphère** : divers scénarios vraisemblables sont présentés pour de telles évolutions tendancielle non-interventionnistes, conduisant à des taux allant de 550 à 1 000 parties par millions (ppm), contre 380 ppm actuellement et 280ppm au XVIII^e siècle ; les projections d'évolution de température à la surface du globe se situeraient entre + 0,6 °C et + 4 °C d'ici la fin du XXI^e siècle par rapport à la fin du siècle dernier, celles d'élévation du niveau de la mer entre 20 et 60 centimètres sur la période de référence.

Dans cette perspective, le quatrième rapport d'évaluation du GIEC, notamment celui d'avril 2007 du groupe de travail II « Impacts, adaptation et vulnérabilité », met en évidence de multiples conséquences physiques et biologiques (fonte de glaciers, dénaturaion de zones côtières et immersion de basses plaines, floraisons, migration d'oiseaux, phénomènes parasitaires, ressources en eau...); celles-ci font déjà redouter des prolongements alarmants de nature sociale, voire géopolitique (santé publique, famines, migrations « écologiques », creusement des déséquilibres

Nord-Sud selon les facultés d'adaptation des différents pays...), porteurs de déshérence économique et de conflits.

► ***Des intervalles de confiance resserrés mais de grandes incertitudes résiduelles***

Un aspect original de la démarche suivie par les experts du GIEC réside dans le soin avec lequel sont traités les éléments de fiabilité des projections, donc de crédibilité des conclusions : précisions sur les intervalles de confiance et analyse de la sensibilité climatique.

Au-delà de ces investigations très sophistiquées, subsistent des incertitudes fondamentales portant notamment sur les effets d'amplification ou de modération des phénomènes ; l'annexe I précise quelques facteurs d'imprévisibilité, lesquels ne remettent pas en cause les conclusions qualitatives du document final du GIEC.

2.2.2. Les incertitudes que mettent en évidence les travaux du GIEC militent clairement pour une « approche séquentielle » de la problématique du changement climatique dans l'élaboration des politiques énergétiques

Il n'est pas très original de dire qu'une stratégie est faite pour être révisée en fonction des réactions de l'adversaire ou de l'acquisition de l'information lorsque l'on joue « contre la nature ». Dans le cas de la problématique du changement climatique, portant sur des horizons très longs et dont les mécanismes sous-jacents sont excessivement complexes et non encore totalement élucidés, la nécessité de bien expliciter à la fois les incertitudes et le caractère séquentiel de l'approche qu'elles impliquent est une évidence.

Un exemple illustre cette affirmation. Si l'on résume, pour simplifier, une politique mondiale de limitation des émissions de CO₂ par le niveau des émissions en 2050⁴, deux visions s'affrontent :

- l'AIE considère comme admissible un scénario d'émission qui ramènerait les émissions en 2050 aux environs de leur niveau actuel ;
- d'autres experts, en particulier ceux de la Commission européenne, pensent qu'il faudrait diviser par deux les émissions mondiales de CO₂ à ce même horizon.

En l'état actuel de nos connaissances, tel que l'expose avec beaucoup d'honnêteté le rapport du GIEC, est-il possible de départager dans l'absolu ces deux points de vue ? Probablement non. On peut, en effet, supposer qu'ils reposent explicitement ou implicitement sur :

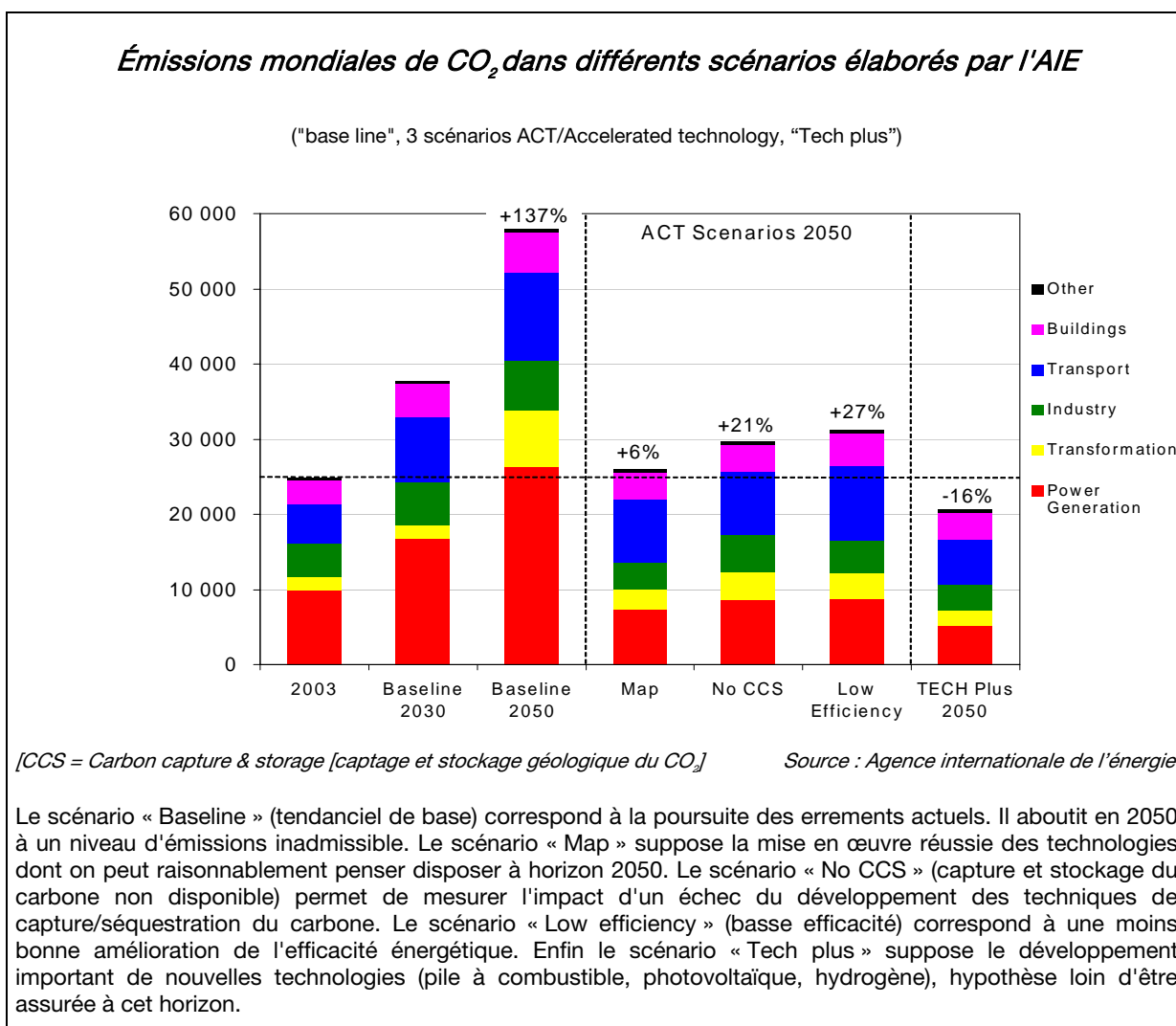
- *la prise en compte d'un niveau de réchauffement qu'il ne serait pas prudent de dépasser* ; plus que des considérations socio-économiques, c'est sans doute le risque de voir s'enclencher des phénomènes amplificateurs mal élucidés et mal maîtrisables qui pèsent sur la fixation de ce seuil ; mais alors 2 °C ou 3 °C ?
- *une relation entre le scénario d'émission et ce niveau de réchauffement* ; l'analyse des travaux du GIEC montre bien l'étendue de la plage d'incertitude qui affecte cette relation, en l'état actuel de nos connaissances.

En fait, le problème est mal posé. Il n'y a pas nécessité à décider aujourd'hui au niveau mondial des émissions en 2050. **Il faut engager avec détermination des actions qui, à moyen terme, nous placeront sur une trajectoire permettant de faire face à différentes hypothèses plausibles aujourd'hui (en particulier la division par 2 des émissions mondiales en 2050), hypothèses qui ne pourront être départagées que grâce à l'acquisition de connaissances, voire à des « retours d'expérience », qui pourraient nécessiter de longues années. Il faut aussi engager les actions, en particulier en matière de développement des technologies, qui nous permettront le moment venu de faire face à un coût plus ou moins élevé aux diverses hypothèses envisageables.**

⁴ Ce qui est évidemment très caricatural puisque, compte tenu de la durée de vie du CO₂ dans l'atmosphère, la concentration en 2050 dépend du profil des émissions sur toute la période 2007-2050.

2.2.3. Les scénarios de l'AIE constituent un ensemble en apparence cohérent, mais qui ne présente pas la flexibilité suffisante pour faire face aux incertitudes des mécanismes du changement climatique telles qu'on peut les appréhender aujourd'hui

- L'Agence internationale de l'énergie (AIE) estime, dans son dernier rapport « *Energy Technology Perspectives 2006* », que la stabilisation des émissions peut être atteinte en 2050 en utilisant toutes les possibilités des technologies – existantes ou en développement – considérées comme économiquement acceptables sur la base d'une valorisation du CO₂ à 25 \$/t. Le scénario de l'AIE qui aboutit à la plus forte réduction d'émission de GES (« Tech + 2050 ») conduit ainsi en 2050 à une baisse de 16% des émissions par rapport à leur niveau de 2003.



- L'AIE a, d'autre part, produit dans le cadre de son rapport « *World Energy Outlook 2007* » deux scénarios à horizon 2030 : un scénario tendanciel et un scénario alternatif [voir les deux encadrés ci-après].

Les scénarios de l'Agence internationale de l'énergie pour 2030 (WEO 2006)

L'AIE a rendu public, le 7 novembre 2006, son rapport sur les perspectives énergétiques mondiales. Intitulé *World Energy Outlook 2006* (WEO 2006), il présente deux scénarios à horizon 2030.

Ces deux scénarios ont en commun un certain nombre d'hypothèses : population mondiale de 8,1 milliards d'habitants en 2030 (contre 6,4 à la mi-2004), croissance soutenue du PIB mondial (+ 3,4 % par an en moyenne dont + 5,5 % par an pour la Chine), croissance modérée des prix du pétrole (55 \$/bl en 2030) et du gaz (6,5 \$/MBtu en 2030), stabilité du prix du charbon.

- **Le scénario « de référence »** est, comme il est usuel dans ce genre d'exercice, un **scénario tendanciel**. La consommation mondiale d'énergie primaire croît de 53 % entre 2004 et 2030 et, en dépit d'un recours fortement accru au charbon, les consommations de pétrole et de gaz sont en forte croissance.

<i>Consommation mondiale d'énergie primaire en Mtep (scénario de référence)</i>	<i>2004</i>	<i>2030</i>	<i>Variation 2004-2030</i>	<i>Variation annuelle moyenne 2004-2030</i>
Charbon	2 773	4 441	+ 60 %	+ 1,8 %
Pétrole	3 940	5 575	+ 41 %	+ 1,3 %
Gaz	2 302	3 869	+ 68 %	+ 2,0 %
Nucléaire	714	861	+ 21 %	+ 0,7 %
Hydraulique	242	408	+ 69 %	+ 2,0 %
Biomasse, déchets et autres renouvelables	1 233	1 941	+ 57 %	+ 1,8 %
Total	11 204	17 095	+ 53 %	+ 1.6 %

Les émissions mondiales de CO₂ croîtraient dans ce scénario de 55 % entre 2004 et 2030. Elles doubleraient approximativement entre 1990 et 2030. Par rapport aux scénarios de référence récents de l'AIE, les émissions de CO₂ des pays en développement dépassent celles des pays OCDE nettement plus tôt, entre 2010 et 2015, au lieu de 2025. Il est clair qu'un tel scénario conduirait à une impasse en matière de maîtrise du changement climatique et pourrait poser des problèmes de sécurité d'approvisionnement majeurs en hydrocarbures en raison de la très forte croissance de la demande qu'il impliquerait.

<i>Émissions de CO₂ dues à l'énergie / en MtCO₂</i>	<i>2004</i>	<i>2030</i>	<i>Variation 2004-2030</i>	<i>Variation annuelle moyenne 2004-2030</i>
OCDE	12 827	15 495	+ 21 %	+ 0,7 %
<i>dont : - États-Unis</i>	5 769	7 138	+ 24 %	+ 0,8 %
<i>- Union européenne</i>	3 847	4 216	+ 10 %	+ 0,4 %
Pays en transition	2 560	3 193	+ 25 %	+ 0,9 %
Pays en développement	10 171	21 111	+ 108 %	+ 2,8 %
<i>dont : - Chine</i>	4 769	10 425	+ 119 %	+ 3,1 %
Soutes	521	621	+ 19 %	+ 0,7 %
Total	26 079	40 420	+ 55 %	+ 1.7 %

- **Le scénario de « politique alternative »** proposé par l'AIE repose, pour l'essentiel, sur la mise en œuvre de politiques d'utilisation rationnelle de l'énergie dont la rentabilité économique est assurée par l'évolution des prix des énergies. La consommation mondiale d'énergie primaire est, en 2030, inférieure de 10% seulement à celle du scénario de référence et la croissance des consommations d'hydrocarbures reste forte.

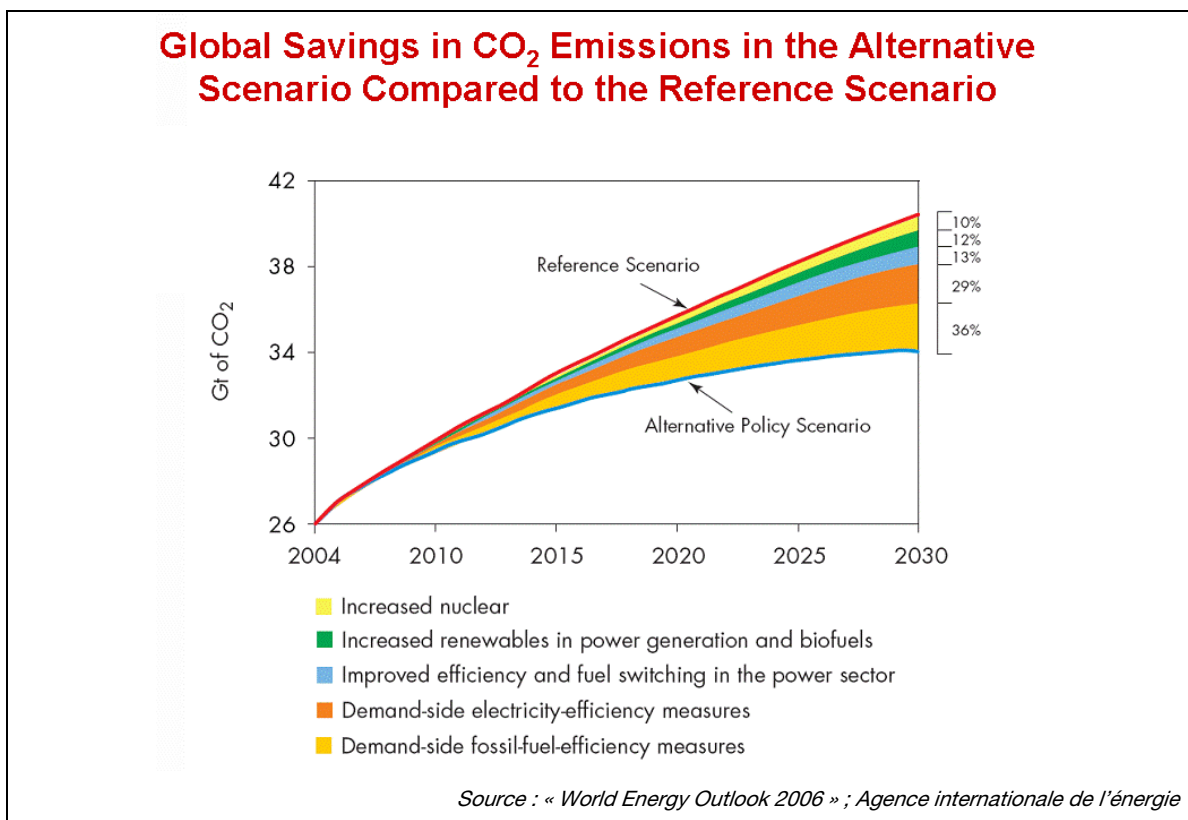
S'agissant des émissions de CO₂, la restructuration du « mix énergétique » restant limitée et les techniques de séquestration du carbone n'étant pas supposées disponibles, les progrès par rapport au scénario de référence restent modestes : - 16 % en 2030. Les émissions sont en hausse de 31 % par rapport à aujourd'hui et de 67 % par rapport aux émissions de 1990.

<i>Consommation mondiale d'énergie primaire / en Mtep (scénario alternatif)</i>	<i>2004</i>	<i>2030</i>	<i>Variation 2004-2030</i>	<i>Variation annuelle moyenne 2004-2030</i>
Charbon	2 773	3 512	+ 27 %	+ 0,9 %
Pétrole	3 940	4 955	+ 26 %	+ 0,9 %
Gaz	2 302	3 370	+ 46 %	+ 1,5 %
Nucléaire	714	1 070	+ 50 %	+ 1,6 %
Hydraulique	242	422	+ 74 %	+ 2,2 %
Biomasse, déchets et autres renouvelables	1 233	2 076	+ 68 %	+ 2,0 %
Total	11204	15 405	+ 37 %	+ 1,2 %

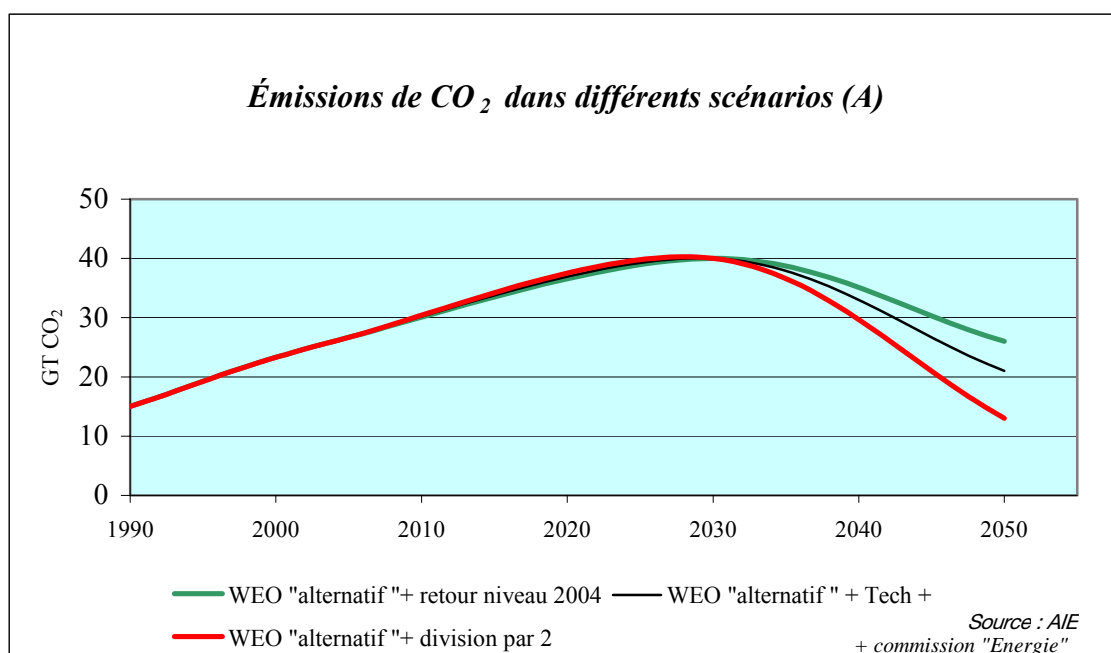
<i>Émissions de CO₂ dues à l'énergie dans le scénario alternatif en MtCO₂</i>	<i>2004</i>	<i>2030</i>	<i>Variation 2004-2030</i>	<i>Variation annuelle moyenne 2004-2030</i>
OCDE	12 827	13 184	+ 3 %	+ 0,1 %
<i>dont : - États-Unis</i>	5 769	6 266	+ 9 %	+ 0,3 %
<i>- Union européenne</i>	3 847	3 465	- 10 %	- 0,4 %
Pays en transition	2 560	2 786	+ 9 %	+ 0,3 %
Pays en développement	10 171	17 550	+ 73 %	+ 2,1 %
<i>dont : - Chine</i>	4 769	8 801	+ 85 %	+ 2,4 %
Soutes	521	560	+ 7 %	+ 0,3 %
Total	26 079	34 080	+ 31 %	+ 1,0 %

Sources : Agence internationale de l'énergie

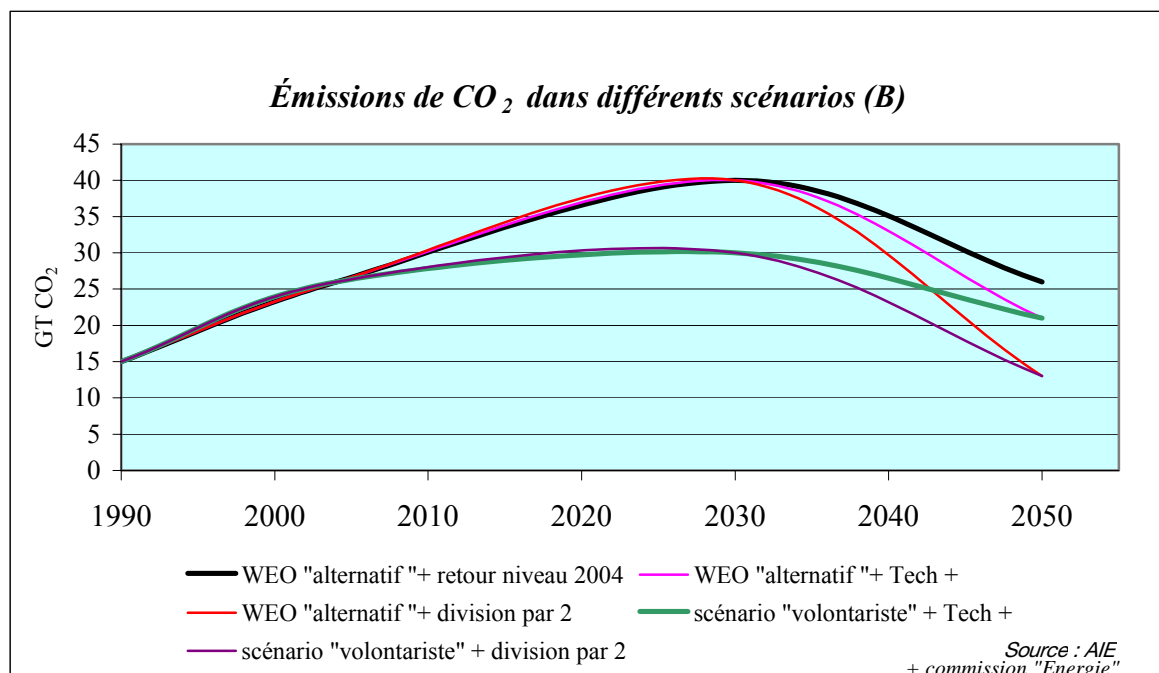
Les scénarios qui précèdent sont schématisés de la façon suivante :



Le diagramme ci-dessous suggère que le raccord entre les perspectives 2030 et un scénario de limitation des émissions à leur niveau actuel en 2050 est plausible, mais que, dans l'hypothèse où l'on se serait engagé sur une trajectoire « WEO' 2006 alternatif », la découverte, disons en 2020, qu'il est impératif de diviser par 2 en 2050 le niveau d'émissions de 2004 conduit à une réduction totalement incompatible avec les inerties du système énergétique mondial.



Par contre [diagramme suivant] un scénario « volontariste » plus ambitieux dès maintenant que le « WEO alternatif » permettrait de réaliser des évolutions beaucoup plus lisses quel que soit le niveau de la contrainte 2050 qui se révélerait par exemple vers 2020.



2.3. Face à l'extrême gravité du défi climatique, les incertitudes dans la quantification des conséquences des émissions de gaz à effet de serre ne devraient en aucun cas dissuader les responsables d'agir avec détermination

Il convient, tout d'abord, d'engager des actions immédiates utilisant tous les leviers disponibles susceptibles de porter effet à moyen terme, afin de se placer sur une trajectoire permettant de faire face aux divers scénarios envisageables à long terme. Il s'agit, aussi et simultanément, de se préparer aux défis du long terme, en lançant des politiques qui – tels l'aménagement du territoire, les évolutions sociétales ou les politiques de recherche – ne pourront avoir d'effet que sur la longue durée.

2.3.1. Les actions à entreprendre ou à intensifier dans l'immédiat devraient viser à réduire substantiellement les émissions de gaz à effet de serre à moyen terme sans compromettre le développement économique des différentes parties du monde, dans le respect des considérations habituelles liées aux pays émergents ou en voie de développement

Les leviers utilisables dans cette perspective reposent sur la mise en œuvre rationnelle des technologies actuellement disponibles.

► **Le levier quantitativement le plus important et le plus rapide à mettre en œuvre est, comme le souligne l'AIE, l'amélioration de l'efficacité énergétique au niveau de l'utilisation finale dans tous les secteurs et dans tous les pays**

Pour la plupart des pays, la réduction du coût d'approvisionnement de leur économie en énergie justifie, à elle seule, des politiques énergétiques susceptibles de jouer un rôle majeur dans la réduction des émissions de gaz à effet de serre.

► ***La réduction des émissions liées à la production d'électricité est également un enjeu majeur pour nombre de pays et au niveau mondial***

À cet égard, au-delà de l'amélioration de l'efficacité énergétique des filières existantes grâce au remplacement progressif des installations anciennes par des installations modernes de meilleur rendement (l'enjeu mondial, rien que pour les centrales à charbon, est de l'ordre de 1 ou 2 Gt de CO₂ par an), la solution réside dans la restructuration du « mix énergétique » par utilisation, dans des conditions économiques satisfaisantes, de techniques de production émettant peu ou pas du tout de gaz à effet de serre (hydraulique, nucléaire, éoliennes, biomasse dans certains cas...). Le regain d'intérêt actuel pour le nucléaire dans certains pays est significatif à cet égard.

À moyen terme, de grands espoirs reposent également sur le captage et le stockage du CO₂ (CSC) pour assurer une production d'électricité « décarbonnée » à partir de la ressource abondante et fiable que constitue le charbon.

► ***Le secteur des transports, en forte croissance et dépendant aujourd'hui très majoritairement des produits pétroliers, mérite une attention toute particulière***

Dans les pays industrialisés, de longue date, l'héritage du passé en matière d'aménagement du territoire et d'organisation des transports terrestres pèse très lourdement. Des actions de court terme, telles que la taxation des carburants, ou de moyen long terme, telles que le développement de nouveaux services et de nouvelles infrastructures, peuvent favoriser une approche plus rationnelle de la satisfaction des besoins de transport : réduction des déplacements superflus pour les personnes, optimisation de la logistique pour les marchandises, reports intermodaux pour le transport des personnes et des marchandises. Mais la recherche d'une maîtrise des besoins de transport par une approche intégrée des problématiques de transport et d'aménagement du territoire, pour nécessaire qu'elle soit, ne pourra porter ses fruits qu'à très long terme. Dans ces conditions, le transport routier continuant à jouer un rôle prépondérant, les actions qui seront menées concernant le parc de véhicules (introduction aussi rapide que possible de véhicules peu consommateurs de carburant et peu émetteurs de CO₂ parmi lesquels les véhicules hybrides et, demain sans doute, les véhicules hybrides rechargeables) et les carburants (utilisation de biocarburants) sont appelées à jouer un rôle décisif. Grâce à des technologies parfaitement maîtrisées, elles devront permettre des économies d'émissions importantes par rapport aux scénarios tendanciels.

Les transports internationaux aériens et maritimes posent un problème crucial commun à l'ensemble des pays du monde : leur développement extraordinairement rapide comme celui des consommations d'énergie et des émissions de gaz à effet de serre associées. Des progrès sont certes en cours de réalisation ou attendus, tant dans le domaine aérien (rationalisation de l'exploitation, réduction des consommations, augmentation du nombre de passagers transportés...) que dans le domaine maritime (rationalisation de l'exploitation et de la logistique, progrès techniques en matière de propulsion, utilisation de biocarburants...); des substituts partiels aux déplacements professionnels de personnes existent grâce à la télématique, mais il est clair que les tendances actuelles en matière de déplacements privés, de transport de matières premières pondéreuses ou de produits manufacturés ne sauraient être durablement prolongées.

2.3.2. Pour répondre aux problématiques de long terme – au premier rang desquelles la maîtrise du risque climatique –, il faudra disposer, en temps utile, d'un ensemble de technologies de plus en plus performantes

Les scénarios « soutenables » à long terme resteraient à l'état de vœu pieux si l'on ne disposait pas des technologies nécessaires en temps voulu, à l'échelle industrielle et à un coût raisonnable. Comme le souligne l'AIE, *aucune technologie ne saurait, à elle seule, apporter une réponse suffisante à la question cruciale que constitue la maîtrise des émissions de gaz à effet de serre*. L'objectif doit donc être de disposer, à terme, d'un « portefeuille » de technologies variées permettant de traiter au mieux les problèmes spécifiques des différents secteurs économiques.

De nombreuses voies de progrès technologiques sont aujourd'hui explorées dans divers pays. Elles concernent aussi bien la consommation que la production d'énergie et, à l'interface entre les deux, le stockage. Ces trois aspects sont d'ailleurs parfois très liés, comme, par exemple, dans les transports, où l'introduction des biocarburants nécessite la mise au point d'une filière technologique cohérente, de la production des plantes à la mise au point des véhicules. Certaines de ces voies de progrès ont directement pour objet de réduire la production de gaz à effet de serre ; d'autres visent à

économiser l'énergie et donc aussi, directement ou indirectement, à réduire les émissions de gaz à effet de serre.

Les progrès procèdent autant des progrès continus des technologies existantes que du développement de technologies plus futuristes pour lesquelles la période de gestation, voire la faisabilité, est plus incertaine et, en tout état de cause, souvent longue [voir encadré ci-après].

On peut s'attendre ainsi, pour les années à venir, plus à une succession de progrès « évolutifs » offerts par un bouquet technologique très diversifié qu'à l'émergence quasi-miraculeuse de quelques technologies nouvelles qui détrôneraient toutes les autres.

À titre d'exemple, l'automobile individuelle offre de réelles perspectives de réduction de consommation d'énergie fossile, sans révolution technologique majeure (diésélisation du parc, injection directe, suralimentation, distribution variable, biocarburants...). Parallèlement, avec les véhicules hybrides thermique/électrique, l'électricité est appelée à participer à la propulsion, l'énergie récupérée au freinage ou en phase de décélération et en descente étant restituée pour la traction par un moteur électrique d'appoint⁵. La prochaine étape pourrait être la mise au point de *véhicules hybrides rechargeables* par branchement sur le secteur, donc avec une contribution accrue de l'électricité à la propulsion. Mais cette évolution – et plus encore le développement de la voiture « tout électrique » – est liée aux progrès attendus des performances des batteries en matière d'autonomie, de durée de vie (nombre de cycles admissibles sans perte exagérée de performances) et surtout de rapidité de leur recharge (batteries lithium-ion,...)⁶. Les perspectives offertes par la pile à combustible embarquée et l'hydrogène, s'agissant du développement massif des véhicules de l'avenir, demeurent hypothétiques, voire – selon certains experts – relèvent du fantasme en raison de la complexité technique et surtout des contraintes majeures de sécurité qui apparaîtraient dans la perspective d'une utilisation « grand public » extensive de l'hydrogène.

L'encadré suivant résume l'état actuel des connaissances en ce qui concerne les probabilités et des horizons auxquels les différentes technologies pourraient être effectivement disponibles (c'est-à-dire industrialisables à un coût compatible avec les conditions économiques du moment).

⁵ A titre de repère, on notera que l'état achevé de la technique hybride (« Full hybride ») peut proposer à terme des motorisations hybride-diesel HDi dont la consommation (perspective : 3,4 litres/100 km en cycle mixte) et l'émission de CO₂ (perspective : 90 g CO₂/km) seraient en réduction de près de 30 % par rapport aux performances des meilleurs moteurs diesel actuels, avec l'espoir d'atteindre 50 % par l'utilisation complémentaire de carburants émettant peu de gaz carbonique. La mise sur le marché européen de tels véhicules pourrait intervenir à l'horizon 2010, 2012 pour les véhicules de performances supérieures.

⁶ S'agissant de la France, la recherche et développement en ce domaine (moto-propulsion à transmission hybride, allègements, pneumatiques) bénéficie du soutien public puisque le développement du véhicule hybride diesel-électrique (VHD) a été retenu début juillet 2006 comme sixième programme mobilisateur par l'Agence de l'innovation industrielle (A.I.I.).

État actuel des connaissances sur la disponibilité des technologies

Le groupe de travail 3 (« Évolutions technologiques ») a effectué un examen systématique des évolutions technologiques susceptibles d'apporter à court, moyen et long termes des contributions significatives à la résolution des problèmes énergétiques, tant du côté de l'offre que de la demande. On trouvera ici un inventaire des technologies qui, avec des probabilités d'occurrence variées, pourraient être disponibles à différents horizons. Cet inventaire est présenté selon les trois stades de maturité suivants : « *quasi sûr* » (horizon à court terme), « *probable* » (horizon à moyen terme, pas avant 2020), « *possible* » (horizon de long ou très long terme, pas avant 2040-2050).

Il reste entendu que cette présentation se fonde autant sur la perspective de progrès continus dans tous les domaines que sur celle de sauts technologiques qui impliquent naturellement des stades intermédiaires avant la mise en service industrielle en vraie grandeur (mise en place de prototypes industriels). Il s'agit donc seulement, à ce stade, d'un **pronostic sur la possibilité de disposer de ces technologies à un stade industriel**. Leur viabilité économique – dans certains cas leur acceptabilité sociale – n'ont pas été évaluées. Par ailleurs les délais nécessaires pour la prise des décisions administratives et politiques – en particulier les délais attachés aux procédures d'autorisation – ne sont pas pris en compte ; ils peuvent être parfois considérables, supérieurs à 10 ans dans le cas par exemple des procédures d'autorisation de création ou d'extension de stockages de gaz souterrains. Dans d'autres cas enfin (hydrogène par exemple), les contraintes majeures de sécurité et les conditions d'acceptabilité sociale peuvent rendre très problématiques, voire illusoire, les perspectives de généralisation de certaines techniques.

► **Charbon**

Quasi sûr (2015 – 2020)

- Amélioration du rendement des centrales (de 30 % à 50 %)
- Captage du CO₂ par post-combustion
- Combustion supercritique, hypercritique

Probable (2015 – 2020)

- Captage du CO₂ par oxy-réduction

Possible (après 2015 – 2030)

- Stockage géologique du CO₂ après captage

► **Pétrole et gaz**

Quasi sûr (d'ici 2015)

- Améliorations des performances de prospection géologique et des rendements d'exploitation des gisements (en cours)
- Amélioration du rendement des centrales à gaz (jusqu'à 60 %) (2010 – 2015)

Possible (après 2020)

- Récupération assistée des hydrocarbures par sources à haute température

► **Éolien**

Quasi sûr (d'ici 2015)

- Amélioration légère des coûts à terre par effet de masse
- Amélioration des rendements et des coûts pour la production off-shore

► **Solaire photovoltaïque**

Quasi sûr

- Amélioration des coûts et des rendements en technologie actuelle (silicium cristallin)

Probable

- Amélioration des coûts et des rendements par technologie silicium couches minces

Possible

- Utilisation des matériaux organiques comme semi-conducteurs à la place du silicium

► **Solaire thermique [pour mémoire] : progrès continus sur fabrication industrielle**

.../...

► Nucléaire

Quasi sûr (2015 – 2030)

- Amélioration des performances de la génération III (type EPR) de l'ordre de 15 %

Probable (2020)

- Traitement et recyclage de davantage de déchets nucléaires à vie longue

Possible (2040)

- Réacteurs très avancés (gain d'un facteur 50 sur l'utilisation de l'uranium)

► Biomasse

Quasi sûr (2010 – 2015)

- Développement des biocarburants de première génération (incorporation jusqu'à 7 % dans les carburants traditionnels, comme le prévoit la loi d'orientation agricole du 5 janvier 2006 modifiant la loi de programme dite « POPE » du 13 juillet 2005)

Probable (2015 – 2030)

- Biocarburants de deuxième génération (valorisation de l'ensemble de la plante)

► Hydrogène

Probable (2010 – 2030 ?)

- Hydrogène comme moyen de stockage de l'énergie électrique
- Stockage industriel sous pression (370 – 700 bars)
- Moteurs thermiques à hydrogène
- Piles à combustibles de petite taille pour applications portables

Possible (2025 – 2040)

- Production massive (thermochimie, nucléaire, électrolyse haute température, solaire haute température)
- Réseaux de distribution grand public
- Technologie de la pile à combustible à oxyde solide « *solid oxide fuel cell* » (SOFC)

► Véhicules automobiles

Quasi sûr (2010 – 2015)

- Développement du véhicule hybride
- Réduction de la consommation et des émissions de CO₂ de 30 % par rapport aux performances actuelles (technologie hybride diesel HDI)

Probable (2015 – 2020)

- Développement du véhicule hybride rechargeable

Possible

- Développement du véhicule à pile à combustible

► Urbanisme / habitat

Quasi sûr

- Bâtiments neufs de performances proches de celles liées à l'objectif « facteur 4 » (50 kWh/m² pour un surcoût de l'ordre de 10 %)

Probable

- Conception de bâtiments à énergie positive économiquement acceptable

Possible

- Nouvelle conception énergétique de la ville

2.3.3. Un arbitrage important est à réaliser entre les actions apportant des résultats relativement rapides et les efforts de recherche, développement, démonstration et industrialisation de nouvelles technologies

Cet arbitrage concerne en particulier l'utilisation des fonds publics.

Il fait peu de doute qu'il ne peut être le même pour tous les pays. Par exemple un pays comme les États-Unis, pour lequel s'approprier un « leadership » mondial en matière technologique constitue un objectif majeur et réaliste, pourrait avoir la tentation – bien que des signes contraires commencent à se manifester aujourd'hui – de s'investir massivement sur le développement technologique, au risque de négliger les actions de portée immédiate, et de se trouver face à un problème de mutation accélérée de son système énergétique si certaines hypothèses très contraignantes sur les émissions de gaz à effet de serre devenaient réalité. Il est clair que la problématique pour la France – et, plus généralement, pour l'Europe – se pose en des termes sensiblement différents. Pour la France, cette question sera abordée dans le chapitre consacré à la politique énergétique nationale (chapitre 4).

2.4. L'après-2012 (Kyoto) ne débouche pas spontanément sur des mécanismes de gouvernance mondiale permettant d'assurer la convergence d'approches très sensiblement différentes de la maîtrise du risque climatique, même si des coopérations entre Etats sont les bienvenues

Bien sûr des coopérations se nouent ou vont se nouer, faisant progresser la question. Mais, tôt ou tard, tous les États devront réagir et ceux d'entre eux qui auront su anticiper, en engageant suffisamment tôt les actions indispensables, subiront moins que d'autres les conséquences d'une révision plus ou moins déchirante des politiques énergétiques

S'il est vrai que les préoccupations géopolitiques concernant les marchés du pétrole et du gaz continuent et continueront de jouer un rôle de premier plan sur la scène internationale, de nouvelles relations prennent place, pour répondre aux défis planétaires que constituent le risque climatique et la préparation de l'après pétrole. Elles s'établissent entre les grands pays selon deux voies interdépendantes :

- *les négociations internationales* autour du protocole de Kyoto et la préparation de l'après-2012 ;
- *l'instauration de partenariats* visant à maîtriser les technologies-clés pour l'avenir. Ces partenariats concernent, plus spécialement, quatre thèmes majeurs : l'amélioration de l'efficacité énergétique, la technologie électronucléaire, le captage/stockage du CO₂, la préparation de la transition dans les transports, en particulier par le recours aux carburants de synthèse à partir du gaz, du charbon et de la biomasse.

2.4.1. Les accords internationaux sur la lutte contre le changement climatique devraient constituer le cadre de cohérence d'une politique de maîtrise des émissions de gaz à effet de serre au niveau mondial

Il faudra, à cette fin, surmonter les difficultés résultant des priorités différentes attribuées par les différents pays aux problématiques du développement économique, du développement des technologies ou d'une réduction dès le moyen terme des émissions de gaz à effet de serre.

S'agissant du protocole de Kyoto, l'Union européenne, rejointe notamment par la Russie, a fait preuve d'une forte détermination, mais elle a accepté, pour obtenir un accord, que ne soit demandé aucun engagement de réduction des émissions de gaz à effet de serre aux pays émergents, au premier rang desquels la Chine et l'Inde. À la différence des États-Unis et de l'Australie, ces pays n'ont donc eu aucune difficulté à ratifier le protocole. C'est pour l'après-2012 que la question de leurs engagements se pose.

Ce n'est pas pour autant que les pays qui n'ont pas ratifié le protocole ou qui n'ont pas été amenés à prendre, dans ce cadre, des engagements quantitatifs, sont restés inactifs tant au plan national qu'en matière de coopération internationale. C'est ainsi que le partenariat Asie/Pacifique – réunissant l'Australie, la Chine, la Corée du Sud, les États-Unis, l'Inde et le Japon⁷ – vise à dégager une stratégie commune s'appuyant à la fois sur des réformes industrielles et sur l'utilisation de nouvelles technologies moins polluantes, qui permettraient de concilier maîtrise du risque climatique et maintien du développement économique.

Il n'en demeure pas moins que *l'harmonisation au niveau mondial des efforts en matière de réduction des émissions de gaz à effet de serre*, dans le cadre d'accords internationaux réunissant le maximum de signataires parmi les principaux pays grands émetteurs de gaz à effet de serre, reste indispensable, à la fois en termes d'efficacité et d'équité. Afin de passer de l'idéal à l'action, l'étape la plus urgente consisterait *a minima* à établir un premier accord mondial « post-2012 » avec les principaux grands États émetteurs, qu'ils soient développés ou en développement. A titre d'exemple, les dix principaux États ou groupes d'États émetteurs représentaient en 2000 73 % des émissions mondiales de gaz à effet de serre. Une telle action devient primordiale car il est évident que, si les efforts en matière de lutte contre le risque climatique sont répartis de façon inéquitable et entraînent, de ce fait, des distorsions de concurrence, des mesures protectionnistes présentant d'autres inconvénients à long terme⁸ seront prises inévitablement.

Il est certain que la France, seule ou par son action au sein de l'Union européenne, est en situation, pour de multiples raisons, de jouer un rôle beaucoup plus important dans la recherche de cette convergence que ne le justifierait son seul poids dans l'économie mondiale, sous réserve d'être elle-même exemplaire en matière de lutte contre le risque climatique.

2.4.2. Les États-Unis entendent affirmer leur « leadership » technologique en matière de maîtrise des émissions de gaz à effet de serre

Les États-Unis, mettant à profit les différents partenariats technologiques qui s'organisent aujourd'hui, expriment des ambitions fortes dans le domaine de l'énergie, par le biais *d'une stratégie technologique mondiale très pragmatique*. Ils cherchent notamment à vendre leurs futurs savoir-faire et leurs techniques dans les pays en développement.

- La loi de programmation sur l'énergie du 8 août 2005 affirme la primauté de la technologie américaine et se donne pour ambition d'utiliser cette technologie pour être « leader » mondial dans les techniques d'économies d'énergie.
- Le récent programme américain « Advanced Energy Initiative » (AEI) affiche les objectifs poursuivis à court et moyen terme. Ce programme vise à promouvoir les nouvelles technologies énergétiques pour réduire la dépendance des États-Unis aux hydrocarbures importés⁹, pour protéger l'environnement et stimuler la croissance économique. Ce programme AEI se focalise en particulier sur la substitution des carburants fossiles des véhicules et sur le basculement des modes de la production électrique vers une utilisation accrue du charbon propre, du nucléaire, du solaire et de l'éolien.
- Le programme « Energy Star » sur l'efficacité énergétique des appareils est désormais de portée internationale, à travers des partenariats avec l'Union européenne et le Japon.
- Les initiatives des États-Unis en matière de nucléaire¹⁰ laissent entrevoir le rôle-clé que pourrait jouer cette technologie dans le monde à moyen/long terme.

⁷ Ces pays émettent 50 % des gaz à effet de serre et représentent la moitié du PIB mondial.

⁸ Voir la discussion sur le principe de création d'une "Taxe extérieure carbone" au titre 3.

⁹ En 2005, ces importations représentent 11,8 Mb/j (215 Mds \$/an) soit 54 % de la consommation totale contre 23 % en 1970.

¹⁰ On peut citer, par exemple :

- « International Nuclear Energy Research Initiative » en partenariat avec de nombreux pays. En 2002 : Corée, France, consortium entre Nuclear regulatory commission et l'OCDE regroupant une dizaine de pays. En 2003 : Union européenne, Brésil, Canada, Japon. En 2005, nouveaux accords avec le Japon, la Corée, le Brésil ; en projet : Afrique du Sud, Angleterre.
- Accord de coopération nucléaire avec l'Inde.

2.4.3. Cependant, les programmes de coopération se multiplient entre les grandes régions du monde

Les accords expriment une volonté de partager les risques, les investissements et les technologies. Les principaux acteurs en sont les États-Unis, l'Union européenne, le Japon, la Russie, la Chine et l'Inde.

- *Nucléaire*

Dix pays sont regroupés au sein du forum GIF (« Generation IV International Forum ») pour développer les réacteurs de 4^e génération. En 2005, le Canada, la France, la Corée, le Japon, la Suisse, le Royaume-Uni et les États-Unis ont signé un accord qui définit le mode de collaboration. Six concepts de réacteurs ont été sélectionnés pour faire l'objet de programmes collaboratifs de R & D destinés à approfondir les concepts en cours, sous forme de contrats bilatéraux et réaliser des démonstrateurs à échéance 2015 -2020.

Plusieurs autres initiatives substantielles ont été récemment lancées par les États-Unis et la Russie pour contrôler l'accès à l'enrichissement de l'uranium et au retraitement des combustibles usés.

- *Partenariat UE - Russie*

Etabli lors du sommet bilatéral le 30 octobre 2000 à Paris, ce dialogue permet d'évoquer toutes les questions d'intérêt commun relevant du secteur énergétique, y compris l'instauration d'une coopération en matière d'économies d'énergie et de rationalisation des infrastructures de production et de transport, des possibilités d'investissements européens, ainsi que des relations entre pays producteurs et consommateurs.

- *Partenariat UE - Chine*

L'Union européenne et le gouvernement chinois renforcent leur coopération énergétique. Ils ont signé en 2006 un protocole d'accord sur les technologies de production d'électricité à très faibles émissions. Ce protocole d'accord renforce les travaux menés dans les cadres du plan d'action UE-Chine pour le charbon propre et pour la coopération industrielle en matière d'efficacité énergétique et d'énergies renouvelables, du dialogue UE-Chine sur les stratégies en matière d'énergie et de transports ou, enfin, dans le cadre de l'accord de coopération scientifique et technologique et du programme UE-Chine pour l'énergie et l'environnement.

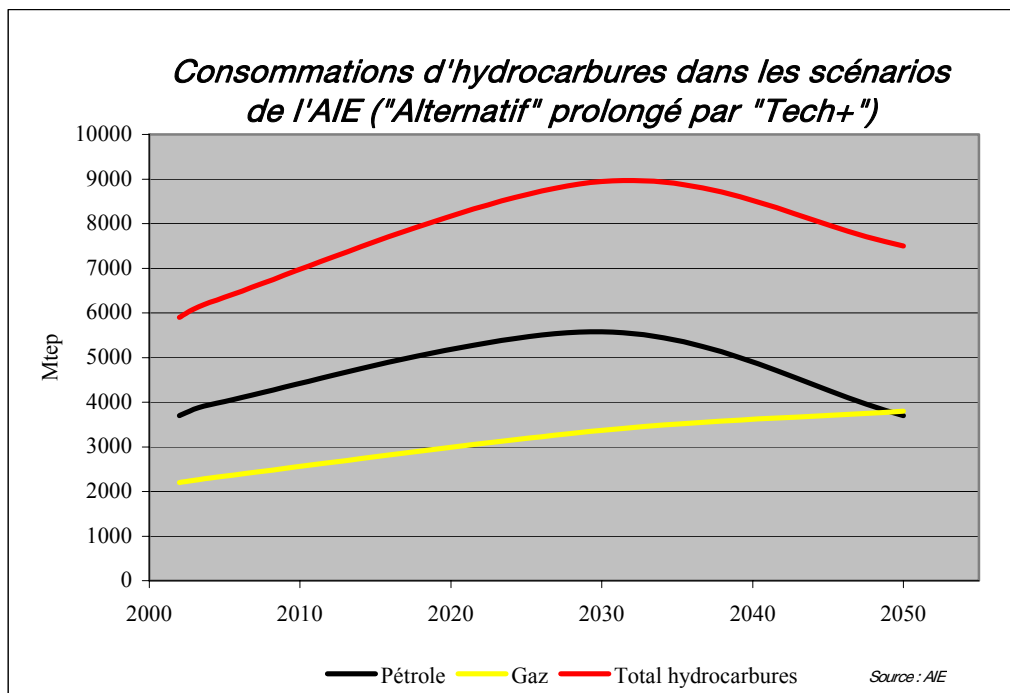
2.5. En tout état de cause, la croissance de la demande en hydrocarbures restera soutenue à court/moyen terme, renforçant le poids des considérations géopolitiques dans la maîtrise des ressources

Dans un contexte mondial plein de périls, la maîtrise des ressources en hydrocarbures sera une arme politique et économique souvent déterminante. Les considérations géopolitiques continueront donc de jouer un rôle majeur dans les conditions d'accès aux énergies.

2.5.1. À horizon 2020 – voire 2030 –, la croissance de la demande d'hydrocarbures restera soutenue, même si les actions nécessaires à la maîtrise des émissions de CO₂ sont convenablement engagées

S'il est vrai que la maîtrise des émissions de CO₂ suppose à long terme une réduction importante des consommations d'hydrocarbures, repoussant d'autant les perspectives d'épuisement des réserves, il est non moins vrai que cette réduction ne pourra être effective dans les toutes prochaines années, même si des politiques de maîtrise des émissions de CO₂ sont engagées avec détermination. Il est en effet clair que, si un plafonnement – voire une décroissance – de l'appel aux hydrocarbures est envisageable à brève échéance dans les pays de l'OCDE, une telle hypothèse ne peut être retenue pour les pays émergents ou en développement sans compromettre gravement leurs perspectives de croissance économique à moyen terme.

À titre d'exemple, dans le scénario « Alternatif » du WEO'2006 de l'AIE – il est vrai assez peu ambitieux – prolongé par le scénario « Tech + » à horizon 2050, la consommation mondiale d'hydrocarbures passe par un maximum seulement un peu après 2030.



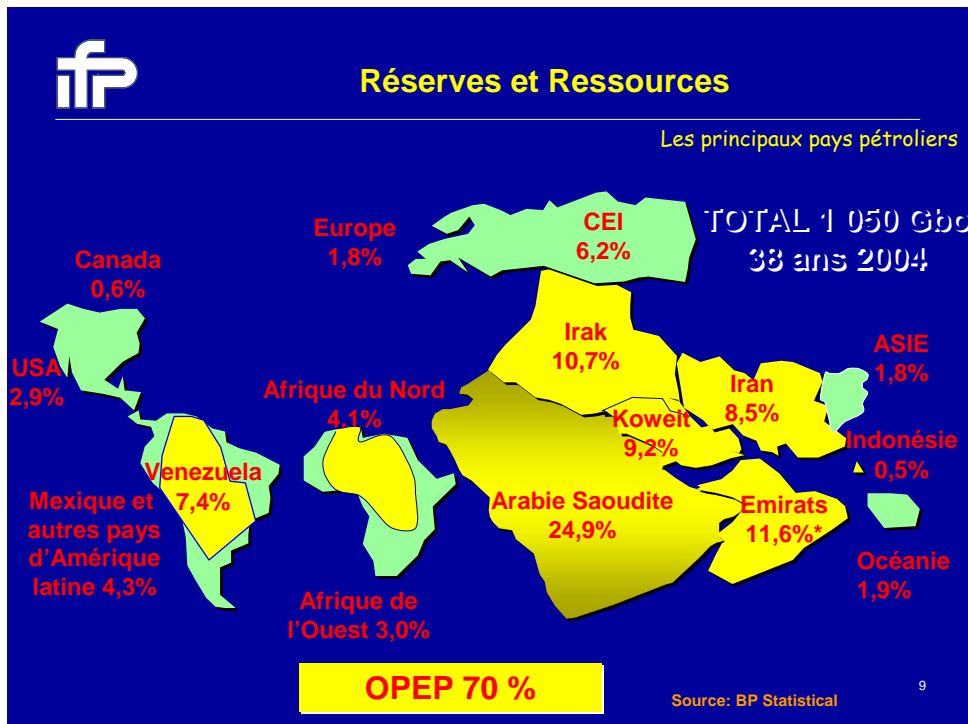
2.5.2. La très inégale répartition géographique des réserves est au cœur de la problématique de l'approvisionnement de l'économie mondiale en hydrocarbures

Dans un contexte mondial plein de périls, la maîtrise des ressources en hydrocarbures sera une **arme politique et économique** souvent déterminante. Les considérations géopolitiques continueront de jouer un rôle majeur dans les conditions d'accès aux énergies.

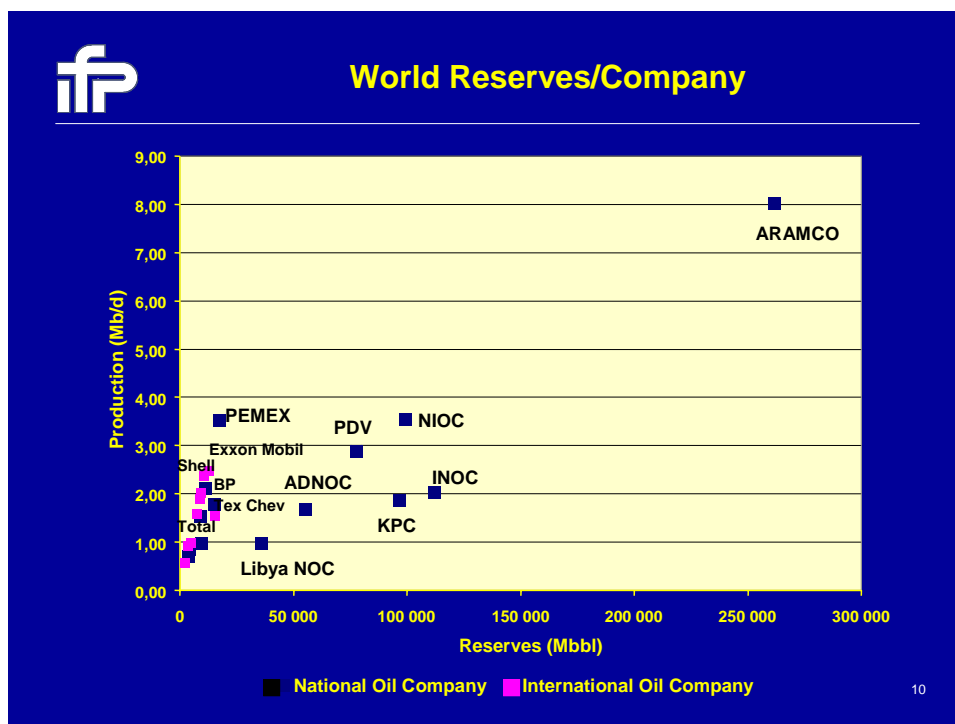
Dans ce contexte de poursuite de la croissance de la demande des hydrocarbures à un rythme soutenu pendant encore de nombreuses années, les aspects géopolitiques de l'approvisionnement en pétrole et en gaz risquent de prendre un tour de plus en plus aigu¹¹.

La concentration des réserves d'hydrocarbures dans un nombre limité de pays, dont la stabilité politique n'est pas toujours bien assurée, soulève un défi redoutable à court/moyen terme. Le Moyen-Orient apparaît comme une véritable anomalie géologique. Ainsi, sur la base d'une estimation moyenne des réserves de pétrole de 1050 milliards de barils (Gb), le Moyen-Orient recèle plus des deux tiers des réserves mondiales de pétrole conventionnel, dont un quart pour la seule Arabie Saoudite. Les pays de l'OPEP, qui ne représentent que 30 % de la production pétrolière mondiale, contrôlent plus de 70 % des réserves.

¹¹ André Giraud, ancien ministre de l'industrie, aimait à dire naguère : « *Le pétrole est une matière première à forte valeur militaire et diplomatique, dans une moindre mesure fiscale, et accessoirement énergétique* ». Il n'échappe à personne que l'on pourrait en dire autant du gaz aujourd'hui...

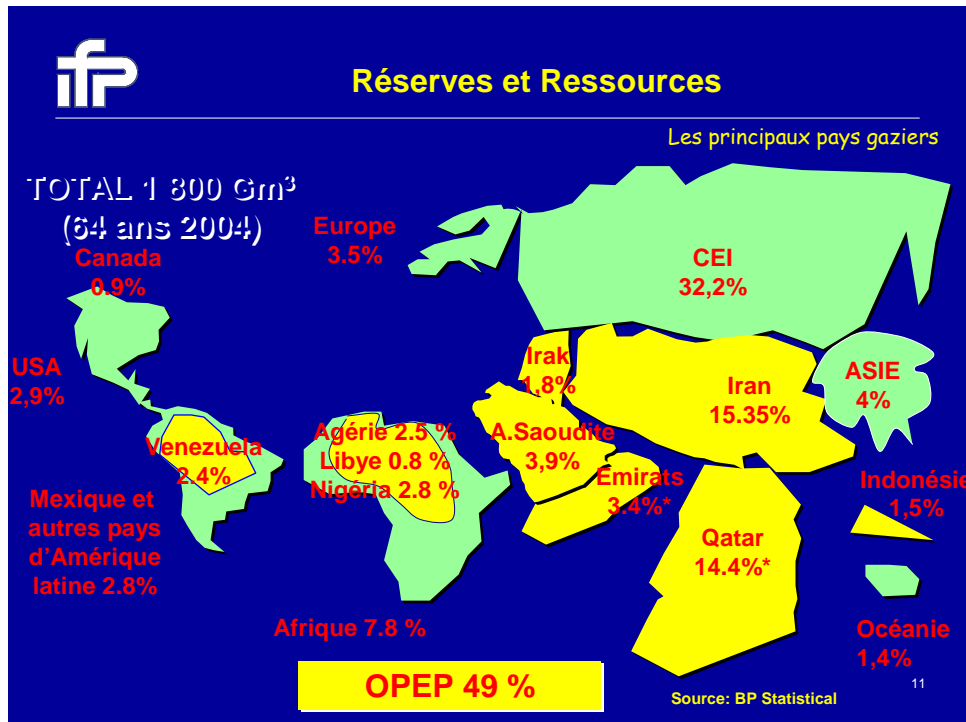


Ces réserves sont entre les mains d'un nombre limité de compagnies pétrolières de pays producteurs de pétrole. Le graphique ci-dessous illustre la répartition des réserves et de la production entre compagnies nationales (NOC) et compagnies internationales (IOC). Ces dernières ne contrôlèrent que 15 % des réserves mondiales¹².



¹² Il est en effet légitime de s'interroger sur le montant des réserves des compagnies nationales. Le débat commence à peine à s'ouvrir et les informations sur l'état des gisements des pays producteurs sont encore insuffisantes. Quoiqu'il en soit, les incertitudes inhérentes au montant des réserves d'hydrocarbures ne changent rien aux défis géopolitiques liés à leur inégale répartition géographique et à la dépendance accrue des approvisionnements mondiaux vis-à-vis de zones dont la stabilité n'est pas assurée.

Il est courant de lire que les réserves de gaz naturel sont mieux distribuées que celles du pétrole. Cette affirmation est plus que contestable. S'il est vrai que la part du Moyen-Orient dans les réserves mondiales de gaz est inférieure à sa part pour le pétrole, il n'en reste pas moins que l'OPEP contrôle environ 50 % des réserves mondiales et que l'OPEP et la Russie prises ensemble détiennent à elles seules les trois quarts des réserves mondiales de gaz, tout comme elles détiennent les trois quarts des réserves de pétrole.

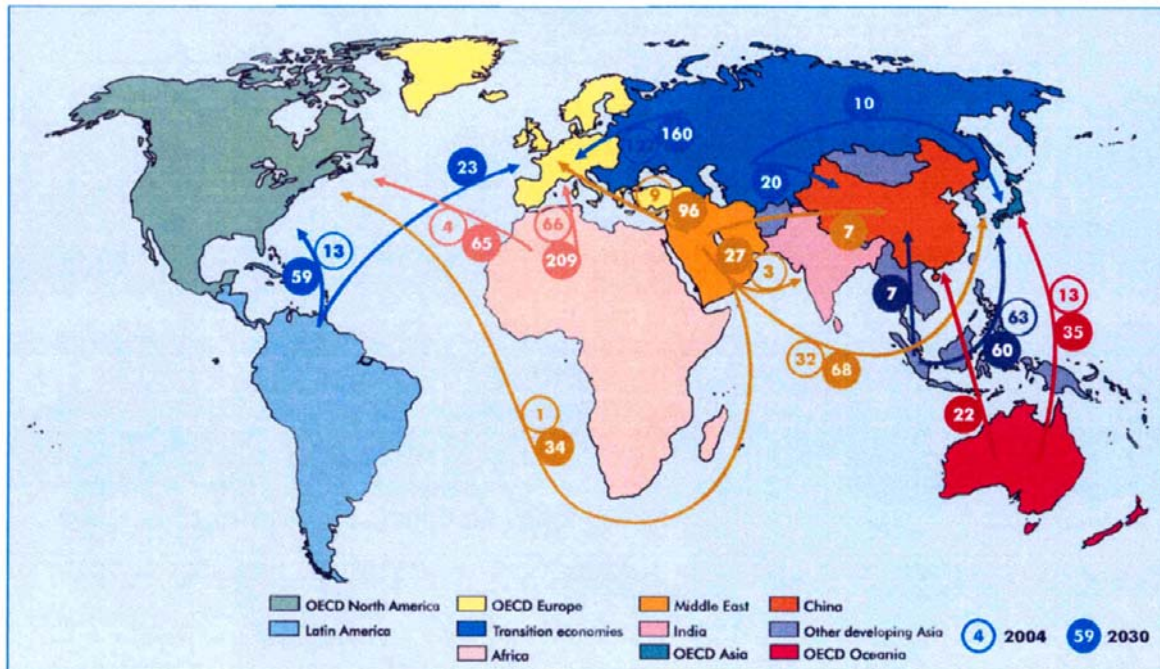


2.5.3. Quatre défis géopolitiques majeurs pour les hydrocarbures

Les défis géopolitiques des hydrocarbures sont au nombre de quatre : la croissance du commerce mondial, l'ampleur des investissements, la diminution des souplesses et les points chauds que sont l'Arabie saoudite, l'Irak, l'Iran, le Venezuela et la Russie. Les facteurs géopolitiques, notamment au Moyen-Orient, ont, en effet, un impact majeur sur la scène énergétique en général, pétrolière en particulier. A court terme, ces aléas affectent un marché pétrolier déjà très tendu. À long terme, l'économie mondiale dépendra de façon croissante d'un nombre limité de pays producteurs.

- **Le commerce international du pétrole pourrait doubler d'ici à 2030, la majeure partie de cette croissance venant du Moyen-Orient.** Ce commerce s'effectuera essentiellement par voie maritime : le pétrole devra de plus en plus utiliser les voies maritimes stratégiques, notamment le détroit d'Ormuz : 20 % du pétrole y transite aujourd'hui, proportion qui sera de 33 % en 2030 ; de même, le rôle stratégique du détroit de Malacca, du canal de Suez et du Bosphore ne fera que s'accroître.
- **La croissance du commerce international du gaz sera plus forte encore d'ici à 2030, puisqu'il pourrait être multiplié par trois.** La vulnérabilité qui résulte du lien rigide qui s'établit entre le producteur et l'importateur dans le cas du transport par gazoduc, aggravée par le risque de prise en otage de la fourniture par des pays tiers traversés, est une question réelle, qui a récemment suscité des inquiétudes, même si cette rigidité peut constituer aussi une dépendance réciproque qui constitue un facteur de sécurité. Le transport du GNL par voie maritime n'est pas non plus exempt de risques, la problématique des voies et passages stratégiques se posant pour lui dans des termes assez comparables à ceux évoqués pour le pétrole.

Évolution entre 2004 et 2030 des principaux circuits commerciaux interrégionaux concernant le gaz naturel selon le scénario de référence AIE



Source : WEO 2004

- **Les investissements à réaliser sont considérables** et portent aussi bien sur la production que sur la transformation, le transport et la distribution du pétrole et du gaz. Alors que, au cours des trente dernières années, ces investissements se sont concentrés dans les pays de l'OCDE, les investissements qu'il est aujourd'hui urgent de faire concernent des pays extérieurs à l'OCDE. Il est impossible de savoir s'ils seront réalisés à un niveau suffisant et dans les délais requis. Faute de tels investissements, les tensions perdureront durablement. Le plafonnement de la production pourrait venir, à court terme, d'un manque d'investissements, bien avant que ne se pose le problème d'un manque de réserves.

- **Le système d'approvisionnement en hydrocarbures a perdu l'essentiel de ses éléments de souplesse.** Les chocs pétroliers en 1973 et 1979 avaient conduit à une réduction de la consommation de pétrole, créant des surcapacités tout au long de la chaîne pétrolière. Ces surcapacités ont permis de faire face aux aléas climatiques ou géopolitiques. Ces surcapacités se sont progressivement réduites et aujourd'hui, les capacités excédentaires des pays de l'OPEP ne dépassent pas 2 à 3 millions de barils par jour, soit environ 2 % de la consommation mondiale. Les capacités de raffinage sont saturées. Les stocks des pays consommateurs ont diminué : pour l'ensemble de l'OCDE, ils sont passés de 61 jours en 1991 à environ 50 jours en 2005. Ainsi, des ouragans qui ont touché les États-Unis à l'automne 2005 ont conduit à une flambée des prix.

On peut se demander si cette perte de marge de manœuvre au plan mondial va persister, dans la mesure où les augmentations récentes des prix des produits pétroliers et leurs perspectives de hausse – encore à prouver sur le long terme – peuvent induire des comportements d'économies de consommation ou de substitution susceptibles de favoriser la reconstitution progressive de surcapacités.

Quelques éléments de prospective concernant le marché du pétrole

Des experts estiment que seule la vision d'un marché durablement tendu est aujourd'hui raisonnablement envisageable, pour différentes raisons :

- La situation d'aujourd'hui est différente de celle observée il y a 30 ans : en 1973, la demande de pétrole était tirée par le fuel-oil lourd pour la production d'électricité : la hausse des prix a permis de développer en 5 à 10 ans les alternatives qui étaient disponibles à l'époque, à savoir la production d'électricité d'origine nucléaire ou à partir du charbon. Aujourd'hui la demande est tirée par le transport : dans ce secteur, par ailleurs à faible élasticité, il n'y a pas d'alternative massive à court terme, l'utilisation attendue des biocarburants étant encore à confirmer et ayant ses propres limites. Ces limites (mobilisation des sols, recherche pour la conversion de la plante entière, restrictions d'usage de produits chimiques liées à des productions extensives, approvisionnement en eau,...) ne peuvent laisser espérer voir les biocarburants jouer le rôle du nucléaire ou du charbon comme cela a été le cas après le premier choc pétrolier.
- L'intensité pétrolière des pays de l'OCDE a été divisée par 3 depuis 1973 ; l'« amortisseur fiscal » dans la plupart de ces pays joue un rôle anesthésiant. L'intensité pétrolière des pays émergents est assez faible, beaucoup plus faible que celle du Japon ou de la Corée il y a 30 ans (ils dépendent plus du charbon). Dans ces conditions la demande pétrolière est aujourd'hui robuste et devrait continuer à croître, sauf en cas d'occurrence de crise économique mondiale tout à fait envisageable — et par nature imprévisible —, mais qui ne serait en tout état de cause pas directement liée aux prix élevés de l'énergie.
- Du côté de l'offre, on ne voit pas émerger de nouvelles provinces non-OPEP à la dimension de celles qui s'annonçaient en 1973 : mer du Nord, Mexique, golfe de Guinée, Sibérie occidentale... Il y a certes l'« ultra deep offshore », les sables asphaltiques et les sables bitumineux (tar sands ; shale oil). Mais cela prendra du temps et les gigantesques contraintes environnementales se chargeront d'imposer des limites à ces projets.
- La situation géopolitique mondiale au Moyen-Orient semble plus inquiétante que celle qui prévalait dans les années 1970 et cette situation semble hélas durable.
- La plupart des pays de l'OPEP ont gaspillé leurs chances d'assurer un développement durable de leur économie grâce aux prix élevés des années 1970. Ils ont compris que les prix élevés depuis 2004 n'avaient pas détruit la demande de pétrole mondiale. Dans ces conditions ils ont tous décidé de ne pas surinvestir pour éviter de peser sur le marché. La surcapacité passée est le résultat d'une situation conjoncturelle : il est donc douteux qu'elle réapparaisse, même si des périodes de détente relative et à court terme peuvent être envisagées en fonction de l'évolution des investissements nouveaux ou de renouvellement.

Tout bien pesé, **le marché mondial risque de rester durablement tendu**, sauf en cas d'apparition d'une crise économique mondiale, seule hypothèse de nature à modifier fondamentalement cette analyse ; mais les origines d'une telle crise non souhaitable et bien sûr imprévisible n'auront probablement que très peu de liens directs avec les aléas du secteur énergétique.

• **Comme en 1973, le pétrole est une arme géopolitique ; le gaz est en train d'en devenir une. Mais alors que, dans les années 1970, le pétrole était un enjeu entre pays de l'OCDE et l'OPEP, on assiste aujourd'hui à une globalisation des enjeux, la Russie et la Chine étant de plus en plus présentes dans ce domaine.**

- *La Chine* représente 8,2 % de la consommation mondiale et sera à l'origine de 20 % de la hausse de la demande d'énergie à l'horizon 2030. La consommation énergétique par tête est équivalente à celle enregistrée au Japon en 1955 et il est probable que, au moins à l'est du pays, elle connaîtra la même évolution, c'est-à-dire une multiplication par sept en quarante ans. Pour s'y préparer, les autorités créent des stocks stratégiques et lancent leurs compagnies nationales à travers le monde : elles se sont d'ores et déjà implantées en Afrique noire, en Algérie et au Moyen-Orient et concurrencent les compagnies internationales.

- *L'Arabie saoudite* concentre près de 25 % des réserves de pétrole et 13 % de la production. Mais sa stabilité peut être remise en cause par le contexte de déstabilisation profonde et durable du Proche et du Moyen-Orient.

- *L'Irak* possède 10,7 % des réserves mondiales. Avant l'intervention militaire de la Coalition au printemps 2003, on estimait que la production irakienne augmenterait de 50 % en trois ans, puis doublerait à nouveau d'ici 2010. Depuis, la production a baissé pour s'établir à un niveau inférieur de 30 % à celui de la fin de la présidence de Saddam Hussein. Les incertitudes relatives à la stabilité du

pays nuisent aux investissements et risquent même de peser sur toute la production du Moyen-Orient, si elles conduisent à une véritable guerre civile.

- *L'Iran*, avec 8,5 % des réserves de pétrole et 15,3 % des réserves de gaz, est en position de brandir l'arme énergétique. La menace nucléaire pourrait aussi déclencher une déstabilisation de toute la région, avec des conséquences considérables sur la production d'énergie.

- *Le Venezuela* détient 6,5 % des réserves de pétrole et assure 12 % des importations des États-Unis. Il est aussi très riche en pétrole non conventionnel. Depuis quelque temps, le Président Chavez utilise le pétrole comme arme diplomatique.

- La Russie utilise désormais l'énergie comme instrument de puissance, après avoir pris, en quelques années, le contrôle de toute la chaîne pétrolière et gazière.

2.5.4. Les restructurations récentes des marchés pétroliers, le poids de certains acteurs sur des marchés gaziers qui restent encore largement régionalisés, vont peser à court/moyen terme sur les mécanismes de formation des prix des hydrocarbures

- S'agissant du *pétrole*, le marché mondial est aujourd'hui caractérisé, comme on l'a vu, par l'affaiblissement de la position des grandes compagnies internationales au profit de compagnies nationales entre les mains des différents États producteurs. Ceux-ci seront donc, a priori, en situation favorable pour gérer au mieux de leurs intérêts les marchés pétroliers, en cherchant à obtenir des prix élevés et orientés à la hausse. Politique peu risquée, puisque les évolutions récentes du prix du pétrole ont bien montré que l'économie des pays développés ou émergents, gros consommateurs d'hydrocarbures, pouvait résister, sans qu'il en résulte un essoufflement significatif de la croissance mondiale, à un prix du pétrole de 60 \$ le baril, voire sensiblement plus. Il est cependant peu probable que cette régulation soit bien maîtrisée et l'on peut penser qu'existeront, dans les années à venir, de fortes variations erratiques liées aux événements géopolitiques, aux cycles d'investissement ou aux divergences d'intérêts entre les pays producteurs.

La question de la date et des circonstances dans lesquelles la production de produits pétroliers connaîtra, soit un maximum avant de commencer sa décroissance (« **peak oil** »), soit plus probablement un « plateau », reste controversée. Le « **peak oil** » s'apprécie en fonction des prévisions de production de pétrole et des prévisions de consommation. Dans le passé, toutes ces prévisions ne se sont pas réalisées – il s'en faut de beaucoup ! – ; il suffit de se souvenir qu'il y a trente ans, l'idée la plus répandue était qu'il ne restait plus que pour 30 ans de production de pétrole, alors qu'aujourd'hui nous aurions devant nous pour quarante ans de consommation... Tant l'offre que la demande de pétrole dépendent de son prix pendant une période suffisamment longue pour que les investissements rendus rentables produisent leurs effets (cas de la hausse) ou se réduisent fortement (cas de la baisse), aussi bien pour la production que pour la consommation. C'est ainsi que les chocs pétroliers des années 1970 ont engendré des améliorations d'efficacité énergétique, des substitutions aux produits pétroliers d'autres sources d'énergie et la découverte de nouvelles réserves. Le « **peak oil** » s'en est trouvé repoussé de nombreuses années.

Si l'on tient compte de la contrainte nouvelle imposée par la nécessité de réduire les émissions de gaz à effet de serre et donc de réduire la consommation d'hydrocarbures, en bonne logique économique, *c'est la réduction de la demande de produits pétroliers qui devrait constituer le fait générateur du « **peak oil** ».*

Mais il n'est nullement exclu, surtout si ces politiques tardent à se mettre en place, que ce soit le comportement des pays producteurs qui, par volonté délibérée ou par insuffisance d'investissement, constitue le goulet d'étranglement conduisant à une telle situation. Rappelons à nouveau, enfin, qu'une crise a priori sans rapport avec les réserves et leur exploitation peut créer un tel goulet (menace terroriste, évolution du marché de l'assurance, évolution du transport maritime...) et que ces crises, dont la survenance est certaine, sont quasi imprévisibles dans leur origine et parfois dans leurs conséquences...

Un scénario probable de prix élevés des énergies pour les décennies à venir

L'observation du passé et les caractéristiques du secteur (phases d'investissement en perspective de cycle haut, investissements réduits en période de prix bas) montrent un *comportement cyclique* des prix qui se superpose à une tendance haussière liée à la raréfaction progressive des ressources et des matières premières. Les prix du pétrole – comme, sans doute, les prix d'autres formes d'énergie – réagissent en effet à des *signaux géopolitiques aléatoires* qui n'ont pas grand'chose à voir avec les fondamentaux de coûts ou d'équilibre offre/demande.

À court terme, le prix du pétrole réagit comme une commodité selon un équilibre offre/demande, sous le contrôle de l'OPEP devenue très vigilante sur les évolutions à la baisse. Les cinq prochaines années devraient bénéficier de l'ajout récent de capacités de production. Ensuite, survient une période d'incertitude correspondant au pic de production des pays non-OPEP. Puis, au-delà de 2020-2030, le prix devrait être dirigé en fonction des substituts vers une valeur estimée à 100 \$/b.

Dans une vision à plus long terme, la limitation indispensable des émissions de CO₂ (« climate risk ») devrait entraîner des actions coûteuses qu'il faudra financer mais qui conduiront à réduire la consommation d'hydrocarbures, préparant un nouveau cycle de stabilisation ou de baisse des prix.

(Extrait des conclusions du groupe de travail n° 2 « Perspectives offre/demande » de la commission « Énergie »)

- S'agissant du *gaz*, ses prix resteront sans doute assez longtemps indexés sur les prix du pétrole, dans le cadre de contrats à moyen long/terme, compte tenu de la substituabilité relativement aisée du gaz aux produits pétroliers. Mais au-delà de ces mécanismes d'indexation explicites ou implicites, les conditions contractuelles dépendront largement du pouvoir de marché des producteurs dominants dans les différentes zones géographiques, tant qu'un véritable marché mondial du gaz, fondé sur le développement déjà largement amorcé du gaz naturel liquéfié (GNL), ne sera pas réalisé.

2.5.5. À moyen terme les risques concernant la disponibilité et les prix du charbon et de l'uranium paraissent modérés, même si certaines évolutions récentes ou prévisibles incitent à la vigilance

- Le prix du *charbon* est aujourd'hui essentiellement déterminé par ses coûts de production et de transport. Compte tenu de l'importance des réserves et des capacités de production des grands pays producteurs et exportateurs, les hausses de prix sont restées modérées même dans les périodes de forte tension sur les prix des hydrocarbures. Sur le long terme, il n'est pas assuré que cette situation perdure, compte tenu de l'intégration croissante des différents marchés énergétiques.

Pour le moyen terme, **la problématique de l'utilisation du charbon est beaucoup plus dominée par la maîtrise des émissions de CO₂ que par les risques de difficulté d'approvisionnement ou de dérives importantes de prix.** Il n'est cependant pas exclu qu'apparaissent des tensions sur les capacités de production et de transport compte tenu des perspectives de développement de la demande à un rythme extrêmement soutenu. On risque même paradoxalement de voir apparaître des situations nouvelles de dépendance de pays consommateurs vis-à-vis de pays producteurs de charbon, ce qui posera problème du point de vue environnemental tant que l'utilisation propre du charbon dans la génération électrique ne sera pas généralisée.

- S'agissant enfin de l'approvisionnement en *uranium naturel*, un certain nombre de circonstances peuvent donner le sentiment globalement justifié d'une situation sans risque majeur en termes d'approvisionnement. Les ressources d'uranium identifiées, accessibles à moins de 130 \$/kg U (gisements existants et leurs extensions) – soit 4,7 Mt – peuvent couvrir 70 ans de consommation au rythme actuel. Elles peuvent être très sensiblement augmentées, au-delà de 130 \$/kg U, l'uranium étant une substance très largement répandue dans la nature ; une réserve ultime de 4 000 Mt existe dans l'eau de mer. Or le prix de l'uranium naturel ne représente qu'une faible part du coût de la production du kWh nucléaire.

Les réserves identifiées à moins de 40 \$/kg U, soit 2,8 Mt d'uranium, sont par ailleurs assez bien réparties géographiquement (37 % en Australie, 16 % au Kazakhstan, 15 % au Canada, 8 % au Niger, 7 % en Afrique du Sud...).

Des progrès considérables sont enfin attendus à long terme en matière d'utilisation plus complète du potentiel énergétique de l'uranium grâce à la quatrième génération de réacteurs.

En ce qui concerne la sécurité d'approvisionnement, elle est augmentée, dans le cas de l'uranium, du fait qu'il est tout à fait possible de constituer des stocks représentant plusieurs années de consommation.

Les évolutions récentes du prix de l'uranium naturel incitent cependant à une **certaine vigilance** mais elles n'auront pas d'incidence appréciable sur la compétitivité économique du nucléaire. Il n'empêche que **le maintien de capacités de production** en adéquation avec l'évolution des besoins est tout aussi nécessaire que dans le cas des combustibles fossiles.

2.6. Face à ces défis mondiaux, notre pays seul ou dans le cadre de l'Union européenne, a, sans aucun doute, un rôle à jouer bien plus important que celui que lui conférerait son poids dans la population ou dans l'économie mondiale

Comme on l'a déjà suggéré, la France, seule ou par son action au sein de l'Union européenne, est en situation, pour de multiples raisons, de jouer un rôle beaucoup plus important dans la recherche d'une certaine harmonisation au niveau mondial des efforts en matière de réduction des émissions de gaz à effet de serre et dans la recherche de convergences internationales en matière de sécurité d'approvisionnement, d'efficacité et d'équité.

L'originalité de la politique énergétique menée historiquement, la qualité particulière du « mix » énergétique actuel, l'influence diplomatique que peut exercer la France notamment en matière d'action vers les pays en voie de développement sont de nature à positionner la France de manière intéressante au plan mondial, sous réserve, d'une part, qu'elle soit exemplaire en matière de réduction des émissions des gaz à effet de serre, d'autre part, qu'elle sache s'insérer dans une problématique et une action européennes susceptibles de donner du poids à certaines de ses initiatives.

Le positionnement international de la France au sein de l'Union européenne et ses perspectives d'action diplomatique dans ce cadre méritent une analyse complète : cette analyse fait l'objet du chapitre 3 suivant.

3. La politique énergétique française et l'Europe : opportunités et contraintes entre nécessaires coopérations et impossible intégration

3.1. La nécessité d'une politique européenne de l'énergie ne conduit pas nécessairement à une refonte des traités

3.1.1. *Quelle pourrait être une politique européenne de l'énergie ?*

Il est parfois considéré comme de bon ton de déclarer que l'Europe, n'ayant pas de politique énergétique, devrait en avoir une.

S'il est vrai que le traité instituant la Communauté économique européenne (CEE) n'offre pas de bases juridiques à une politique communautaire intégrée de l'énergie, qui se substituerait ou se superposerait aux compétences des États membres, comme dans d'autres domaines, la réalité est néanmoins celle de segments dont l'addition finit par constituer une politique européenne. Faut-il aller plus loin ? Les tentatives n'ont pas manqué, depuis la signature du traité CECA, de construire une Europe de l'énergie. La CECA donne, elle-même, un exemple d'un modèle possible de construction communautaire dans le secteur – intégration de la production sous le contrôle de la commission, contrôle des investissements et des prix, allocation de quotas...–, modèle qui est resté largement théorique. La signature en 1991 de la charte de l'énergie donne un autre exemple d'initiative communautaire, dont la postérité reste sujette à caution.

La synthèse de l'état actuel de développement des instruments de politique énergétique peut, sans doute, être regardée comme ayant été opérée par le projet de traité constitutionnel pour l'Europe, qui ne comportait qu'un article dans ce domaine, dont le texte est éclairant :

« *ARTICLE III-256*

1. Dans le cadre de l'établissement ou du fonctionnement du marché intérieur et en tenant compte de l'exigence de préserver et d'améliorer l'environnement, la politique de l'Union dans le domaine de l'énergie vise:

a) à assurer le fonctionnement du marché de l'énergie ;

b) à assurer la sécurité de l'approvisionnement énergétique dans l'Union ;

c) à promouvoir l'efficacité énergétique et les économies d'énergie ainsi que le développement des énergies nouvelles et renouvelables.

2. Sans préjudice de l'application d'autres dispositions de la Constitution, la loi ou loi-cadre européenne établit les mesures nécessaires pour atteindre les objectifs visés au paragraphe 1. Elle est adoptée après consultation du Comité des régions et du Comité économique et social.

La loi ou loi-cadre européenne n'affecte pas le droit d'un État membre de déterminer les conditions d'exploitation de ses ressources énergétiques, son choix entre différentes sources d'énergie et la structure générale de son approvisionnement énergétique, sans préjudice de l'article III-234, paragraphe 2, point c). »

On constate que ce texte, contesté pour sa trop grande timidité ou au contraire pour son excessive intégration, se bornait à donner acte de l'état des compétences effectivement exercées par la Communauté et du rôle qu'aucun État n'était prêt à abdiquer.

• **En matière de politique extérieure de l'énergie**, les développements des derniers mois incitent à une très grande prudence dans la réception des déclarations des gouvernements sur la nécessité d'une « politique énergétique européenne ». Quel État est prêt, demain, à confier à un négociateur européen la politique d'achat de gaz en Russie, les relations avec l'Algérie ou l'ouverture de nouvelles relations d'approvisionnement avec telle ou telle puissance du Moyen-Orient ou

d'Amérique latine ? Les propositions de la Commission pour une meilleure harmonisation des politiques, la mise en commun de moyens de parer aux crises constituent sans doute l'extrême limite des concessions que les États peuvent faire aujourd'hui. Tout au plus peut-on espérer le développement de coopérations ou de coordinations facilitant la mise en commun des positions.

- **Sur le plan intérieur**, de même, la plus grande prudence doit être mise à affirmer la possibilité (quoiqu'on pense par ailleurs de la nécessité) d'une plus grande intégration – au-delà des effets déjà considérables de l'ouverture des marchés et de la politique environnementale. Les préoccupations d'indépendance nationale et d'autosuffisance, la très grande sensibilité des opinions publiques aux choix de bouquet énergétique et, plus généralement, un relatif désenchantement des opinions publiques envers l'idéal européen rendent peu probable la négociation à court terme de nouvelles stipulations conventionnelles dont l'effet serait, par exemple, de soumettre à des décisions européennes prises à la majorité qualifiée la politique nucléaire française, le sort du charbon allemand ou l'indépendance énergétique des pays ayant récemment adhéré.

Il paraît donc raisonnable de s'en tenir, sauf initiative politique majeure parvenant à mobiliser l'opinion – qui ne reposerait sans doute pas d'abord sur la thématique de l'énergie – pour ne pas arrêter les développements possibles en l'état des compétences, à l'approfondissement de celles-ci et à leur meilleur exercice. Les suggestions qui suivent, sans rien diminuer de la conviction partagée de l'impérative action européenne intégrée pour peser sur la scène mondiale, s'inscrivent dans la perspective de ce constat certes peu enthousiaste mais lucide : par le biais du marché, de l'environnement, des réseaux, la Commission, et donc la Communauté, disposent d'instruments efficaces qui sont, en tout état de cause, ceux – et les seuls – que les États manient en commun, et que le projet de traité constitutionnel proposait de pérenniser. Il est raisonnable de penser que c'est, pour les années qui viennent, le cadre juridique dans lequel se décidera, *de facto* ou *de jure* (à traités constants ou dans un nouveau cadre institutionnel) la politique communautaire de l'énergie.

3.1.2. À travers les politiques de la concurrence, de l'environnement, du marché intérieur, une politique énergétique existe de fait

D'ores et déjà, dans ce cadre, l'Union européenne (UE) est devenue un acteur de plus en plus présent et incontournable en matière de politique énergétique. Elle intervient essentiellement à travers l'organisation et la libéralisation des marchés et la protection de l'environnement. Elle est parfaitement légitime à le faire, étant entendu que ces voies ne sauraient porter atteinte aux compétences conservées par les États en matière énergétique. Cette position est encore confortée par le rôle qu'elle joue en matière de développement durable, avec l'assentiment de ses membres, en lui permettant une réflexion globale sur les trois piliers d'une politique énergétique que sont la compétitivité, la sécurité d'approvisionnement et l'environnement.

Il faut bien reconnaître que le positionnement des États membres et, en particulier, celui de notre pays, par rapport à cette prise de pouvoir progressive relève souvent de problématiques complexes. Impossible de ne pas reconnaître dans le domaine de l'énergie, comme dans d'autres, les vertus d'une réelle intégration européenne, d'un pouvoir de réglementation et de normalisation qu'aucun État membre n'a la possibilité d'exercer isolément. Impossible de ne pas voir que l'Europe, sur la scène mondiale, est un acteur de poids chaque fois qu'il lui est possible de fédérer les volontés et les moyens de ses membres et constitue ainsi un levier puissant pour promouvoir des idées et défendre des intérêts partagés. En contrepartie, ces opportunités supposent l'acceptation de certaines contraintes, de certaines évolutions, lesquelles doivent être gérées au niveau de chaque État avec toutes les précautions nécessaires pour éviter les ruptures économiques et, plus encore, sociales.

3.2. Électricité et gaz : l'amélioration du fonctionnement des marchés contribuera à atteindre certains objectifs de politique énergétique, mais ne saurait répondre à tous les défis

S'appuyant sur les principes fondateurs de l'Union européenne que sont l'économie de marché et l'interdépendance économique des États membres (traité de Rome), la construction européenne a toujours été animée par une conviction forte : l'achèvement de l'intégration économique européenne suppose, chaque fois que cela est possible, la mise en place de mécanismes concurrentiels à l'échelle européenne. Les États membres doivent cependant veiller à la gestion des transitions nécessaires par des mesures temporaires adéquates, tout en s'inscrivant dans la logique commune à

laquelle ils ont adhéré. Le marché de l'électricité européen est aujourd'hui une réalité, même s'il est encore loin d'être un marché unique et si son fonctionnement doit être amélioré sur de nombreux points ; c'est beaucoup moins le cas encore s'agissant du marché du gaz, du fait notamment des modalités d'approvisionnement de l'Union européenne : pour l'essentiel, des fournitures, à des prix quasiment identiques, par un petit nombre de producteurs, sur la base de contrats à très long terme avec les opérateurs historiques, ne laissent guère de place à la concurrence.

3.2.1. Les dysfonctionnements qui persistent après la mise en place des mécanismes d'ouverture et de régulation des marchés de l'électricité et du gaz invitent à s'interroger sur le degré de compétition réelle entre acteurs du marché

Il n'est pas inutile de rappeler que les directives de 1996 pour le marché de l'électricité et de 1998 pour le marché du gaz, complétées par les directives de 2003, n'ont posé que des principes généraux : suppression des monopoles nationaux de production et de vente de l'électricité et du gaz, libre accès des utilisateurs aux réseaux pour permettre, à terme, à tout consommateur de choisir son fournisseur, indépendance des gestionnaires de réseaux – d'abord fonctionnelle, puis juridique avec la deuxième directive –, mise en place dans chaque pays d'une instance de régulation pour veiller à l'accès libre et non discriminatoire aux réseaux et régler les différends. Restait donc un large champ libre dans le cadre de la transposition des directives dans les différents droits nationaux. Restait également un large champ d'initiative pour les acteurs du marché, au premier rang desquels les régulateurs et les gestionnaires de réseaux, pour harmoniser les conditions et les tarifs d'accès, définir des règles de fonctionnement et de bonne conduite, sous l'œil vigilant de la Commission. Il faut également rappeler que la création des marchés de court terme et des marchés à terme associés (Powernext, EEX, par exemple, pour l'électricité...) qui servent de référence aujourd'hui sur les marchés de gros, a été le fait de démarches volontaires d'un certain nombre d'acteurs qui souhaitaient mettre fin à l'anarchie et à l'opacité des transactions qui régnaient au début de l'ouverture des marchés.

Mais subsistent, en tout état de cause, en matière de prix de l'électricité, deux interrogations plus fondamentales et qui revêtent une importance toute particulière compte tenu des spécificités du système électrique français :

► Les prix de marché ne sont-ils pas trop élevés du fait d'une concurrence insuffisante entre les grands opérateurs ?

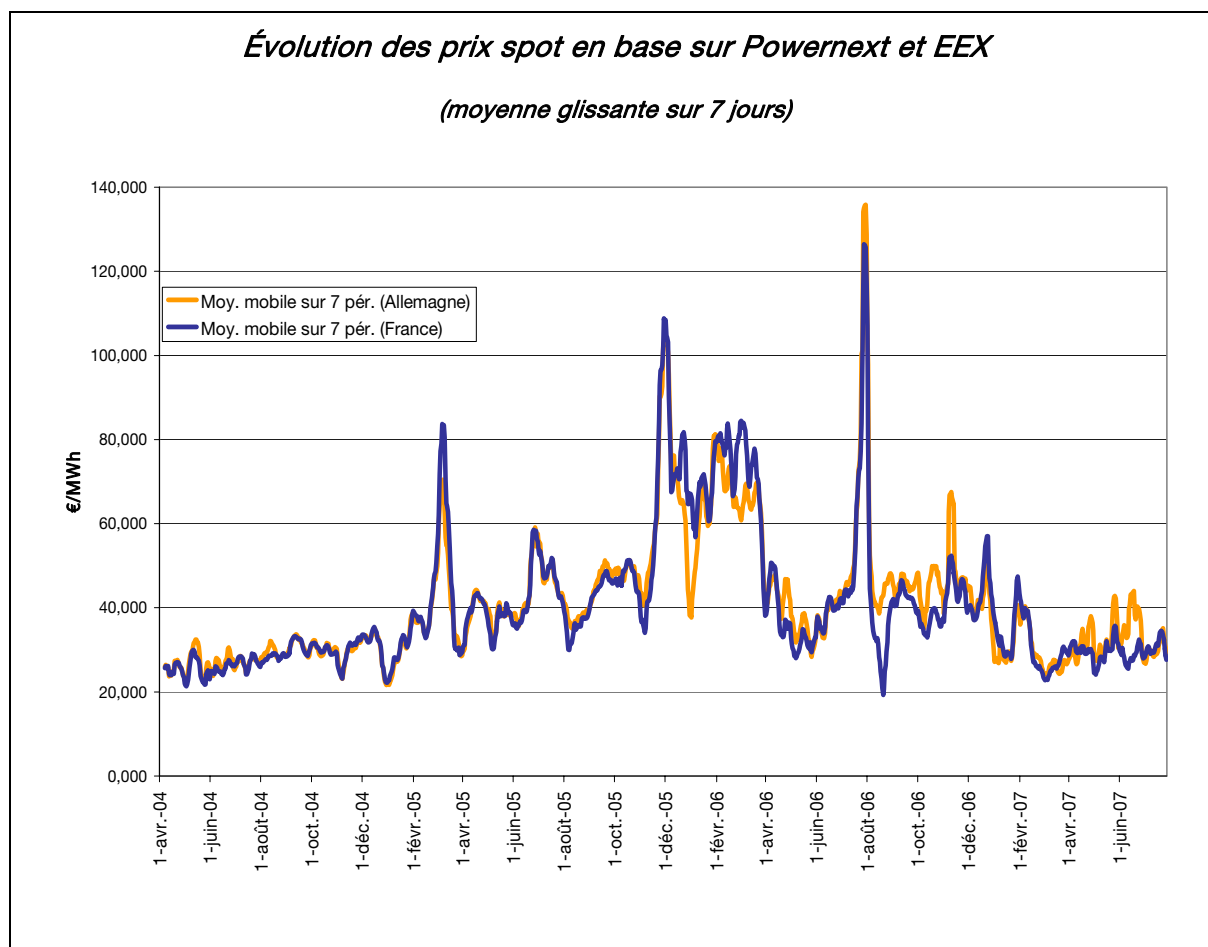
Les grands consommateurs qui ont pu, les premiers, faire jouer leur éligibilité ont bénéficié durant quelques années, dans un système électrique européen globalement sur-capacitaire au moment de l'ouverture des marchés, de prix particulièrement favorables. La structuration des marchés, les décisions prises par les producteurs de déclasser ou de mettre « sous cocon » leurs équipements de production les moins performants (dont le maintien en exploitation n'était plus justifié compte tenu du niveau des prix de marché) ainsi que l'augmentation de la demande en Europe ont ensuite conduit à un redressement rapide des prix spot et à terme. Les évolutions récentes du prix des hydrocarbures [voir diagramme ci-après] et la répercussion partielle des premières cotations des droits d'émission de CO₂ ont encore très fortement amplifié ce redressement.

Sans doute, y aurait-il beaucoup à dire – et la Commission européenne elle-même le signale dans les derniers documents publiés – sur les imperfections du fonctionnement actuel du marché, sur son caractère oligopolistique, sur le rôle excessivement rigidifiant que joue, sur le marché à terme, une agence de cotation en situation de quasi-monopole de fait. Ainsi la représentativité déjà peu importante des échanges publics sur Powernext au regard des seuls volumes d'échanges est d'autant plus limitée que la liquidité du marché est faible. Ceci conduit à considérer que le prix affiché sur Powernext ne constitue pas une référence robuste pour les ventes à terme et que le rôle directeur que joue ce prix semble d'autant moins justifié que l'échéance de livraison est éloignée.

Il convient, cependant, de garder présents à l'esprit deux points de repère :

- L'interconnexion entre la France et l'Allemagne n'étant que rarement congestionnée, soit grâce au bon fonctionnement des marchés, soit du fait de la stratégie des opérateurs dominants, l'alignement quasi-permanent des prix de court terme d'une part et des prix à terme d'autre part sur les marchés français et allemands est la conséquence logique d'un fonctionnement normal des marchés.

- Si les prochains investissements de centrales de base devaient se réaliser avec des centrales à combustibles fossiles, le prix de base du kilowattheure pourrait être de l'ordre de 50 à 60 euros dans le contexte actuel.



► **Les prix de vente au consommateur final doivent-ils être obligatoirement calés sur les prix de marché de gros ?**

Cette question peut paraître saugrenue en bonne orthodoxie économique. Pourtant elle se pose avec acuité. En effet, d'une part, il n'est pas acquis que les signaux des marchés reflètent une concurrence parfaite ; d'autre part, pour la plupart des grands producteurs européens en place, au premier rang desquels EDF, les prix de revient moyens du MWh seront sans doute sensiblement inférieurs à des prix de marché qui refléteraient le coût de développement – CO₂ compris – d'une unité de production moderne brûlant du charbon. Si les prix de vente étaient calés sur les prix de marché de gros, il en résulterait des profits substantiels, sans réelle justification économique, pour les producteurs en place et des hausses importantes de prix pour le consommateur final, pénalisantes pour les entreprises soumises à la concurrence internationale et difficilement acceptables socialement par les consommateurs domestiques. A contrario, le maintien à grande échelle de tarifs administrés significativement inférieurs aux prix de marché – pratique qui n'est pas spécifiquement française – distord le jeu de la concurrence et interdit une ouverture réelle des marchés. En d'autres termes, ils font disparaître les bénéfices attendus de l'instauration de la concurrence en termes d'efficacité économique et de pertinence des signaux de prix.

3.2.2. Les mécanismes de marché ne règlent pas le problème de la sécurité d'approvisionnement

► **Dans le cas de l'électricité**, énergie secondaire, la sécurité d'approvisionnement est tributaire de la sécurité d'approvisionnement en énergie primaire ; au-delà :

- Il est exact que *la réalisation d'un marché électrique européen* mieux intégré que naguère a clairement mis en évidence l'existence de surcapacités inutiles et coûteuses. Elle permet donc, en principe, d'obtenir à court terme une meilleure sécurité de fourniture à moindre coût. Mais l'ouverture à la concurrence de l'activité de production, l'évolution de sa composition et la séparation entre production et réseaux qui en est le corollaire a, par contre, compliqué l'exploitation d'un système de plus en plus complexe par rapport à une situation antérieure où l'exploitant en situation de monopole pilotait simultanément et directement la gestion en temps réel, sur son territoire, des moyens de production et des réseaux. Plus que jamais, une étroite coordination des gestionnaires de réseau est indispensable pour tirer avantage de l'intégration du système électrique européen, sans courir le risque de « black out » hautement dommageable et qui ne manquerait pas d'être imputé, à tort ou à raison, à la nouvelle organisation du marché. A cette fin, la commission propose la création d'un *centre européen de coordination de l'électricité* chargé d'harmoniser les règles de fonctionnement des échanges transfrontaliers et de garantir la sûreté de fonctionnement du système électrique européen.

- A moyen terme, *la sécurité d'alimentation* suppose que les équipements de production et de transport nécessaires pour faire face, avec les marges de sécurité convenables, aux évolutions de la demande soient mis à la disposition du système européen de production et de transport en quantité et en temps voulus. Or, il faut être tout à fait clair : pour différentes raisons dans le détail desquelles il n'y a pas lieu d'entrer ici, les prix de marché ne donnent que des signaux faibles et imprécis sur la nécessité d'investir pour assurer la sécurité du système¹³. Les directives électriques ont bien identifié ce problème puisqu'elles laissent aux États membres la possibilité d'organiser des appels d'offres pour la réalisation de capacités de production considérées comme nécessaires pour la sécurité d'alimentation dans le cas où le marché ne les générerait pas spontanément.

Mais là encore, une coordination suffisante est indispensable. C'est pourquoi, il est proposé dès maintenant que soient a minima établis, dans chaque pays et selon des méthodes homogènes, des *bilans prévisionnels sur l'équilibre production/consommation à long terme* destinés à être ensuite consolidés au niveau communautaire – avec l'appui d'un groupe formel des gestionnaires de réseaux pour définir les spécifications techniques relatives à la sécurité des systèmes électriques.

Dans le même esprit, il est proposé que soit élaborée une *programmation pluriannuelle des investissements (PPI) dans les réseaux de transport de gaz et d'électricité d'intérêt européen* qui contribuent à la solidarité entre réseaux, au bon fonctionnement du marché intérieur et à la sécurité des approvisionnements.

► **Dans le cas du gaz**, le marché européen est encore largement dominé par les pratiques historiques : des contrats d'approvisionnement de très longue durée, en « take or pay », entre, d'une part, un petit nombre de fournisseurs – les plus importants étant situés hors de l'Union européenne, en Russie, Norvège et Algérie – et, d'autre part, des opérateurs historiques dominant leur marché national. Les prix de ces contrats sont indexés sur les prix des produits pétroliers rendus chez le consommateur et les grandes artères de transport servent pour l'essentiel à l'acheminement du gaz faisant l'objet de ces contrats. Les prix du gaz rendu dans chaque pays sont sensiblement égaux puisque les prix des produits pétroliers le sont eux-mêmes.

Cette organisation laisse peu de place à la concurrence. Le seul marché qui fonctionne est celui de la Grande-Bretagne où s'échangent principalement les productions locales. La sécurité d'approvisionnement est recherchée pays par pays dans l'adaptation des contrats de long terme à la demande prévisible. Les quantités disponibles de « gaz concurrentiel » – c'est-à-dire de gaz acquis à des prix suffisamment attractifs en dehors des contrats de long terme – sont faibles et dépendants des écarts de prix entre l'Amérique du Nord et l'Europe. Le passage récent de la Grande-Bretagne de la qualité d'exportateur à celle d'importateur a aggravé la situation.

Tant que ce contexte existe, les mécanismes de marché ne peuvent jouer qu'un rôle négligeable, voire nul, pour assurer la sécurité d'approvisionnement.

¹³ Qui pourrait dire en regardant la courbe de l'encadré précédent ou même les cotations à terme correspondantes, qu'il est nécessaire pour la sécurité du système électrique européen de disposer de nouvelles capacités de production dans trois ans et qu'elles seraient mieux placées en Allemagne qu'en France ou l'inverse ?

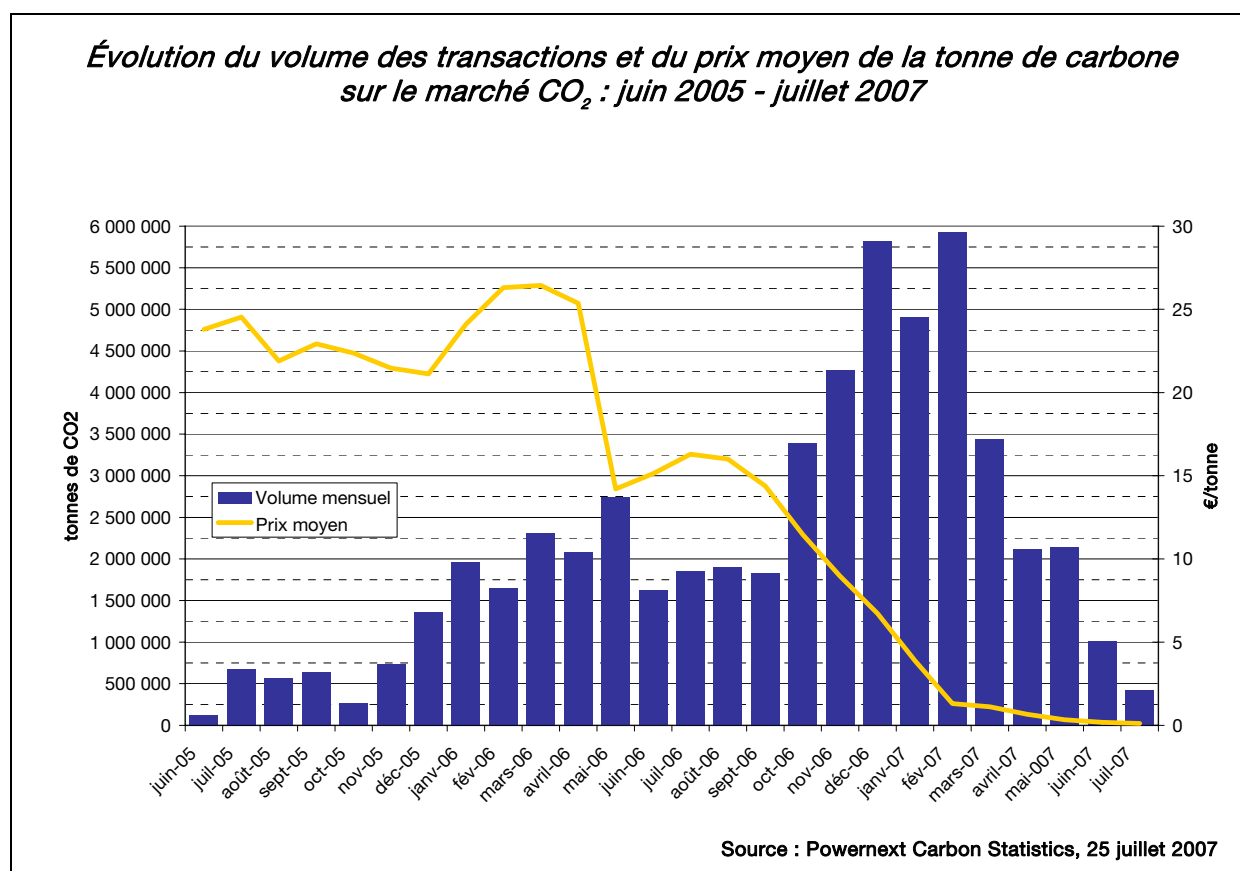
3.3. Le marché des droits d'émission de CO₂ doit devenir efficace sans dégrader la compétitivité européenne

L'extension de mécanismes de marché à de nouvelles problématiques, telles que la maîtrise dans les meilleures conditions d'efficacité économiques des émissions de gaz à effet de serre, a été ressentie comme allant de soi.

Les difficultés rencontrées lors de la première période de fonctionnement de ce marché trouvent leur origine non dans son principe même, mais bien dans des modalités de mise en œuvre dans le cadre d'une application beaucoup trop extensive du principe de subsidiarité.

3.3.1. Les débuts du fonctionnement du marché se sont avérés peu significatifs, les prix reflétant les erreurs commises plus que l'économie du secteur

- Un marché étroit, spéculatif et volatil : il ne concerne actuellement que cinq secteurs et une quarantaine d'acteurs ; entre août 2005 et août 2006, les échanges journaliers ont été en moyenne de l'ordre de 8 000 tonnes de CO₂ seulement.
- Un calage initial des quotas globalement inadéquat : lorsque l'on a pu faire plus précisément la comparaison des quotas avec les émissions réelles, le marché s'est brusquement effondré en avril 2006, le prix de la tonne de CO₂ chutant de près de 27 € à 15 € en quelques jours pour remonter ensuite quelque peu et se stabiliser durant quelques mois aux environs de 15-16 €, malgré une contrainte globale faible [voir diagramme ci-après]. Il a ensuite atteint, début 2007, des niveaux historiquement bas (moins d'un euro, les cotations s'opérant à deux ou trois chiffres après la virgule). Il faut sans doute y voir la conséquence des possibilités très limitées de transfert des quotas d'une « période » du dispositif à la suivante : à l'approche de l'échéance d'une période les quotas tendent à perdre leur valeur ou au contraire à devenir très chers.



- Une absence de visibilité à moyen terme : c'est ainsi, par exemple, que l'évolution des prix des « futures » pour décembre 2008 entre février 2006 et septembre 2006 a été pratiquement calquée sur l'évolution des prix spot sur la même période.

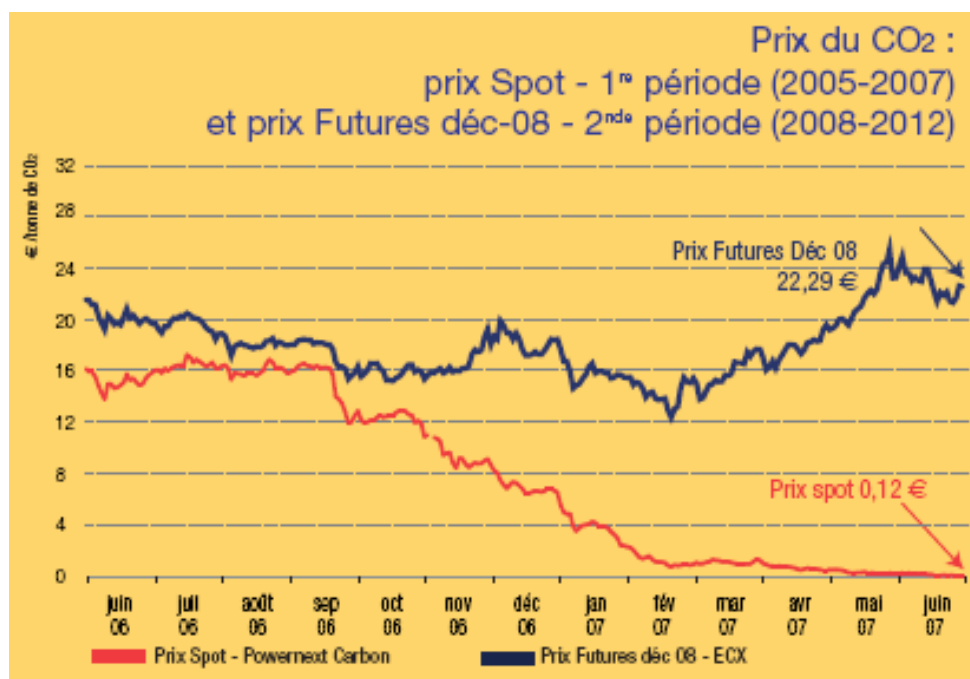
Évolution des prix « spot » et « futures » du CO₂ (février 2006 – février 2007)



Source : « Tendances carbone » [Powernext Carbon ; Mission climat de la Caisse des dépôts et consignations]

On trouvera ci-après, à titre d'information, le même diagramme actualisé jusqu'en juin 2007.

Évolution des prix « spot » et « futures » du CO₂ (juin 2006 – juin 2007)

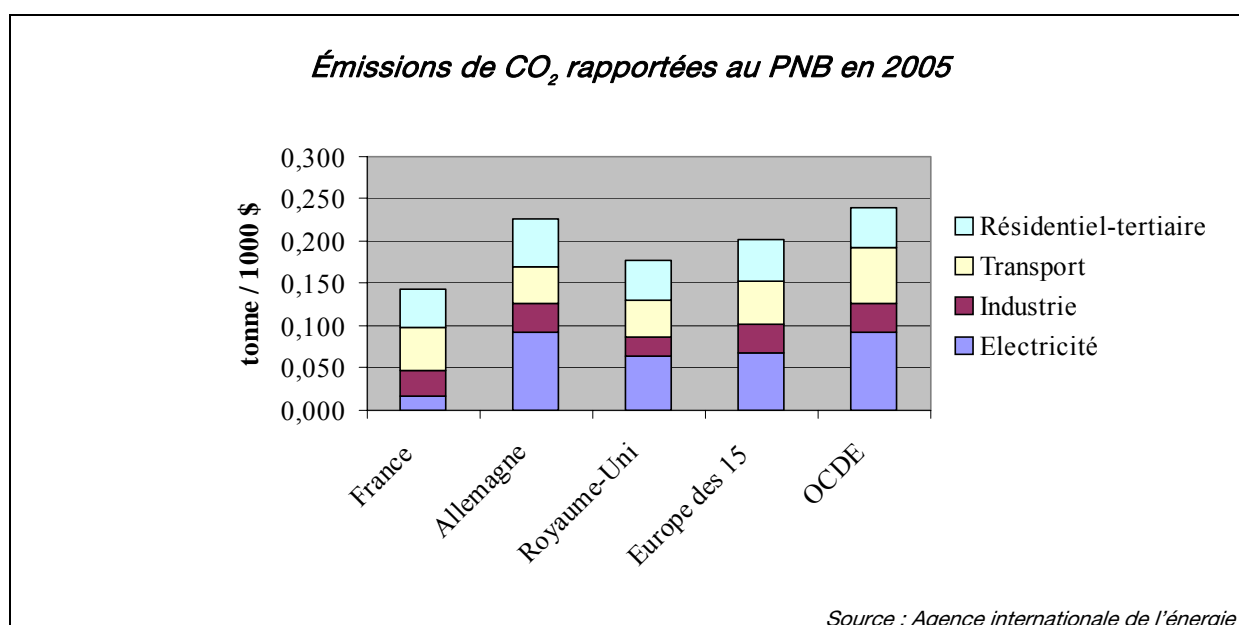


Source : « Tendances carbone » [Powernext Carbon ; Mission climat de la Caisse des dépôts et consignations]

3.3.2. Les pratiques actuelles ont des effets pervers de différentes natures

- Après une période pendant laquelle le prix du CO₂ n'était que partiellement ajouté au prix spot de l'électricité, on a observé sur les marchés organisés une répercussion à peu près intégrale. Nombre de producteurs d'électricité, même fortement émetteurs de CO₂, ont reçu des droits d'émission gratuits (cas de l'Allemagne et, dans une moindre mesure, de la France) et bénéficient donc, de ce fait, d'une « rente de situation » injustifiée, d'autant plus importante qu'ils sont plus pollueurs en CO₂.

Dans le cas de la France, grâce à l'hydraulique et au nucléaire, les émissions de CO₂ dues à la production d'électricité sont beaucoup plus faibles que la moyenne [voir diagramme ci-dessous]. Est-il normal que nos concitoyens, qui ont accepté la réalisation d'un programme nucléaire sans équivalent en Europe, soient pénalisés dès aujourd'hui ou à terme, en tant que consommateurs, par un prix de marché de gros de l'électricité, surchargé d'un coût de CO₂ calé sur le coût des émissions des plus mauvaises centrales européennes ? On peut penser légitimement qu'une correction s'impose. Elle pourrait consister en un mécanisme visant à déduire de la facture d'électricité des consommateurs finaux situés en France et qui ont exercé leur éligibilité la part du prix de gros de l'électricité qui correspond à l'impact dans le prix de marché des permis d'émission de CO₂¹⁴. Telle n'est cependant pas la voie empruntée par la France, qui a préféré privilégier les tarifs réglementés, avec l'inconvénient de méconnaître les principes d'ouverture du marché et de réduire au passage les trop modestes effets de la concurrence étrangère en France.



- Le marché du CO₂ européen risque, même après 2008, de n'avoir qu'un impact limité sur les décisions d'investissement, notamment dans le secteur électrique. Au-delà du manque global de lisibilité à moyen terme déjà signalé – l'après-2012 (Kyoto) est une période de totale incertitude qui rend impossible d'anticiper les décisions d'investissement nécessaires –, l'usage abusif du principe de subsidiarité risque de donner lieu à des anomalies flagrantes induisant distorsions de concurrence et quasi-neutralisation du signal prix que pourrait donner le marché européen du CO₂ même imparfait. C'est ainsi qu'en Allemagne, une centrale au charbon fonctionnant en base pourrait, dans le prolongement des errements actuels, bénéficier d'une allocation de permis d'émission gratuits durant 14 ans et que, dans l'hypothèse de son renouvellement, la nouvelle unité bénéficierait, quelles que soient ses performances, d'un transfert de quatre années d'allocation de droits d'émission gratuits !

¹⁴ Le calcul de la déduction pourrait être confié à la Commission de régulation de l'énergie (CRE) et viendrait en déduction de la redevance acquittée par les consommateurs concernés pour contribuer au Fonds de service public de l'électricité (CSPE).

Il est donc absolument nécessaire, sans renoncer au principe d'une régulation par le marché, de revoir en profondeur le dispositif actuel.

Cette refonte du marché devrait obéir aux principes suivants, qui pourraient inspirer la position française tant au plan européen que dans les nécessaires négociations de l'après-2012 (Kyoto) :

- *Les mécanismes de quotas de CO₂ doivent pouvoir s'appliquer à d'autres secteurs de l'économie* ; l'exonération de certains secteurs est inexplicable à l'opinion comme aux professionnels et rend illusoire l'atteinte des objectifs fixés. Cet élargissement doit être progressif et susciter la vigilance quant à ses conséquences économiques et sociales ; mais son principe, inéluctable, doit être affirmé de façon réaliste mais résolue.
- Les normes communautaires obligent à l'allocation gratuite d'au moins 90 % des quotas. L'absence de valeur de ceux-ci qui en découle – et que reflètent désormais les prix de marché – devrait inciter à la révision de ces règles. En tout état de cause, *il est impératif de s'engager, dans toute l'Union européenne, dans la vente des 10 % possibles*, en ciblant soigneusement les secteurs et en portant les prix initiaux à des niveaux assurant l'efficacité de l'instrument comme vecteur de décisions d'investissement économisant le CO₂ (sous réserve qu'il ne soit pas possible d'y échapper par une délocalisation, point abordé ailleurs).
- *L'affichage des objectifs de long terme* et la possibilité de reporter les quotas d'une période sur l'autre, permettant ainsi de développer le stockage des quotas et de valoriser cette épargne, constituent des améliorations substantielles.

3.3.3. L'intégration du coût des droits d'émission en Europe risque de dégrader la compétitivité économique des entreprises européennes et impose en conséquence de se prémunir des risques de dumping environnemental avantageant les industries des pays ne partageant pas cette discipline

Il est clair que le coût des droits d'émission incorporés, directement ou indirectement, dans les biens produits sur le territoire de l'Union détériore la compétitivité des entreprises européennes sur les marchés internationaux, dès lors que n'existent pas des contraintes juridiques ou des mécanismes de taxation équivalents dans les pays concurrents. Au-delà de ses effets macro-économiques globaux, cette distorsion de concurrence, qui est évidemment d'autant plus importante que le « contenu en émissions de CO₂ » des produits en cause – pour autant qu'il soit possible de l'évaluer – est élevé, pourrait conduire, dans certains secteurs sensibles, à des délocalisations et à des pertes d'emplois.

La bonne réponse serait, bien entendu, l'existence d'un marché mondial des droits d'émission qui, s'il fonctionnait correctement, aurait, en principe, la vertu non seulement de gommer les distorsions de concurrence, mais aussi d'assurer une meilleure cohérence au niveau mondial des politiques de maîtrise des émissions de gaz à effet de serre. Reste que tous les pays ne sont pas prêts à entrer dans cette logique...

La question d'une « **taxe extérieure sur le carbone** » (TEC) ou de dispositions similaires qui, bien entendu, ne pourraient être définies qu'au niveau de l'Union européenne, peut donc légitimement être posée, comme l'avait déjà fait en 2006 le groupe de travail relatif à la division par 4 des émissions de gaz à effet de serre à l'horizon 2050 présidé par Christian de BOISSIEU (dit groupe « Facteur 4 »).

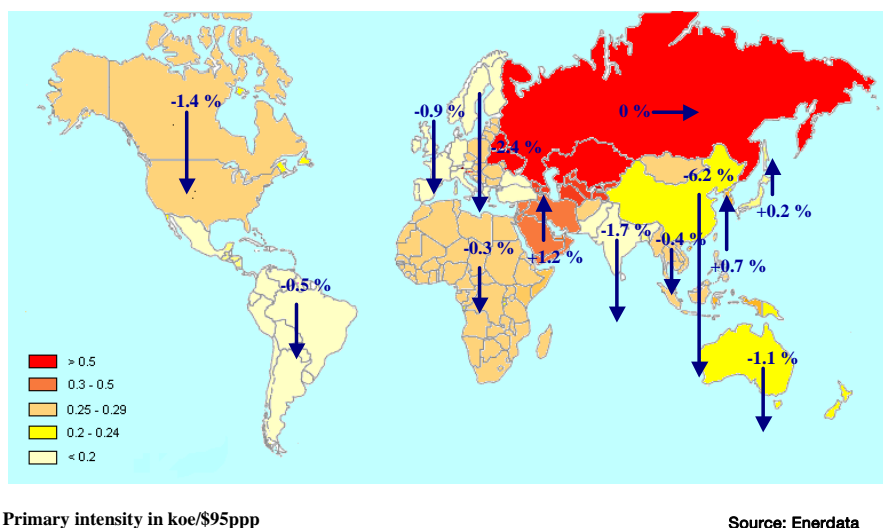
Les avis sont partagés sur la compatibilité de ce type de dispositif avec les règles de l'Organisation mondiale du commerce (OMC) ; quand bien même il serait reconnu licite, cela ne diminue pas la difficulté de sa mise en place (l'évaluation du contenu en carbone est complexe) et le risque d'oppositions difficiles à surmonter. Il est préférable – à en juger par les craintes exprimées par les pays non encore engagés dans la lutte contre les GES – de convenir, au sein de l'Union européenne, de clauses de sauvegarde et de demandes d'arbitrage pour lutter contre les abus de position compétitive d'un pays qui jouerait de la non-incorporation dans ses coûts de ceux du CO₂ pour pratiquer un dumping environnemental concernant des produits à fort contenu énergétique.

3.4. Face aux défis énergétiques mondiaux, le « paquet énergie » de janvier 2007 propose aux membres de l'Union des objectifs ambitieux ; leur concrétisation suppose une répartition des efforts et la mise en place d'instruments qui restent encore largement à définir

3.4.1 Le constat : une situation énergétique « raisonnable » comparée à celle d'autres parties du monde, mais qui s'améliore moins vite qu'ailleurs

► Globalement, l'Europe occidentale peut apparaître comme relativement vertueuse en termes d'intensité énergétique, mesurée ici – ce qui est imparfait mais suffisant pour notre propos – par le ratio *énergie primaire consommée/PNB*. Par contre, l'évolution de cette intensité a été moins favorable entre 1990 et 2002 (- 0,9 % par an) que celle relevée dans d'autres parties du monde – y compris en Chine (- 6,2 % par an) et en Amérique du Nord (- 1,4 % par an) –, lesquelles bénéficient, il est vrai, de marges de manœuvre significatives.

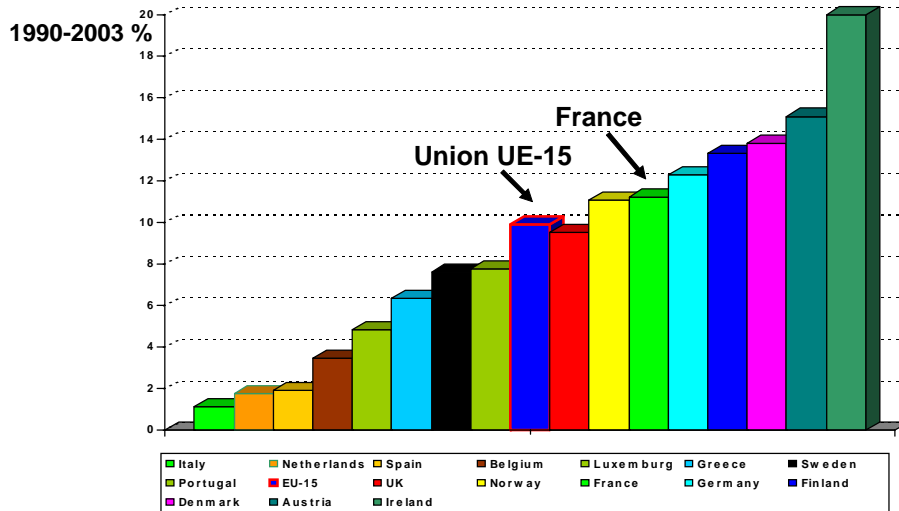
Evolution de l'intensité énergétique entre 1990 et 2002



Source : Enerdata et ADEME / Conseil mondial de l'énergie

Entre 1990 et 2003, l'intensité énergétique des pays de l'Union s'est améliorée de quelque 10 %, mais avec des disparités importantes entre les États membres. La France, quant à elle, a fait un peu mieux que la moyenne européenne.

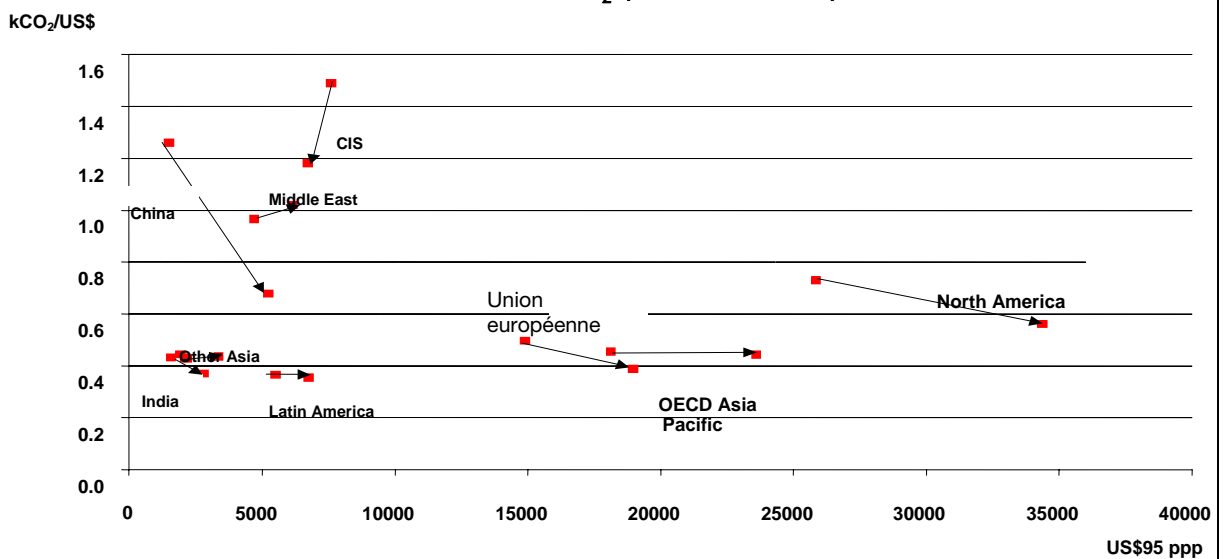
L'efficacité énergétique s'est accrue dans tous les Etats Membres (1990-2003)



Source : ADEME / Projet européen « Odyssee – M.U.R.E. »

► S'agissant de « l'intensité CO₂ », mesurée par le ratio « tonnes de CO₂ émises/PNB », le constat est similaire : partant d'un niveau situé parmi les meilleurs, l'Europe progresse (réduction de quelque 10 % sur la période), mais moins rapidement que la Chine ou l'Amérique du Nord. Surtout, la bonne performance de l'Europe à 25 en émissions de GES (- 4,9 % de 1990 à 2005) doit être nuancée par l'observation de la même donnée dans l'Europe à 15 (- 0,8 % seulement, et même + 0,3 % en 2003 et 2004).

Intensité CO₂ (1990 – 2005)



Source : GIEC / ADEME

3.4.2. Le « paquet énergie » de janvier 2007 propose, dans un cadre cohérent, des objectifs ambitieux en matière de limitation des émissions de gaz à effet de serre, de maîtrise de l'énergie, de développement des énergies renouvelables et d'économies d'énergie

La Commission européenne a présenté, le 10 janvier 2007, ses propositions pour une politique de l'énergie pour l'Europe construite à partir des trois axes majeurs que sont : la lutte contre le réchauffement climatique, le renforcement de la sécurité d'approvisionnement et la protection de la compétitivité de l'industrie européenne.

Les orientations formulées sont actuellement en discussion avec les États membres et devraient donner lieu à des propositions législatives avant la fin de 2007. On trouvera ci-après un encadré résumant les objectifs de l'Union européenne issus du « Paquet Énergie » du 10 janvier 2007, les objectifs existants de l'Union européenne étant rappelés pour mémoire.

Objectifs de l'Union européenne issus du « Paquet Énergie » de janvier 2007

[Pour mémoire : objectifs de l'UE existants]

Thèmes	Textes	Objectifs
Emissions de gaz à effet de serre (GES)	« Paquet énergie »	<ul style="list-style-type: none"> • Objectif contraignant de 20 % de réduction des GES d'ici 2020 (base 1990¹⁵) • Effort à répartir entre les états membres • Extension à - 30 % d'ici 2020 en cas d'accord international post-Kyoto • - 50 % proposés d'ici 2050 (base 1990) pour tous les pays industrialisés <p><i>Cette réduction globale des émissions de gaz à effet de serre implique pour l'UE de réduire d'au moins 20 % le volume de CO₂ occasionné par sa consommation d'énergie : d'où une confusion entre objectif de réduction de GES et objectif de réduction de CO₂, confusion accentuée par le fait que l'unité de mesure commune des GES est la t éq. CO₂.</i></p> <p><i>Les conclusions du Conseil européen de mars 2007 portent exclusivement sur les GES.</i></p>
Energies renouvelables	« Paquet énergie »	<ul style="list-style-type: none"> • Objectif global de porter à 20 % la part des sources d'énergie renouvelables dans la consommation intérieure brute d'ici 2020 • Objectif souhaité contraignant par la Commission européenne et accepté par les États membres lors du Conseil européen de mars 2007 • Modalités d'application (objectifs sectoriels ou non) et de répartition de l'effort entre États membres (« burden sharing ») non définies à ce stade
	« Énergie pour l'avenir : les sources d'énergie renouvelables - Livre blanc établissant une stratégie et un plan d'action communautaires » COM(97) 599	<ul style="list-style-type: none"> • Objectif indicatif de 12 % d'énergies renouvelables dans la consommation intérieure brute à l'horizon 2010
	<i>Directive 2001/77/CE du 27 septembre 2001 relative à la promotion de l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables sur le marché intérieur de l'électricité</i>	<ul style="list-style-type: none"> • <i>Objectif indicatif UE de 21 % en 2010 (part de l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables dans la consommation brute d'électricité)</i> • <i>Effort réparti en objectifs indicatifs nationaux différents selon les États membres</i>
Economies d'énergie	« Paquet énergie »	Réaffirmation de l'objectif du plan d'action pour l'efficacité énergétique annoncé par la Commission en octobre 2006
	Plan d'action pour l'efficacité énergétique: réaliser le potentiel (octobre 2006)	<ul style="list-style-type: none"> • Objectif indicatif de réalisation du potentiel d'économies, estimé à 20 % de la consommation annuelle d'énergie primaire de l'UE par rapport aux projections pour l'année 2020 <p><i>Si rien n'est fait, la consommation totale de l'UE atteindra 1 900 Mtep en 2020. L'objectif, grâce à une économie d'énergie de 20 %, est de ramener cette consommation au niveau de 1990, soit environ 1 520 Mtep.</i></p>
	<i>Directive 2006/32/CE relative à l'efficacité énergétique dans les utilisations finales et aux services énergétiques</i>	<p><i>Objectif indicatif de 9 % (ou plus au niveau national) d'économies d'énergie entre 2006 et 2015</i></p> <p><i>(résultat des économies d'énergie annuelles cumulées et réalisées pendant les neuf années de la période d'application de la directive)</i></p>

¹⁵ L'année de base pour le CO₂, le CH₄ et le N₂O est 1990 pour tous les États membres ; pour les gaz fluorés, 12 États membres ont choisi 1995 comme année de base, alors que l'Autriche, la France et l'Italie ont choisi 1990.

Transports (biocarburants)	« Paquet énergie »	<ul style="list-style-type: none"> • Objectif minimal d'incorporation des biocarburants à hauteur de 10 % de la consommation totale d'essence et de gazole dans les transports en 2020. • Objectif souhaité contraignant par la Commission européenne et accepté par les États membres lors du Conseil européen de mars 2007
	<i>Directive 2003/30/CE visant à promouvoir l'utilisation de biocarburants ou autres carburants renouvelables dans les transports</i>	<ul style="list-style-type: none"> • Objectifs <i>indicatifs</i> nationaux afin de remplacer des volumes de carburant utilisés dans les transports par des biocarburants sur la base de valeur de référence : <ul style="list-style-type: none"> - 2 % d'ici 2005 - 5,75 % d'ici 2010

► **La clef de voûte des propositions du « paquet énergie » du 10 janvier 2007 et des décisions du Conseil de mars 2007 : s'engager à réduire de 20 % les émissions de GES dans l'Union européenne d'ici 2020**

La Commission européenne a proposé de réduire suffisamment, en Europe, les émissions de gaz à effet de serre (GES), dont le CO₂, pour limiter la hausse des températures à 2°C en 2050. Elle a souhaité, à cette fin, « transformer l'Europe en une économie à haut rendement énergétique et à faible taux d'émission de CO₂, en favorisant une nouvelle révolution industrielle ».

Lors du Conseil européen de mars 2007, les chefs d'État ont décidé de réduire les émissions de GES de l'Union européenne d'au moins 20 % d'ici 2020 par rapport à leur niveau de 1990 et de porter à 20 % en 2020 la part des énergies renouvelables (EnR) dans le bilan énergétique final européen (elle est actuellement de 9 %) et à 10 % la part des biocarburants dans les transports, aujourd'hui quasiment nulle. La Commission précise que la réalisation de cet objectif ambitieux implique l'adoption d'objectifs adaptés au potentiel et aux priorités spécifiques de chaque État membre. Chaque État membre doit donc fixer ses objectifs pour chaque filière d'EnR et la Commission s'assurera, par la suite, de la réalisation de l'objectif global.

La Commission propose, par ailleurs, de défendre, dans les négociations internationales, une réduction de 30 % des émissions des GES des pays industrialisés d'ici à 2020, par rapport à leur niveau de 1990.

Elle propose enfin d'autres objectifs, incitatifs :

- Atteindre 20 % d'économies d'énergie en 2020 par rapport à la tendance projetée à cette échéance (soit 13 % par rapport à 2006) ; le plan d'action pour l'efficacité énergétique identifie 75 mesures spécifiques dans dix domaines prioritaires à mettre en œuvre sur une période de six ans, dont les principales sont les suivantes :
 - soutenir le développement des transports publics et des véhicules consommant moins de carburants ;
 - assurer que les consommateurs supportent les coûts réels des transports individuels ;
 - renforcer les normes de consommation et l'étiquetage des appareils et équipements ;
 - améliorer la performance des bâtiments existants et prévoir des normes « très basse énergie » pour la construction de nouveaux bâtiments ;
 - améliorer l'efficacité de la production, du transport et de la distribution de chaleur et d'électricité ;
 - conclure un nouvel accord international sur l'efficacité énergétique dans le cadre de l'OCDE afin de restreindre l'utilisation de produits qui ne satisfont pas à des normes minimales.
- Accroître l'effort de *recherche*, grâce à l'élaboration en 2007 d'un plan stratégique européen de R & D sur l'énergie.

- Développer les *technologies de captage et stockage du CO₂*. La Commission considère que l'Union doit jouer un rôle de premier plan dans ce domaine. Elle souhaite donc engager, dès 2007, l'étude d'un plan stratégique européen de R & D sur l'énergie en vue, notamment, de construire et d'exploiter, d'ici 2015, 10 à 12 centrales thermiques de démonstration avec captage et stockage du carbone (CSC) et de voir, ainsi, à quel horizon ces systèmes pourront être généralisés.

La Commission européenne constate qu'un tiers de l'électricité et 15 % de l'énergie consommée dans l'Union proviennent du nucléaire et que la filière électronucléaire est, de ce fait, un instrument efficace de réduction des émissions de CO₂.

Elle rappelle toutefois que le choix du « mix » énergétique appartient aux États membres. Et en même temps, elle souligne qu'une éventuelle baisse de la part de l'électronucléaire dans l'Union supposerait l'introduction concomitante d'autres sources d'énergie aussi peu émettrices de CO₂ afin d'atteindre les objectifs fixés en matière de réduction des émissions de CO₂.

► ***Le deuxième pilier du « paquet énergie » est le renforcement de la sécurité des approvisionnements en énergie***

Sur le plan des approvisionnements extérieurs, la Commission propose :

- d'adopter une *politique énergétique internationale* qui défende activement les intérêts de l'Europe;
- d'approfondir le *dialogue* avec les pays producteurs et les pays de transit ;
- de *coordonner* efficacement les objectifs des États membres afin de parler « d'une seule voix » ;
- de mettre en œuvre un véritable *partenariat stratégique* dans l'énergie entre l'Europe et les régions voisines ;
- de *diversifier les approvisionnements* et les routes d'acheminement ;
- de développer de *nouvelles infrastructures énergétiques* (infrastructures de transport d'électricité et de gaz, stockages stratégiques, infrastructures LNG...);
- de renforcer les *mécanismes de solidarité* en cas de crise, grâce notamment au réseau de « correspondants énergie » et au groupe de coordination pour le gaz, prévu par la directive relative à la sécurité d'approvisionnement dans le gaz ;
- de mettre à l'étude la création de *stocks stratégiques pour le gaz*.

A l'intérieur de l'Europe, elle propose de renforcer les *mécanismes de solidarité* en cas de crise et, notamment, d'améliorer la gestion des stocks stratégiques européens de pétrole coordonnés avec ceux des autres pays de l'OCDE dans le cadre de l'AIE, de créer des stocks stratégiques de gaz et de mieux coordonner la gestion des stocks stratégiques de gaz au sein de l'Union.

La Commission propose que des *bilans prévisionnels pluriannuels sur l'équilibre offre/demande* d'électricité et de gaz soient établis pour chaque État membre et consolidés à l'échelle de l'Union européenne pour anticiper les pénuries et construire à temps les nouvelles infrastructures de production, de transport et de stockage.

Par ailleurs, la Commission propose également l'adoption d'un plan d'interconnexion prioritaire afin, notamment, de répertorier les infrastructures manquantes, de nommer des coordinateurs européens pour contribuer à la progression des projets d'interconnexion d'intérêt européen en difficulté et d'encadrer les délais des procédures pour réaliser de tels projets.

L'harmonisation des règles de sécurité passerait par la création d'une *structure européenne des gestionnaires de réseaux de transport*, chargée de proposer des règles de sécurité communes à toute l'Union, opposables après approbation dans le cadre de la comitologie européenne (mise en place par l'article 30 de la directive de 2003 sur le gaz et l'article 13 du règlement n° 1223-2003 sur les échanges transfrontaliers d'électricité) et de mieux coordonner la gestion des réseaux.

► ***Enfin, troisième pilier des propositions, l'amélioration de la compétitivité du marché européen, dans le droit fil de la stratégie de Lisbonne, emprunterait plusieurs voies***

- *Renforcement de la séparation entre réseaux et production* dans l'électricité et le gaz (selon deux options, la première ayant la préférence de la Commission : soit la séparation de propriété entre les entreprises de réseaux et les entreprises de production et de commercialisation, soit la création d'un opérateur de réseau indépendant).
- *Renforcement de l'efficacité de la régulation*, en étudiant trois options :
 - le renforcement de la coopération entre les régulateurs nationaux, l'extension de leur mission à certains objectifs communautaires et l'introduction d'un mécanisme d'approbation, par la Commission européenne, des mesures ayant un impact sur le marché intérieur de l'énergie ;
 - le renforcement des compétences de l'ERGEG (« European Regulators' Group for Electricity and Gas ») qui aurait le pouvoir d'encadrer les décisions relatives aux échanges transfrontaliers des régulateurs nationaux et des acteurs des marchés (option dite « ERGEG+ ») ;
 - la création d'un régulateur européen ayant le pouvoir de régler tous les mécanismes afférents aux échanges transfrontaliers.
 - Renforcement de la transparence des marchés (par la publication de la liste minimale des informations qui devraient être publiées par les opérateurs).

3.4.3. Les voies et moyens de l'atteinte de ces objectifs doivent être précisés et renforcés pour éviter les déceptions de la période récente

- *En ce qui concerne l'objectif de réduction des GES de 20 à 30 % en 2020 par rapport à 1990*, dont on a dit ailleurs la difficulté qu'il représente, son affirmation et son caractère contraignant doivent être renforcés et son atteinte dominer l'ensemble des autres objectifs, qui ne doivent être que de second rang.

Pour l'avenir, il convient de s'interroger sur la pertinence de la référence au niveau d'émission de gaz à effet de serre relatif à l'année 1990. La disparité des situations des différents Etats membres à cette époque rend nécessaire des difficiles négociations pour apprécier l'effort que chacun doit réaliser pour parvenir à respecter l'objectif global de réduction. **Il serait bien plus simple et plus équitable de retenir un objectif unique d'émission de GES par habitant (ou par unité de produit intérieur brut PIB), pour l'ensemble des Etats membres, à un horizon à fixer, et d'imposer un pourcentage commun à tous de réduction de l'écart avec l'objectif.**

Dans l'immédiat, l'enjeu majeur sera celui du remède aux dysfonctionnements du marché du CO₂, abordés ci-dessus, notamment par la nécessaire extension aux secteurs actuellement non concernés, parmi lesquels celui du transport aérien devrait être le premier concerné.

- *En ce qui concerne l'objectif d'énergies renouvelables (EnR) affiché*, il aurait été préférable de lui substituer un objectif de sources de production n'émettant pas de GES lors de leur fonctionnement. La France – avec ceux des pays qui partagent les avantages d'un parc comportant du nucléaire – milite pour que la composante « absence d'émission de GES » des parcs soit prise en compte plutôt que la seule variable « EnR », qui favorise abusivement, en perdant de vue l'objectif global recherché de diminution des émissions de GES, certains pays européens dont la vertu en « renouvelables » tend à masquer des rejets massifs de CO₂ par habitant ou par unité de PIB. Les conclusions du dernier sommet du Conseil européen de la mi-mars 2007 vont d'ailleurs en ce sens. En tout état de cause, la proposition « 20 % d'EnR en 2020 dans la consommation d'énergie finale » apparaît ambitieuse, mais pas hors de portée comme le montrent les scénarios examinés dans le cadre du groupe 5 de la commission consacré aux scénarios énergétiques (en France, elle nécessite une forte pénétration des biocarburants et un développement massif de l'éolien, lequel sera difficile à gérer en termes d'exploitation du système électrique, indépendamment de sa recevabilité par l'opinion).

Il manque un plan d'action européen sur la période visant – via la politique de **normalisation** où sa plus-value est réelle et garantit l'égalité des conditions de concurrence sur les marchés – le retrait progressif des matières, matériaux, matériels et équipements les plus consommateurs d'énergie. Il serait ainsi possible, dans l'immédiat, par exemple, d'interdire les matériels dont la position « veille » ne peut être interrompue, ou de retirer du marché les appareils les plus consommateurs (au

demeurant souvent importés de pays ne souscrivant aucun engagement en matière de réduction des GES). Des débats analogues sont en cours pour abaisser les normes d'émission des véhicules particuliers, qui opposent les industries automobiles des divers pays (particulièrement ceux disposant de fabricants de grosses cylindrées), montrant tout l'intérêt – et la difficulté – de l'intervention européenne à ce stade. Un calendrier de réduction des émissions des véhicules sur longue période aiderait sans doute les constructeurs à orienter leurs investissements.

Le principe de subsidiarité devrait conduire à privilégier, pour la mise en œuvre de l'objectif majeur de réduction des GES, **la liberté de choix nationale** quant aux mesures les mieux adaptées, là où la fixation d'objectifs communautaires n'apporte pas de valeur ajoutée décisive. L'Union donnerait ainsi plus de chance à chacun d'atteindre les objectifs fixés dans des conditions économiquement et socialement acceptables. La principale interrogation demeure celle des effets sur la compétitivité de l'Europe et les moyens de la préserver.

Moins ambitieux et au demeurant, très réalistes, **les objectifs en matière de sécurité d'approvisionnement** ne suscitent pas de réserve autre que sur les moyens de parvenir aux buts énoncés. La Commission partage le constat des imperfections du marché pour garantir les investissements nécessaires. Elle appelle une généralisation du système déjà existant en France de *bilan prévisionnel des investissements de capacité* pour l'électricité et un meilleur développement des réseaux. L'utilisation des pouvoirs de la Commission en matière de concurrence, pour s'assurer de l'honnêteté de la compétition sur le marché et de la réalité du bon fonctionnement des signaux de prix du marché, complèterait utilement ces orientations. De même, l'attention sur les capacités de production permettant de faire face aux pointes européennes de consommation pourrait aussi être satisfaite en se donnant les moyens de réduire ces pointes de consommation. Enfin, la répétition depuis dix ans de l'importance des réseaux devrait finir par permettre la mise en place de procédures coordonnées transfrontalières qui se substitueraient aux procédures nationales, notamment lorsqu'elles ont pour objet de réduire les émissions de GES, en imaginant une *utilité publique environnementale européenne* permettant de surmonter les oppositions des contextes locaux ou nationaux à des infrastructures dont le défaut est chaque jour plus criant.

3.5. La politique européenne des transports à la recherche de la mobilité durable

3.5.1. Le réexamen en 2006 du « Livre blanc » de 2001 conduit à une inflexion significative des objectifs prioritaires

La Commission européenne a présenté en 2001 un « Livre blanc » sur la politique des transports, intitulé « *La politique européenne des transports à l'horizon 2010 : l'heure des choix* », afin de rechercher la mise en œuvre d'une politique de mobilité durable en répondant à quatre défis liés à :

- l'augmentation continue du transport de marchandises et de passagers ;
- la congestion des grands itinéraires européens ;
- la pollution causée par les transports ;
- les problèmes liés à la sécurité et à la qualité de vie.

Pour y répondre, le « Livre blanc » de la Commission établissait plusieurs objectifs :

- découpler l'augmentation constante de la mobilité et la croissance économique ;
- renverser l'équilibre entre les modes de transport d'ici 2010, en diminuant la demande dans le secteur des transports routiers grâce à des mécanismes de tarification, en revitalisant les autres modes de transport comme les transports ferroviaire, maritime et fluvial et en développant l'inter-modalité ;
- adopter un système de taxation qui reflète le véritable coût du transport, y compris les coûts externes comme ceux des dommages causés à l'environnement, la congestion du trafic ou les accidents aux personnes ;
- rendre les systèmes de transports plus efficaces et plus sûrs.

Le 22 juin 2006, la Commission européenne a publié l'examen à mi-parcours du « Livre Blanc », intitulé « *Pour une Europe en mouvement – mobilité durable pour notre continent* ». Quatre infléchissements méritent d'être notés :

- **La prise en compte des effets environnementaux** : la Commission met en avant la nécessité de découpler l'évolution des transports de personnes et de marchandises de leurs conséquences négatives, en particulier de leurs impacts environnementaux, alors que le Livre Blanc de 2001 établissait comme principal objectif de « *découpler l'augmentation constante de la mobilité et des besoins de transport et la croissance économique* ».
- **Le transfert modal** : la priorité du document initial était de rééquilibrer les modes de transport d'ici 2010, en diminuant la demande dans le secteur des transports routiers grâce à des mécanismes de tarification et en revitalisant les autres modes de transport comme les transports ferroviaire, maritime et fluvial. La Commission maintient le « transfert modal » comme une priorité, mais elle semble mettre davantage l'accent sur la « co-modalité », ou l'utilisation optimale de tous les modes de transport. La co-modalité peut être obtenue en facilitant le passage d'un mode de transport à l'autre grâce à l'harmonisation des standards entre les transports routier, maritime, ferroviaire et fluvial et l'intégration de différents modes de transport dans des chaînes logistiques efficaces. Il s'agit de l'objectif d'un plan d'action sur la logistique que la Commission doit adopter en 2007.
- **L'efficacité énergétique** : le transport représente 71 % de la consommation de pétrole et 26 % des émissions de CO₂ de l'Europe. Afin de réduire sa dépendance vis-à-vis du pétrole et de rendre les transports plus « durables », la Commission déclare qu'elle présentera en 2007 un plan stratégique sur la consommation énergétique dans les transports et qu'elle lancera en 2009 un programme sur « les véhicules à propulsion écologique ».
- **L'amélioration de la tarification** : la Commission indique qu'elle présentera d'ici 2008 une méthodologie servant de base à une tarification des infrastructures selon l'évaluation de tous les coûts externes ainsi qu'une analyse d'impact de l'internalisation des coûts externes pour tous les modes de transport.

3.5.2. La politique européenne des transports préconisée par la Commission européenne cherche à développer une mobilité durable qui rejette moins de gaz à effet de serre et qui consomme moins de pétrole

Pour décliner une telle politique des transports, la Commission européenne agit dans cinq directions :

- **La réduction des émissions de gaz à effet de serre** : pour les véhicules particuliers, la Commission a lancé dès 1995 une stratégie communautaire sur la réduction des émissions de CO₂ pour les voitures reposant :
 - sur un accord volontaire de l'industrie automobile pour réduire les émissions moyennes de CO₂ des voitures neuves ;
 - sur un système de taxation des voitures qui tient davantage compte des émissions de CO₂ : la Commission a proposé une directive en ce sens en 2005 qui n'a pas encore été adoptée ;
 - sur une meilleure information du consommateur sur les performances des véhicules en termes d'émissions de CO₂ (directive de 1999 imposant l'étiquetage des émissions de CO₂ par kilomètre pour les véhicules mis en vente chez tous les distributeurs).
- L'adaptation à la nouvelle donne énergétique en améliorant **l'efficacité énergétique** et en encourageant le développement des carburants alternatifs.
- **L'utilisation rationnelle des transports dans leur meilleur domaine de pertinence** : il s'agit ainsi d'encourager le report modal de la route vers les autres modes de transport là où ce transfert est réaliste et économiquement justifié. La Commission donne ainsi priorité à la réalisation de corridors spécifiquement dédiés au fret dans le cadre des réseaux transeuropéens de transport, à la navigation intérieure, aux « autoroutes de la mer ».

- L'utilisation des nouvelles technologies pour promouvoir **le transport intelligent** ; la Commission soutient ainsi le développement des deux programmes technologiques que sont « Galileo » et « Sesar ».
- **Le développement des transports collectifs urbains.** 80 % des Européens vivent en milieu urbain ; or le transport urbain génère quelque 40 % des émissions de CO₂ imputables au transport routier et jusqu'à 70 % des autres polluants rejetés par les transports. Au-delà de l'initiative « Civitas », pour laquelle la Commission a déjà investi plus de 100 millions d'euros dans 36 villes européennes, cette dernière devrait présenter à l'automne 2007 un « Livre Vert » sur les transports urbains.

3.5.3. Les propositions récentes de la Commission européenne s'appuient essentiellement sur l'utilisation des biocarburants, la proposition d'harmonisation de la TIPP pour le gazole professionnel, la limitation des émissions de CO₂ pour les véhicules particuliers

Dans le domaine des transports, trois initiatives de la Commission conduisent à des évolutions depuis le début de l'année 2007 :

- **Les biocarburants**

Lors de son sommet des 7 et 8 mars 2007, le Conseil européen a réaffirmé la détermination à long terme de la Communauté de poursuivre au-delà de 2010 le développement des énergies renouvelables dans l'ensemble de l'Union européenne. Il a donc approuvé l'objectif consistant à fixer une proportion minimale contraignante de 10 % de biocarburants dans la consommation totale d'essence et de gazole destinés au transport au sein de l'Union, cet objectif devant être réalisé d'ici 2020 par tous les États membres, et ce à un coût raisonnable. Il a ajouté que le caractère contraignant de ce seuil se justifiait, sous réserve que la production ait un caractère durable, que des biocarburants de deuxième génération soient mis sur le marché et que la directive sur la qualité des carburants soit modifiée en conséquence, pour prévoir des niveaux de mélange adéquats.

- **La proposition d'une harmonisation de la TIPP pour le gazole professionnel**

À la suite de la consultation qu'elle a menée en 2006, la Commission européenne a adopté le 13 mars 2007 une proposition de directive visant à réduire les écarts de taux de droits d'accise sur le gazole professionnel en relevant les taux minimum en deux étapes (de 302 à 380 euros pour 1 000 litres d'ici 2014, avec un taux intermédiaire à 359 euros), avec pour objectif :

- de permettre à tous les États membres de ramener la taxation du gazole professionnel en deçà des niveaux respectifs enregistrés à la date du 1^{er} janvier 2003, pourvu que les minima soient respectés et que la charge fiscale reste la même, grâce à l'introduction de redevances routières ;
- que les droits d'accise sur le gazole non professionnel et l'essence sans plomb ne puissent être inférieurs à ceux pratiqués pour le gazole professionnel.

- **La limitation des émissions de CO₂ pour les véhicules particuliers**

En 1998, l'Association des constructeurs européens d'automobiles (ACEA) s'est engagée auprès de la Commission à atteindre un seuil d'émission de 140 g/km de CO₂ pour les véhicules neufs d'ici 2008/2009 et de 120 g/km d'ici 2012. Toutefois, en 2005, les voitures émettaient encore en moyenne 162 g/km et les progrès attendus semblent largement insuffisants pour atteindre l'objectif de 2012 envisagé par la Commission.

Dans ces conditions, dans une communication de février 2007, la Commission a annoncé son intention de promouvoir une approche contraignante pour atteindre l'objectif de 120 g/km de CO₂ d'ici 2012 ; elle proposera un cadre législatif si possible en 2007 et, au plus tard, d'ici à mi-2008 afin de réaliser l'objectif de l'UE de 120 g/km de CO₂, centré :

- sur des réductions obligatoires des émissions de CO₂ pour atteindre l'objectif de 130 g/km pour la moyenne du parc des voitures neuves par le biais d'améliorations technologiques sur les moteurs ;

➤ sur une réduction supplémentaire de 10 g/km par le biais d'autres améliorations technologiques et par un usage accru des biocarburants, spécifiquement :

- fixation d'exigences minimales de rendement énergétique pour les systèmes de climatisation ;
- présence obligatoire de systèmes précis de surveillance de la pression des pneus ;
- fixation de limites maximales de résistance au roulement des pneumatiques au niveau de l'UE, pour les pneus équipant les voitures particulières et les véhicules utilitaires légers ;
- utilisation d'indicateurs de changement de vitesse, dans la mesure où les consommateurs utilisent de tels dispositifs dans les conditions réelles de conduite ;
- amélioration du rendement énergétique des véhicules utilitaires légers (camionnettes) avec pour objectif d'atteindre 175 g/km de CO₂ d'ici à 2012 et 160 g/km d'ici 2015 ;
- utilisation accrue des biocarburants optimisant la performance environnementale.

Les mesures ci-dessus devront être mesurables sans cumuler les exigences de réductions de CO₂. La Commission reconnaît qu'il conviendra de concevoir le cadre législatif pour la moyenne du parc des voitures neuves de manière à assurer des objectifs de réduction neutres du point de vue de la concurrence et équitables socialement. Compte tenu de la diversité des constructeurs européens d'automobiles, une attention particulière devra être portée aux risques de distorsions de concurrence injustifiées entre constructeurs.

3.6. La France doit jouer un rôle moteur pour faire adopter par l'Union européenne la décision de diviser par 4 ses émissions de gaz à effet de serre en 2050 par rapport à celles de 1990, en assignant à chaque État membre une limite correspondant à la même émission par habitant de l'Union européenne

3.6.1. L'Union européenne doit diviser par quatre en 2050 ses émissions de gaz à effet de serre (GES)

Un objectif de division par 4 des émissions de gaz à effet de serre de l'Union européenne en 2050 par rapport aux émissions de 1990 s'inscrirait logiquement dans l'objectif de division par 2 des émissions mondiales de gaz à effet de serre, qui apparaît nécessaire pour limiter la hausse des températures autour de 2°C d'ici 2050 par rapport aux niveaux de l'ère préindustrielle. Cet objectif est plus ambitieux que celui envisagé pour 2050 par la Commission européenne dans son « paquet énergie » de janvier 2007, lequel se limite à une réduction de 50 % pour les pays industrialisés.

Sachant qu'il faut beaucoup de temps pour infléchir profondément une politique énergétique et les conséquences qu'elle engendre en matière d'émissions de GES, l'Union européenne devrait se fixer cet objectif sans attendre, *pour se placer le plus rapidement possible sur une trajectoire vertueuse*. Il est cependant clair qu'atteindre effectivement un tel objectif ne serait guère concevable, voire n'aurait guère de sens, si d'autres grands émetteurs de gaz à effet de serre – qu'il s'agisse de pays développés (Amérique du Nord) ou de pays en développement (Chine, Inde...), dont la consommation de charbon et d'hydrocarbures est prépondérante – ne s'engageaient pas dans des démarches similaires.

3.6.2. L'objectif global étant fixé, l'UE devrait viser pour 2050 un objectif unique d'émissions de gaz à effet de serre par habitant (ou par unité de produit intérieur brut)

C'est l'Union européenne, et non chaque État membre, qui négocie le protocole de Kyoto et ses suites. La référence à 1990, utilisée jusqu'à présent dans ces négociations, n'a aucune raison de s'imposer pour définir les objectifs impartis à chaque État membre pour respecter les engagements pris par l'Union européenne.

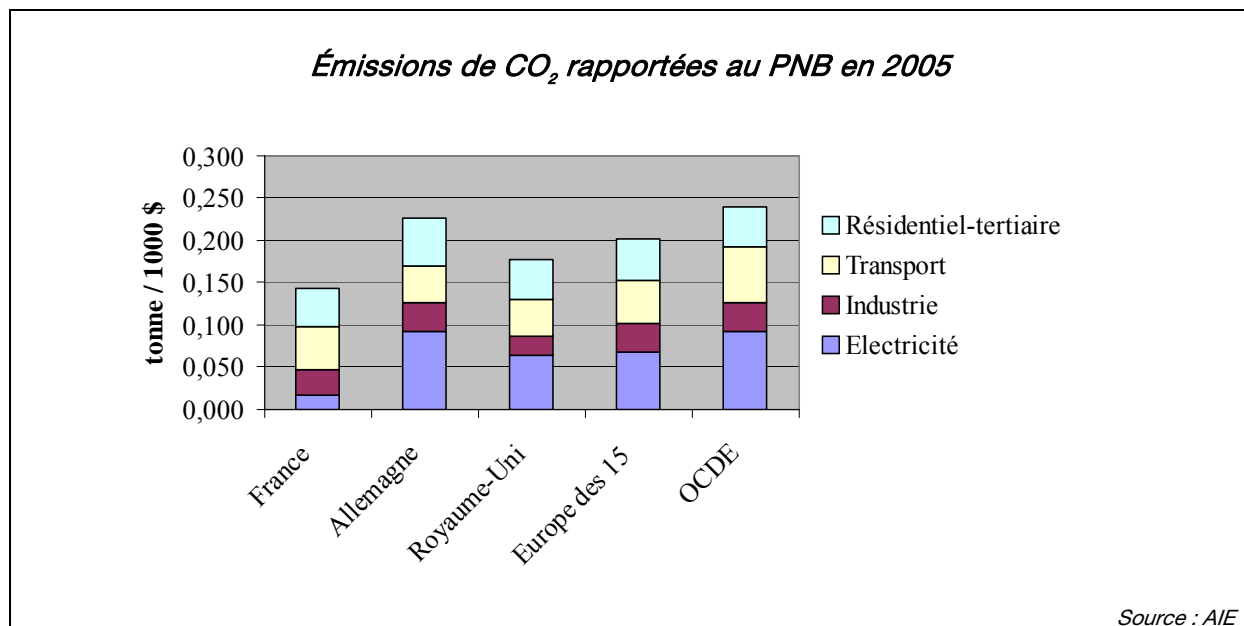
On ne voit pas, en effet, pourquoi les émissions de gaz à effet de serre échapperaient à la logique de convergence à long terme sous-jacente aux différentes politiques européennes en matière économique, environnementale ou sociale. La recherche d'une telle convergence répond à la fois à

une exigence d'équité et aux caractéristiques d'une négociation multipartenaire menée à très long terme, en plusieurs étapes, vers un objectif commun.

Quel serait le critère de convergence le plus pertinent ? Dans une vision à très long terme, si l'on considère que l'intégration économique européenne a pour objectif de conduire à un rapprochement progressif des niveaux de développement des pays de l'Union, le choix entre un critère de *convergence par habitant* ou un critère de *convergence par unité de produit intérieur brut (PIB)* est a priori indifférent, puisque les niveaux de développement économique des différents États membres ont vocation à s'uniformiser. Le critère d'émission par habitant présente cependant deux avantages : d'une part, il n'oblige pas à faire un pari plus ou moins arbitraire sur les taux de croissance des différentes économies ; d'autre part, il est moins contraignant à court/moyen terme pour les nouveaux États membres – dont le niveau de développement économique est aujourd'hui plus ou moins éloigné de celui des « quinze » – qu'une approche fondée sur le rapport des émissions par unité de PIB.

3.6.3. La France émet moins de CO₂ que ses principaux partenaires européens depuis avant 1990 du seul fait de ses faibles émissions dans la production d'électricité ; elle n'est pas spécialement plus efficace dans les autres domaines et il y a peu de chance qu'elle le devienne

La production d'électricité est une source importante d'émission de CO₂ : elle représente entre un tiers et la moitié des émissions de différents États membres de l'Union européenne ; cette production repose principalement, dans ce cas, sur le lignite, le charbon ou les hydrocarbures. Le remède consiste à investir dans l'hydraulique, le nucléaire et les énergies renouvelables. C'est ce que la France a fait avant 1990 et a continué de faire, alors que cela reste à réaliser dans la plupart des autres États membres. Le diagramme ci-dessous fait clairement apparaître que, en 2005, les émissions par unité de PNB des secteurs industrie, transport et résidentiel/tertiaire étaient du même ordre de grandeur dans les pays industrialisés et que la vertu globale de la France provenait de la production d'électricité.



Or, pour l'avenir, il n'y a guère de chances que la France puisse réduire beaucoup plus que les autres ses émissions dans les secteurs autres que la production d'électricité : d'une part, les équipements consommateurs d'énergie (véhicules, appareils ménagers, outils de production industriels...) sont, pour la plupart, conçus pour un marché mondial et des équipements spécialement conçus pour la France présenteraient un coût très supérieur ; d'autre part, il paraît peu probable que les Français puissent, avec des comportements comparables à ceux de leurs voisins européens, consommer beaucoup moins d'énergie, sauf au prix de contraintes très coûteuses au plan économique et en termes de bien-être. C'est bien ce qui a été constaté après le premier choc pétrolier, où des politiques diverses ont été menées d'un endroit de l'Europe à l'autre, avec des résultats certes inégaux, mais dans des limites de variation faibles.

3.6.4. Les études prospectives ambitieuses menées en Allemagne et en Grande Bretagne pour 2050 conduisent à des émissions par habitant très supérieures à celles qui résulteraient de la mise en œuvre du « facteur 4 » en France

L'annexe V du présent rapport résume les principales hypothèses et les résultats d'une étude menée en Allemagne, à l'initiative du ministère de l'environnement (BMU), et d'une étude du ministère britannique du commerce et de l'industrie (à l'époque : DTI).

- *L'étude allemande* suppose un très fort développement des énergies renouvelables, en particulier de l'énergie éolienne, dont la puissance installée serait multipliée par 3,6 d'ici 2030 en vue de permettre de réduire de 80 % en 2050 les émissions de 1990. La crédibilité de l'objectif de faire fonctionner plus de 70 000 MW d'énergie éolienne est douteuse alors que, d'ores et déjà, le réseau allemand n'est pas capable de supporter tout seul les fluctuations du vent en Allemagne et que c'est l'ensemble du réseau européen qui assure sa stabilité.

- *L'étude britannique*, qui vise une réduction de 60 % des émissions de GES, repose sur une exploitation maximale des énergies renouvelables (notamment éolienne et marine), et sur l'utilisation massive du captage et du stockage du gaz carbonique (CSC), scénario dans lequel la part des combustibles fossiles resterait encore très élevée (60 %). Dans la mesure où le CSC n'en est qu'au stade de premières expérimentations, un pari considérable est fait sur cette technique dont on ne connaît aujourd'hui ni le coût, ni le potentiel, ni l'acceptabilité pour de grandes quantités de CO₂.

Pour la France, la loi du 13 juillet 2005 de programme fixant les orientations de la politique énergétique indique (article 2) que « *la lutte contre le changement climatique [...] devant être conduite par l'ensemble des États, la France soutient la définition d'un objectif de division par deux des émissions mondiales de gaz à effet de serre d'ici à 2050, ce qui nécessite [...] une division par quatre ou cinq de ces émissions pour les pays développés* ».

Le tableau ci-après résume l'évolution passée et envisagée pour l'Allemagne, le Royaume Uni et la France dans l'hypothèse où ces pays retiennent comme objectif le « facteur 4 ».

Perspectives d'évolution des émissions de CO₂ par habitant

<i>tonne CO₂ / habitant</i>	1990	2005	2050 (prospectives « facteur 4 »)
France	6,76	6,65	1,44
Allemagne	12,99	10,57	3,22
Royaume-Uni	10,31	9,26	2,17

3.6.5. Les exercices de simulation réalisés pour la France sur la base d'hypothèses ambitieuses, mais excluant des ruptures fortes, conduisent à un « facteur 2,1 à 2,4 »

Pour éclairer les perspectives françaises à très long terme, des exercices de simulation ont été réalisés. Ils sont décrits au chapitre 5. Avec les hypothèses utilisées, les différents scénarios ne conduisent pas à diviser les émissions de gaz carbonique en 2050 par un facteur de plus de 2,1 à 2,4 par rapport à celles de 1990. Ces hypothèses sont ambitieuses, mais excluent des ruptures technologiques ou comportementales fortes.

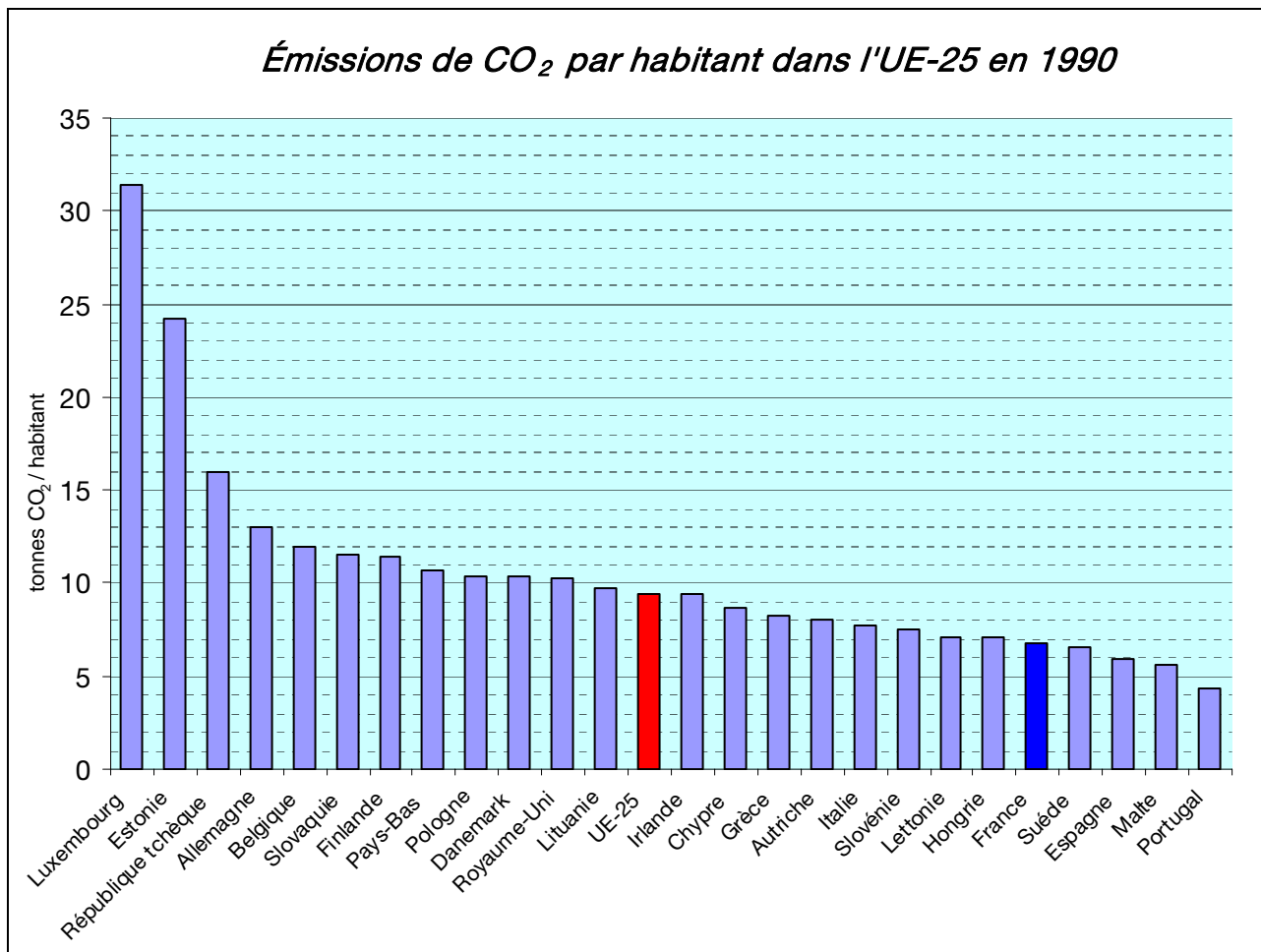
Pour aller au-delà, il faudrait par exemple :

- compter sur des technologies qui ne sont pas, vues d'aujourd'hui, probables ;
- développer fortement le nucléaire (« tout électrique – tout nucléaire ») ;
- délocaliser l'industrie qui consomme beaucoup d'énergie,

pour ne pas parler de rationnement (ce que serait un système de distribution de quotas de CO₂ ou d'énergie, associé à un marché).

3.6.6. La division par 4 des émissions globales de CO₂ de l'Union européenne d'ici 2050 (« facteur 4 ») par rapport à la référence 1990 conduirait à une division par 2,6 environ des émissions françaises par rapport à celles de 1990, si la convergence des niveaux d'émission par habitant était assurée en 2050

Le graphique ci-dessous permet de mesurer la disparité des émissions par habitant en 1990¹⁶ pour les différents pays qui composent aujourd'hui « l'Europe des 25 ». Ces disparités résultent d'ailleurs souvent plus des situations et des pratiques énergétiques (« mix » de production électrique, efficacité énergétique...) que du niveau de développement économique.



Origine des données : Union européenne

L'objectif proposé ici est que les États membres réduisent leurs émissions de façon qu'en 2050, le rapport de leurs émissions de CO₂ par habitant soit identique et égal au rapport des émissions 1990 de l'UE-25, divisées par 4 et rapportées à la population européenne de 2050.

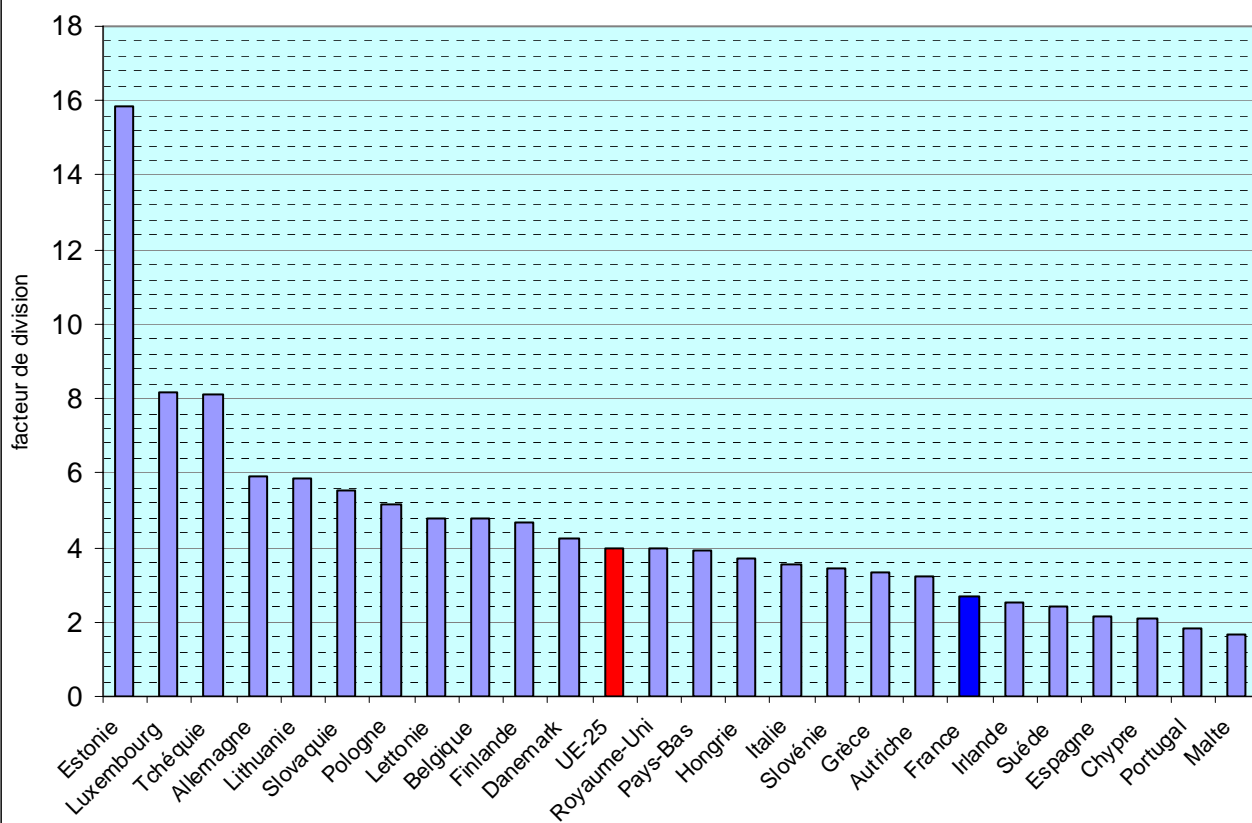
Le graphique suivant fournit une estimation des objectifs de division des émissions par pays à horizon 2050 par rapport à la situation de 1990, dans l'hypothèse d'un « facteur 4 » européen avec émission par État membre correspondant à la même émission pour tous les habitants.

La population des États membres en 2050 a été estimée à partir des projections à 2030 de la Commission européenne¹⁷.

¹⁶ Le présent rapport concernant le domaine de l'énergie, on raisonne ici sur les seules émissions de CO₂ ; il conviendrait, bien entendu, de compléter les analyses qui suivent pour tenir compte de l'ensemble des émissions de GES.

¹⁷ Trends to 2030 – update 2005 (DG TREN)

**"Facteur 4" pour l'UE-25 en 2050 par rapport à 1990
(émission de CO₂ par habitant identique pour toute l'UE)**



Origine des données (population) : Union européenne « Trends to 2030 »

Dans ce cadre, les États membres et l'Union européenne à 25 ont tous, en 2050, un niveau d'émission par habitant de 2,18 tonnes de CO₂ par habitant de l'UE.

Ce dernier graphique indique les efforts à réaliser par rapport à la situation de 1990. Compte tenu des évolutions que les différents pays ont connues entre 1990 et 2007, les efforts restant à accomplir sont probablement différents.

La situation comparée de la France, de l'Allemagne et de la Grande Bretagne, dans le cadre de leurs exercices respectifs de simulation pour 2050, est donnée par le tableau ci-dessous :

**Perspectives d'évolution des émissions CO₂ par habitant
(Proposition pour l'UE)**

<i>tonne CO₂ / habitant</i>	1990	2005	2050 (prospectives « facteur 4 »)	2050 (émissions CO₂/habitant identiques pour UE)
France	6,76	6,65	1,44	2,18
Allemagne	12,99	10,57	3,22	
Royaume-Uni	10,31	9,26	2,17	

Ces perspectives conduisent à des émissions très différentes, le citoyen allemand pouvant émettre 50 % de plus que le britannique et plus du double du français s'il vise le « facteur 4 », ce qui n'est ni compréhensible, ni justifiable, alors que la même émission de 2,18 tonnes de CO₂ par habitant apparaît comme une cible crédible sinon réaliste. **Elle correspond, pour la France, au facteur 2,6.**

3.6.7. Il est important que les décisions de l'Union européenne soient prises sans tarder

Il est important que l'Union européenne parvienne à se fixer un objectif ambitieux à l'horizon 2050 et à répartir l'effort qui en découle entre les États membres. Ceci apparaît d'autant plus urgent que, dans nombre de pays de l'Union européenne, la définition de politiques permettant de maîtriser à un niveau convenable sur le long terme les émissions de gaz à effet de serre reste à l'état embryonnaire ou relève de l'incantation [voir annexe V relative à la comparaison de quelques perspectives européennes]. D'autre part, dans le cadre des négociations post-2012 (Kyoto), la question d'une éventuelle attribution d'objectifs pour tous les pays du monde sera d'autant plus aisée à défendre que l'UE se sera engagée dans une approche constructive en matière de convergence de ses émissions à un horizon donné.

Comme on vient de le voir, notre pays ayant déjà pris une avance notable par rapport à d'autres pays de l'Union en matière de niveau d'émission par habitant, un partage équitable des réductions d'émissions permettant de parvenir à un « facteur 4 européen » impliquerait une division par 2,6 de ses émissions de 1990, ce qui nécessiterait une politique extrêmement volontariste et persistante. L'avenir permettra d'approfondir la possibilité et la nécessité d'aller au-delà, peut-être jusqu'au « facteur 4 français » ; ce ne pourrait naturellement être que dans le cadre d'un « facteur 6 » de l'Union européenne et des pays industrialisés.

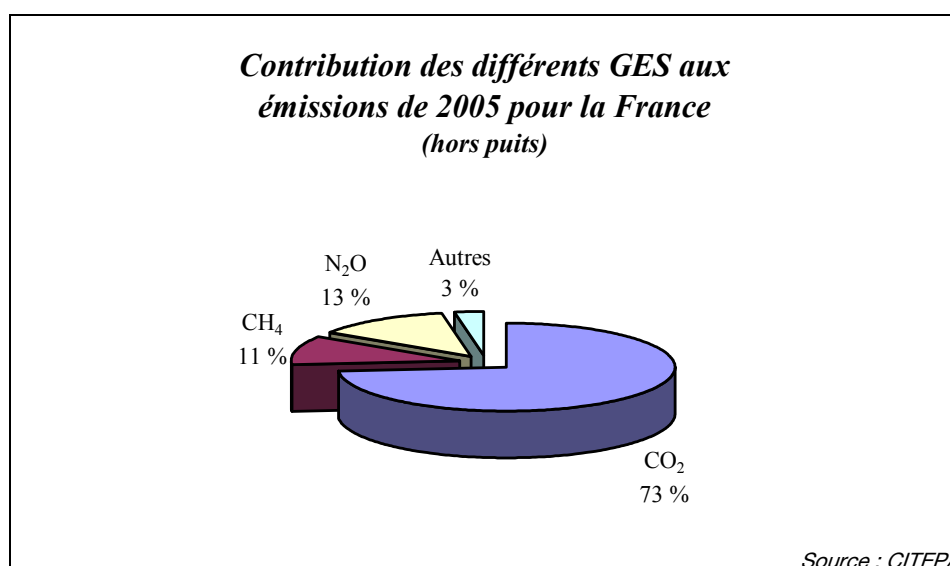
4. Les axes d'une politique énergétique nationale

4.1. Une politique nécessairement ambitieuse en matière de réduction de gaz à effet de serre et, tout spécialement d'émissions de CO₂, mais qui doit être pensée dans une logique de stratégie adaptative et non de « pari pascalien »

Même si la quantification du niveau acceptable des émissions mondiales de gaz à effet de serre reste encore entachée d'importantes incertitudes, il ne fait plus de doute que la réduction drastique de ces émissions s'imposera inéluctablement, tôt ou tard, comme une absolue nécessité à tous les pays de la planète. Les **transitions**, voire les **mutations**, à venir seront sans doute particulièrement douloureuses pour ceux qui se seront montrés les plus imprévoyants. Dans une perspective de développement durable, la France, dans le cadre européen, se doit d'avoir une politique énergétique se fixant des objectifs ambitieux en matière de réduction de gaz à effet de serre et, tout spécialement, d'émissions de CO₂. Ce n'est pas pour autant qu'elle doit se sentir confrontée à un « pari pascalien ».

Les incertitudes sur les niveaux d'émissions acceptables à long terme, sur les progrès technologiques qui permettront de maîtriser ces émissions, sur la manière dont seront gérées au plan mondial les transitions indispensables, justifient avec évidence une approche souple et adaptative. **Il s'agit de placer notre pays sur une trajectoire lui permettant de faire face ultérieurement à un large éventail d'avenirs à long terme, sans compromettre ses chances de connaître un développement économique et social satisfaisant à moyen terme.** Il convient donc, en première étape, d'engager toutes les actions utilisant les technologies disponibles et permettant de réduire les émissions de gaz à effet de serre, avec le double souci de ne compromettre ni la compétitivité de notre pays, ni sa cohésion sociale. Bien entendu, ces actions, même si elles sont de portée immédiate, doivent s'inscrire dans des perspectives de long terme et s'accompagner d'actions de préparation de l'avenir à plus long terme en matière d'évolutions structurelles et de maîtrise des technologies porteuses d'avenir.

4.1.1. Dans le cadre de cette politique ambitieuse en matière de limitation des émissions de gaz à effet de serre, la maîtrise des émissions de CO₂ liées à la production, la transformation et l'utilisation de l'énergie jouera un rôle majeur



De nombreuses substances peuvent contribuer à l'accroissement de l'effet de serre. Il est usuel pour permettre une appréciation de leurs contributions respectives au réchauffement global d'utiliser un jeu de coefficients de pondération permettant de leur attribuer une « équivalence CO₂ » [voir ci-dessus encadré au paragraphe 2.2.1. : « Contribution des différents gaz à effet de serre au réchauffement global : le pouvoir de réchauffement global (PRG) »].

Dans les émissions actuelles de gaz à effet de serre d'un pays comme la France, les émissions de CO₂ ont une contribution largement majoritaire en termes de pouvoir de réchauffement global. Par ailleurs, elles résultent pour l'essentiel des activités de production, de transformation et de consommation de l'énergie. Comme la maîtrise de la plupart des autres gaz à effet de serre relève pour l'essentiel d'autres politiques (politique agricole pour le méthane, politique des transports pour les oxydes d'azote,...), les analyses et préconisations en matière de politique énergétique donneront aux émissions de CO₂ un rôle central. *Il convient cependant de garder à l'esprit que la problématique du changement climatique est globale et qu'en particulier, les engagements que pourra prendre la France au plan européen et international feront intervenir la totalité de ses émissions de gaz à effet de serre.*

4.1.2. Compte tenu des multiples incertitudes qui affectent tant la quantification des effets des émissions de GES que la manière dont la question de la limitation de ces émissions sera traitée au plan géopolitique, une approche sous forme de stratégie adaptative s'impose

Dans ce contexte, l'année 2020, retenue par l'Union européenne, est, à bien des égards, une bonne date charnière pour engager la réflexion et fixer des objectifs aux actions de portée immédiate d'une part et de préparation du long terme d'autre part.

Le niveau des émissions mondiales de gaz à effet de serre en 2050 constitue, dans bien des scénarios sur le changement climatique, un point de repère commode. Pour certains, tels l'AIE, revenir en 2050 au niveau d'émission actuel est un scénario admissible. Pour nombre d'autres, une division par deux des émissions actuelles à ce même horizon devrait s'imposer. Nous admettrons que ces deux hypothèses encadrent « l'éventail des avenir possibles » pour la contrainte d'émission au niveau mondial.

D'autre part, il est généralement admis que la solidarité mondiale suppose une certaine convergence, à terme, des contraintes d'émission (par habitant ou par unité de PNB ou un compromis entre les deux) entre des pays qui en sont, aujourd'hui, à des stades de développement différents. Ceci conduit, par exemple, dans le cas où l'on retient une division par deux au plan mondial, à proposer une division par quatre des émissions pour les pays les plus industrialisés aujourd'hui. C'est donc cet **objectif « facteur 4 »** qu'il faut être capable d'atteindre s'il se confirme que la division par deux au plan mondial est nécessaire et que les dispositions se prennent dans les différentes parties du monde pour qu'il en soit ainsi ; mais le facteur 4 pour l'ensemble des pays industrialisés n'implique pas nécessairement le facteur 4 pour la France, pour peu que l'objectif à atteindre soit exprimé par un niveau d'émission spécifique de CO₂ par habitant (ou par unité de PIB), identique pour tous les pays concernés.

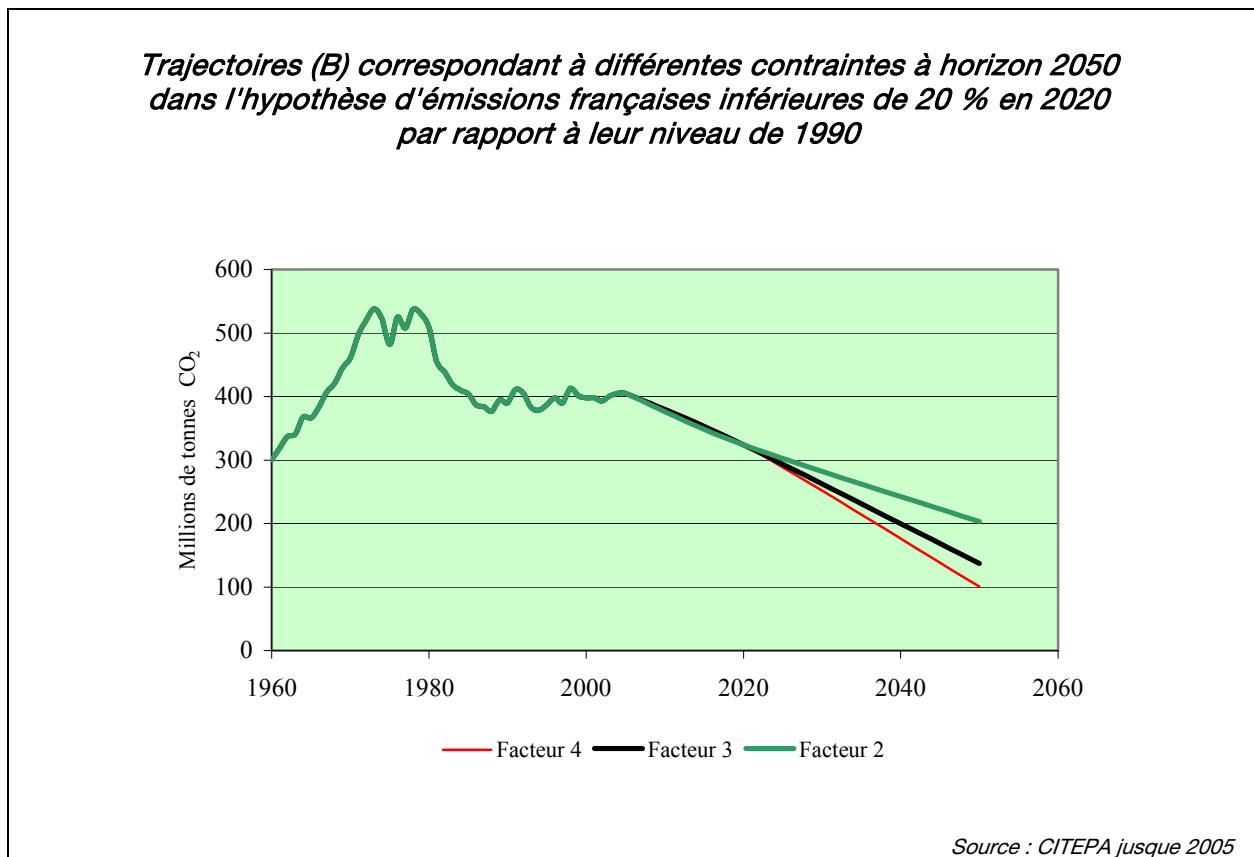
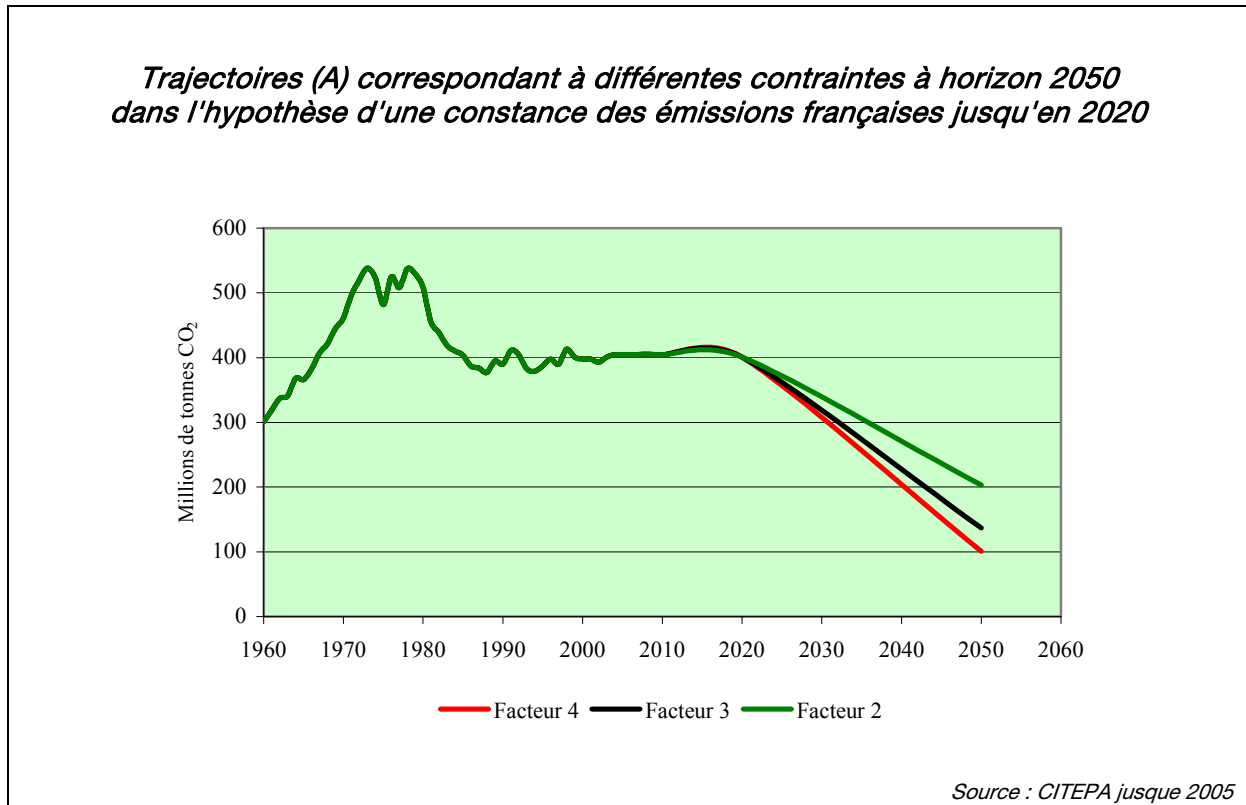
Il est cependant possible d'imaginer d'autres scénarios dans lesquels il serait dérisoire que la France, ou même l'Europe, s'obstinent seules, au détriment de leur compétitivité, à diviser par quatre leurs émissions de gaz à effet de serre : la contrainte globale pourrait se révéler finalement moins sévère, ou bien, il ne se formerait aucun consensus au plan mondial pour respecter une telle contrainte et l'on préférerait gérer les conséquences d'un réchauffement plus élevé...

Face à ces incertitudes essentielles, mieux que de longs discours, les deux diagrammes suivants illustrent bien le sens de notre approche et de nos propositions. C'est cette stratégie qui doit être mise en œuvre.

Il est évident que, compte tenu de l'inertie du système énergétique d'un pays tel que le nôtre, le passage en trente ans d'une situation 2020 où les niveaux d'émissions seraient comparables à ce qu'ils sont aujourd'hui à un objectif « facteur 4 » [*trajectoires (A)*] serait ingérable économiquement et peut être encore plus socialement, car il imposerait des **ruptures brutales** dans les modes de production, de consommation et les modes de vie. La stratégie illustrée par le second diagramme [*trajectoires (B)*], dans lequel les émissions sont réduites en 2020 de quelque 20 % par rapport à leur niveau de 1990¹⁸, est évidemment beaucoup plus satisfaisante, car elle ménage des transitions plus

¹⁸ La référence aux émissions de l'année 1990 que nous utiliserons constamment par la suite n'est évidemment pas fortuite : 1990, année de la signature des accords de Kyoto, est aussi la date retenue par l'Union européenne pour quantifier ses engagements en matière de réduction des émissions de gaz à effet de serre. Dans une perspective à long terme, les références 1990 et « aujourd'hui » sont globalement « dans l'épaisseur du trait », même si, en y regardant de plus près, des évolutions porteuses d'avenir peuvent être identifiées, comme on le verra plus loin dans les analyses sectorielles.

lisses — même si elles ne seront pas nécessairement faciles à réaliser — entre la situation actuelle et les différents scénarios que nos incertitudes sur l'avenir à long terme nous obligent à considérer.

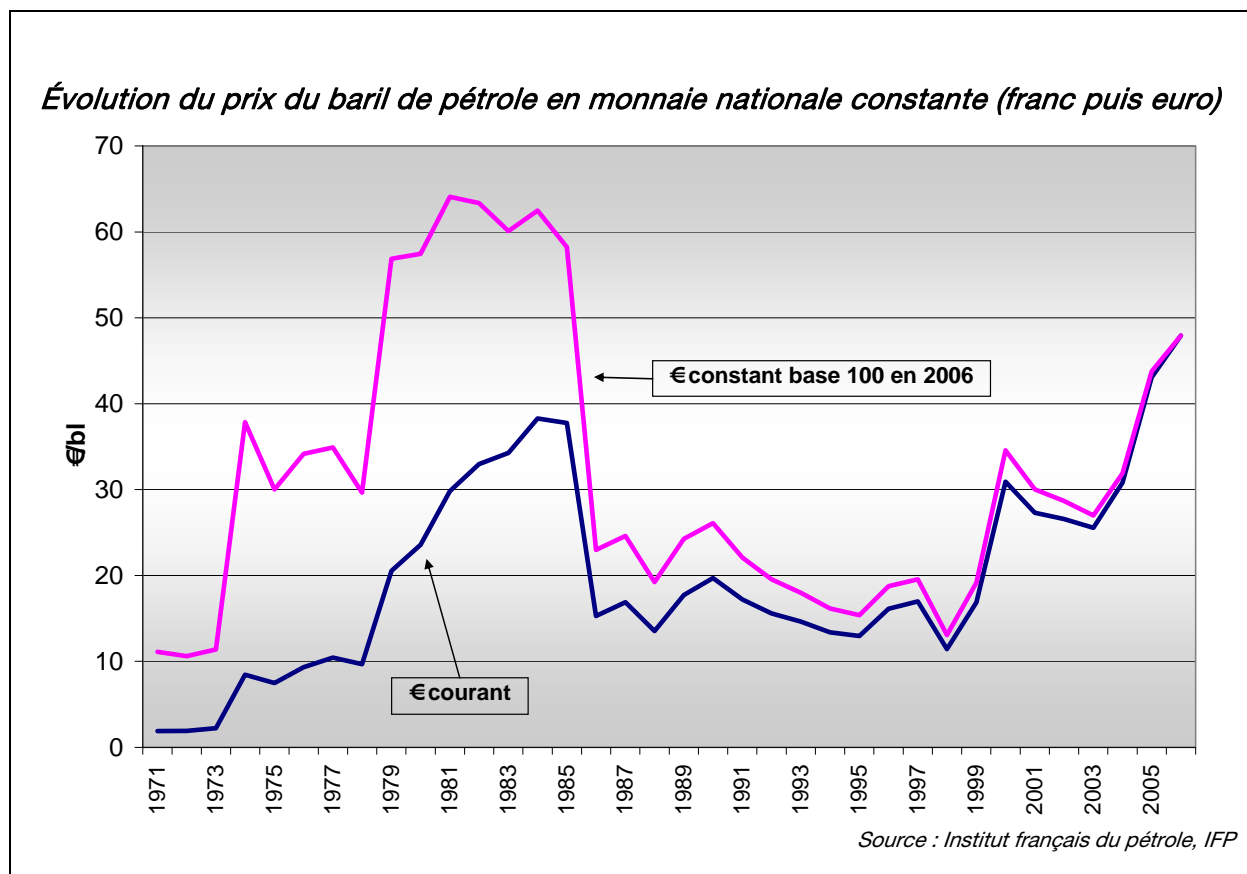


4.1.3. La problématique du défi climatique présente bien des points communs avec celle des chocs pétroliers de 1973-1974 et 1979-1980, mais il n'y a pas aujourd'hui l'équivalent du nucléaire il y a 35 ans

On retrouve en effet, entre les deux situations, d'une part la même difficulté d'assurer une continuité des politiques dans un contexte de prix et de risques cycliques ou chaotiques pour les énergies importées, d'autre part la même philosophie de gestion en stratégie adaptative que celle qui a prévalu en matière de programmes nucléaires. Une différence essentielle réside cependant dans l'absence d'une nouvelle technologie maîtrisée, prête à être développée massivement, comme l'était le nucléaire au début des années 1970, et qui, à elle seule, pourrait apporter une contribution notable à la résolution du problème

► La réponse française aux chocs pétroliers de 1973-1974 et 1979-1980

La France, comme la plupart des autres pays industrialisés, a été durement frappée, après trente ans d'une croissance continue, par les deux chocs pétroliers de 1973-74 et 1979-80 mettant, de manière brutale et imprévue, un terme à une période d'euphorie énergétique fondée sur un pétrole abondant et bon marché.



La réponse française à cette évolution brutale du contexte géopolitique et énergétique mondial a été initialement motivée par deux préoccupations au demeurant largement convergentes :

- réduire la dépendance énergétique du pays pour lui permettre de mieux résister à des événements géopolitiques par nature peu prévisibles ;
- réadapter le système énergétique français et, plus généralement, l'économie française à un contexte énergétique mondial où la ressource pétrolière était ressentie comme devant être durablement rare et chère.

Cette réponse a été fondée sur trois piliers :

- *économiser l'énergie* ;
- *développer la production d'énergies nationales* principalement grâce au programme électronucléaire ;
- *diversifier les approvisionnements extérieurs*.

Bien évidemment, ces actions, même si elles ont été décidées « à chaud » dans un contexte de crise, n'avaient de sens que si elles étaient poursuivies avec détermination dans la durée. La difficulté essentielle en la matière fut que le contexte dans lequel s'inscrivirent les actions qui devaient concrétiser ces orientations a été très différent de celui auquel l'on s'attendait à devoir faire face : croissance faible et contre-choc pétrolier en 1985 vinrent contredire les hypothèses d'une croissance économique continûment soutenue et d'un pétrole durablement cher.

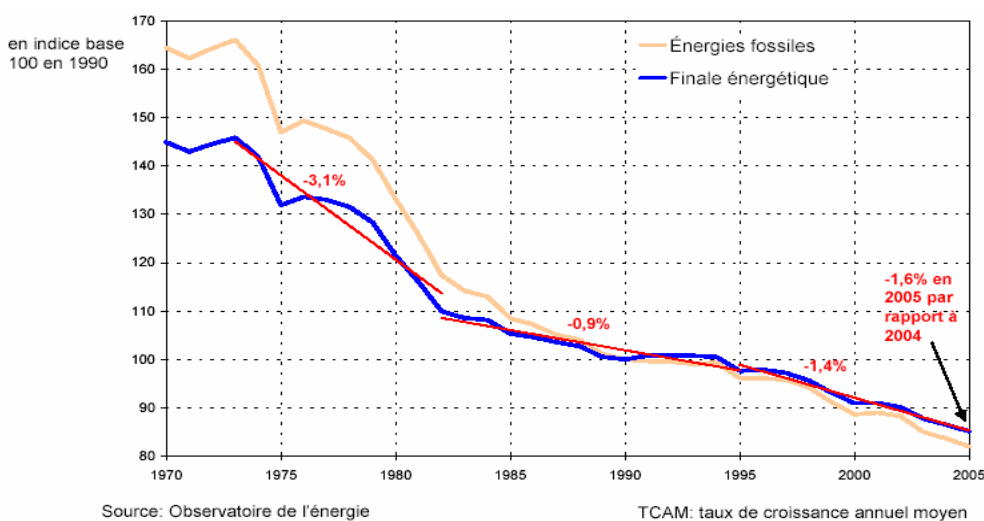
► ***Les progrès en matière de maîtrise de l'énergie, très sensibles aux évolutions inextricablement conjuguées des prix de l'énergie et des politiques énergétiques***

L'augmentation des prix de l'énergie a été un facteur déterminant de cette évolution, à la fois parce qu'elle conduit « naturellement » les consommateurs à réduire leur consommation et parce qu'elle encourage les gouvernements à mettre en place des politiques adaptées. À l'inverse, pour les mêmes raisons, la réduction des prix annule une partie des efforts faits en période de prix chers.

Mais il est très difficile de mesurer quels ont été les impacts respectifs des prix de l'énergie et des politiques énergétiques sur l'évolution de l'efficacité énergétique [voir encadré ci-dessous]. En effet, entre 1973 et 2000, les gouvernements ne sont intervenus qu'en période de prix élevés du pétrole :

- Après le premier choc de 1973 et surtout le second de 1979, *l'intensité énergétique a fortement diminué* sous l'influence des prix en hausse et des politiques énergétiques qui ont tout d'abord soutenu la réduction des gaspillages faciles à combattre par des changements de comportements, puis ont permis le développement de technologies et d'investissements qui ont structurellement modifié les consommations d'énergie.
- Mais on a aussi constaté que *ces résultats étaient fragiles* et que l'effet conjugué de prix de l'énergie à la baisse et d'une politique d'économies d'énergies plus « faible », dans un contexte d'augmentation du pouvoir d'achat, conduisait à une évolution à la hausse de l'intensité énergétique. En effet, à partir de 1985, la politique de maîtrise de l'énergie a progressivement perdu de son intensité, alors même que l'évolution du prix du pétrole rendait moins attractifs les investissements de maîtrise de l'énergie et de développement de nouvelles énergies.
- À partir de 2000, la lutte contre le changement climatique a « inspiré » un *regain de la politique d'efficacité énergétique*, sans évolution sensible des prix de l'énergie. Mais on n'a pas eu le temps de mesurer les effets de cette relance puisque, dès 2003, le prix de l'énergie est reparti à la hausse et est venu soutenir les efforts de la politique « climatique ».

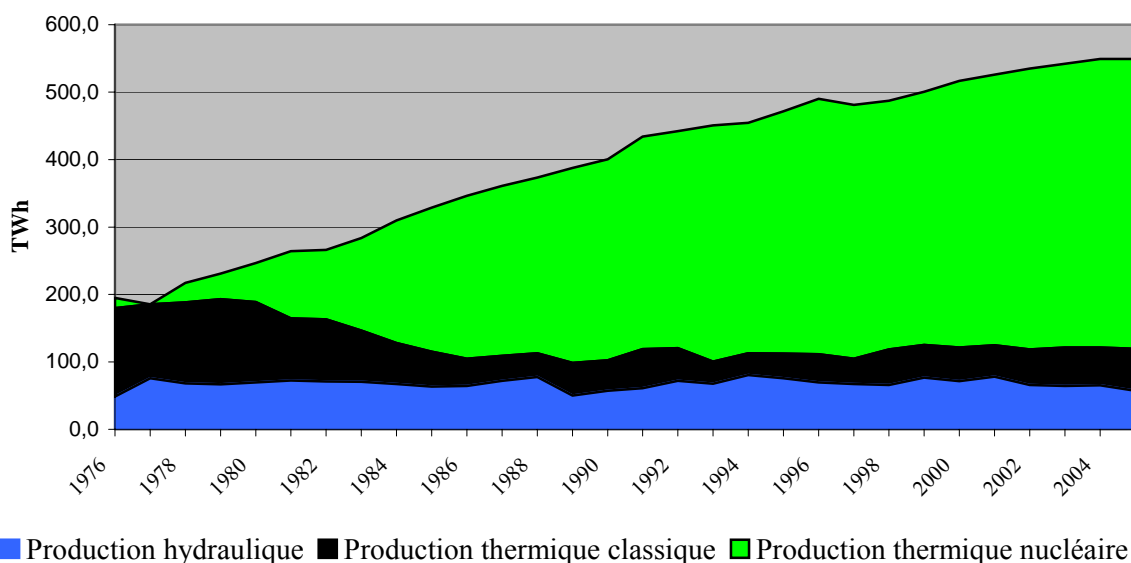
Évolution de l'intensité énergétique 1970 – 2005



► **Le développement du parc de production nucléaire français, face aux incertitudes de la croissance et des prix des énergies**

Le pari technique, industriel, économique et financier considérable qu'a constitué l'accélération du programme électronucléaire a permis effectivement de remodeler complètement en un temps record – compte tenu des délais de réalisation habituels de ce type d'investissement – la structure du système de production électrique français.

Production d'électricité en France (1976-2006)



Source : DGEMP / Observatoire de l'énergie et des matières premières

Il peut être intéressant de revenir sur le déroulement de cette restructuration :

- Au départ, la problématique paraissait assez simple et la réponse encore plus : pour faire face à une demande d'électricité que l'on considérait devoir continuer indéfiniment de croître à un rythme soutenu, pour s'affranchir le plus rapidement possible d'une production à base de fioul devenue excessivement coûteuse et pour engager le minimum d'équipements non nucléaires pour « faire la soudure », il fallait *accélérer les engagements nucléaires* aussi rapidement qu'il était industriellement possible. En recourant un peu plus au charbon et aux importations, le cap difficile de la fin des années 1970 a pu être franchi sans rupture de fourniture, si l'on excepte la grande panne du 19 décembre 1978.
- Il est cependant apparu, peu après le début des années 1980, que la croissance économique – donc la croissance de la demande d'électricité – seraient beaucoup moins fortes qu'on ne le prévoyait et que les mises en service nucléaires anticiperaient significativement l'évolution des besoins. Comme nombre de nos voisins, continuant à produire de l'électricité à partir de fioul, se portaient acquéreurs, dans des conditions convenablement rémunératrices pour EDF, des kilowattheures excédentaires en France, il a été décidé de réduire fortement le rythme des commandes de nouvelles centrales et d'engager une politique d'exportation dynamique. Cette politique, qui devait devenir structurelle, prit dès 1985 une ampleur très significative.

Production électrique française et exportations 1973-2005

	1973	1979	1985	1990	1995	2000	2005	2006*
Exportations nettes (TWh)	3	- 6	23	46	70	69	60	61,8
Production nationale (TWh)	182	241	344	420	493	541	575	549,1
Exportations en %	1,65	- 2,49	6,69	10,95	14,20	12,75	10,43	11,25

* Chiffres provisoires

Source : Bilan électrique français 2006 / RTE

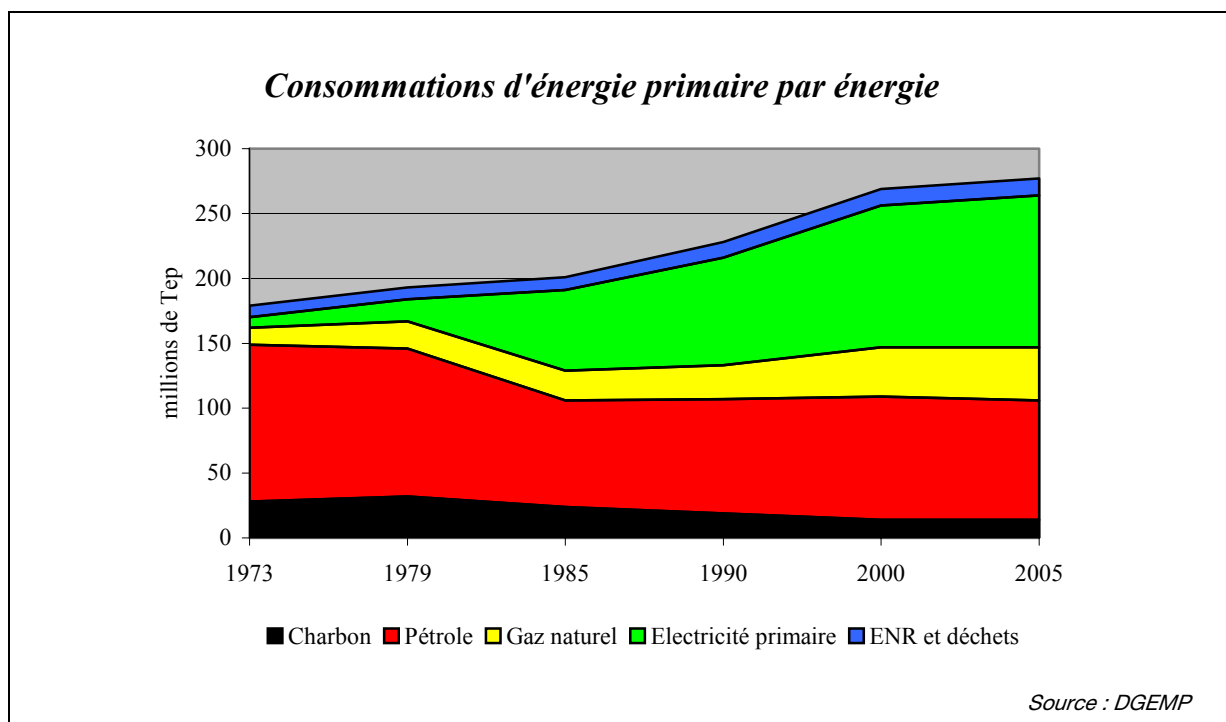
- Il était pourtant clair vers le milieu des années 1980 que, même en considérant la possibilité de valoriser des excédents nucléaires, le rythme de croissance de la demande électrique, encore affecté par le contre-choc pétrolier, ne justifiait plus l'engagement de nouvelles unités nucléaires compte tenu de la montée en puissance du parc et de l'amélioration progressive de sa disponibilité. Le dernier engagement a eu lieu en 1985. La mise en service des unités en chantier, l'amélioration de la disponibilité du parc nucléaire, un recours quelque peu accru au charbon, ont permis de faire face à l'accroissement de la demande intérieure, tout en maintenant un niveau d'exportations substantiel. La reprise du programme nucléaire a eu lieu en 2006 avec l'engagement de la tête de série de l'EPR à Flamanville.

► *La réaction déterminée aux deux chocs pétroliers de 1973-1974 et 1979-1980 a entraîné une profonde restructuration du bilan énergétique français et une moindre dépendance énergétique*

- *Une profonde restructuration du bilan énergétique*

Sous l'effet de différents facteurs – quasi disparition de la production d'électricité à base de pétrole, utilisation plus rationnelle des produits pétroliers, substitution du gaz et de l'électricité aux produits pétroliers dans l'industrie et dans le résidentiel et tertiaire –, la part du pétrole dans la consommation d'énergie primaire n'est plus que de 33 % en 2005 contre 68 % en 1973. La part des hydrocarbures dans la consommation d'énergie primaire, malgré une substitution significative du gaz au pétrole,

n'est plus quant à elle que de 40 % en 2005 contre 75 % en 1973. L'indépendance énergétique est passée de 22,5 % en 1974 à 50 % environ après 1990.



- Cette restructuration du bilan énergétique français a permis un allègement substantiel de la « facture énergétique extérieure » de notre pays et du poids de l'énergie dans le budget des ménages, réduisant de ce fait la vulnérabilité de l'économie française aux aléas du contexte énergétique mondial.

La manière dont a été vécue la « crise » pétrolière de l'année 2006 est à cet égard instructive. Certes, l'évolution du prix du baril n'a connu, ramenée en monnaie constante, ni la brutalité ni l'ampleur de celle enregistrée au cours des années 1970. Il n'empêche qu'elle n'avait pas été non plus prévue par les observateurs et qu'en dollars courants le cours du pétrole a battu des records historiques.

Or, cette hausse du prix du pétrole n'a provoqué aujourd'hui, semble-t-il, aucun ralentissement appréciable de la croissance mondiale ; cette croissance est tirée par des pays en état, de par leur balance commerciale florissante, de supporter des prix élevés des matières premières, alors que le deuxième choc pétrolier, survenant dans un contexte mondial déjà très fragilisé, avait été l'un des facteurs – mais, bien sûr pas le seul – du ralentissement brutal de l'économie mondiale au début des années 1980.

S'agissant de notre pays, la facture énergétique extérieure, qui avait représenté jusqu'à 5 % du PIB en 1981, n'a pas dépassé 2 % en 2006 malgré la hausse du prix du pétrole, ce qui ne veut pas dire, bien sûr, qu'il n'y ait pas lieu de se soucier de la détérioration de la balance commerciale par rapport à la période antérieure.

De même, la part de l'énergie dans le budget des ménages, compte tenu de l'élévation générale du pouvoir d'achat et de l'amélioration de l'efficacité énergétique, ne dépassait-elle pas 6 % vers la fin de l'année 2006 alors qu'elle s'était élevée jusqu'à 8 % en 1985. Il n'en demeure pas moins qu'il s'est agi d'un choc pour nombre de ménages de condition modeste et pour nombre de PME qui restent encore fortement tributaires des produits pétroliers pour leurs déplacements ou leur chauffage.

Malgré les désagréments incontestables qu'elle a entraînés, la « crise » de 2006 n'a pas été vécue comme un véritable traumatisme à la différence de ce que l'on a connu avec les deux premiers chocs pétroliers. Ce constat explique aussi pourquoi les réactions des décideurs politiques et des acteurs économiques ont été plus lentes et progressives.

► *Il est intéressant de noter que cette profonde restructuration du bilan énergétique français a été réalisée grâce à la mise en œuvre de technologies bien maîtrisées et continuellement perfectionnées, mais sans qu'il y ait eu dans la période sous revue dans le domaine de l'énergie de « vraies » ruptures technologiques*

On peut citer, par exemple, en matière de production de l'électricité :

- la filière électronucléaire française (58 unités de production), qui a connu cinq paliers successifs enregistrant à chaque fois des progrès significatifs en termes de puissance unitaire, de sûreté, de performances de commodité d'exploitation ; le projet EPR, qui ne représente certes pas un saut technologique comparable à celui que l'on attend de la génération 4 mais comporte cependant d'importantes innovations, a suffisamment progressé pour permettre d'engager une tête de série à Flamanville ;
- les techniques de combustion du charbon, qui ont fait des progrès substantiels grâce à la mise en œuvre de lits fluidisés puis, plus récemment, de cycles supercritiques et hypercritiques qui en améliorent considérablement le rendement ;
- le développement des turbines à cycle combiné à gaz ;
- les progrès réalisés par les turbines éoliennes en termes de puissances unitaires.
- On peut citer également des innovations importantes dans les technologies d'exploration et de production d'hydrocarbures : sismique 3D, forage dirigé ...

4.1.4. À horizon 2020, sans rupture technologique majeure, avec la permanence d'une production d'électricité peu émettrice de CO₂, c'est essentiellement grâce à une politique d'utilisation rationnelle de l'énergie et d'économie d'énergie que l'on pourra se placer sur une trajectoire vertueuse

Les actions de portée immédiate à engager au cours des prochaines années sont évaluables par le calcul économique et ne comportent pas de risque majeur dès lors qu'elles sont généralement rentabilisées par les économies de combustible qu'elles permettent de réaliser. Elles peuvent nécessiter un calibrage précis de la nature (réglementation, taxation, subvention...) et des modalités de l'action publique qui, dans le cas des technologies éprouvées, doivent avoir pour objet d'assurer une certaine convergence de la somme des comportements particuliers vers une situation « d'intérêt général ».

• Même si les chocs pétroliers des années 1973-1974 et 1979-1980 et la prise de conscience récente du risque climatique présentent par leur relative soudaineté et l'importance de leurs impacts énergétiques, économiques et sociaux, nombre d'analogies, les réponses que l'on a pu ou que l'on pourra y apporter présentent au moins trois différences notables :

- S'agissant de la *production d'énergie*, on ne dispose d'aucune technologie nouvelle prête – comme l'était le nucléaire au début des années 1970 – à apporter une réponse massive et centralisée pour réduire les émissions de gaz à effet de serre. Les énergies renouvelables (biomasse, éolien, solaire thermique et, peut-être plus tard, photovoltaïque,...) se déploieront sur la durée et devraient trouver, le plus souvent, leur efficacité maximale dans des utilisations décentralisées.

- Dans le cas des chocs pétroliers, la *convergence* entre, d'une part, la *recherche de l'efficacité économique* garante de la compétitivité de notre pays et, d'autre part, *l'allègement de la dépendance énergétique* s'est trouvée spontanément bien assurée. Dans le cas de la réduction des émissions de gaz à effet de serre, des décisions prenant en compte une « externalité » telle que le « coût de la tonne de CO₂ évitée » peuvent se révéler tout à fait nocives en termes de compétitivité de secteurs exposés à la concurrence internationale. Tel est le cas des mécanismes de marché des droits d'émission qui, séduisants dans leur principe, mais appliqués sans discernement en l'absence d'harmonisation et de dispositifs de protection au niveau européen, peuvent conduire à des **distorsions de concurrence** préjudiciables pour certaines activités sensibles. On y reviendra plus loin.

- Les chocs pétroliers et les réponses qui leur ont été apportées n'ont finalement pas bouleversé *nos habitudes en matière de consommation, de transport, d'habitat* et, plus généralement, *nos*

modes de vie. Leur impact sur notre société a été bien moindre que, par exemple, celui de la diffusion massive des nouvelles technologies de l'informatique et des télécommunications. **Dans une vision à long terme, la maîtrise du risque climatique nécessitera très vraisemblablement une remise en cause en profondeur de bon nombre de nos pratiques actuelles**, qu'il s'agisse de l'organisation des territoires, de l'urbanisme, de l'habitat, des déplacements et, bien sûr, de toutes les formes de consommation directes ou indirectes de l'énergie.

- **Dans les actions immédiates à mener et portant effet à moyen terme, il faudra donc veiller à utiliser tous les leviers à notre disposition, leur potentiel fût-il relativement modeste, dès lors que leur mise en œuvre ne compromet pas, voire renforce, la compétitivité économique et s'avère gérable dans de bonnes conditions d'adhésion et d'équité sociale.**

Fort heureusement, l'on dispose aujourd'hui de trois champs d'action répondant parfaitement à ce cahier des charges :

- le premier est celui de *l'utilisation rationnelle de l'énergie*. L'utilisation rationnelle répond à des considérations de bon sens qui se traduisent normalement par de moindres coûts : une énergie très élaborée, comme l'électricité, doit être utilisée en priorité là où elle est la plus efficace : obtenir de très hautes températures par induction, faire tourner des moteurs, assurer le chauffage de locaux avec des pompes à chaleur... ; à l'inverse, une énergie à faible pouvoir calorifique, coûteuse à rassembler en grandes quantités comme la biomasse, doit être utilisée préférentiellement à peu de distance de ses lieux de production, dans des usages de base, comme le chauffage des locaux.

De même, pour assurer l'autonomie d'un véhicule automobile, il convient de choisir une source d'énergie facile à manipuler et à forte densité énergétique : l'essence et le gazole ont ainsi un avantage décisif par rapport aux gaz et à l'électricité (tant qu'il n'existe pas des batteries légères et à forte capacité d'accumulation). On peut citer encore un autre exemple dans le même domaine : la presse relate des projets de propulsion de véhicules grâce à des piles à combustible ; si le combustible est du gaz naturel converti en hydrogène au sein même du véhicule (convertisseur embarqué), il serait plus rationnel d'utiliser directement le gaz naturel comme source de propulsion (lequel lui-même ne constitue pas le vecteur énergétique le plus rationnel) ;

- le deuxième est celui des *économies d'énergie*. Bien des progrès peuvent être obtenus du fait de *l'inflexion des comportements individuels* sans perte de confort et sans affectation de la qualité de vie : **le potentiel d'économie est considérable** (certains experts, comme l'AIE, avancent des chiffres pouvant aller jusqu'à 30 % d'économie possible au plan mondial). Au-delà, le potentiel des actions qui peuvent être économiquement justifiées sur la base des coûts des énergies, sans même qu'il y ait lieu d'évoquer la prise en compte de « l'externalité » que constitue la valeur attachée à la réduction des émissions de gaz à effet de serre, est considérable ; il s'agit de toutes les économies d'énergie qui peuvent être obtenues avec une rentabilité comparable à celle qui est attendue de la production supplémentaire d'énergie. Ces actions dès lors qu'elles sont rationnellement menées, améliorent la compétitivité nationale et créent des emplois très majoritairement nationaux ;

- le troisième est l'exploitation persévérante des progrès qui peuvent être obtenus par *l'amélioration des technologies existantes*. Les progrès ont été constatés en permanence depuis des décennies, et continueront d'apparaître. Les exemples abondent, qu'il s'agisse de l'habitat, des transports ou des process industriels ;

La plupart de ces actions ont, cependant, une caractéristique commune qui en complique singulièrement la mise en œuvre. **Elles relèvent le plus souvent de la responsabilité d'acteurs décentralisés : collectivités territoriales, entreprises, promoteurs immobiliers, gérants d'immeubles, simples particuliers...** Se pose alors la question de la **cohérence** entre les critères de décision de ces acteurs – tout particulièrement en matière d'investissement –, et les critères supposés refléter l'intérêt général élaborés au niveau national. Les causes de divergence sont multiples : très souvent les acteurs décentralisés, s'agissant d'investissements considérés comme non stratégiques, exigeront un temps de retour de l'investissement court (2 ans par exemple, alors que pour la production d'énergie on peut dépasser 10 ans) ; ils ne chercheront pas à anticiper l'évolution prévisible des prix des énergies et n'intégreront généralement pas, sauf s'il s'agit de modifications de comportement indolores, les coûts d'externalité chers aux économistes de l'énergie et des transports. Pire encore, dans de nombreux cas, celui qui exploite un investissement – et qui en tire bénéfice – n'est pas celui qui l'a décidé et financé : c'est le cas souvent, par exemple, pour le chauffage des logements.

Plus généralement, « **le signal prix n'arrive pas nécessairement au bon endroit** », ce qui explique beaucoup d'incohérences apparentes entre la [non-] décision d'investissement et la pratique comportementale au quotidien (rapports entre les propriétaires et les locataires, comportement des chauffeurs de taxi ou des conducteurs routiers travaillant au sein d'une entreprise de service...).

• **D'où la question centrale de la pertinence, de la cohérence et des modalités des interventions publiques destinées à assurer une convergence, au moins approximative, des comportements et décisions décentralisés vers des objectifs « d'intérêt général » qu'il convient d'annoncer le plus tôt possible.**

Au-delà de la sensibilisation et de l'information des différents acteurs, qui constituent des préalables indispensables, les pouvoirs publics disposent d'un vaste arsenal de méthodes d'intervention, tant au niveau national qu'au niveau local, même si les exigences de la construction européenne peuvent imposer certains cadres, tel le marché des émissions de CO₂, ou incitent, dans nombre de domaines, à une certaine prudence.

Réglementation, taxation, défiscalisation, aides à l'investissement sous différentes formes sont déjà largement utilisées en matière de politique énergétique. Les pratiques actuelles méritent sans doute d'être réexaminées au regard des enseignements du passé et des nouveaux défis à relever. On y reviendra plus loin [*se reporter à l'annexe II*], mais on peut, d'ores et déjà, dans le droit fil de ce qui précède, énoncer quelques principes généraux qui semblent s'imposer :

- *Neutralité budgétaire* : les évolutions des interventions de l'État nécessitées par la nouvelle politique énergétique et, plus particulièrement, par l'exigence de réduction des émissions de gaz à effet de serre ne doivent pas peser sur l'équilibre des finances publiques ; à cette fin les recettes supplémentaires doivent, au minimum, couvrir globalement le coût des allègements fiscaux ou des aides supplémentaires.
- *Respect de la compétitivité des entreprises* : tant que des mesures de protection efficaces n'auront pas été mises en place au plan européen, il convient d'éviter toutes dispositions qui, au nom de la prise en compte de « l'externalité carbone », risqueraient d'affecter la **compétitivité** de secteurs fortement consommateurs d'énergie et exposés à la concurrence internationale.
- *Pédagogie* : pour contribuer à la sensibilisation et à la bonne information de tous, les mesures mises en place doivent être lisibles dans leur finalité et leurs évolutions à venir et être pensées, aussi, comme des actes de communication : par exemple, une « taxe carbone » qui semble, de prime abord, une idée simple et pertinente dans certains secteurs non exposés à la concurrence internationale, ne devrait pas, si elle était retenue, être noyée dans des dispositions fiscales d'ordre général dont les subtilités échappent à la majorité des assujettis et doit s'appuyer sur une assiette simple et incontestable.

4.1.5. Un certain nombre de décisions, engageant l'avenir pour de nombreuses décennies et relevant souvent de choix publics (grandes infrastructures, aménagement du territoire, choix des filières énergétiques à développer...), suppose inévitablement des paris difficiles sur l'avenir

La fixation d'une chronique normative de prix de la tonne de CO₂ évitée, à défaut d'en garantir l'optimalité, pourra au moins en assurer la cohérence

Il doit d'abord être clair que nombre de décisions de l'État ou des collectivités territoriales dont la finalité première n'est pas énergétique peuvent avoir sur la durée des conséquences importantes en termes de consommations énergétiques. Il en est ainsi, par exemple, des décisions de l'État en matière de grandes infrastructures de transport, ou des décisions des collectivités territoriales en matière d'aménagement de leur territoire ou de leur politique des transports.

Il n'est d'ailleurs pas exceptionnel que l'atteinte des objectifs assignés à un projet implique des consommations d'énergie supplémentaires : bon nombre de projets autoroutiers ont précisément pour objet de faciliter la mobilité et peuvent se traduire en voyageurs-kilomètres et en tonnes-kilomètres supplémentaires. Ceci n'est pas, a priori, répréhensible dès lors que ces consommations supplémentaires sont correctement évaluées et valorisées pour assurer la rationalité de la décision finale...ce qui ne semble pas toujours le cas. On ne peut donc que recommander l'application

rigoureuse des méthodologies existantes en matière d'évaluation des conséquences énergétiques des grands projets et l'amélioration des méthodologies, souvent encore balbutiantes, dans le cas de problématiques locales plus complexes [voir annexe IV].

De ce point de vue, le recours au **calcul socio-économique** devrait être généralisé, voire imposé pour les décisions d'investissement d'infrastructures publiques les plus importantes, en vue d'apporter aux décideurs politiques et économiques, confrontés à des enjeux complexes, des éléments rationnels d'aide à la décision, comme des arguments objectifs dans les débats préalables, publics ou non, et dans les arbitrages.

Reste à déterminer la (ou les) valorisation(s) normative(s) des externalités à prendre en compte dans les décisions. Sur ce point, les travaux de l'atelier consacré à la **valorisation économique du CO₂**, émis ou évité, apportent quelques éclaircissements et des pistes de réflexion : on se référera à l'analyse de l'annexe IV qui présente le point de vue d'un groupe de travail d'économistes sur la problématique et les enjeux d'une détermination de la valeur économique du carbone. À cet égard :

- Le débat sur l'opportunité de retenir une valeur différente à attribuer à la tonne de CO₂ en fonction du secteur émetteur semble résulter d'un malentendu. Il est clair que si la valeur d'une tonne de CO₂ est fixée, au niveau planétaire, en fonction du préjudice qu'elle occasionne, cette tonne de CO₂, à l'instant t, en vaudrait une autre et la valorisation de cette tonne de CO₂ serait bien unique, quelle que soit l'origine de l'émission. Ceci n'interdirait cependant nullement, pour obtenir une efficacité maximale des interventions publiques, de taxer les émissions ou de soutenir les investissements permettant de les éviter sur la base de coûts normatifs variables d'un secteur à l'autre, en fonction de leurs structures de consommation énergétique, de leur élasticité aux prix ou de leur exposition à la concurrence internationale.
- Les indications données par les premiers mois de fonctionnement du *marché des droits d'émission* sont, pour différentes raisons évoquées au chapitre 3, non significatives. Quant aux évaluations normatives retenues aujourd'hui en France ou envisagées par l'AIE dans ses études de prospective technologique (25 \$/tonne de CO₂), elles semblent beaucoup trop faibles pour permettre la mise en œuvre des technologies indispensables dans une perspective de développement durable. À l'horizon 2050, tout dépendra de l'équilibre qui se formera entre les exigences des différents scénarios envisageables à cet horizon et les coûts des nouvelles technologies qu'il sera possible de mettre en œuvre à cette époque pour satisfaire ces exigences. En tout état de cause, les incertitudes concernant l'avenir, maintes fois soulignées, ne devraient pas inciter, même au nom du principe de précaution, à prendre des décisions fondées sur des valeurs exorbitantes et donc de nature à peser lourdement sur la compétitivité de notre économie. Là encore une démarche séquentielle est possible dès lors que rien n'engageant l'avenir de manière irréversible n'est décidé.

• La prise en compte correcte des conséquences énergétiques de décisions dont la finalité première n'est pas énergétique est, plus que jamais, indispensable. Elle passe par **l'application rigoureuse des méthodologies existantes** et par la mise au point de méthodologies adaptées à des problématiques dans lesquelles cette prise en compte est aujourd'hui insuffisante.

• Pour assurer la cohérence des décisions de long terme, une **valeur normative unique de la tonne de CO₂ émise ou évitée** serait très utile, même si les mesures pratiques de taxation ou de soutien aux investissements à mettre en œuvre peuvent légitimement faire référence à des valeurs différenciées en fonction des caractéristiques des différents secteurs. Les valeurs actuellement préconisées au plan national ou au plan international semblent beaucoup trop faibles pour permettre le développement des technologies nécessaires dans une perspective de développement durable.

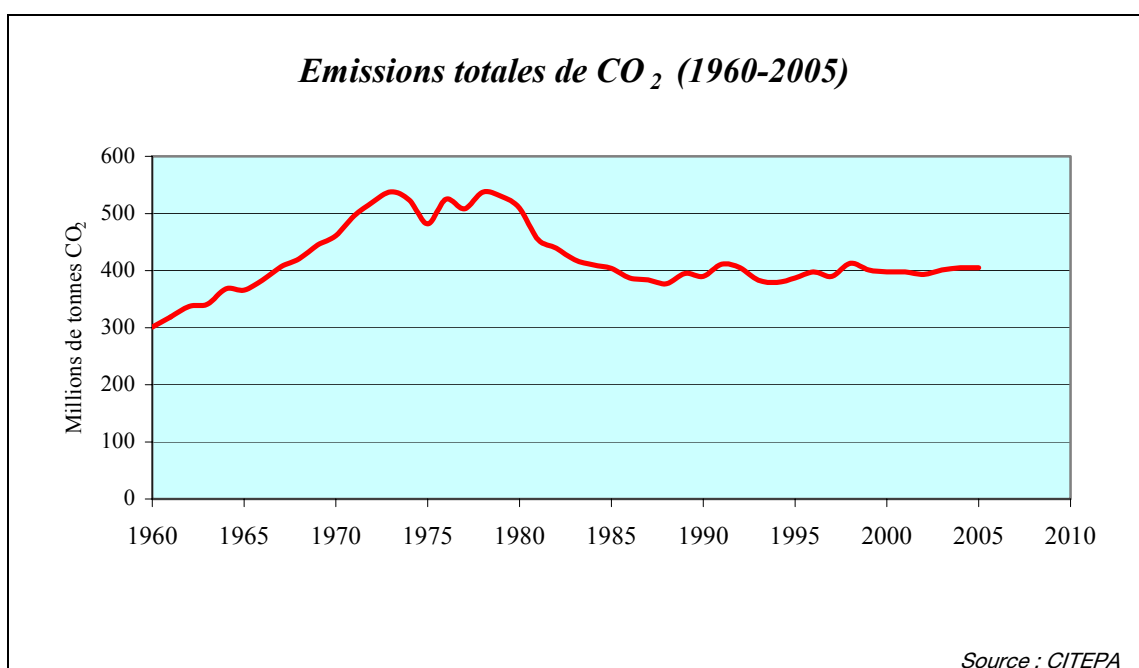
4.2. Une approche sectorielle rétrospective et prospective pour identifier les leviers permettant de maîtriser les émissions sans compromettre la compétitivité de l'économie nationale

4.2.1. Une analyse rétrospective montre clairement que les problèmes majeurs se situent et se situeront vraisemblablement dans les secteurs des transports et du résidentiel/tertiaire

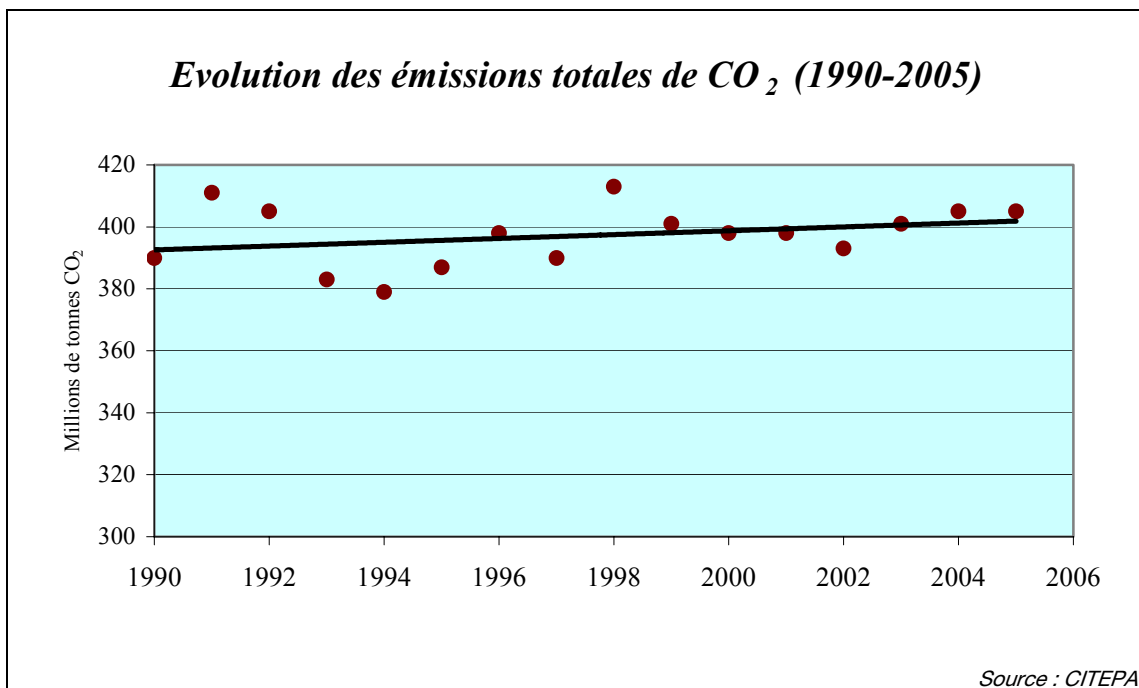
Dans le secteur des transports, les émissions en croissance constante depuis 1960 commencent tout juste à montrer un certain tassement au cours des années les plus récentes ; dans le secteur résidentiel et tertiaire, les émissions, après avoir fortement décru jusqu'en 1990, sont tendanciellement orientées à la hausse depuis cette date.

► **Mises en perspective historique, les émissions totales de CO₂ de la France, après une forte croissance jusqu'au premier choc pétrolier de 1973-74, ont connu une stabilisation puis une forte décroissance, conséquences de la politique énergétique menée en réponse aux deux chocs pétroliers**

On se reportera à l'analyse sommaire du paragraphe 4.1.3. Ces émissions n'enregistrent qu'une croissance très faible (+ 0.16 % par an) sur la période 1990-2005, tendance de fond globale assez peu significative car noyée dans des aléas de différentes natures (conditions climatiques, fluctuations de la production nucléaire...)¹⁹.

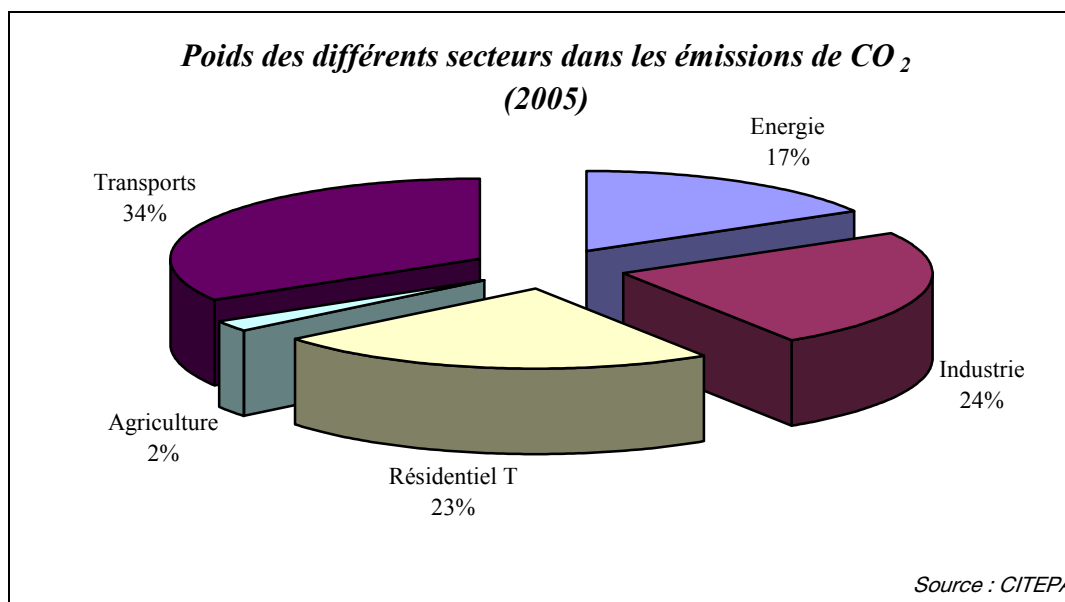


¹⁹ On voit d'ailleurs que le point 1990 « tire l'ajustement vers le bas » et que cette référence n'est donc pas particulièrement favorable pour la France dans le cadre des négociations européennes à venir.



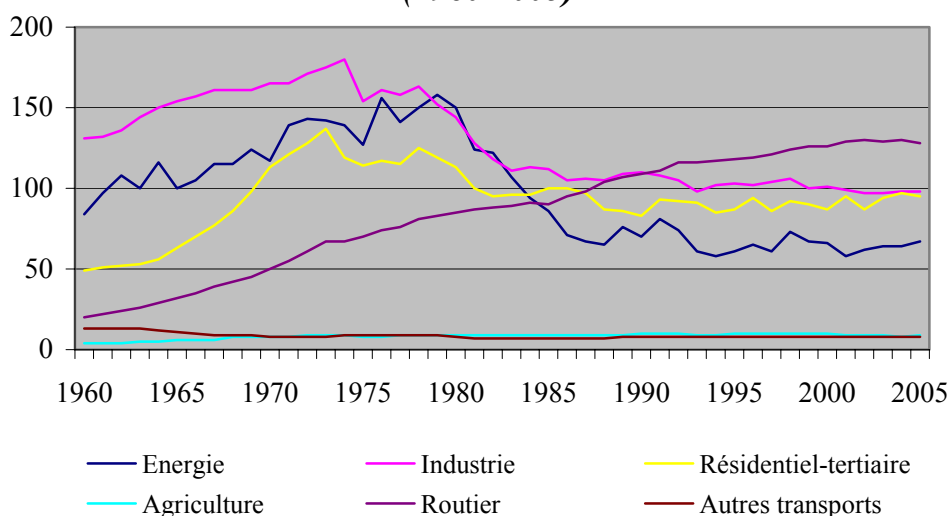
► *La considération du poids actuel des différents secteurs dans les émissions de CO₂ ne doit pas faire oublier que ces émissions ont connu, à la fois dans une mise en perspective historique (1960-2005) et dans leur histoire récente (1990-2005), des évolutions contrastées*

Ce sont très clairement *le secteur des transports* – en croissance continue sur la période, même s'il marque une inflexion significative sur les toutes dernières années – et *le secteur résidentiel et tertiaire* – en croissance significative depuis 1990 après une forte baisse historique – qui soulèvent les interrogations les plus fortes, alors que les émissions du secteur industriel sont en décroissance régulière et que les émissions du secteur énergie, nonobstant des fluctuations importantes, sont tendanciellement stabilisées.



Après cette brève rétrospective, la suite de ce chapitre sera consacrée pour l'essentiel à l'analyse des évolutions possibles des émissions de ces différents secteurs dans une perspective à moyen terme (2020) et à l'identification des évolutions structurelles et des technologies porteuses d'avenir pour chacun de ses secteurs dans une perspective de plus long terme (2050).

Evolution des émissions de CO₂ par secteur (1960-2005)



Source : CITEPA

4.2.2. Des hypothèses de cadrage macro-économiques qui traduisent la conviction qu'il est possible, au moins jusqu'en 2020, de concilier réduction des émissions de CO₂ et compétitivité économique dans un contexte de prix des énergies importées plutôt élevés

Les hypothèses de cadrage macro-économiques retenues dans l'analyse qui suit seront celles qui sous-tendent à moyen terme des scénarios élaborés par le groupe de travail 5 (« Scénarios énergétiques ») de la commission « Énergie » [voir chapitre 5]: croissance de + 2,1 % par an jusqu'en 2015, de + 1,8 % par an entre 2015 et 2030 et de + 1,6 % au-delà, avec des hypothèses plutôt hautes sur les prix des énergies (parité du taux de change entre l'euro et le dollar ; prix du Brent entre 50 et 80 \$/baril jusqu'en 2015, entre 100 et 150 \$/baril de 2015 à 2030 et d'environ 100 \$/baril au-delà ; prix international du gaz naturel de 8 \$/Mbtu jusqu'à 2015, de 11 \$/Mbtu de 2015 à 2030 et de 15 \$/Mbtu au-delà).

Il est clair que le maintien d'une telle hypothèse de croissance économique, dans un contexte où la limitation des émissions de gaz à effet de serre sera au premier plan des préoccupations, traduit la conviction qu'au moins, à moyen terme, il sera possible de concilier réduction des émissions de CO₂ et compétitivité économique²⁰.

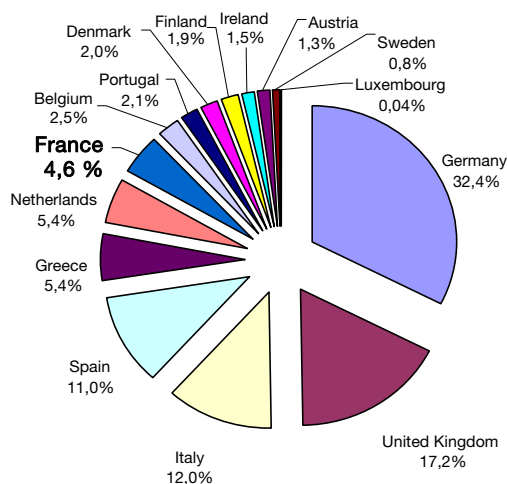
4.2.3. Le secteur électrique français a joué un rôle majeur dans le fait que la France est l'un des pays d'Europe les moins émetteurs de gaz à effet de serre ; il importe que ses émissions n'augmentent pas à l'avenir

Commencer ce tour d'horizon sectoriel par une analyse relativement approfondie des perspectives à moyen et long termes du secteur électrique pourrait sembler lui accorder une importance démesurée, au regard tant de son poids dans les émissions actuelles de CO₂ (à peine plus de 10 % des émissions nationales) que de la part de l'électricité dans les consommations d'énergie finale (un peu moins de 23 % en 1985). Dans l'optique qui nous intéresse ici, ce choix se justifie pourtant au moins pour trois raisons :

- la maîtrise des émissions de CO₂ du secteur électrique, qui est la raison essentielle de la situation privilégiée de la France en ce domaine – situation même assez exemplaire en matière d'émissions de CO₂ rapportées au PNB –, reste un enjeu essentiel à moyen et long termes ;

²⁰ On pourrait cependant noter qu'un contexte de prix élevés des énergies est favorable en lui-même à une réduction des émissions de CO₂ sans qu'il soit nécessaire de recourir à de fortes valorisations de « l'externalité carbone ».

Part des États membres dans les émissions de CO₂ de l'Union européenne (UE-15) en provenance de la production d'électricité et de chaleur



Source : Union européenne

- la substitution d'une électricité « peu carbonée » aux combustibles fossiles est une voie de réduction des émissions de CO₂ susceptible de développements importants dans tous les secteurs de l'économie ;
- la production d'électricité est l'une des voies, unique dans certains cas, de valorisation de bon nombre d'énergies renouvelables (hydraulique, éolienne, photovoltaïque, biomasse, sous-produits industriels, déchets urbains...

Encore faut-il que les réponses apportées à ces trois préoccupations s'inscrivent dans une logique de rationalité économique, ce qui suppose :

- une maîtrise des coûts de production, de transport, de distribution et de commercialisation de l'énergie électrique ;
- l'insertion des productions d'électricité « renouvelables » en quantité et à des coûts « raisonnables » dans le système électrique ;
- la mise à disposition des consommateurs d'une électricité « peu carbonée » et compétitive, accompagnée d'une politique active de promotion des usages performants de l'électricité, particulièrement en substitution aux énergies fossiles.

► **La maîtrise des coûts**

Il est évidemment illusoire de s'en remettre aux vertus de la concurrence pour assurer une maîtrise des coûts du secteur électrique français dès lors que la production nucléaire (78 % de la production totale) est entre les mains d'un opérateur unique, que ce même opérateur reste largement majoritaire en matière de production hydroélectrique, que les coûts d'acquisition par le système électrique des productions à base d'énergies renouvelables (EnR) sont fixés par des tarifs d'achat réglementés, que les activités de transport et de distribution relèvent, comme il se doit, d'une logique de monopole naturel régulé et que la concurrence sur la commercialisation reste modeste compte tenu de la permanence de tarifs réglementés couvrant une partie significative de la consommation. La possibilité d'accroître la pression concurrentielle sur l'opérateur historique, sans perdre les effets d'échelle qui caractérisent la situation actuelle, a été maintes fois posée, mais n'a reçu à ce jour que des réponses partielles. La réalisation d'un réseau électrique assurant une réelle fluidité des échanges au niveau européen (ou au moins dans un premier temps sur la « plaque continentale » : Allemagne, Benelux, France) et d'un marché électrique européen réellement concurrentiel est une condition nécessaire, de même que la disparition des tarifs réglementés.

Quoiqu'il en soit, il existe dès aujourd'hui des leviers à exploiter pour obtenir un « mix énergétique peu carboné » au moindre coût.

- ***Le premier levier est la maîtrise des coûts du nucléaire***

➤ S'agissant des *coûts d'investissement*, on peut penser que le renouvellement du parc actuel s'effectuera à un rythme régulier, à l'inverse de ce qui s'est passé au cours des années 1974-1982. Il ne fait pas de doute, cependant, que le prix de revient moyen actualisé, pour un fonctionnement en base, de 47 €₂₀₀₆/MWh articulé en 2006 est un coût de « tête de série » supportant des coûts fixes exceptionnels et ne bénéficiant d'aucun effet de série. Une cible plausible associée à un rythme d'engagement régulier de deux tranches par an pourrait être une réduction de ce coût de 10 % à 15 %, voire un peu plus si EdF bénéficiait pleinement du retour d'expérience des réacteurs de type EPR réalisés à l'étranger.

➤ S'agissant du *parc nucléaire existant*, EdF va mettre en œuvre différentes mesures qui devraient permettre d'accroître dans de bonnes conditions économiques son potentiel de production. C'est d'abord *l'amélioration de la disponibilité*, grâce au déploiement complet du plan de réduction des durées d'arrêt, à la modification de la gestion du combustible d'un certain nombre de tranches et à des souplesses accrues dans la gestion du combustible. C'est ensuite *l'augmentation des puissances nominales* d'un certain nombre de tranches, augmentation déjà pratiquée à l'étranger et qui ne semble poser de problèmes ni de principe, ni techniques. Du fait de ces mesures, EdF table sur un potentiel de production supplémentaire d'une vingtaine de TWh à horizon 2020. Viendra, bien entendu, s'y ajouter la production de l'EPR de Flamanville 3 dont la mise en service est prévue pour 2012 et qui apportera en année moyenne un potentiel de production de 13 TWh. On pourrait donc compter en 2020 sur un potentiel de production nucléaire de 460 TWh, mais il faut se souvenir que la politique d'amélioration de la disponibilité des centrales nucléaires a déjà été entreprise dans le passé avec un succès pour le moins mitigé.

- ***Le deuxième de ces leviers est une meilleure maîtrise de la courbe de charge***

Celle-ci consiste à mettre en place les instruments nécessaires pour réguler finement la courbe de charge de la clientèle moyenne et basse tension, ce qui suppose la possibilité de donner un signal prix modulé en temps réel et des possibilités de télécommander une partie des usages chez le client. Le « compteur intelligent télécommandé » est une réponse techniquement adaptée et dont le coût est devenu raisonnable compte tenu des progrès accomplis en matière de traitement informatique et de transmission de l'information. Il ne faut plus tarder maintenant à mettre en place à grande échelle, comme cela commence à se pratiquer à l'étranger, ce dispositif de maîtrise de la courbe de charge qui concourra de surcroît à une facturation plus équitable de l'énergie électrique et à la suppression d'un obstacle majeur à la concurrence. Cette mise en place relève de la responsabilité des gestionnaires de réseaux de distribution, sous le contrôle du régulateur.

- ***Le troisième levier est la concurrence qui devrait s'établir naturellement, s'agissant du développement des moyens de pointe et de semi-base***

Il est probable que les projets portés aujourd'hui à la connaissance de Réseau de transport d'électricité (RTE) ne sont peut-être pas totalement adaptés en structure aux problèmes à résoudre dans l'immédiat : un peu trop de semi-base, pas assez de moyens de pointe, ce qui pourrait entraîner une sous-utilisation initiale de certains investissements proposés. Il est clair aussi que, compte tenu des bilans prévisionnels que nous évoquerons plus loin, les propositions sont quelque peu surabondantes à horizon 2020 et que l'échelonnement dans le temps des mises en service reste à déterminer, sans méconnaître les contraintes que peuvent entraîner les délais de réalisation de raccordement au réseau. Il appartiendra à chacun de prendre ses responsabilités, compte tenu de l'éclairage périodique qu'apportera RTE sur les bilans prévisionnels production/consommation. Tout ceci n'est pas extrêmement simple mais permettra de voir en vraie grandeur si les mécanismes concurrentiels éclairés par la Programmation pluriannuelle des investissements (PPI) aboutissent à des résultats satisfaisants sur ce segment de production²¹. Mention doit être faite ici de la possibilité de renforcer quelque peu *le potentiel hydroélectrique* pour lequel existent probablement un certain nombre de possibilités d'extension pertinentes dès lors que l'on accepterait de réexaminer certaines contraintes qui ne s'imposent peut-être pas avec évidence face aux enjeux *climatiques [voir encadré ci-après]*.

²¹ Il serait évidemment souhaitable que, sauf pour résoudre des problèmes de réseau que seul RTE est à même d'apprécier, il n'y ait pas lieu de procéder à des appels d'offre pour corriger des insuffisances de capacités de production : l'introduction de mécanismes planificateurs dans un contexte concurrentiel pourrait comporter des effets pervers regrettables.

Peut-on développer la production hydroélectrique en France ?

Quelques éléments extraits du rapport remis en mars 2006 au ministre de l'économie, des finances et de l'industrie par le haut fonctionnaire du développement durable du ministère.

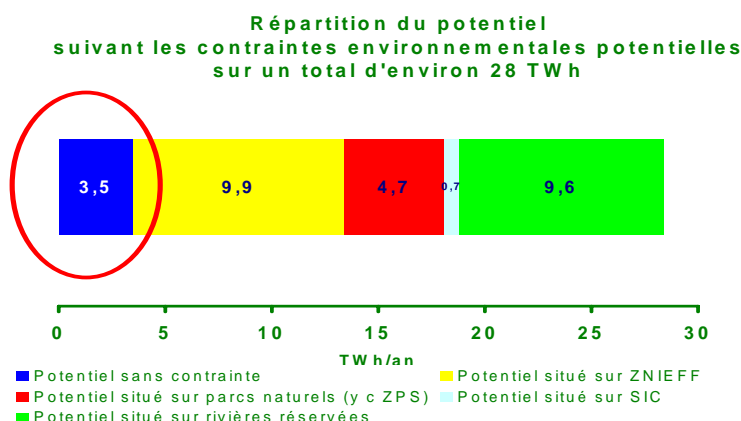
L'hydroélectricité en France aujourd'hui :

- une production annuelle moyenne de 70 milliards de kWh, soit 13 % de la production d'électricité totale ;
- une puissance installée de 25 000 MW — dont la moitié environ avec des retenues et des barrages permettant de moduler la puissance ;
- 95 % de l'électricité d'origine renouvelable française ;
- sans la production hydroélectrique actuelle, les émissions françaises de gaz à effet de serre seraient, toutes choses égales par ailleurs, supérieures de 10 % à 12 % ;
- c'est essentiellement grâce à l'hydroélectricité que notre pays est le premier producteur européen d'énergies renouvelables en volume ;
- des économies substantielles d'émissions de gaz à effet de serre (quelque 60 millions de tonnes de CO₂) par rapport à une alternative de production thermique (mix de centrales au charbon et de centrales à gaz).

Un potentiel technique global restant à exploiter d'environ 28 TWh par an ...

	Productible (TWh / an)	Puissance (MW)
Grande hydraulique (10 à 50 MW)	23.4	18 200
Petite hydraulique (100 kW à 10 MW)	3.5	750
Très petite hydraulique (10 à 100 kW)	1	600
Stations de transfert par pompage (STEP)		4300

.... qui devrait, bien entendu, faire l'objet d'une expertise économique précise, mais qui, en tout état de cause, peut être réduit à presque rien si on lui oppose systématiquement des considérations de protection de l'environnement excessives : **ce potentiel de développement d'environ 28 TWh/an peut être réduit à moins de 13 TWh/an, voire à 3 ou 4 TWh/an si l'on s'interdit également tout aménagement sur les zones naturelles d'intérêt écologique, faunistique et floristique (ZNIEFF).**



- **Le quatrième levier est la maîtrise des coûts de transport et de distribution sous le contrôle du régulateur**

S'il y a peu à dire sur les relations régulateur/régulé en matière de transport, il semble que la situation soit moins satisfaisante du côté de la distribution. De ce point de vue, la création, au sein de l'opérateur historique, d'un gestionnaire de réseau de distribution intégré, sur le modèle RTE — dont la gestion serait clairement séparée de celle du reste de l'opérateur historique — clarifierait sans

doute grandement les responsabilités et rendrait plus efficace le dialogue régulateur/régulé au bénéfice de tous.

- ***Le cinquième levier, enfin, est l'insertion, dans des conditions claires et économiquement raisonnables, des énergies dont on entend, pour des raisons diverses, soutenir le développement.***

Cette insertion se fait aujourd'hui par le biais d'une obligation d'achat par l'opérateur historique²² des énergies produites sur la base de tarifs d'achat qui, d'adjonctions en adjonctions, de modifications en modifications, constituent un véritable maquis dont la cohérence paraît peu assurée. L'encadré suivant n'en donne qu'un aperçu partiel.

Y aurait-il lieu de changer radicalement de méthode en rendant obligatoire, comme cela est pratiqué dans certains pays, l'incorporation par chaque producteur d'une certaine quantité de telle ou telle énergie renouvelable ? La question mérite d'être étudiée.

Si l'on s'en tient au système actuel, deux questions économiquement lourdes se posent concernant d'une part l'obligation d'achat de la cogénération, d'autre part le tarif d'achat de l'énergie éolienne.

➤ **L'obligation d'achat de l'énergie produite par les cogénérations** dans le cadre des « contrats 97-01 modifiés », dès lors que leur puissance installée n'excédait pas 12 MW²³, assortie de tarifs sans doute très rémunérateurs²⁴, a conduit entre 1997 et 2001 à un développement très rapide de la cogénération. La puissance électrique installée totale est aujourd'hui un peu inférieure à 5 000 MW et ne se développe plus que très lentement malgré le maintien des conditions d'achat. Les contrats, étant conclus pour une durée de 12 ans et n'étant pas, sauf cas particuliers, prolongeables ou renouvelables, s'éteindront donc pour l'essentiel entre 2009 et 2013. Il ne paraît guère justifié dans ces conditions de maintenir un dispositif qui ne viserait qu'à exploiter un gisement d'une ampleur et d'un intérêt économique très limités. Qui plus est, les conditions artificiellement très favorables de reprise de l'électricité produite par ces installations ont conduit, dans certains cas, à des baisses de rendement énergétique et à une « désoptimisation » en vue de produire davantage d'électricité que nécessaire, quitte à ne pas utiliser convenablement la vapeur coproduite.

Il est proposé de supprimer les aides à la production combinée de chaleur et d'électricité à partir d'énergie fossile au-delà de l'exécution des contrats en cours, lesquels iraient à leur terme assortis éventuellement d'ajustements de détail dont l'examen du bien-fondé et des modalités ne relèvent évidemment pas du cadre des travaux de la commission « Énergie ».

➤ S'agissant du **tarif d'achat de l'énergie éolienne**, la question de la pertinence de son calibrage est complexe. On peut simplement indiquer ici que, par référence au coût de développement d'une centrale moderne au charbon fonctionnant en base, un coût de reprise de 80 €/MWh est cohérent avec un coût implicite de la tonne de CO₂ évitée de l'ordre de 50 €, ce qui n'est nullement absurde dans une perspective à moyen terme. Mais de cette observation ne peut être tirée aucune conclusion décisive : d'une part, la référence charbon en base est sans doute pertinente dans le cas du système électrique allemand, mais beaucoup moins dans le cas français pour lequel la production électrique de base est largement d'origine nucléaire et hydraulique ; d'autre part, à supposer que l'on considère que 80 €/MWh constitue le maximum que l'on puisse accepter de payer pour soutenir une production de cette nature, rien ne démontrerait qu'il faille acheter la totalité de la production à ce prix dès lors que l'éolien pourrait se développer suffisamment avec un soutien plus faible.

En tout état de cause, un développement important à venir de l'énergie éolienne ne peut pas être envisagé sur la base de subventions permanentes par rapport aux prix du marché. Le niveau des tarifs de reprise, au regard des prix de revient réels et des perspectives de développement, est dès aujourd'hui controversé et devra inéluctablement se réduire.

²² Ce monopole de fait de la gestion de l'obligation d'achat par l'opérateur historique apparaît à certains comme un avantage concurrentiel indu, car lui permettant d'accroître, à surcoût compensé, son périmètre de production. Mais permettre à tous les producteurs de participer à la gestion de l'obligation d'achat semble poser des problèmes de distorsions concurrentielles tout aussi épineux.

²³ Puissance limite portée à 40 MW dans le cadre du « contrat 99-02 ».

²⁴ Qui constituent, pour parler clair, une subvention de la production de vapeur par le système électrique.

Les tarifs d'obligation d'achat de l'électricité produite par les énergies renouvelables

Les arrêtés du 10 juillet 2006 prévoient de nouvelles conditions d'achat de l'électricité produite à partir de certaines sources d'énergies renouvelables. Le tableau ci-après résume les principales conditions :

Filière	Arrêtés	Durée des contrats	Exemple de tarifs pour les nouvelles installations
Biogaz et méthanisation	10 juillet 2006	15 ans	entre 7,5 et 9 c€/kWh selon la puissance, + prime à l'efficacité énergétique comprise entre 0 et 3 c€/kWh, + prime à la méthanisation de 2c€/kWh
Énergie éolienne	10 juillet 2006	15 ans (terrestre) 20 ans (en mer)	- éolien terrestre : 8,2 c€/kWh pendant 10 ans, puis entre 2,8 et 8,2 c€/kWh pendant 5 ans selon les sites - éolien en mer : 13 c€/kWh pendant 10 ans, puis entre 3 et 13 c€/kWh pendant 10 ans selon les sites
Énergie photovoltaïque	10 juillet 2006	20 ans	- Métropole : 30 c€/kWh, + prime d'intégration au bâti de 25 c€/kWh - Corse, DOM, Mayotte : 40 c€/kWh, + prime d'intégration au bâti de 15 c€/kWh
Géothermie	10 juillet 2006	15 ans	- Métropole : 12 c€/kWh, + prime à l'efficacité énergétique comprise entre 0 et 3 c€/kWh - DOM : 10 c€/kWh, + prime à l'efficacité énergétique comprise entre 0 et 3 c€/kWh

Ces dispositions ne s'appliquent pas aux contrats en cours à la date de publications au JO des arrêtés du 10 juillet 2006, soit le 26 juillet 2006. Ces contrats demeurent régis par les conditions prévues par les arrêtés ci-dessous.

Filière	arrêtés	Durée des contrats	Fourchette de tarifs pour les installations existantes bénéficiant d'un contrat antérieur au 26.07.2006 (métropole)
Combustion de matières fossiles végétales (biomasse)	16 avril 2002	15 ans	4,9 c€/kWh (32,1 cF/kWh) + prime à l'efficacité énergétique comprise entre 0 et de 1,2 c€/kWh (7,8 cF/kWh)
Méthanisation	16 avril 2002	15 ans	4,6 c€/kWh (30,2 cF/kWh) + prime à l'efficacité énergétique comprise entre 0 et 1,2 c€/kWh (7,8 cF/kWh)
Géothermie	13 mars 2002	15 ans	7,62 c€/kWh (50 cF/kWh) + prime à l'efficacité énergétique comprise entre 0 et 0,3 c€/kWh (2 cF/kWh)
Photovoltaïque	13 mars 2002	20 ans	15,25 c€/kWh en France continentale et 30,5 en Corse et Dom (1F/kWh et 2F/kWh)
Déchets animaux bruts ou transformés (farines animales)	13 mars 2002	15 ans	4,5 à 5 c€/kWh (29,5 à 32,8 cF/kWh) + prime à l'efficacité énergétique comprise entre 0 et 0,3 c€/kWh
Petites installations	13 mars 2002	15 ans	7,87 à 9,60 c€/kWh (51,6 à 63 cF/kWh) issu du tarif « bleu » aux clients domestiques
Biogaz de décharge	3 octobre 2001	15 ans	4,5 à 5,72 c€/kWh (29,5 à 37,5 cF/kWh) selon la puissance + prime à l'efficacité énergétique comprise entre 0 et 0,3 c€/kWh (2 cF/kWh)
Déchets ménagers sauf biogaz	2 octobre 2001	15 ans	4,5 à 5 c€/kWh (29,5 à 32,8 cF/kWh) + prime à l'efficacité énergétique comprise entre 0 et 0,3 c€/kWh (2 cF/kWh)
Cogénération	31 juillet 2001	12 ans	6,1 à 9,15 c€/kWh (40 et 60 cF/kWh) environ en fonction du prix du gaz, de la durée de fonctionnement et de la puissance
Hydraulique	25 juin 2001	20 ans	5,49 à 6,1 c€/kWh (36 à 40 cF/kWh) selon la puissance + prime comprise entre 0 et 1,52 c€/kWh (10 cF/kWh) en hiver selon régularité de la production
Éolien	8 juin 2001	15 ans	8,38 c€/kWh (55 cF/kWh) pendant 5 ans, puis 3,05 à 8,38 c€/kWh (20 à 55 cF/kWh) pendant 10 ans selon les sites

► **Les émissions globales de CO₂ du secteur électrique à horizon 2020, compte tenu des hypothèses modérées d'augmentation de consommation, de l'amélioration du potentiel de production nucléaire et du développement des éoliennes, pourraient être sensiblement en baisse par rapport à leur niveau de 1990**

- *S'agissant de l'évolution de la demande intérieure d'électricité* (consommation intérieure France hors Corse, y compris autoconsommation), le gestionnaire de transport d'électricité (RTE), chargé de l'établissement des bilans prévisionnels de l'électricité, a établi un scénario de référence, élaboré sur la base d'une croissance économique moyenne de 2,3 %/an, conduisant à une consommation de 534 TWh en 2020. Ce scénario est sensiblement en retrait par rapport au scénario de référence présenté il y a deux ans, lequel envisageait une consommation de 552 TWh en 2020. Il faut voir dans cette évolution des perspectives de demande d'électricité le double effet, d'une part, d'un recalage initial compte tenu de la croissance économique de ces deux dernières années et, d'autre part, d'hypothèses plus ambitieuses en matière de maîtrise des consommations d'électricité chez les utilisateurs finals. Certains font observer que l'on pourrait aller sensiblement plus loin dans la maîtrise des consommations d'électricité, d'autres soulignent au contraire qu'il existe des « gisements de substitution » de l'électricité aux combustibles fossiles dans l'industrie, le résidentiel-tertiaire, voire le secteur des transports (véhicule hybride rechargeable), lesquels mériteraient d'être exploités plus rapidement, accroissant d'autant la demande d'électricité. Ce scénario est donc à placer « sous surveillance », mais peut être considéré comme une bonne base de travail.
- *Du côté de la production*, EDF table – comme indiqué plus haut –, compte tenu de l'amélioration du potentiel de production du parc existant et de la mise en service de Flamanville 3, sur une production nucléaire de l'ordre de 460 TWh.

S'agissant des autres moyens de production non générateurs en exploitation d'émissions de CO₂, l'hydraulique gravitaire fournit une production en année moyenne de 68 TWh et l'on a retenu des hypothèses de 21 TWh en matière d'éoliennes et de 6,5 TWh en matière de production à partir d'ordures ménagères et de biomasse.

Du côté de la production thermique, les hypothèses retenues, sujettes à révision, sont résumées dans l'encadré suivant.

Hypothèses concernant le thermique à flamme en 2020

Cogénération : 2,8 GW pour une production annuelle d'environ 9 TWh, compte tenu du non-renouvellement des installations les moins performantes.

Turbine à combustion (TAC) et centrales à fioul : puissance de l'ordre de 8 GW, en légère augmentation par rapport à la situation actuelle, pour faire face à l'accroissement de la pointe, fournissant une énergie d'environ 2 TWh.

Charbon : le parc 250 MW (EdF et SNET) sera entièrement fermé à l'horizon 2015. Il subsiste 5 tranches (3 EDF + 2 SNET) de 600 MW dites Q600, soit 3 GW pour une production annuelle possible d'environ 9 TWh. On retient la mise en service possible de 2 unités de 800 MW de charbon propre supercritique à haut rendement ; soit 1,6 GW, pour une production annuelle de 6,4 TWh.

Plaques industrielles : puissance installée de 0,9 GW (Dunkerque et Gonfreville) pour une production d'environ 7 TWh dont 2 TWh issus de la combustion de gaz de hauts-fourneaux et 5 TWh de gaz naturel.

Cycle combiné à gaz : 4 GW installés en 2020 (soit 9 CCG) pour une production annuelle d'environ 21 TWh.

Avec ces hypothèses, le bilan simplifié annuel offre-demande s'établit comme suit :

<i>Année</i>	<i>2020</i>	<i>Rappel 2006 (selon RTE)</i>
TWh		
Production nucléaire *	460	428,7
Production hydraulique *	68	60,6
Production ENR hors hydraulique *	21	5,6
Production thermique classique *	49	52,8
Total offre	598	547,7
Consommation totale France (<i>hors Corse</i>) (dont pertes sur réseaux)	534	488,6 (31,1)
Autoconsommation	- 12	- 12,1
Solde pompage	2	7,5
Exportations nettes	74	63,7
Total demande (réseau)	598	547,7

*Productions nettes (consommations des auxiliaires des centrales déduites)

**Comprend : l'énergie électrique livrée à la clientèle finale raccordée en HTB, HTA et BT + pertes de réseau + les autoconsommations (producteurs industriels autosuffisants).

Source : RTE pour ce qui concerne la colonne « Rappel 2006 »

Il va de soi que la balance des échanges avec l'étranger est un peu théorique car, d'une part, certaines capacités disponibles risquent de ne pas être économiquement exportables en fonction de l'état du marché européen et, d'autre part, les interconnexions entre la France et ses voisins ne sont pas toujours suffisantes.

Il faut également noter que ce bilan comporte un certain nombre d'hypothèses qui pourraient être remises en cause (maîtrise des consommations d'électricité, obtention complète de l'accroissement du potentiel de production nucléaire recherché par EdF, aucune fermeture de centrales nucléaires sur la période...), mais il comporte de nombreuses souplesses dont l'une pourrait être l'engagement d'un EPR supplémentaire vers 2008-2010, si des dérives trop importantes en termes économiques ou d'émissions de CO₂ apparaissaient.

Le tableau ci-dessous fournit les estimations d'émissions de CO₂ (Mt) du système de production électrique pour différentes années passées (émissions réalisées) et pour l'année 2020 (prévisionnelles).

*Émissions de CO₂ du système français de production électrique (en millions de tonnes)**

1990	2004	2005	2006	2020
38	30	34	35	28

* Émissions correspondant à la production centralisée d'électricité en métropole (émissions cumulées des installations de EdF, SNET/Endesa France et de Gaz de France (Dunkerque 6))

Sur la base de ce bilan prévisionnel, les émissions de CO₂ du secteur électrique en 2020 pourraient être inférieures de quelque 10 Mt à celles réalisées en 1990.

Le bilan global nécessite cependant une analyse plus fine. En effet certains usages de l'électricité sont très saisonnalisés ; c'est le cas en premier lieu du chauffage électrique pour lequel les deux tiers de la consommation sont localisés dans les trois mois les plus froids de l'année, alors que les moyens de production qui n'émettent pas de CO₂ (hydraulique au fil de l'eau, éoliennes, nucléaire) fonctionnent ou sont conçus pour fonctionner économiquement sans modulation volontaire. Or les moyens de production de pointe ou de semi-pointe sont fortement émetteurs de CO₂. Les données nécessaires pour procéder à cet approfondissement n'ont pas encore pu être réunies et examinées de façon contradictoire. Gaz de France et Électricité de France ont adressé à la commission leurs estimations (cf. annexe VI au rapport de synthèse : « Contributions de membres de la commission »).

► *La préparation de l'avenir*

La préparation de l'après-2020 suppose d'abord l'engagement ou la poursuite des actions qui permettront de prolonger la durée de vie des centrales nucléaires actuelles et de tirer le meilleur parti du palier EPR en cours d'industrialisation. C'est une affaire entre les producteurs (EdF et ceux qui pourraient être intéressés à développer des unités de production nucléaire sur le territoire français) et leur(s) fournisseur(s).

S'agissant du plus long terme et compte tenu de l'importance que revêt pour notre pays la maîtrise des nouvelles technologies nucléaires, *la France doit s'impliquer fortement dans les travaux de R & D concernant la « génération 4 »* dont on attend des progrès importants, en particulier en matière de gestion des déchets nucléaires.

Enfin, même si leur application ne semble pas devoir connaître des développements massifs sur le territoire national, les enjeux mondiaux attachés au développement des technologies de captage et de stockage du CO₂ (CSC) justifient amplement que l'on se fixe comme objectif d'accroître et de faire converger les compétences françaises en ce domaine.

Le captage et le stockage du CO₂ (CSC) ne sont pas une solution sur laquelle la France peut raisonnablement compter pour diminuer significativement ses émissions de gaz carbonique

Cette technologie peut être disponible à l'échelle industrielle d'ici une vingtaine d'années ; pour le captage, il s'agit moins d'inventer des procédés ou des équipements nouveaux que de faire un choix parmi ceux qui existent et de les optimiser pour des installations de très grande taille ; l'injection en vue du stockage est déjà réalisable, de même que le transport. **Très schématiquement, l'objectif est de rendre économiquement acceptable un nouveau concept fondé sur des techniques connues et, pour certains, utilisés à petite échelle.**

Quel que soit le procédé finalement retenu, il sera d'autant moins coûteux que l'installation sera de taille importante et située à une distance plus réduite du lieu d'injection du CO₂. Autrement dit, s'il existe un avenir pour le CSC, ce sera essentiellement pour des centrales de production d'électricité brûlant du charbon ou des hydrocarbures en grandes quantités, c'est-à-dire pour des centrales de grande puissance et fonctionnant en base.

De telles installations existent et leur nombre a toute chance d'augmenter, notamment *en Chine et en Inde*, pays en forte croissance, parce que le charbon est abondant dans le monde et constitue souvent la source principale de production d'électricité.

C'est pourquoi le CSC est un enjeu très important, enjeu pour lequel l'industrie française, forte de compétences dans l'ingénierie de l'exploration et la production d'hydrocarbures, dans la chimie et la combustion, peut occuper une position très forte.

Dans le cas de la France, la production d'électricité est assurée pour l'essentiel sans émission de CO₂. Remplacer des centrales nucléaires par des centrales au charbon avec CSC ne contribuerait pas à diminuer les émissions françaises globales de CO₂. Les sources d'émission de CO₂ sont relativement dispersées sur le territoire et il est difficile d'apprécier celles qui pourraient économiquement justifier le captage et le stockage de CO₂.

De plus, les structures possibles de stockage de CO₂ ne sont pas très nombreuses en France, les plus attrayantes étant des gisements de gaz épuisés ; il ne faut pas oublier non plus que *l'acceptation par l'opinion publique de l'enfouissement des déchets* que constituent le CO₂ et les impuretés qu'il contiendra en vue de leur stockage définitif est loin d'être acquise.

4.2.4. L'industrie, qui a déjà consenti depuis quinze ans des efforts substantiels de réduction des émissions de gaz à effet de serre, représente encore un potentiel intéressant d'économies et de substitutions mobilisables dans des conditions économiquement acceptables

Au cours des quinze dernières années, les émissions de CO₂ de l'industrie ont été tendanciellement orientées à la baisse. Cette tendance est la résultante d'évolutions structurelles — lesquelles risquent

malheureusement d'être amplifiées par les effets pervers de l'organisation du marché des droits d'émission de gaz à effet de serre — et d'efforts persévérants en matière d'économies d'énergie et de substitutions énergétiques. A moyen terme, même dans l'hypothèse d'un développement soutenu de l'activité des différentes branches industrielles, cette baisse tendancielle des émissions pourrait se poursuivre grâce à l'exploitation d'un potentiel important d'économies et de substitutions mobilisables dans des conditions économiques satisfaisantes par la mise en œuvre de techniques dès aujourd'hui éprouvées.

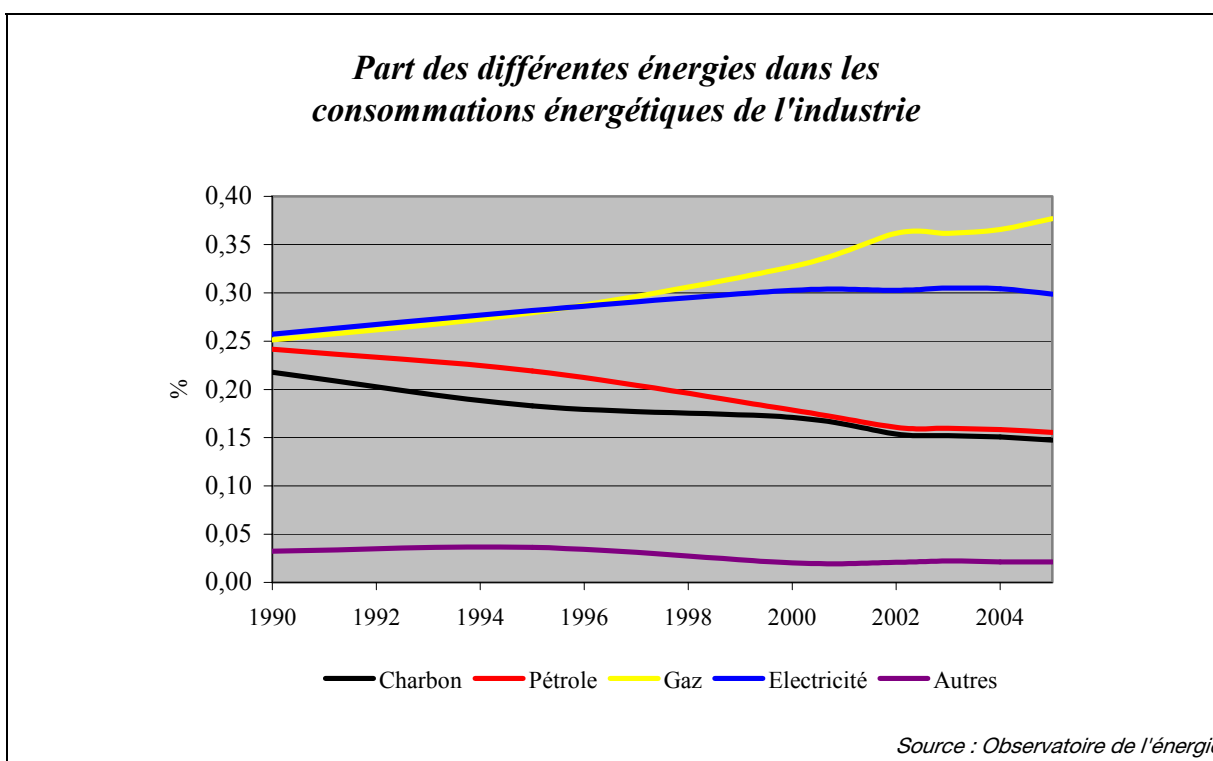
► *Les tendances passées*

Sur la période 1990-2005, la consommation finale énergétique totale²⁵ de l'industrie est restée pratiquement stable, les évolutions structurelles du secteur et les actions d'économie d'énergie compensant approximativement l'effet de la croissance d'ensemble du secteur.

Consommations finales énergétiques de l'industrie (Mtep)							
	1990	1995	2000	2002	2003	2004	2005
Charbon	8,4	7,0	6,7	6,1	5,9	5,9	5,8
Pétrole	9,3	8,3	7,0	6,4	6,2	6,2	6,1
Gaz	9,7	10,6	12,9	14,3	14,1	14,4	14,7
Électricité	9,9	10,7	11,9	12,0	11,9	12,0	11,7
Autres	1,3	1,4	0,8	0,8	0,9	0,8	0,8
Total	38,6	38,0	39,4	39,6	38,9	39,3	39,1

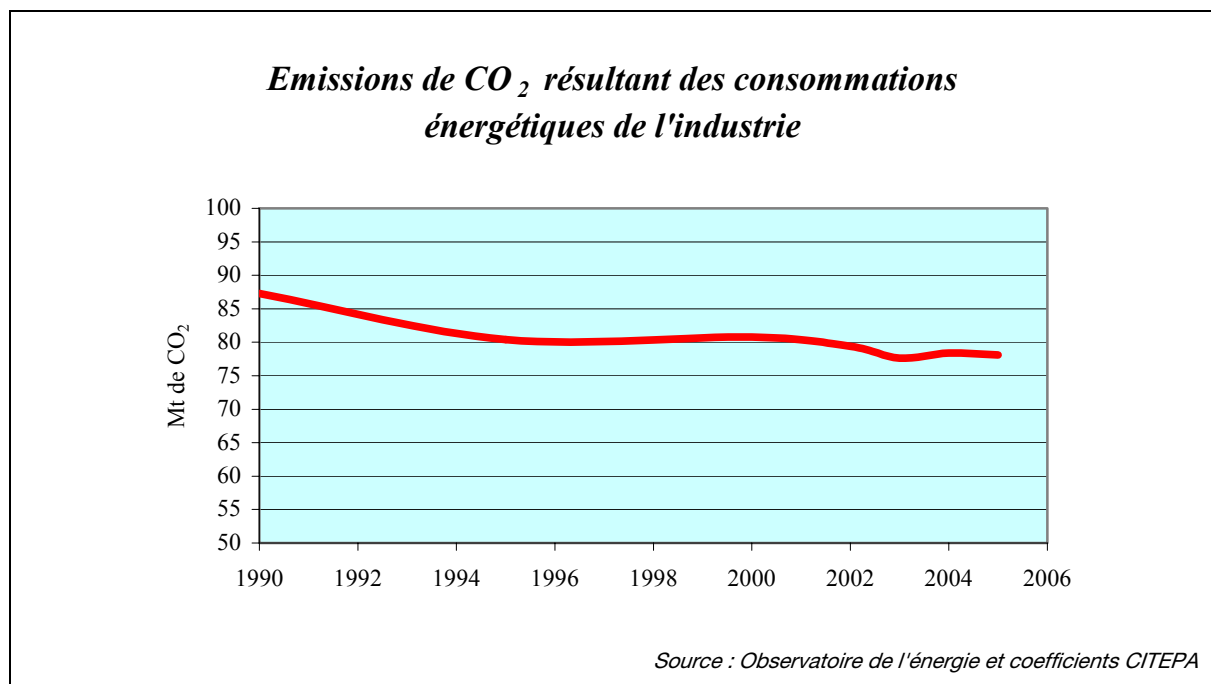
Source : Observatoire de l'énergie

Cette stabilité d'ensemble masque cependant une profonde évolution, au cours de la période examinée, du « mix » énergétique de l'industrie, due à la fois aux évolutions structurelles du secteur et aux substitutions entre énergies au sein des différentes activités industrielles.



²⁵ C'est-à-dire, hors consommations de produits énergétiques mis en œuvre comme matière première dans les process. Sont, en revanche, inclus dans ces chiffres les consommations non énergétiques de la sidérurgie et les consommations de combustibles liées à la production d'électricité autoconsommée.

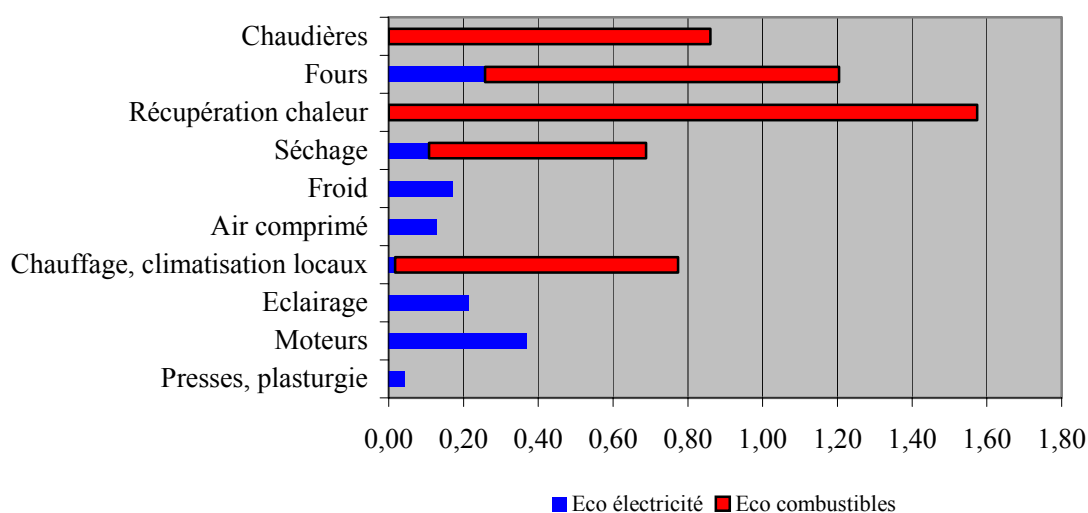
Cette restructuration, réduisant la part du charbon et des produits pétroliers au profit d'énergies moins émettrices de CO₂ – gaz et électricité –, a eu un effet bénéfique sur les émissions globales de CO₂ du secteur, qui ont baissé, sur la période, d'un peu plus de 9 millions de tonnes. Elle semble quelque peu s'essouffler au cours des dernières années sans qu'il y ait lieu d'en tirer des conclusions hâtives pour les années à venir car un certain nombre d'événements importants survenus récemment n'ont eu qu'un impact limité en toute fin de période (mise en place des quotas d'émission et du marché des droits d'émission) ou n'auront d'effet qu'au-delà de la période sous revue (accord entre EdF et le consortium EXELTIUM constitué par les grands consommateurs « électro-intensifs », mise en place du « tarif réglementé transitoire d'ajustement des marchés »...).



Les actions d'économie d'énergie et de substitution d'énergies moins émettrices de CO₂ aux énergies en place menées dans le passé laissent cependant subsister un potentiel significatif susceptible d'être mobilisé, avec des techniques aujourd'hui bien maîtrisées, dans des conditions économiques satisfaisantes.

Sur la base des prix actuels des différentes énergies et d'un temps de retour des investissements n'excédant pas quatre ans, une étude récente du CEREN, passant en revue quelque 200 mesures envisageables, évalue ce potentiel à 6 Mtep d'énergie finale (4,70 Mtep sur les combustibles fossiles, 1,3 Mtep sur l'électricité). Le graphique ci-dessous en donne une vue synthétique.

Gisement d'économies d'énergie dans l'industrie (Mtep)



Source : CEREN

Parmi les technologies ou mesures qui permettent les gains les plus rapides et les plus substantiels, on peut citer : les moteurs à vitesse variable, la gestion technique centralisée (GTC), la valorisation énergétique des déchets dans les cimenteries et l'agroalimentaire, la récupération de chaleur sur fumées des chaudières et les fours régénératifs dans les fonderies.

L'exemple du programme « Motor Challenge »

Les moteurs, les dispositifs de production d'air comprimé et de froid (représentant un gisement théorique estimé par le CEREN à 8 TWh/an) sont concernés par le programme européen « Motor Challenge » piloté par l'ADEME. Ce programme a pour vocation de construire des outils permettant d'aider les entreprises à améliorer leur efficacité énergétique sur les systèmes motorisés en agissant sur les technologies employées ou sur l'amélioration des pratiques (gestion, contrôle et maintenance...). Il s'agit également d'un outil de communication pour mettre en avant les bonnes pratiques et les opportunités dont peuvent bénéficier ces systèmes. « Motor Challenge » fonctionne sur la base d'un engagement des entreprises participantes. Le label « économies d'énergie pour systèmes motorisés » leur est attribué dès leur engagement, sur la base d'un plan d'actions d'économies d'énergie volontaire s'appuyant sur une charte.

Des exemples de terrain, obtenus dans le cadre des diagnostics et prédiagnostics financés par l'ADEME, ont montré que 30% à 50 % de l'électricité consommée par les systèmes de pompage, de compression (air et froid) ou de ventilation pouvaient être économisés par une conduite et une maintenance améliorées ou par des investissements concernant des dispositifs économes en énergie. Le programme a été lancé en France en novembre 2006. Deux entreprises se sont d'ores et déjà engagées en France sur ce programme avec, pour l'une, un gain final attendu de 720 MWh/an et, pour l'autre, un gain de 420 MWh/an.

Dans les mêmes conditions économiques, subsiste également un potentiel appréciable de substitution de l'électricité aux combustibles fossiles avec, d'une part, l'induction (le potentiel actuel de substitution est estimé à 0,84 Mtep et pourrait être substantiellement accru si les progrès attendus sur les coûts en 2010-2015 se réalisent) et, d'autre part, les pompes à chaleur et la compression mécanique de vapeur (le potentiel actuel est de l'ordre de 1 Mtep et pourrait doubler avec les pompes à chaleur à haute performance en cours de développement).

Au total, c'est donc, à moyen terme, 6 à 8 Mtep de combustibles fossiles qui pourraient être économisées ou remplacées par de l'électricité, représentant un potentiel de réduction d'émissions de CO₂ de 25 à 30 millions de tonnes (sous réserve que cette électricité soit produite sans émission de CO₂), auxquelles il conviendrait d'ajouter les réductions d'émissions qui pourraient être obtenues par la poursuite de la substitution du gaz aux produits pétroliers.

► *Ce qui peut être envisagé d'ici 2020*

Dans le cadre du groupe de travail 5 de la commission « Énergie » (« Scénarios énergétiques ») [voir chapitre 5], le cabinet Enerdata a élaboré un scénario de référence (scénario « tendanciel » prenant en compte les effets des dispositions récentes et actuelles) dans lequel la consommation finale énergétique de l'industrie en 2020 apparaît en croissance de quelque 4 Mtep par rapport à son niveau de 1990, niveau au demeurant très proche de celui atteint en 2005. Dans ce scénario de référence, les émissions de CO₂ seraient en 2020 inférieures de 5 millions de tonnes à leur niveau actuel, ce qui supposerait déjà l'utilisation des trois quarts du gisement précédemment identifié sur la base des techniques actuelles et d'un temps de retour de l'ordre de quatre ans.

Dans le cadre des travaux de ce même groupe, a été également élaboré un scénario « volontariste » de réduction des émissions. À horizon 2020, ce scénario retient une réduction supplémentaire d'une dizaine de millions de tonnes de CO₂, ce qui supposerait – au-delà de la valorisation complète du potentiel précédemment identifié – soit la réalisation de progrès significatifs en termes de coût et de performance de certaines techniques (pompes à chaleur par exemple), soit des interventions financières permettant de ramener les temps de retour de certains investissements d'économie ou de substitution d'énergie à des niveaux compatibles avec les pratiques industrielles.

À cet égard, il n'est pas sans intérêt de remarquer que, à la différence de ce qui se passe dans d'autres secteurs, bon nombre de process industriels donnent lieu à des développements, des renouvellements ou des remises à niveau assez fréquents, ce qui facilite l'intégration des progrès technologiques. Il en résulte aussi clairement qu'à contrario, un ralentissement de l'activité des branches industrielles en cause ne serait pas favorable aux progrès en matière d'économies d'énergie, de substitutions énergétiques et d'intégration des améliorations technologiques. Ces ralentissements, accompagnés ou non de délocalisations, éminemment regrettables en tout état de cause, n'auraient sans doute pas les conséquences en termes d'émissions que pourrait laisser supposer un calcul purement mécanique.

À l'issue de cette analyse, **on peut estimer qu'une réduction à l'horizon 2020 des émissions de CO₂ de l'industrie de quelque 25 millions de tonnes par rapport à leur niveau de 1990 (ou, autrement dit, d'une quinzaine de millions de tonnes par rapport à leur niveau actuel) n'est pas impensable.** Il s'agit cependant d'un objectif extrêmement ambitieux, car il nécessiterait non seulement l'exploitation complète du gisement d'économies et de substitutions énergétiques identifié aujourd'hui comme accessible avec les technologies actuelles dans des conditions économiques raisonnables, mais aussi l'amélioration des coûts et des performances de certaines de ces technologies.

► *La préparation du long terme*

Le point de départ d'une réflexion sur les actions à entreprendre pour permettre à l'industrie de réduire encore plus drastiquement ses émissions de gaz à effet de serre sur le long terme peut relever de deux logiques étroitement imbriquées : une *approche technologique* visant à améliorer des technologies existantes ou à réaliser des percées technologiques concrètes à partir d'idées nouvelles encore expérimentales, ou une *approche systémique* visant à réaliser un objectif global par la combinaison de différentes technologies existantes, à perfectionner ou à développer.

On trouvera dans le rapport du groupe « Évolutions technologiques » (groupe 3) de la commission « Énergie » des exemples de développements technologiques susceptibles, avec des probabilités plus ou moins grandes, d'applications à long ou très long terme dans le secteur industriel (amélioration des techniques de combustion, captage et stockage du carbone, utilisation de la biomasse...). On citera aussi les technologies d'utilisation de l'électricité dans de nombreux process industriels en substitution aux combustibles fossiles (induction, pompes à chaleur à haute performance, osmose inverse, électrolyse...).

S'agissant des approches systémiques, on citera le projet ULCOS (« Ultra Low CO₂ Steelmaking ») qui vise à trouver de nouveaux processus de production d'acier réduisant drastiquement les émissions de CO₂ et d'autres gaz à effet de serre du secteur [voir encadré ci-après] mais qui pourrait être le prototype de démarches similaires dans d'autres secteurs.

Le projet ULCOS (« Ultra Low CO2 Steelmaking »)

Répondant à un appel d'offres de la Commission européenne, un consortium de 48 entreprises et organisations européennes, emmené par un noyau de sidérurgistes européens, vient d'engager une initiative conjointe de R & D visant à « trouver des solutions innovantes et en rupture pour continuer la réduction des émissions de CO₂ de l'industrie sidérurgique. L'objectif est une réduction significative des émissions de CO₂ spécifiques par rapport à un haut fourneau moderne ». Arcelor assure la coordination de ce consortium.

Au cours d'une première phase exploratoire de cinq ans, ULCOS va étudier une série de concepts de rupture pour la production d'acier pouvant conduire à une réduction des émissions spécifiques de CO₂ de la sidérurgie de l'ordre de 30% à 70 %. Une des technologies envisagées pourrait être fondée sur le recyclage des gaz de gueulard après décarbonation. Mais d'autres technologies de rupture sont également envisagées (capture et stockage du CO₂, utilisation de l'hydrogène, utilisation de carbone et de gaz naturel avec captage et stockage dans un réacteur distinct du haut fourneau, utilisation de la biomasse...). À la fin de cette première phase, un ou plusieurs projets seront sélectionnés et feront l'objet d'une évaluation approfondie en termes de faisabilités technique et économique et d'acceptabilité sociale. Les projets sélectionnés entreront ensuite dans une phase pilote d'une durée de cinq ans pour confirmer de manière définitive leur viabilité technique et économique.

Les projets sélectionnés entreront ensuite dans une phase pilote d'une durée de cinq ans pour confirmer de manière définitive leur viabilité technique et économique.

4.2.5. Dans le secteur résidentiel et, dans une moindre mesure, le secteur tertiaire, qui bénéficie d'un taux de renouvellement bien supérieur, l'enjeu majeur est, à moyen terme, la rénovation énergétique de l'existant

Un changement de vitesse radical dans le rythme et la qualité des opérations de rénovation est indispensable. Ce changement de vitesse sera générateur d'emplois, mais suppose un engagement très fort de la profession en termes d'organisation, de recrutement et de formation. De leur côté, l'État et les collectivités territoriales devront, au-delà d'un comportement exemplaire, en tant que donneurs d'ordre, mettre en place les dispositions législatives et réglementaires permettant d'assurer la réussite de cette entreprise ambitieuse et de longue haleine.

► *Quelques éléments de rétrospective*

- Les consommations totales en énergie finale du secteur résidentiel et tertiaire ont crû de 15 % entre 1990 et le début des années 2000, mais les toutes dernières années marquent une tendance très nette à la stabilisation.

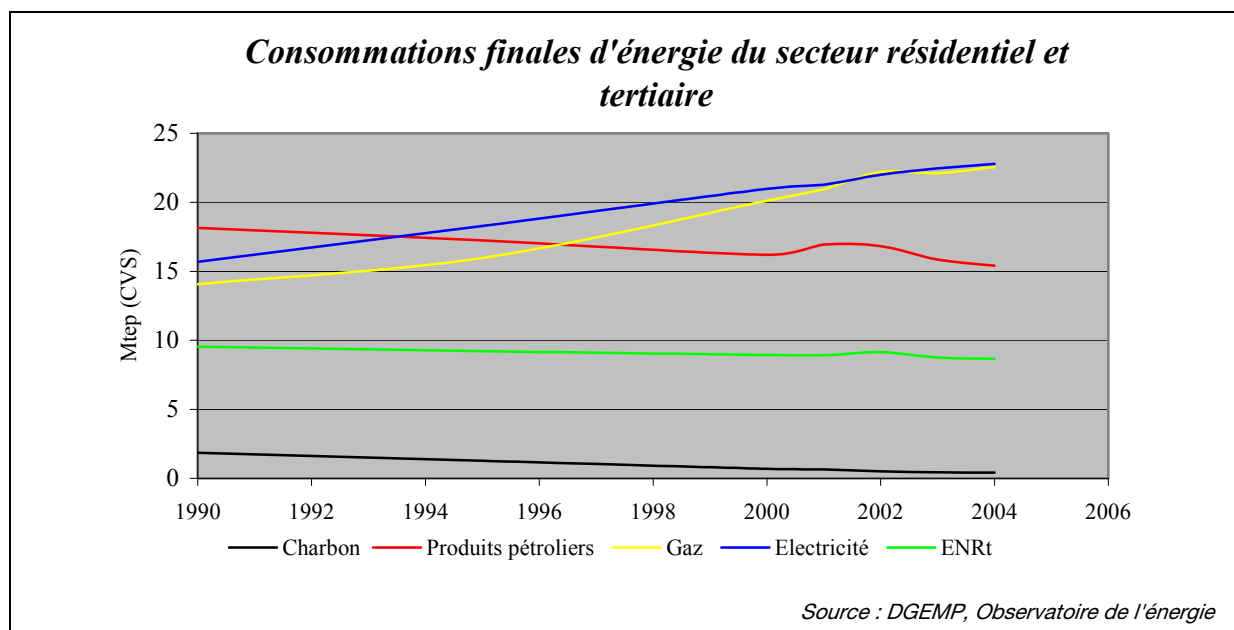
Consommations d'énergie finale du secteur résidentiel et tertiaire

(corrigées des aléas climatiques)

<i>Mtep</i>	1990	1995	2000	2001	2002	2003	2004
Charbon	1,86	1,28	0,69	0,64	0,5	0,44	0,41
Produits pétroliers	18,14	17,23	16,19	16,94	16,83	15,84	15,4
Gaz	14,06	15,97	20,1	20,94	22,2	22,11	22,54
Électricité	15,68	18,28	20,96	21,28	21,99	22,44	22,78
ENR thermiques	9,54	9,22	8,95	8,93	9,16	8,76	8,67
Total	59,28	61,98	66,89	68,73	70,68	69,59	69,8

Source : DGEMP, Observatoire de l'énergie

S'agissant des consommations finales par énergie, les évolutions sont très contrastées : forte croissance de l'électricité et du gaz, décroissance marquée des produits pétroliers, légère décroissance des énergies renouvelables thermiques, quasi disparition du charbon.



Ces évolutions résultent de phénomènes bien connus : part réduite des produits pétroliers dans la construction neuve récente au profit du gaz et surtout de l'électricité, substitution du gaz aux produits pétroliers pour le chauffage des locaux existants, très forte croissance de l'électricité spécifique aussi bien dans le résidentiel que dans le tertiaire. Si les usages thermiques (chauffage, eau chaude sanitaire et cuisson) restent largement prépondérants dans les consommations d'énergie finale du secteur résidentiel et tertiaire (82 % en 2003), c'est la consommation d'électricité spécifique qui a connu la plus forte croissance au cours de dernières années avec une augmentation de 45 % sur la période 1990-2003.

Évolution de la consommation d'énergie par usage dans le secteur résidentiel-tertiaire

(Hors énergies renouvelables, mais y compris le bois)

Mtep (données brutes)	1990	1995	1999	2000	2001	2002	2003
Chauffage	32,0	33,1	34,8	34,9	36,3	35,5	35,4
Eau chaude sanitaire	3,7	3,8	4,1	4,1	4,0	3,9	3,8
Cuisson	2,2	2,5	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6
Électricité spécifique	3,4	4,0	4,6	4,8	5,0	5,2	5,3
Consommation du secteur résidentiel	41,2	43,4	46,2	46,5	47,9	47,2	47,2
Chauffage	7,2	7,0	6,4	6,6	6,5	6,5	6,5
Eau chaude sanitaire et cuisson	6,0	7,0	7,9	8,0	8,2	8,3	8,3
Électricité spécifique	5,0	5,7	6,2	6,4	6,6	6,8	6,9
Consommation du secteur tertiaire	18,2	19,8	20,5	21,0	21,3	21,7	21,7
Chauffage	39,2	40,2	41,2	41,5	42,8	42,0	42,0
Eau chaude sanitaire et cuisson	11,9	13,3	14,6	14,8	14,8	14,9	14,8
Électricité spécifique	8,4	9,7	10,8	11,2	11,6	12,0	12,2
Consommation du secteur résidentiel et tertiaire	59,5	63,2	66,7	67,5	69,2	68,8	68,9

Source : DGEMP, Observatoire de l'énergie

- Des évolutions qui viennent d'être analysées, résulte une croissance modérée des émissions directes de CO₂ du secteur, entre 1990 et le début des années 2000, suivie d'une stabilisation, voire d'une légère décroissance à partir de 2002. L'écart entre les rythmes de croissance des consommations d'énergie finale et des émissions de CO₂ s'explique évidemment en grande partie par le fait que les consommations d'électricité, spécifiques ou non, n'entraînent pas d'émissions de CO₂ dans les statistiques propres au secteur²⁶.

Émissions directes de CO₂ du secteur résidentiel et tertiaire

(Millions de tonnes CVS)

1990	1995	2000	2001	2002	2003	2004
102	103	104	107	108	105	105

Source : DGEMP, Observatoire de l'énergie + coefficients CITEPA

► **Quelles sont les possibilités de progrès en matière d'économie d'énergie et de réduction d'émissions de CO₂ à moyen terme dans le secteur résidentiel ?**

Il importe tout d'abord de bien avoir conscience des données de base du problème : la pyramide des âges du parc de logements et la lenteur de son évolution naturelle.

Le parc des logements et son évolution « naturelle »

Il comportait en 2004 pour la métropole 30,2 millions de logements répartis en :

- Résidences principales : 25,3 millions dont 14,2 individuelles et 11,1 collectives ;
- Résidences secondaires : 3 millions dont 1,9 individuelles et 1,1 collectives ;
- Logements vacants : 1,9 million.

La surface totale des 30,2 millions de logements représente environ 2 200 millions de m².

Les logements construits annuellement ne représentent guère plus de 1 % du parc total en année moyenne. Le rythme de destruction du parc reste faible de l'ordre de 0,1 à 0,2 % par an : cette valeur reste incertaine car elle repose sur des données incomplètes.

Pour les résidences principales, on constate que, aujourd'hui, 31 % des logements sont antérieurs à 1949 (dont près des 2/3 antérieurs à 1915), 34 % ont été construits entre 1949 et 1974, 13 % entre 1975 et 1981 et 22 % depuis 1982.

Le renouvellement « naturel » du parc de logements est donc extrêmement lent et il serait sans doute difficile de l'accélérer considérablement aujourd'hui au regard de critères purement énergétiques. Quels que soient les progrès réalisés ou réalisables en matière de performance énergétique dans la construction neuve, il ne faut donc pas compter sur le renouvellement du parc de logements pour réduire substantiellement en quelques décennies les consommations d'énergie et les émissions de CO₂ du secteur. **Améliorer la performance énergétique des logements existants constitue donc un enjeu majeur à moyen terme. Les mêmes considérations valent *mutatis mutandis* pour une grande partie du parc tertiaire.**

- ***S'agissant de la construction neuve, l'évolution de la réglementation thermique a sans aucun doute permis des progrès considérables***

On peut cependant s'interroger sur le respect effectif des normes édictées par les réglementations successives dès lors que le contrôle de leur application n'a pas été réalisé.

²⁶ On notera au passage que l'impact qu'aurait pu avoir sur les émissions de CO₂ du secteur électrique la croissance des consommations électriques dans le secteur résidentiel et tertiaire (électricité spécifique, chauffage électrique de l'eau et des locaux, cuisson électrique) a été totalement gommé sur la période 1990-2005 par l'évolution du parc de production électrique (voir l'analyse consacrée au secteur électrique).

Les réglementations thermiques

(Ce résumé est très sommaire et vise simplement à donner des ordres de grandeur)

Depuis 1974 des réglementations thermiques ont été établies pour réduire progressivement la consommation de la construction neuve. Elles s'inscrivent désormais dans le cadre de directives européennes.

La réglementation thermique 2000 (« RT 2000 »), désormais étendue au secteur tertiaire, vise à limiter les consommations d'énergie sur l'ensemble des postes (chauffage, eau chaude sanitaire – pour le logement uniquement –, ventilation, ensemble des auxiliaires, ainsi que, dans le cas du tertiaire, sur l'éclairage et la climatisation...). Le calcul se fait par bâtiment et non par logement. Elle vise aussi à limiter l'inconfort d'été dans les locaux non climatisés par l'introduction du calcul de la température intérieure.

La réglementation thermique 2005 s'inscrit dans la continuité de la RT 2000. Mais la valeur de consommation conventionnelle d'énergie d'un bâtiment s'exprime sous la forme d'un coefficient C en kWh/m²/an d'énergie primaire. Celui-ci correspond à la somme des différents postes de consommations (chauffage, ventilation, eau chaude sanitaire, éclairage, auxiliaires) multipliés individuellement par un coefficient correspondant à l'énergie primaire (électricité, gaz, fioul) utilisée pour chacun de ces postes. Ce coefficient C_{ep} est égal à 2,58 pour l'électricité et à 1 pour les autres énergies. Des exigences s'appliquent également aux performances minimales des éléments de l'enveloppe et des équipements. En outre, le bâtiment doit respecter l'exigence d'une température maximale sur le confort d'été.

La réglementation thermique dite « RT 2005 » conduit à des consommations de l'ordre de 120 kWh/m²/an. L'objectif de la future « RT 2010 » est une réduction de quelque 15 % de cette consommation par mètre carré. En Europe les réglementations existantes conduisent généralement à des consommations de l'ordre de 100 kWh/m²/an.

Il n'est pas douteux qu'en ce qui concerne la construction neuve, les progrès à venir seront très importants et que, vers 2050, la consommation de chauffage des bâtiments neufs sera inférieure à 50 kWh/m²/an. On verra en même temps apparaître des bâtiments à énergie positive.

Deux questions importantes se posent dans l'immédiat, s'agissant de la satisfaction des besoins thermiques :

➤ Pourquoi la mise en place de panneaux solaires dans la construction neuve ne se développe-t-elle pas alors qu'il s'agit semble-t-il d'une solution énergétiquement et économiquement intéressante et que des mesures d'incitation significatives existent ? Sans doute y a-t-il des contraintes d'urbanisme à déverrouiller (orientation des toits), des études à faire pour en assurer une meilleure intégration esthétique dans l'habitat local. Mais, plus fondamentalement, l'absence d'intérêt marqué des promoteurs, des architectes, des professionnels du bâtiment et des fournisseurs d'énergie pour ce type d'équipement, peut être la cause de son faible développement.

➤ Dès lors que la mise en oeuvre d'une installation de chauffage central est justifiée, se pose – ou va se poser – la question de la concurrence entre des chaudières à gaz performantes et des pompes à chaleur dont le rendement, le coût et l'encombrement sont en amélioration constante²⁷.

• ***Quels que soient les progrès réalisés dans la réduction des consommations dans la construction neuve et des émissions de gaz à effet de serre qui en résultent, c'est dans l'existant que se situent à moyen terme les enjeux les plus importants***

○ Il convient en premier lieu de faire évoluer les comportements en vue de ***réduire les gaspillages***. A cet égard, le chauffage collectif est souvent source de difficultés dès lors que des comportements individuels visant à économiser l'énergie ne trouvent pas leur contrepartie en termes de réduction de la facture énergétique en l'absence de comptage individuel du chauffage. Une attention plus grande doit également être portée aux températures de chauffage en hiver et de climatisation en été, lesquelles sont souvent la source de surconsommations importantes.

²⁷ Pour assurer le chauffage complet d'un logement sans appoint durant les pointes de grand froid, une pompe à chaleur doit fournir de l'eau à une température relativement haute ; elle doit également présenter un rendement suffisamment élevé pour permettre d'obtenir des économies d'énergie primaire.

Au-delà, des gains à réaliser sur les consommations d'énergie et les émissions de CO₂ nécessitent des investissements judicieux d'économie ou d'utilisation rationnelle de l'énergie. Le potentiel correspondant doit être apprécié non seulement en volume théorique mais aussi en fonction de son accessibilité compte tenu du retour sur investissement qu'il peut assurer.

***Comment apprécier l'efficacité d'un investissement économisant l'énergie :
le MWh « cumac »***

L'abréviation « cumac » provient de la contraction de « cumulé » et « actualisé ». Les kiloWatheures économisés chaque année grâce à un investissement (amélioration d'un équipement existant, choix d'un équipement plus performant) sont actualisés sur la base d'un taux d'actualisation de 4% et cumulés sur la durée de vie de l'équipement. Le coût d'investissement divisé par le nombre de MWh cumac économisés peut être comparé au prix du MégaWatheure économisée au moment où se prend la décision, dès lors que l'on ne souhaite pas se prononcer sur la dérive de ce prix.

Cette approche est sans aucun doute pertinente dans un raisonnement « d'intérêt général », mais la question pratique qui se pose est, évidemment, celle du comportement des particuliers, des entreprises ou même des administrations en matière de décisions d'investissement économisant l'énergie. Ces comportements sont sans aucun doute fort dispersés d'un décideur à l'autre et fonction de la nature des décisions, mais, dans bien des cas, on peut supposer que le taux d'actualisation implicite des décideurs est significativement plus élevé que le taux de 4% intervenant dans le calcul du MWh cumac, ce qui justifie la mise en œuvre d'aides bien calibrées pour assurer une convergence approximative entre les critères de décision individuels et un critère réputé d'intérêt général sans créer d'effets d'aubaine excessifs.

○ S'agissant des ***usages thermiques***, l'ADEME a réalisé, à partir des travaux du CEREN, une estimation des gisements d'économie d'énergie sur l'ensemble du parc de logements pour les différentes catégories de mesures suivantes : isolation des murs, isolation des toits, vitrages isolants, chaudières performantes et chauffe-eau solaires. Pour un coût du MWh économisé inférieur à 30 €²⁸, on peut atteindre **un potentiel théorique d'économies d'énergie de l'ordre de 265 TWh /an (soit un peu moins de 23 Mtep/ an)** rapporté à une consommation totale de 425 TWh/an, en 2005.

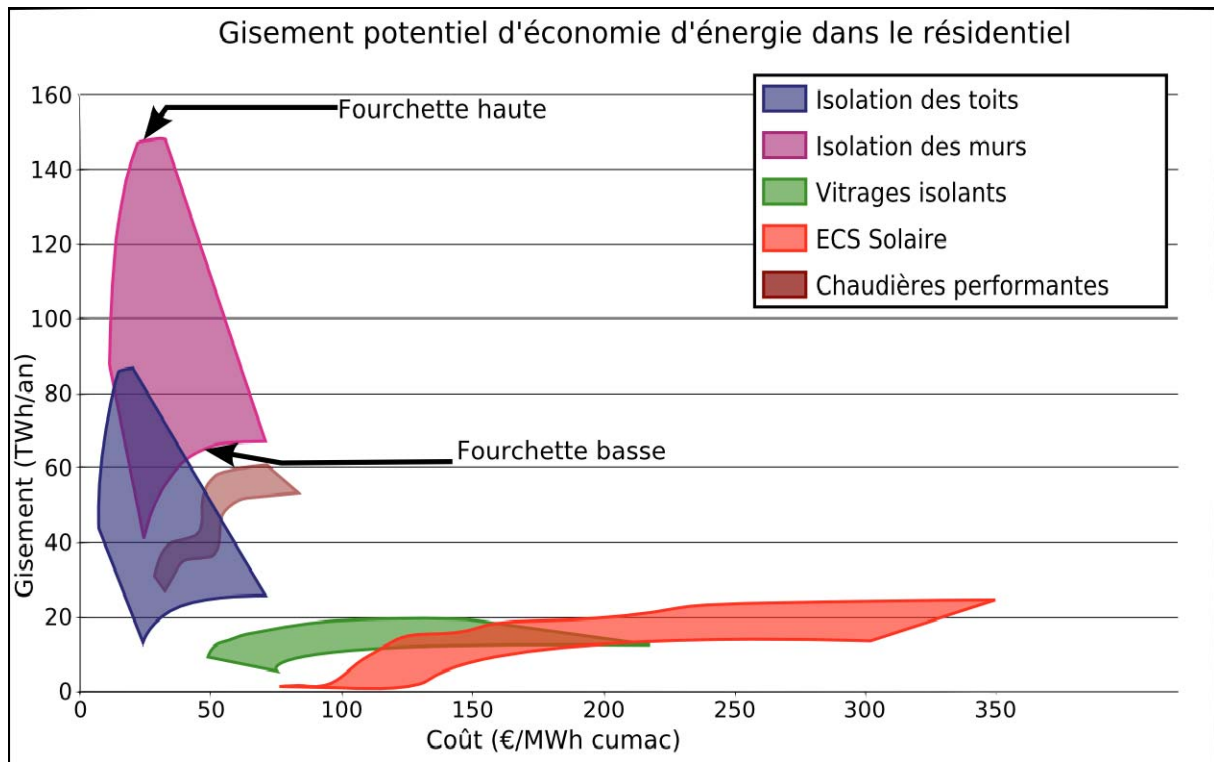
Le rapport coût-efficacité des différentes mesures est très dispersé en raison des caractéristiques très variées des logements d'une part et de la performance des techniques mises en œuvre d'autre part comme le suggère le graphique ci-après. Pour chacun des gisements, la courbe haute représente le gisement atteignable avec les meilleures technologies disponibles ou en cours de développement, la courbe basse le gisement atteignable avec les technologies usuellement mises en œuvre aujourd'hui. Comme le montre le tableau qui suit, l'impact des technologies est parfois considérable.

Il apparaît clairement que l'isolation thermique est de très loin la manière la plus efficace de réaliser des économies d'énergie importantes avec un bon rapport efficacité/coût dans les bâtiments existants²⁹. En particulier, l'isolation extérieure grâce aux progrès réalisés dans les matériaux et dans leur mise en œuvre, constitue désormais une solution très attractive. L'isolation des combles est efficace mais son potentiel est relativement limité.

○ S'agissant de ***la production de chaleur***, le remplacement des chaudières existantes par des chaudières performantes est relativement peu coûteux, mais le gisement est limité alors que la mise en œuvre des pompes à chaleur, surtout si elles réalisent des progrès significatifs dans les prochaines années, ouvrirait l'accès à un potentiel nettement plus important.

²⁸ Pour mémoire, un coût de 30 €/MWh cumac peut être comparé aux prix de l'énergie pour les particuliers : environ 72 €/MWh pour le gaz, environ 68 €/MWh pour le fioul et de l'ordre de 100 €/MWh pour l'électricité.

²⁹ Pourtant force est de constater qu'aujourd'hui, l'isolation des toits et des murs ne pèse guère que pour 4 % dans l'enveloppe totale du crédit d'impôts. A contrario, les fenêtres isolantes, dont on voit le moindre impact énergétique direct, comptent pour près de la moitié dans le coût total du crédit d'impôt.



Impact des choix technologiques sur les gisements d'économie accessibles

	Hypothèse de coût des travaux	Hypothèse haute (meilleures technologies)		Hypothèse basse (technologies classiques)	
		€/MWh cumac	Gisement TWh/an	€/MWh cumac	Gisement TWh/an
Combles	22 €/m ²	12	77	39	23
Isolation murs	35 €/m ²	14	121	30	54
Vitrage isolant	80 €/m ²	61	16	92	10
Chaudières performantes	2 000 €/logement	47	55	54	49
Eau chaude sanitaire solaire	2 000 €/logement	202	20	303	14

Source : CEREN/ADEME

Au-delà des économies d'énergie stricto sensu, une technologie prometteuse est la pompe à chaleur à haute température (PAC-HT), qui arrive aujourd'hui sur le marché et devrait permettre de substituer dans les bâtiments existants l'électricité aux combustibles fossiles pour les usages thermiques.

**Les pompes à chaleur :
un marché prometteur pour une technologie très économe en CO₂**

Aujourd'hui :

- ▶ Un **marché européen très dynamique** (20 % de croissance annuelle depuis 2000).
- ▶ Une technologie historiquement cantonnée en France au marché du neuf (température du circuit hydraulique de chauffage).
- ▶ Des équipements pouvant avantageusement se substituer au chauffage électrique par convecteurs dans le bâti neuf.

Demain :

- ▶ PAC à haute température qui ouvriront le marché de la rénovation (substitution de chaudière).

Exemple pour une maison individuelle : remplacer une chaudière à combustible par une PAC permet :

- de couvrir 2/3 des besoins énergétiques par de l'énergie renouvelable prise sur l'air, l'eau ou le sol ;
- d'éviter l'émission de 2,5 à 4 t de CO₂ équivalent par an.

Source : EdF

Quoi qu'il en soit, attaquer sérieusement ne serait-ce que le potentiel offert par la rénovation thermique suppose un **changement de vitesse radical** par rapport au rythme actuel de l'ordre de 300 000 rénovations par an, dont on n'est même pas sûr qu'elles comportent des mesures efficaces d'économie d'énergie. Il faudrait *a minima* multiplier par 2,5 le rythme actuel des rénovations lourdes avec des exigences sérieuses sur la qualité des travaux effectués pour parvenir à des résultats convenables à moyen terme. Ceci nécessiterait de l'ordre de 30 000 à 40 000 emplois supplémentaires dans le secteur du bâtiment, constat positif en soi, mais dont la contrepartie est la nécessité d'organiser des formations suffisamment qualifiantes compte tenu des exigences de qualité requises.

On a maintes fois exposé les raisons pour lesquelles ce changement de vitesse accompagné de prestations de qualité présenterait des difficultés : difficultés d'organisation de la profession d'une part, inconsistance des donneurs d'ordre d'autre part :

➤ Sur le premier point, il appartient à la profession de s'organiser, éventuellement en partenariat avec les grands fournisseurs d'énergie. Elle a su déjà relever des défis comparables.

➤ Sur le second point, il appartient à l'État et aux collectivités territoriales de prendre l'initiative en donnant l'exemple (les bâtiments relevant directement ou indirectement de la responsabilité de l'État et des collectivités territoriales représentent un gisement d'économies d'énergie considérable) ; charge à l'État de prendre ensuite les mesures législatives et réglementaires permettant de conforter la cohérence des décideurs (le cas des propriétaires-bailleurs est un exemple emblématique à cet égard) et de mettre en place des mesures incitatives – voire, dans certains cas coercitives – permettant de déclencher les opérations de rénovation énergétique dans les bâtiments existants : le diagnostic de performance énergétique éventuellement étendu pourrait constituer le pivot autour duquel s'articuleraient les décisions nécessaires.

○ Les économies qui peuvent être réalisées sur **les consommations d'électricité** spécifiques relèvent de différents registres :

➤ *Évolution des comportements* pour éviter les gaspillages qu'il s'agisse d'éclairage, d'utilisation d'appareils électroménagers, ou d'équipements informatiques ou audiovisuels. En ce domaine la sensibilisation, l'information entraînant la conviction, puis l'action au quotidien sont les facteurs déterminants. Les aspects économiques ne sont pas négligeables mais ne sont pas toujours perçus avec évidence par le consommateur (même dans l'hypothèse de prix de l'électricité reflétant mieux la réalité des prix de marché après la disparition des tarifs réglementés, le poids de l'électricité spécifique dans le budget de nombreux ménages resterait modeste).

➤ *Pour les appareils électroménagers*, le simple affichage des classes énergétiques a permis des progrès importants dans les consommations moyennes des équipements achetés au cours des dernières années : l'offre des constructeurs dans les classes les moins performantes s'est éteinte progressivement. On pourrait sans doute aller aujourd'hui plus loin, sans accroissement important du coût des appareils. Mais l'action en ce domaine, surtout si l'on envisage d'exclure du marché certains produits non performants, doit s'inscrire dans un cadre européen³⁰.

➤ *La consommation en veille des appareils audiovisuels et informatiques* pourrait être considérablement réduite par des mesures constructives peu coûteuses ; elle constitue un réel problème qui ne peut trouver une solution que dans le cadre d'une norme européenne. L'attention portée par les utilisateurs à la consommation en fonctionnement de ce type d'appareils est sans doute insuffisante par manque de sensibilisation.

➤ De la même manière le cadre européen sera sans doute le plus approprié pour promouvoir, voire à terme imposer, des *solutions d'éclairage économes en électricité* (ampoules à basse consommation, systèmes à basse tension, à LED...). certains pays (Australie, Chine, Californie...) ont déjà pris des règlements visant à supprimer l'utilisation de l'incandescence sur leur territoire d'ici 2010. les industriels mondiaux de l'éclairage (Philips, Osram, Sylvania, General Electric...) ont par ailleurs déjà fait des déclarations montrant leur détermination à aller dans ce sens.

Au total, le potentiel accessible à moyen terme pourrait être de l'ordre de 30 TWh : 20 TWh sur l'électroménager, 6 TWh sur l'éclairage, 5 TWh sur la maîtrise des consommations en veille des appareils bruns.

► ***Quelles sont les possibilités de progrès en matière d'économie d'énergie et de réduction d'émissions de CO₂ à moyen terme dans le secteur tertiaire ?***

La diversité des activités regroupées sous le vocable générique « tertiaire », l'extrême variété des locaux dans lesquelles elles s'exercent et des modes de consommation des différentes énergies qu'elles impliquent, rendent particulièrement malaisée une présentation synthétique de la problématique énergétique du secteur tertiaire.

Le parc tertiaire chauffé et climatisé en 2004

Le parc tertiaire représente près de 850 millions de mètres carrés chauffés et climatisés dont 44 % au gaz, 23 % au fioul et 22,8 % à l'électricité. Il se décompose traditionnellement en 8 branches principales aux activités de service très diverses :

Commerce : 22,9 % des surfaces
Bureaux : 21,4 %
Enseignement : 20,2 %
Santé, action sociale : 11,6 %
Sports et loisirs : 7,7 %
Cafés, hôtels, restaurants : 6,7 %
Habitats communautaires : 6,5 %
Transports (gares et aéroports) : 2,9 %.

Source ADEME

Les branches « commerces », « bureaux » et « enseignement » représentent plus de 64 % des surfaces chauffées. L'ensemble des branches a consommé 221,2 TWh en 2005. En 2030, le parc pourrait passer à 1 323 millions de m² pour une consommation estimée entre 270,6 TWh et 276,4 TWh, soit une augmentation de respectivement plus de 40 % des surfaces et de 22 à 25 % des consommations et une augmentation des émissions de CO₂ de 35 Mt actuellement à plus de 38 Mt en 2030.

³⁰ Des travaux sont en cours au niveau européen dans le cadre de la directive EUP, dont l'objectif principal est d'élargir l'utilisation d'une étiquette « énergie » à l'ensemble des équipements consommateurs d'énergie qui le justifient (« energy using products ») et de renégocier les niveaux de performance des catégories de l'étiquette lorsqu'elle existe déjà. Les travaux engagés concernent une vingtaine de familles de produits.

Avec l'augmentation du coût de l'énergie, la nouvelle étiquette énergie – qui classe, depuis l'automne 2006, les bâtiments de très économes (A) à très énergivores (I)³¹ – et le renforcement des exigences de la réglementation thermique, la valeur d'un bâtiment va, de plus en plus, dépendre de ses performances énergétiques. Au-delà de la démarche Haute Qualité Environnementale (HQE®), le marché, plus exigeant, de la basse consommation constitue un produit pertinent tant pour le confort et les budgets que pour l'environnement, comme le montrent les programmes étrangers de certification (MINERGIE® en Suisse, mais aussi en Allemagne, en Autriche, en Scandinavie...). La démarche n'est pas complètement irréaliste, comme le prouve la région Alsace, qui s'est fixé un objectif de basse consommation pour l'ensemble de son parc à l'horizon 2025 et participe à la création de la marque française EFFINERGIE®. **Produire en masse des bâtiments labellisés « Bâtiment basse consommation » (BBC) est une question de priorité politique, bien plus qu'un problème financier ou technique.** En effet, des moyens financiers existent pour compenser le surcoût de construction, mais les instruments financiers, éventuellement accompagnés d'ajustements réglementaires, manquent ou sont à améliorer. Les matériaux et équipements, ainsi que les outils d'aide à la conception et à la décision ont fait la preuve de leur fiabilité à l'étranger et leur mise en œuvre n'entraînerait pas de rupture dans les méthodes de travail. Les défis sont dans l'appropriation de produits et de techniques encore peu introduits en France dans les bâtiments et dans la construction d'une offre opérationnelle et de qualité pour faire face à l'augmentation de la demande. Les filières traditionnelles peinent en effet actuellement à recruter et à former les professionnels à un savoir-faire « global » tenant compte des différents constituants de la performance énergétique d'un bâtiment (enveloppe et systèmes de régulation).

C'est pourquoi, il est nécessaire de lancer un **plan national de formation des professionnels de la performance énergétique du bâtiment.**

Les exigences du label BBC s'appliquent aussi aux opérations de réhabilitation, dont le nombre devrait croître. L'application du décret de mars 2007 sur l'amélioration de la performance énergétique des bâtiments existants devrait, en effet, accélérer la remise à niveau du parc, en sus de caractéristiques inhérentes de certaines branches poussant à la réhabilitation (obsolescence plus rapide des bureaux énergivores ou des bâtiments hospitaliers anciens peu adaptés). Par ailleurs, l'effet « DPE » (Diagnostic de performance énergétique) fait peur, notamment aux propriétaires bailleurs, qui redoutent un effondrement de la valeur locative et patrimoniale de leurs parcs en cas d'étiquette « honteuse ». A titre exemplaire, on pourrait rendre obligatoire, dans la communication environnementale des entreprises cotées en bourse, un **indicateur de performance énergétique des bâtiments** qu'elles possèdent et/ou qu'elles occupent.

Bien économique par essence, le bâtiment tertiaire ne souffre pas de la charge « affective » qu'un propriétaire attribue souvent à son logement ; les opérations de démolition/reconstruction, lorsqu'elles s'avèrent rentables, en sont facilitées. Les travaux d'économie d'énergie, plutôt lourds et longs, sont souvent synonymes d'une perte d'exploitation pour le propriétaire bailleur, sauf à pouvoir réaliser cette réhabilitation en site habité (travaux dits sous occupation). Cette solution nécessite le *développement de technologies d'amélioration énergétique des bâtiments peu intrusives* (isolation par l'extérieur par exemple) *qui pourrait être soutenu par une aide à la R & D.*

Les bâtiments tertiaires sont les mieux placés pour accueillir des énergies renouvelables. Il existe cependant des freins réglementaires à leur intégration au bâti (capteurs solaires notamment). Un « *droit ouvert* » *aux énergies renouvelables*, qui aurait le mérite de lever les incertitudes juridiques et qui serait opposable, est à mettre en place.

Pour un propriétaire bailleur, il reste cependant un risque déterminant, de type réglementaire, sur sa capacité à capter le retour sur l'investissement de performance énergétique effectué, les gains sur la facture d'énergie bénéficiant au locataire. 56 % des surfaces tertiaires privées étant occupées par des entreprises locataires de leurs locaux, il est impératif d'explorer des solutions pour inciter les entreprises propriétaires bailleurs à réaliser les travaux, telles que :

- *Création d'un nouveau poste additionnel au loyer permettant au propriétaire de couvrir une partie de son investissement*

La performance énergétique devenant une qualité inhérente du bâti, diagnostiquée (DPE) et éventuellement labellisée, serait qualifiée comme un « loyer » nécessitant une facturation spécifique

³¹ Le classement des bâtiments tertiaires (de A à I) comporte deux classes énergétiques de plus que le résidentiel (de A à G).

au sein du bail, la logique n'étant plus de louer une surface ou un volume, mais un « espace thermos ». A supposer que le droit autorise une telle pratique, la mesure de la performance devra s'effectuer via des consommations énergétiques conventionnelles (et non effectives puisque le montant d'une facture d'énergie dépend pour bonne partie du comportement du consommateur). Ce type de prestation devrait être objectivé par des organismes certificateurs. Pour lever les incertitudes relatives à la rentabilité de l'investissement, on peut envisager la constitution de fonds de garantie (type assurance) garantissant les performances aux maîtres d'ouvrages ayant respecté les prescriptions de qualité et se soumettant à des mesures de contrôles convenues.

- *Obligation parallèle pour les propriétaires de provisionner chaque année un complément*, dont le montant serait déductible fiscalement, en prévision de la réalisation progressive des travaux recommandés à l'issu du DPE.
- *Interdiction de l'indexation des loyers sur les indices du coût de la construction ou de référence*³² pour les bâtiments appartenant aux classes les plus basses du DPE.

Les liquidités désireuses de s'investir dans l'immobilier sont considérables, notamment de la part les institutionnels qui sont prêts à aller au-delà de la norme HQE® et de la réglementation thermique 2005, sur des terrains bien placés, de façon à retarder l'obsolescence technique des bâtiments. Le problème est de faire coïncider les offres de trésorerie et les demandes de financement par le biais d'outils existants, déjà nombreux, dont il faut améliorer l'efficacité. Parmi ceux-ci, le contrat de partenariat public-privé (PPP), aux modalités de rémunération originales, est particulièrement adapté aux travaux d'amélioration énergétique (possibilité de rémunérer l'investissement initial par des redevances périodiques tout au long de l'exploitation et de les lier à des objectifs de performance assignés au cocontractant privé). *Le concept d'urgence-énergie* pourrait être créé : il s'agit de reconnaître systématiquement le caractère d'urgence et de complexité des travaux d'efficacité énergétique, qui sont les deux critères permettant au tertiaire public de recourir aux PPP.

Deux mesures nouvelles viendraient compléter l'existant :

- *Autorisation de l'amortissement accéléré* du coût d'acquisition d'un bâtiment ou des travaux de rénovation si le bâtiment est situé dans les classes performantes du DPE (BBC dans le cas d'une construction).
- *Création, pour les bâtiments publics de l'Etat* – qui ne bénéficient pas d'aide spécifique – *d'un fonds de déclenchement des investissements immobiliers efficaces en énergie* leur permettant de substituer à un raisonnement fondé sur l'annualité budgétaire un calcul de coût global. Ce dispositif donnerait consistance à l'objectif d'« *Etat exemplaire* » prôné dans la circulaire de septembre 2005. Le remboursement des sommes empruntées à ce fonds serait, par exemple, calé sur tout ou partie des économies réalisées. La gestion de ce fonds, dont le dimensionnement est à préciser, pourrait être confiée à un service tel que France-Domaine.

Le lancement d'un plan commun Etat/collectivités pour construire et rénover **les bâtiments d'enseignement** viendrait compléter la mise en oeuvre du concept d'« *Etat exemplaire* ». Cette disposition emblématique engagerait chaque niveau territorial : l'Etat (universités), les départements (collèges), les régions (lycées) et les communes (écoles primaires et maternelles).

4.2.6. Les transports : un secteur dont la consommation de produits pétroliers et les émissions de gaz à effet de serre ont connu des évolutions préoccupantes auxquelles il ne sera pas aisé de mettre un terme, en dépit des perspectives de progrès technologiques et des possibilités offertes à terme par les biocarburants

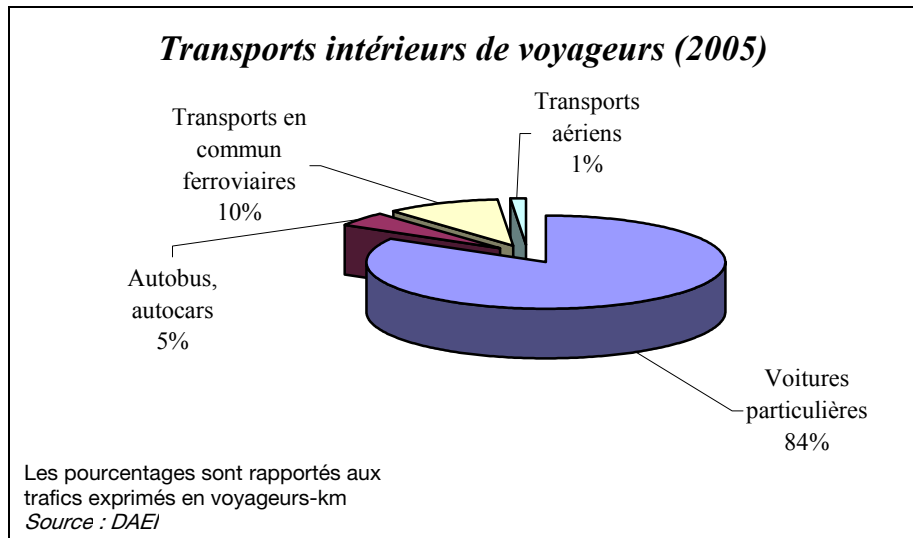
Avertissement important : dans ce qui suit, on s'intéresse aux *transports intérieurs tant de voyageurs que de marchandises*, aux consommations d'énergie et aux émissions de gaz à effet de serre qu'ils entraînent. Nonobstant l'importance croissante qu'ils prennent au plan mondial,

³² Depuis le 1er janvier 2006, l'indice de référence des loyers se substitue à la moyenne associée de l'indice du coût de la construction comme référence pour la révision des loyers en cours de bail dans le parc locatif privé. Toutefois, l'indice du coût de la construction sert toujours de référence pour la révision triennale des loyers commerciaux et pour le plafonnement des loyers applicable lors du renouvellement des baux commerciaux

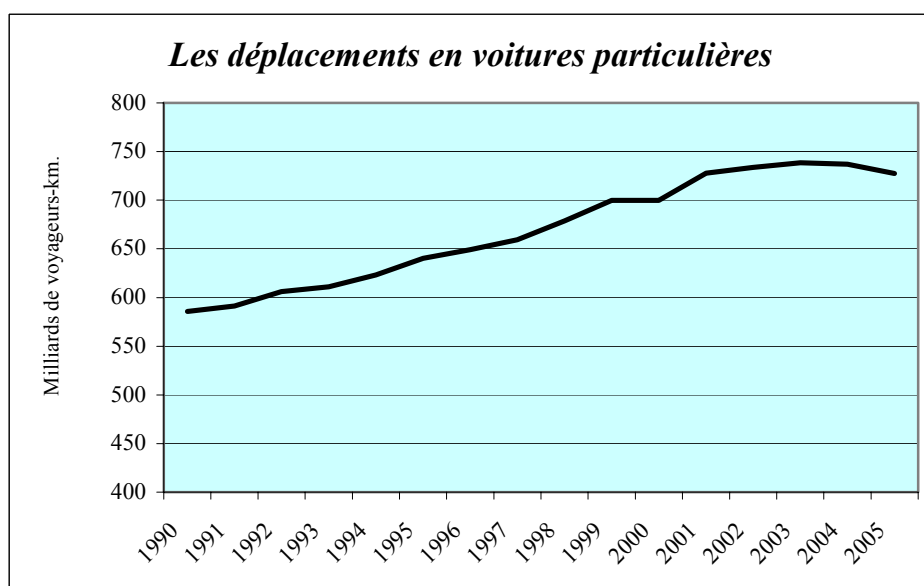
ne sont donc pas pris en compte les transports aériens et maritimes internationaux dont la maîtrise du volume et des émissions relève d'une logique particulière qu'il n'a pas paru possible d'approfondir dans ce rapport. Les *transports terrestres internationaux* sont, quant à eux, pris en compte en volume (voyageurs-kilomètres ou tonnes-kilomètres) sur la base de leurs parcours sur le territoire national et en consommations énergétiques et émissions de GES sur la base de leur approvisionnement énergétique réalisé sur le territoire national.

► **Une évolution passée des trafics et des émissions de CO₂ constamment orientée à la hausse même si elle manifeste un certain tassement ces récentes années**

- S'agissant des transports de voyageurs, le graphique ci-après montre la part extrêmement dominante des déplacements en voitures particulières dans le trafic total.

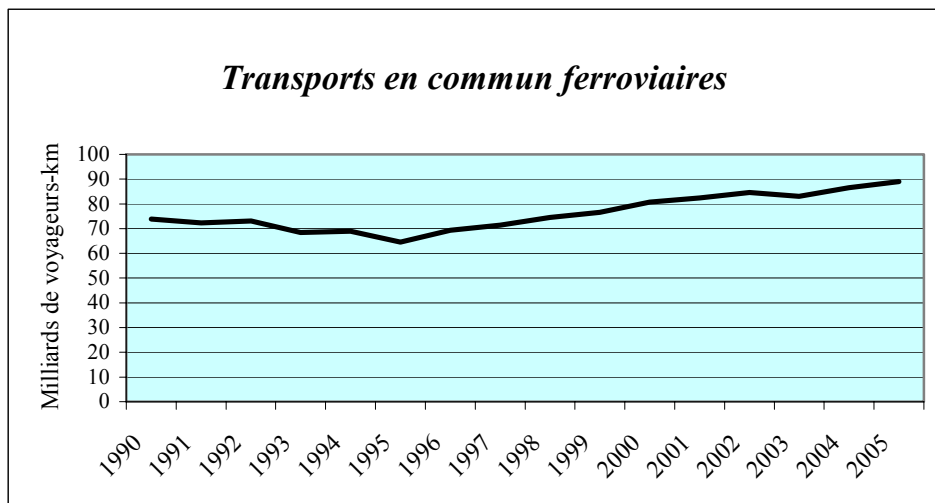


On constate cependant un ralentissement très net de la croissance des déplacements en voitures particulières à partir de 2002 et même une baisse significative en 2005. Le parc de voitures immatriculées en France ayant continué d'augmenter, la baisse de 2005 s'explique par une diminution des kilomètres parcourus par véhicule dont l'évolution des prix des carburants est sans doute un facteur explicatif important.



D'après ministère chargé des transports
Direction des affaires économiques et internationales - DAEI
(La demande de transport en 2025 : projection des tendances)

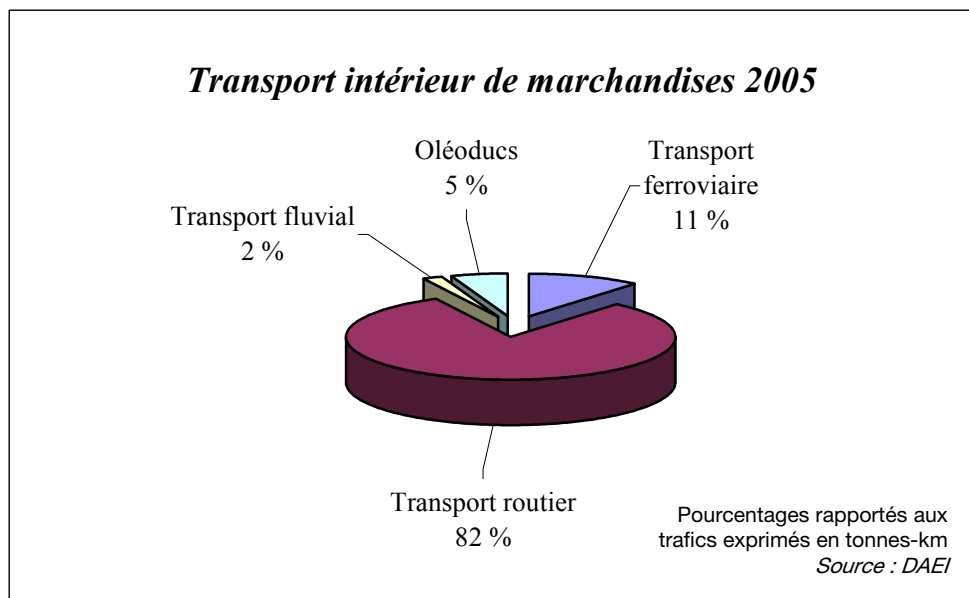
Par contre, les transports en commun ferroviaires, dont l'évolution des prix est restée modérée, ont poursuivi leur croissance grâce aux TGV et TER.

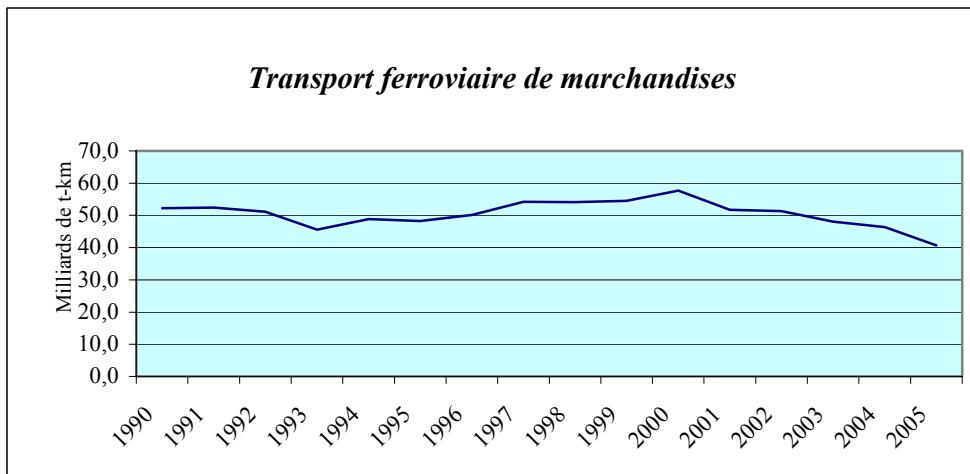
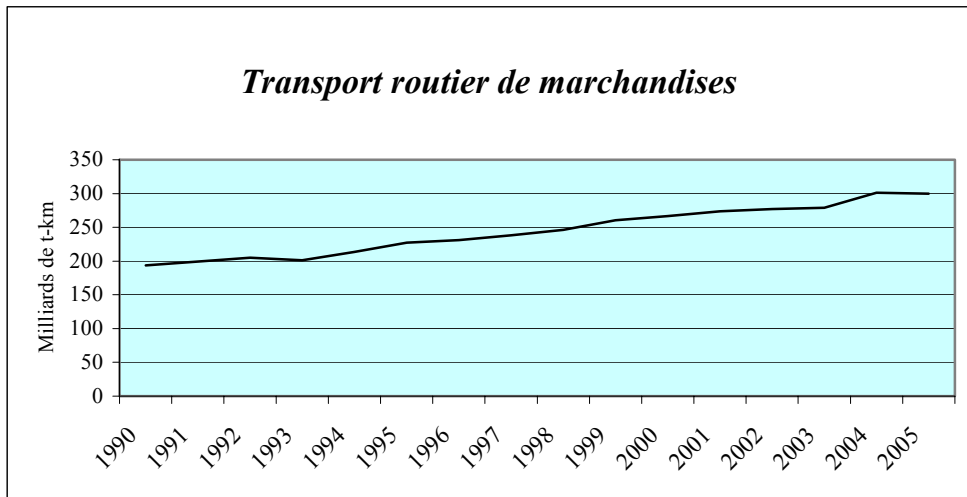


Source : d'après DAEI (*La demande de transport en 2025 : projection des tendances*)

- S'agissant des *transports intérieurs de marchandises*, la route joue également un rôle extrêmement prépondérant.

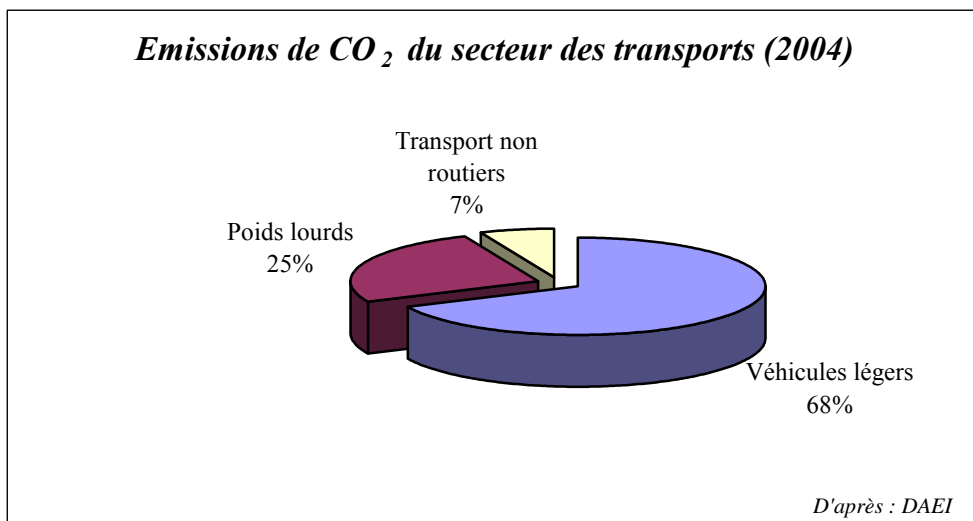
À la différence de ce que l'on observe pour le transport des voyageurs, le transport ferroviaire de marchandises, pour différentes causes parmi lesquelles le recentrage du fret SNCF sur ses activités les moins déficitaires, est en forte régression depuis 2001.



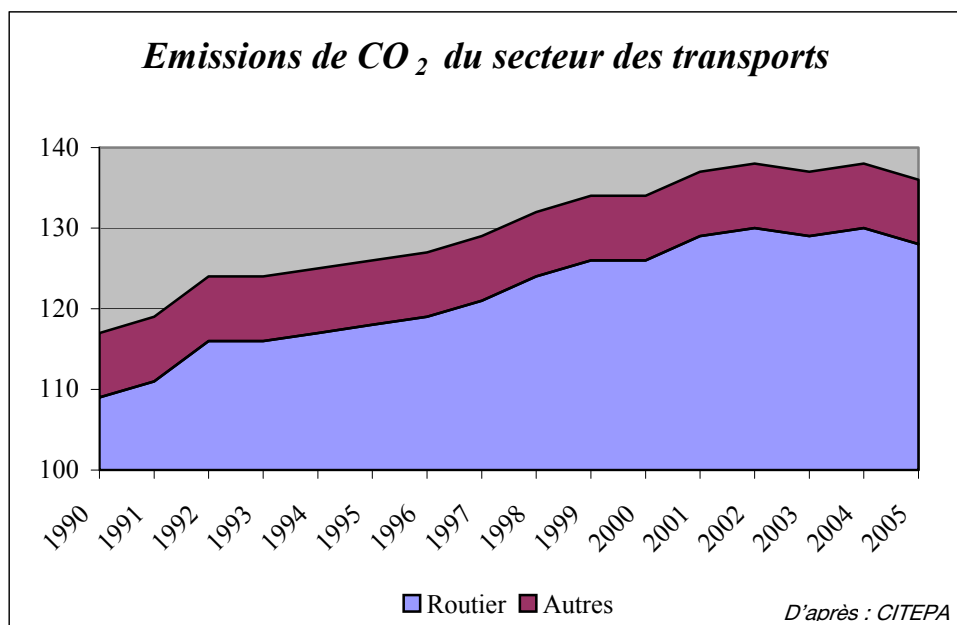


D'après : DAEI (La demande de transport en 2025 : projection des tendances)

- Les transports ont émis, en 2004, 138 millions de tonnes de CO₂, se décomposant en 94 Mt pour les véhicules légers, 35 Mt pour les poids lourds et 9 Mt pour les transports non routiers.



Étant observé que les émissions des transports non routiers restent faibles et à peu près stables sur la période 1990-2005, l'évolution des émissions du secteur reflète celle des émissions du transport routier. Une analyse plus précise montrerait que les émissions de CO₂ ont augmenté moins vite que le trafic sur la période de forte croissance et que le tassement du début des années 2000 et la baisse de l'année 2005 sont plus accentués. L'explication doit en être recherchée dans la diésélisation du parc, dans la réduction des consommations unitaires permises par le renouvellement du parc de véhicules et, ces dernières années, dans l'effet du meilleur respect des limitations de vitesse dans le cadre de la lutte en faveur de la sécurité routière.



► **Les études sur la demande de transport en 2025 réalisées par le ministère des transports et de l'équipement (DAEI) montrent que l'on peut, dans un cadre déjà relativement contraignant, stabiliser les émissions à horizon 2020 par rapport à leur niveau actuel**

L'une des originalités de cette étude, réalisée par le service « Économie, statistiques et prospective » (Secrétariat général/direction des affaires économiques et internationales) du ministère chargé des transports et de l'équipement, par rapport aux travaux antérieurs est de probabiliser les incertitudes que l'on peut avoir sur certains paramètres clés du modèle de projection et de les combiner pour évaluer un intervalle de confiance des différents résultats ; mais il faut la considérer plus comme un repérage utile des principales tendances prévisibles que comme l'effet de politiques publiques volontaristes. Nous en extrayons les tableaux suivants :

Transport intérieur de voyageurs en 2025

(Hypothèse de croissance du PIB : 1,9 % sur la période 2002-2025)

En Gvoy-km

Voyageurs interurbains Transport intérieur	Rappel 2002	Milliards de voyageurs-km en 2025	
		<i>Fourchette</i>	<i>Moyenne</i>
<i>Réseau routier national</i>	302	[422 - 487]	454
<i>Fer (réseau national hors Ile-de-France)</i>	63	[93 - 108]	100
<i>Aérien (intérieur)</i>	13,7	[15 - 19,9]	17,2
<i>Voyageurs tous modes</i>	379	[542 - 604]	572

Transport intérieur de marchandises en 2025

(Hypothèse de croissance du PIB : 1,9 % sur la période 2002-2025)

Marchandises Transport intérieur	Rappel 2002	Milliards de tonnes-km en 2025	
		<i>Fourchette</i>	<i>Moyenne</i>
<i>Transport routier</i>	257	[343 - 382]	363
<i>Transport ferroviaire</i>	50	[48 - 71]	59
<i>Marchandises tous modes³³</i>	314	[419 - 442]	431

Émissions de CO₂ du secteur des transports routiers par type de véhicules en 2025

(Hypothèse de croissance du PIB de 1,9 % sur la période 2002-2025)

En MtCO₂

Émissions de CO ₂ en 2025	Rappel 1990	Rappel 2002	Millions de tonnes de CO ₂ en 2025	
			<i>Fourchette⁽¹⁾</i>	<i>Moyenne</i>
<i>Véhicules légers</i>	81	92	[70 - 95] ⁽³⁾	83
<i>Poids lourds</i>	27	37	[34 - 42] ⁽³⁾	38
<i>Autres transports</i>	13	19		23
<i>Total</i>	121	148	[131 - 160]	144

Origine des données : DAEI (La demande de transport en 2025 : projections des tendances)

D'après ces projections, les émissions de CO₂ du secteur seraient donc en légère décroissance entre 2002 et 2025 mais s'établiraient encore à un niveau nettement supérieur (+ 23 Mt) à celui de 1990.

► ***Des progrès peuvent résulter d'une modification des comportements, d'une meilleure organisation du secteur et de perfectionnements techniques***

Avant de les évoquer, il peut être utile de rappeler quelques ordres de grandeur.

³³ Le trafic fluvial est difficile à quantifier. Il compte pour une dizaine de milliards de tonnes-kilomètres.

Transports et émissions de CO₂ : quelques points de repère

- Le transfert de 15 milliards de tonnes-kilomètres de la route vers le fer – ce qui représente une augmentation du fret ferroviaire de près de 40 % par rapport à son niveau de 2005 – correspond à une diminution des émissions annuelles de CO₂ de l'ordre de 1 million de tonnes.
- La mise en service de 3 autoroutes ferroviaires de 600 kilomètres chacune, soit une circulation de 2 fois 40 navettes par jour (13-14 circulations dans chaque sens pour chaque autoroute), ferait économiser 0,5 million de tonnes de CO₂/an.
- La mise en service des 1 600 km de lignes ferroviaires à grande vitesse (LGV) décidée par le CIADT de décembre 2003 fera économiser 0,6 million de tonnes de CO₂/an.
- Une augmentation de 20 % des usagers des transports en commun dans les aires urbaines de plus de 300 000 habitants ferait économiser 0,5 million de tonnes de CO₂/an.
- Une diminution de 10 km/heure des vitesses maximales autorisées sur les réseaux routiers interurbains ferait économiser 0,3 million de tonnes de CO₂/an.

Les leviers sur lesquels on peut jouer s'inspirent des considérations générales suivantes : le transport routier comporte trois segments qui représentent des parts à peu près égales dans la consommation de produits pétroliers : les déplacements par voiture particulière, le transport routier et, entre ces deux segments, un ensemble disparate intégrant les transports collectifs urbains, les flottes captives, les véhicules de livraison, les taxis... L'agrégation des voyageurs-kilomètres ou des tonnes-kilomètres – comme cela se pratique souvent dans les études prospectives –, de même que la consolidation de statistiques énergétiques consolidées sur les consommations d'essence ou de gazole représentent mal une réalité complexe, dans la mesure où les fondamentaux dans ces trois segments apparaissent très différents. Or la prise en compte de cette **segmentation des consommations** semble un élément clef d'une stratégie intégrée et équilibrée. Ainsi, s'il est peu raisonnable d'envisager à court terme de modifications majeures sur la voiture individuelle et sur les camions, le segment intermédiaire pourrait évoluer rapidement grâce à des **politiques urbaines** qui commencent à émerger partout en Europe, et en particulier en France.

Les domaines d'action proposés impliquent des mesures – de taxation en particulier – susceptibles d'avoir à la fois un *impact conjoncturel* sur les comportements et un *impact structurel* sur l'évolution du parc de véhicules. Il appartient au pouvoir politique de hiérarchiser toutes ces propositions.

- ***Des modifications de comportement :***

- une conduite rendue plus économe par l'information et la formation à « l'écoconduite » ;
- le respect rigoureux des limitations de vitesse en vigueur ;
- la diminution de la mobilité des personnes, sans remise en cause de la liberté de se déplacer.

Celle-ci peut être stimulée par exemple par :

- la sensibilisation aux enjeux d'une modération volontaire des déplacements et du changement des modes de déplacement (un quart des déplacements motorisés en Île-de-France est de moins d'un kilomètre et pourrait se faire, pour l'essentiel, sans recours à un véhicule automobile) ;
- le développement des substituts au transport (télétravail, services en ligne...)
- les incitations au développement du covoiturage ;
- la taxation des carburants, les péages urbains, la mise en œuvre pour les péages de modulations adaptées dans le temps (en ville, sur autoroutes, sur voies rapides) ;
- l'aménagement du territoire et, en particulier la densification des agglomérations, la répartition des centres locaux de services.

Il est clair que certaines de ces actions sont d'effet presque immédiat, alors que d'autres s'inscrivent dans des perspectives à long terme.

- **Une meilleure organisation du secteur des transports**

Elle passe par le développement des modes alternatifs à la route, chacun dans sa zone de pertinence :

- les transports collectifs urbains et périurbains dans les grandes agglomérations ;
- les TGV pour la longue distance – ville à ville – ;
- les axes ferroviaires fret massifiés.

○ En ce qui concerne les *déplacements de courtes distances*, cette optimisation doit pouvoir bénéficier d'initiatives destinées à réduire, de façon plus ou moins contraignante, la circulation (aménagement urbains, offre de moyens de locomotion alternatifs, péages...).

○ En ce qui concerne les *marchandises*, cette recherche d'une meilleure organisation implique :

- une meilleure articulation entre production, gestion des stocks et transports permettant un remplissage optimal des camions ;
- une meilleure implantation des activités minimisant les besoins de transport ;
- une organisation améliorée des tournées et des livraisons en ville.

Ces évolutions peuvent être facilitées :

- par des taxes ou permis négociables à l'échelle européenne (à commencer par l'harmonisation des fiscalités existantes, pour le transit international) ;
- par la mise en œuvre d'une taxe kilométrique pour les poids lourds sur les grands axes routiers ; une telle mesure concernerait l'ensemble des poids lourds et non pas seulement ceux relevant du pavillon français, ce qui est le cas de la TIPP puisque les poids lourds étrangers traversent couramment la France après avoir fait le plein de gazole en dehors de nos frontières ; elle pourrait servir à la construction d'infrastructures alternatives au mode routier et favoriserait dans une certaine mesure le report modal.

- **Les progrès technologiques en matière de véhicules**

○ **Dans l'immédiat** : *objectif d'émission, pour les constructeurs européens, de 130 g CO₂/km à l'horizon 2012 dans un premier temps (objectif Europe), de 120 g CO₂/km dans un second temps (recommandation de la commission « Énergie »)*, ce qui nécessite naturellement un accord au niveau européen. Pour que le renouvellement naturel du parc se réalise effectivement avec des véhicules émettant peu de CO₂ et si possible s'accélère, le rétablissement d'une *vignette automobile* assise sur les émissions de CO₂ paraît être le dispositif le plus efficace.

Cette mesure serait beaucoup plus performante que l'augmentation de la carte grise : cette dernière ne s'appliquerait qu'aux véhicules neufs (ou d'occasion), ce qui aurait tendance à ralentir leur achat et à favoriser la pollution puisque les automobilistes auraient ainsi tendance à conserver des voitures plus anciennes et plus polluantes. La Commission retient donc l'idée d'un double signal portant d'une part sur la possession d'une automobile à travers la vignette – ce qui incite à acheter des véhicules émettant moins de CO₂ –, d'autre part sur l'augmentation de la TIPP avec une augmentation plus forte pour le gazole que pour l'essence afin de rattraper le différentiel de taxation – ce qui incite à rouler moins –.

○ **A moyen terme** : on peut fonder des espoirs sérieux sur le *véhicule hybride rechargeable* – voire sur le *véhicule purement électrique* pour certains usages –, pour lesquels la R & D dans le domaine du stockage de l'électricité (batteries) continue d'être un enjeu majeur [voir encadré ci-dessous]. L'apparition des *biocarburants de deuxième génération* représentera également une réelle opportunité [voir ci-après].

L'utilisation du « gaz naturel véhicule » (GNV) a par contre peu de chances de dépasser le stade des flottes captives. Elle pourrait théoriquement permettre, toutes choses égales par ailleurs, une réduction de l'ordre de 25 % des émissions de CO₂ par rapport à celles des carburants liquides. Mais elle fait face à plusieurs handicaps :

- la nécessité de disposer d'une réserve de carburant susceptible d'assurer une autonomie convenable, beaucoup mieux satisfaite par des carburants liquides à forte densité énergétique – comme l'essence ou le gazole – que par des gaz ;

- l'obligation de construire un réseau dense de distribution de gaz sous forte pression ;
- la perte de recettes pour l'Etat, du fait de la nécessité de maintenir une faible taxation du gaz naturel GNV afin d'assurer la compétitivité du véhicule à gaz ;
- l'éventualité de problèmes de sécurité d'approvisionnement en gaz naturel.

Véhicules hybrides rechargeables, véhicules électriques : enjeux et perspectives

Si les *véhicules hybrides* permettent dès aujourd'hui de réaliser des économies appréciables de carburant et donc d'émissions de CO₂, la possibilité de recharger à partir du réseau électrique leurs batteries supposées plus largement dimensionnées et plus performantes accroîtrait considérablement leur efficacité au regard de ces deux critères.

S'agissant plus particulièrement des émissions de CO₂, le tableau ci-dessous montre que le bilan du fonctionnement à l'électricité serait particulièrement satisfaisant dans le cas d'un kWh électrique faiblement carboné, mais resterait encore très positif dès lors que le kWh électrique serait produit par une centrale moderne de bon rendement (cycle combiné à gaz par exemple). L'intérêt potentiel de ce type de véhicules n'est donc pas lié aux spécificités du système électrique français, même si, dans ce cas, il est particulièrement marqué, et l'on peut pronostiquer un développement important au plan mondial, dès lors que les progrès en matière de batteries seraient suffisants.

	Du puits au réservoir	Du réservoir à la roue	Émissions totales (g/km)
Diesel/ essence	20 à 35	120 à 180	140 à 210
Électricité 40 g CO ₂ /kWh	< 10	0	< 10
Électricité 450 g CO ₂ /kWh	85	0	85
Électricité 900 g CO ₂ /kWh	170	0	170

Dans le cas français, un parc en 2020 d'un million de voitures hybrides rechargeables, supposées tirer 50 % de leur énergie de propulsion du réseau électrique, procurerait une économie annuelle d'émissions de CO₂ de l'ordre de 1 Mt (le parc français actuel est d'environ 30 millions de véhicules).

Bien que le stockage de l'électricité par batterie ait connu des progrès substantiels au cours de ces dernières années, les meilleures batteries au lithium actuelles ont encore un prix de revient de l'ordre de 1000 € par kWh pour 1000 cycles de durée de vie. Avec un coût de 600 € par kWh et 2000 cycles de durée de vie, le coût kilométrique deviendrait compétitif par rapport à un carburant à 1,5 € le litre.

Une autre piste intéressante pourrait être la segmentation du parc automobile : véhicules purement électriques pour les déplacements en milieu urbain, véhicules hybrides (rechargeables ou non) pour les déplacements à plus longue distance ou les usages mixtes.

- **S'agissant du long terme**, en dépit des démonstrations techniques déjà réalisées, des interrogations fortes subsistent aujourd'hui sur l'avenir de la pile à combustible embarquée et sur les possibilités d'utiliser massivement l'hydrogène comme source d'énergie de véhicules en raison de différentes difficultés : production économique de l'hydrogène sans émission de CO₂, stockage et distribution, sécurité.

► **Les biocarburants : le vent en poupe, mais une rationalisation doit être opérée**

Le développement des biocarburants est soumis à des tensions très contradictoires. La situation actuelle résulte de choix techniques, économiques et politiques faits à une période donnée, période qui ne représente qu'une étape, en particulier sur le plan du développement technologique. *Il n'y a pas de « solution » claire et surtout « définitive ».*

Le bilan concernant les émissions de gaz à effets de serre est mitigé, en particulier pour les filières utilisant une des ressources énergétiques fossiles dans les usines de transformation de la matière première agricole en carburant. Si leur développement s'opère aux dépens de prairies ou de jachères, cela pourrait alourdir ce bilan pour plusieurs années (diminution du stock de carbone du sol). Du point de vue de l'environnement général, les impacts des activités agricoles sont pour l'instant insuffisamment maîtrisés ; ils ne sauraient être actuellement négligés dans les choix. À l'étranger, la conduite de ces activités peut se faire aux dépens d'écosystèmes à préserver. Enfin, les engagements physiques d'incorporation peuvent être tenus à des niveaux assez élevés dans l'état actuel des connaissances et des caractéristiques des filières techniques choisies, mais il faut admettre que le bilan mitigé et les disponibilités en surface ne permettent pas de satisfaire les enjeux sur le long terme en leur état actuel.

L'annexe III détaille la problématique agricole, environnementale et économique propre aux perspectives de développement des biocarburants. On notera que le terme le plus approprié à ce type de carburant serait « **agro-carburant** » pour ne pas entretenir d'ambiguïté avec l'agriculture biologique à vocation alimentaire ; le terme de biocarburant, conforme à l'usage courant, sera cependant utilisé tout au long du présent rapport.

Du point de vue de la réglementation et de la montée en puissance de la filière, les situations actuelles observées sur les marchés et sur les soutiens aux filières de première génération sont forcément transitoires : les équilibres de marché et les maturités techniques ne sont pas atteints, des gains économiques de productivité de 30% de l'étape de transformation sont envisagés par la profession. C'est pourquoi une grande vigilance doit être apportée aux dérives des outils d'incitation (destinés à dépasser les obstacles dus aux défaillances de marché, voire mis en place pour susciter une impulsion au démarrage de cette production) et à leur obsolescence. **Une pause dans les investissements de production paraît nécessaire, jusqu'à l'émergence de biocarburants de deuxième génération, c'est-à-dire utilisant la plante tout entière, développement qui devrait mobiliser en outre de façon plus souple les surfaces agricoles ou forestières.**

L'expérience actuelle et le perfectionnement des outils d'écobilan doivent être mis à profit pour déterminer des critères d'incitation plus sélectifs sur les performances d'émission en CO₂ et environnementales de la filière complète.

L'évolution technologique de la capacité française de production doit donc être favorisée à travers des outils ad hoc :

- *Le soutien à la recherche et au développement de biocarburants transformant la composante ligno-cellulosique des végétaux* (que ce soit pour des plantes alimentaires ou non alimentaires) est à privilégier. C'est important par rapport à la réalité de la biomasse qui sera disponible à l'avenir, dans laquelle la production forestière pourrait être mieux associée. Certes, les écobilans actuels sur cette deuxième génération restent très spéculatifs ; la catalyse et le génie enzymatique, entre autres pistes, devraient toutefois permettre d'envisager des procédés de transformation plus sobres en énergie.
- *Les perspectives d'augmentation du rendement énergétique* – ou des performances en termes de CO₂ évité – à l'hectare sont importantes ; ce sont des critères intéressants de choix des filières, mais les impacts d'une intensification doivent être parallèlement maîtrisés.
- C'est plus par *le choix judicieux de la production* (nouvelles espèces de préférence pluriannuelles pour éviter les impacts des intrants agricoles par exemple) que par une ré-intensification forte des pratiques que l'on doit progresser. Les analyses doivent anticiper les conséquences environnementales du regain d'intérêt pour les pratiques agricoles intensives et en monoculture, et de leurs conséquences (eau, sols, utilisation de produits phytosanitaires...). Naturellement, ce regain intensif, implicitement accentué par la hausse du débouché bioénergétique – mais aussi par les

perspectives mondiales en alimentation –, doit amener à maîtriser de façon accrue les impacts de l'agriculture sur l'environnement en général, et pas seulement sur les productions énergétiques.

- **Le soutien fiscal (par le contribuable), qui coexiste avec l'obligation réglementaire existante d'incorporation (aux frais du consommateur) doit être supprimé.**

- Enfin, en l'état des filières, *le principal facteur de limitation de la production de biocarburants est la surface cultivable disponible*. Ces productions énergétiques peuvent venir en concurrence de productions alimentaires. Défrichements et changements de production sont largement observables dans le monde, induisant de grandes instabilités sur les marchés agricoles. Il ne faut certes pas revenir à des méthodes obsolètes d'orientation des productions agricoles, mais la question de la régulation des affectations des surfaces se pose à grande échelle.

4.3. Une politique soutenue en matière de recherche et développement

La réalisation de scénarios soutenables à long terme dépend de la disponibilité des technologies nécessaires en temps voulu, à l'échelle industrielle et à un coût raisonnable. Ces technologies sont nombreuses et peuvent être complémentaires ou concurrentes à l'horizon 2050. En tout état de cause, compte tenu des contraintes de financement, des arbitrages sont à faire.

Il convient également de veiller à une optimisation de l'utilisation des fonds publics.

L'arbitrage à réaliser au niveau des dépenses publiques entre le soutien aux actions immédiates d'investissement et le soutien aux actions de R & D qui permettront à notre pays de maîtriser les technologies d'avenir indispensables à son développement durable est, à l'évidence, un élément clef de toute politique énergétique.

S'agissant des évolutions technologiques et des politiques susceptibles de favoriser soit leur mise au point, soit leur arrivée sur le marché, deux questions principales se posent :

- le *montant des investissements publics dans la recherche* est-il satisfaisant dans le contexte du moment et au regard des dépenses de soutien à la consommation (dégrèvements fiscaux, tarifs de rachat,...) ?
- la *répartition des efforts de recherche et développement (R & D)* est-elle satisfaisante au regard des savoir-faire et des objectifs de notre pays ?

Pour éclairer brièvement la première question, une évaluation relativement précise des soutiens publics à la R & D dans le domaine de l'énergie a pu être faite. Le montant est voisin de 720 M€ en 2006, ce qui représente environ 6% du budget français de recherche et développement (source : LOLF/MIRES). Ce pourcentage, pour une thématique au cœur des préoccupations de tous les pays et dans laquelle la France a beaucoup investi, est faible. *Un objectif de 1 milliard d'euros à atteindre en 3 à 5 ans serait souhaitable.*

Il est toujours délicat de définir des *priorités entre technologies* et d'ajuster en conséquence les soutiens publics à la recherche. L'approche proposée ci-dessous peut paraître drastique et, bien évidemment, il conviendrait de l'appliquer intelligemment domaine par domaine. Elle a cependant le mérite de forcer à la réflexion.

Le principe selon lequel les soutiens publics sont d'autant plus nécessaires que l'enjeu semble à la fois considérable et incertain peut être appliqué à la clef d'analyse qui distingue entre technologies futures « quasi sûres », « probables » et « possibles » (on se reportera pour cette analyse au rapport du groupe de travail 3 « Évolutions technologiques »).

- Ainsi pour le stade de maturité « *quasi-sûr* », l'aide publique ne peut être que limitée. Elle ne doit pas être affectée à la R & D, qui doit être prise totalement en charge par les industriels. Il en est de même pour les aides « incitatives » sauf si, éventuellement, on souhaite favoriser le développement d'un marché de masse et soutenir le rayonnement de l'industrie française à l'étranger. Mais d'une façon générale, ces activités doivent se développer par recours « classique » au monde financier, éventuellement orienté par l'État, en particulier sous la forme de capital-développement.

- Le niveau de disponibilité « *probable* » peut justifier un peu d'aide publique dans le domaine de la R & D, pour finaliser le développement des technologies et des produits. L'objectif essentiel est d'aider au développement d'industriels français et au décollage d'un marché par un soutien aux opérations de démonstration (projets phares, prototypes) et par une politique réaliste d'achats publics concertés.
- En revanche, le domaine du « *possible* » est, par excellence, celui où doit s'appliquer l'aide publique à la R & D.

Sur ces principes, et compte tenu des pistes identifiées dans les chapitres précédents, les priorités suivantes semblent devoir être retenues, au-delà des domaines traditionnellement considérés comme prioritaires, à juste titre (stockage de l'électricité, matériaux à hautes performances...) :

- *la biomasse* et, en particulier, le ligno-cellulosique pour *les biocarburants de deuxième génération* ;
- *le bâtiment à énergie positive* ;
- *le nucléaire de quatrième génération et le traitement des déchets nucléaires.*

A ces orientations concernant la R & D, il conviendrait d'ajouter l'accentuation de l'effort de démonstration sur la captation et le stockage du dioxyde de carbone (CSC), sur au moins deux sites en France, pour permettre à l'industrie française, qui détient de nombreuses compétences en ce domaine, de jouer un rôle éminent dans le monde.

Parallèlement à ces aspects budgétaires, le groupe de travail « Évolutions technologiques » formule les recommandations d'actions concrètes suivantes (liste non limitative) :

- politique incitative (réglementaire) pour la *rénovation de l'habitat ancien* avec des technologies économes en énergie ;
- réorganisation des *professions du bâtiment* pour prendre en compte l'ingénierie d'intégration des nouvelles technologies de l'énergie ;
- accès aux « Clean development mechanisms » assuré pour le *nucléaire* et les technologies de *charbon propre* (captage essentiellement) ;
- recentrage du rôle de l'État sur la *coordination/supervision* des feuilles de route des technologies dont la R & D fait appel aux crédits publics, avec auditions publiques annuelles sur ces sujets, afin de mesurer les progrès réels et le passage des jalons techniques (Office parlementaire d'évaluation des choix scientifiques et techniques ?).

5. Des exercices de modélisation pour éclairer les choix à long terme

L'objectif du groupe de travail 5 « Scénarios énergétiques » a été de réaliser des approches quantitatives du système énergétique français aux horizons 2020, 2030 et 2050, en appui aux réflexions stratégiques engagées par la commission « Énergie ».

5.1. Les objectifs de la simulation : il s'agit non pas de prévoir, mais de décrire des scénarios crédibles

Ces approches permettent l'établissement de scénarios, soit *de référence*³⁴ en prolongement de l'existant compte tenu des mesures récentes ou décidées dans leur principe, soit *volontaristes* en ajoutant des mesures fortes pour réduire, autant qu'il est raisonnablement possible, la demande en énergie et les émissions de gaz à effet de serre (GES). Le gaz carbonique (CO₂) représente en France, en termes d'effet de serre, environ 70 % du total. Les autres gaz à effet de serre n'ont pas été considérés³⁵ et il a été admis que les objectifs de réduction d'émission de GES envisageables aux niveaux mondial, européen et national valaient aussi pour les émissions de CO₂³⁶ liées à la production et à la consommation d'énergie.

Ces scénarios ne constituent, en aucune manière, des prévisions sur le futur, aux horizons considérés. Ils permettent seulement, en fonction des hypothèses retenues et des modèles utilisés, d'établir une *approche des conséquences* en termes de demande en énergie finale, de besoins en énergies primaires, de caractérisation des vecteurs (l'électricité ou les autres énergies, raffinées, transportées et délivrées avec des quantifications comparables d'un scénario à l'autre du même modèle) et, finalement, d'émissions de CO₂.

Le groupe de travail « Scénarios énergétiques » s'est attaché à examiner en détail où peut nous mener, aux horizons 2020 et 2030, le simple prolongement des tendances actuelles, compte tenu des mesures déjà adoptées, en termes de demande énergétique et d'émissions de CO₂. Il a recherché, grâce à l'utilisation des meilleures technologies disponibles ou probables, différentes voies pour réduire le plus possible les émissions de CO₂ et a comparé les résultats aux objectifs proposés par la loi « POPE » à l'horizon 2050 et par l'Union européenne (UE) à l'horizon 2020 [voir paragraphe 3.4.2 ci-dessus]. Le groupe s'est référé aux valeurs globales des objectifs de l'UE rappelés lors de la réunion du Conseil européen des 8 et 9 mars 2007, valeurs globales susceptibles d'une application différenciée selon les États membres :

- Le Conseil³⁷ souligne que l'UE est déterminée à faire de l'Europe une économie à haut rendement énergétique et à faible taux d'émission de gaz à effet de serre et décide que, jusqu'à la conclusion d'un accord mondial global pour l'après-2012 et sans préjudice de la position qu'elle adoptera dans les négociations internationales, l'UE prend, de manière indépendante, l'engagement ferme de *réduire les émissions de gaz à effet de serre d'au moins 20 % d'ici 2020 par rapport à 1990*.
- Le Conseil vise également une *proportion contraignante de 20 % d'énergies renouvelables* dans la consommation énergétique finale de l'ensemble de l'UE d'ici 2020.
- Le Conseil souligne enfin qu'il est nécessaire d'accroître l'efficacité énergétique dans l'UE afin d'atteindre l'objectif visant à *économiser 20 % de la consommation énergétique de l'UE par rapport*

³⁴ Le vocable « **scénario de référence** » est jugé préférable à celui de « scénario tendanciel » qui n'évoque que la prise en compte passive des évolutions historiques et des éléments de contexte existants. Le terme de « référence » indique que l'on prend en compte, en outre, les effets à très court terme ou différés des dispositions législatives, réglementaires, budgétaires, fiscales ou d'incitation diverses *récentes, actuelles ou en cours de mise en place*.

³⁵ Cependant, la prise en compte de la totalité des gaz à effet de serre demeure souhaitable dans des études ultérieures (en particulier les HFC) comme la prise en compte d'autres polluants (particules, benzènes...) dangereux pour la santé. Par ailleurs, un raisonnement en analyse de cycle de vie est aussi souhaitable afin de prendre en compte les émissions de la chaîne amont (extraction, transport, construction, stockage).

³⁶ Hors émissions liées au transport international.

³⁷ Réunion du Conseil européen de Bruxelles 8-9 mars 2007 : conclusions de la Présidence (2 mai 2007)

aux projections pour l'année 2020, telles qu'elles sont estimées dans le « Livre vert » de la Commission sur l'efficacité énergétique³⁸, et invite à cette fin les États membres à faire bon usage de leurs plans d'action nationaux en faveur de l'efficacité énergétique.

Les objectifs au niveau européen doivent être suivis de modalités d'application comportant une répartition des efforts entre États membres (« burden sharing »).

5.2. Deux modèles utilisés, selon des approches d'offre et d'optimisation pour l'un, de demande sectorielle et d'équilibre partiel pour l'autre

Pour effectuer ce travail, le groupe s'est appuyé sur les indications des autres groupes de travail de la commission « Énergie », sur les études récentes du bureau d'études économiques BIPE (projections macro-économiques et sectorielles à 2025) et sur l'étude du Centre d'études prospectives et d'informations internationales (CEPII) relative au scénario de long terme de l'économie mondiale 2020-2050.

► *Deux modèles existants ont été mis en œuvre*

Le groupe de travail a eu recours à deux modèles déjà utilisés par diverses instances pour ce type d'exercice : le modèle Markal-Times France, créé et mis en œuvre par l'École nationale supérieure des mines de Paris, et la combinaison des modèles Medpro et Poles mise au point et en œuvre par Enerdata.

- **Le modèle Markal** optimise, sur un horizon de plusieurs décennies, un coût actualisé d'une représentation technico-économique fine du système énergétique français (demande et offre) : il inclut les substitutions de technologies en fonction de leur compétitivité relative et tient compte de différentes contraintes, comme le potentiel maximal d'une ressource ou le rythme de pénétration d'une technologie, et bien sûr la réduction des émissions de CO₂ (cette réduction se traduit sous forme d'une courbe à respecter d'atténuation des émissions en fonction du temps).

Dans l'exercice considéré, le modèle n'a pas utilisé de fonctions d'élasticité de la demande par rapport aux prix, cet effet étant supposé pris en compte dans le corps d'hypothèses retenues pour la représentation de la demande.

- **Le modèle MedPro** est un modèle technico-économique de simulation de la demande énergétique finale à long terme fondée sur une représentation détaillée de la consommation par secteurs, par usages et par types d'énergie.

Le modèle Poles peut effectuer une simulation du système énergétique mondial, à divers horizons, jusqu'en 2050, les éléments concernant la France étant fournis par le dispositif précédent. C'est un modèle d'équilibre offre/demande à « simulation récursive ». A partir d'un point initial, puis d'année en année, le modèle effectue des ajustements progressifs des variables d'offre et de demande, d'une part, et de prix, d'autre part – y compris pour le pétrole –, en jouant sur les élasticités des différentes demandes par rapport à un prix de l'énergie – lui-même fonction de la demande.

Le modèle se fixe des objectifs de réduction des gaz à effet de serre (« facteur 2 » au niveau mondial, « facteur 4 »³⁹ au niveau national) ; il introduit, à cette fin, une valeur du carbone qui s'ajoute au prix de l'énergie. Dans les bilans de l'énergie et des émissions de CO₂, cette valeur carbone affecte :

- la demande par le jeu des fonctions élasticité-prix,
- les choix techniques (technologies « très basses émissions » [TBE], « mix » électrique...).

► *L'utilisation de ces modèles se heurte à certaines limites*

Ces deux approches permettent, théoriquement, une modélisation globale de l'offre et de la demande d'énergie en France. Cependant, il est apparu que ces modèles présentent des limites qu'il serait nécessaire d'approfondir ultérieurement.

³⁸ Avec une croissance de 2,3 %, l'UE atteint une baisse supplémentaire de 20 % en plus des gains qui sont apportés par les effets structurels et les politiques et mesures en cours. La réduction en énergie primaire est alors de 14 % en 2020 par rapport à 2005 (1750 Mtep à 1500 Mtep).

³⁹ En fait les calculs du modèle ont conduit de fait à un facteur 3,8.

- Se pose, en particulier, la question de *la modélisation des usages saisonniers de l'électricité* et de l'optimisation technico-économique du « mix » de production qui en résulte. Ne prenant pas en compte le caractère aléatoire de l'équilibre offre/demande – en particulier du fait des variations climatiques –, certains résultats des simulations sous-estiment le recours aux moyens centralisés de production thermique à flamme, nécessaires pour ajuster à tout instant l'offre à la demande d'électricité, afin d'éviter tout déséquilibre physique. La représentation dans les modèles (déterministe et avec une vision simplifiée de la courbe de charge) ne fait pas suffisamment apparaître le caractère indispensable de cette variable d'ajustement que constitue la production d'électricité à partir d'énergies fossiles en France, et les conséquences en termes d'émissions de CO₂.
- *La représentation des sources d'énergie décentralisées* (énergies renouvelables, cogénération, chauffage par les moyens thermiques...) n'est pas assez précise, en particulier celles qui présentent un très bon rendement énergétique global. Cette imprécision des modèles, qui pourrait être réduite, a ainsi conduit à un report excessif des besoins énergétiques vers les solutions centralisées, en particulier vers l'électricité nucléaire, rapidement sélectionnée dans les critères de choix pour son coût de production relativement bas et l'absence d'émissions de CO₂. Il serait donc nécessaire de considérer davantage deux variables importantes que sont le niveau de la capacité d'ajustement du système et la diversité des sources à mettre en œuvre, en équilibrant les apports potentiels avec une vue prospective :
 - recours aux énergies fossiles les moins polluantes ;
 - contribution des énergies renouvelables (hydraulique, éolien, biomasse) ;
 - maîtrise de la demande par rapport aux consommations contribuant à la pointe ;
 - gestion optimale de la charge (effacement...).
- Lorsqu'un modèle utilise des *élasticités*, il prend des chiffres qui sont généralement contestables, faute de pouvoir mesurer ces données autrement qu'en moyenne sur plusieurs années passées. Ainsi, il ne tient pas compte des variations de nombreux paramètres et naturellement de l'évolution probable des élasticités dans le futur.

5.3. Des hypothèses ambitieuses, mais excluant des ruptures technologiques ou comportementales

5.3.1. Les hypothèses macro-économiques

Elles sont communes aux deux modèles. Elles portent sur la croissance économique, la démographie et le prix des énergies fossiles.

Principales hypothèses macroéconomiques

	Scénarios 2030 DGEMP (2004)	Hypothèses des scénarios		
Croissance économique	+ 2,3 %/an	+ 2,1%/an jusqu'en 2015 + 1,8 %/an pour 2015-2030 + 1,6 %/an pour 2030-2050		
Démographie	64 millions d'habitants	67 M hbts en 2030, 70 M hbts en 2050		
Prix des énergies fossiles	<ul style="list-style-type: none"> • Pétrole : 30 \$/b • Gaz naturel : 4 /Mbtu • Charbon : 40 à 50 \$/t 	> +2015	2015-2030	2030-2050
		<i>Pétrole (\$ 2005)⁴⁰</i>		
		50-80 \$/b	100- 150 \$/b	100 \$/b
		<i>Gaz naturel</i>		
		8 \$/Mbtu	11 \$/Mbtu	15 \$/Mbtu
<i>Charbon</i>				
60 \$/t	90 \$/t	120 \$/t		

⁴⁰ Voir l'argumentation correspondante sur les prix des énergies dans le rapport du groupe de travail 2 de la commission « Énergie » : « Perspectives de l'offre et de la demande mondiales ».

- Pour la *croissance économique*, le groupe a retenu un taux de croissance significatif mais modéré, égal à 2,1 % jusqu'en 2015 (soit un peu moins que dans le scénario 2030 de la DGEMP calé sur 2,3 %). Il a été admis que, en raison du principe de convergence des économies mondiales à long terme, ce taux se réduirait à 1,8-1,9 % entre 2015 et 2030 et à 1,6 % au-delà. Dans le cadre des moyens engagés, aucun test de sensibilité n'a été effectué sur ce taux de croissance économique, retenu dans d'autres études en cours (CEPII 2006 - WETO-H2).
- L'hypothèse de *croissance démographique* résulte des dernières prévisions de l'INSEE : 67 millions d'habitants à 2030 et 70 millions d'habitants à 2050 en hausse par rapport à l'étude DGEMP 2004 (scénario tendanciel à 2030). Le groupe n'a pas jugé utile d'effectuer des tests de sensibilité par rapport à cette hypothèse.
- Pour le *prix du pétrole*, la commission « Énergie » a fait l'hypothèse d'un prix de l'énergie élevé et cyclique : entre 50 et 80 \$/baril jusqu'en 2015, entre 100 et 150 \$/baril de 2015 à 2030 et 100 \$/baril au-delà. Ce prix est de l'ordre du double de celui pris en compte par l'Agence internationale de l'énergie dans ses propres scénarios. Il serait en revanche proche des hypothèses récentes retenues par le Conseil mondial de l'énergie dans son exercice de prospective à paraître en novembre 2007. C'est ce prix qui a été entré dans les deux modèles.

En complément, le modèle Medpro-Poles, quant à lui, détermine, dans le cadre d'un équilibre offre/demande mondial de pétrole, un prix endogène qui s'est avéré sensiblement inférieur au prix retenu par la commission. Medpro-Poles a mené des simulations avec ce prix, ce qui a permis de mesurer la sensibilité du modèle au prix des énergies ; c'est là l'intérêt principal de ces variantes, même si, en pratique, les prix du pétrole réagissent à des *signaux géopolitiques aléatoires* qui n'ont pas grand' chose à voir avec les fondamentaux de coûts et d'équilibre offre/demande.

5.3.2. Les hypothèses sectorielles

Elles ont été établies *sans supposer de modifications radicales dans les comportements* : elles ne prennent pas en compte les effets d'une attitude individuelle beaucoup plus résolue en termes de réduction des consommations d'énergie (suppression des gaspillages, réduction de la température nocturne dans les chambres à 16-18°, réduction de la mobilité individuelle...). Ne sont pas considérés, au contraire, des effets dits « rebond » de relâchement ou d'amélioration du confort, se traduisant par un retour de la consommation suite à la réduction de la facture énergétique du fait de l'amélioration de la performance thermique des bâtiments. Elles n'intègrent pas non plus les effets d'un développement massif du télétravail (domaine où la France marque un certain retard)⁴¹. Dans le secteur industriel, elles ne prennent pas en compte les effets que pourraient produire, dans un sens ou dans l'autre, des substitutions massives de matériaux (matériaux composites, aluminium/acier ou plastiques/verre...) ou un changement complet de la logistique de transport des marchandises.

Les hypothèses communes ou différenciées (suivant le modèle) utilisées dans les **scénarios de référence** (en noir normal) **et volontaristes** (en rouge italique) sont rappelées dans le tableau ci-après. Elles ont été établies principalement à partir des travaux des différentes entités administratives concernées (MIES, CGPC, DGEMP, DGUHC...).

⁴¹ Le modèle Medpro-Poles, qui met en œuvre des élasticités de long terme dans les niveaux de demande, prend en compte implicitement des modifications probables de comportements, toutefois sans rupture.

Principales hypothèses sectorielles

VALEURS MOYENNES Scénario de référence <i>Scénario volontariste : hypothèses supplémentaires</i>	MedPro-Poles	Markal
Transports		
Trafic de passagers	+ 40 % entre 2005 et 2025 <i>Constant entre 2025 et 2050</i>	
Trafic de marchandises ⁴²	+ 40 % entre 2005 et 2025 <i>+ 20 % entre 2025 et 2050</i>	
Hypothèses techniques	Baisse tendancielle des consommations de véhicules (en moyenne – 30 % à 2030) <i>Part de véhicules hybrides rechargeables et électriques : > 20 % en 2030, 60 % en 2050</i> <i>Choix des technologies par le modèle (dont véhicules hybrides rechargeables et véhicules au gaz naturel GNV)</i>	
Carburants	Biocarburants de génération 1 : 4 Mtep/an <i>Biocarburants de génération 2 : 10 Mtep/an</i> Hypothèses correspondant à une couverture des besoins en carburants de l'ordre de 25 % en 2050	
Résidentiel/tertiaire		
Performances dans le neuf	Baisse des besoins de chauffage :	Réglementation thermique : - 15 % tous les 5 ans
Isolation des bâtiments anciens : part du potentiel réalisé	- 0,12 %/an <i>- 0,8 %/an</i>	25 % ⁴³ <i>75 % (hypothèse « facteur 2 »)</i>
Taux de renouvellement des bâtiments	50 000 / an	50 000 / an <i>100 000 / an</i>
Electricité spécifique	+ 0,5 %/an	+ 1,4 %/an
Hypothèse technique : pompes à chaleur		Possibilité de poursuite de la croissance tendancielle de la dernière décennie (7M en 2050)
Industrie		
Croissance de la production	1,5 %/an	2 %/an
Efficacité énergétique	0,3 %/an <i>0,45 %/an</i>	

⁴² Part des types de transports dans la consommation de produits pétroliers : 56 % pour les transports de personnes, 44 % pour le transport de marchandises.

⁴³ Sur un potentiel d'isolation total de 190 TWh (ou 16 Mtep).

Energie		
Limitation de la production nucléaire	65 GW (dimension du parc actuel + Flamanville 3)	90 GW ⁴⁴
Part d'énergies renouvelables dans le « mix » électrique	Sorties du modèle ⁴⁵	<i>21 % en 2010</i>
Energies renouvelables	- Forte croissance de l'éolien et du solaire thermique - Faible croissance du solaire photovoltaïque	Respect des potentiels techniques et économiques : - Hydraulique : 28 TWh - Chaleur biomasse : 19 Mtep (2005) et 30 Mtep (2050) - Éolien terrestre : 5,50 Mtep en 2050

Le modèle Medpro-Poles nécessite des hypothèses a priori sur les technologies qui seront appelées lors de la phase de simulation sur l'horizon prospectif. A contrario, les technologies mises en œuvres sur la période de l'exercice sont des sorties du modèle Markal choisies selon un critère coût efficacité.

Les hypothèses portent sur les différents secteurs émetteurs principaux de CO₂ :

- ▶ A ce titre, **l'agriculture** est peu concernée. Elle est plus « une solution » qu'un « problème ».
- ▶ En ce qui concerne **les transports**, il a été supposé, dans les scénarios de référence, que les trafics passagers⁴⁶ et marchandises continueraient de croître entre 2005 et 2025 (au total de 40 %, c'est à dire plus modérément que ces dernières années) ; dans une hypothèse volontariste, le trafic passagers se stabiliserait sur la période 2025-2050 alors que le trafic marchandises continuerait de croître, mais modérément sur cette même période (au total de + 20 %).

Sur le plan des *technologies*, dans les scénarios de référence, la réduction de la consommation des véhicules se poursuit tendanciellement avec la majorité des gains obtenus d'ici 2030 (environ 30 %). Par ailleurs, avec Medpro-Poles, il a été considéré un scénario électrique volontariste où la part des véhicules électriques (purs ou hybrides rechargeables) atteindrait 20 % en 2030 et 60 % en 2050 pour les transports individuels. Les biocarburants – d'abord de première génération, puis de deuxième génération – couvriraient dans le scénario volontariste 25 % des besoins en 2050, l'électricité 25 % (davantage sur le trafic urbain), le solde étant assuré par les hydrocarbures (essence, diesel ou GNV) dans des véhicules économes en énergie (véhicules 3,4 l/100 km) à partir de 2010, se généralisant à partir de 2020.

Dans ce contexte, les verrous technologiques concernent principalement l'amélioration du stockage de l'électricité pour les véhicules (capacité, maintien de la charge et durée du rechargement) et les biocarburants de deuxième génération.

Au global, les hypothèses volontaristes représentent une rupture par rapport aux tendances actuelles dans les transports.

▶ Dans le secteur du **bâtiment** :

- pour les logements neufs, la réglementation thermique impose une diminution des déperditions thermiques de 15 % par paliers de 5 ans. Le taux moyen annuel de renouvellement est de 50 000 logements dans le scénario de référence et atteint 100 000 logements dans le scénario volontariste ;

⁴⁴ Hypothèse à 2050 non validée par rapport à la capacité des sites actuels

⁴⁵ 2010 = 18 % (18 %) ; 2020 = 20 % (22 %) ; 2030 = 22 % (26 %) ; 2050 = 34 %.

⁴⁶ Il est à noter que la stabilisation constatée récemment des déplacements en voiture particulière pourrait faire considérer que cette hypothèse est pessimiste.

- pour les logements anciens, 25 % du parc résiduel en 2050 est réhabilité thermiquement (75 % dans le scénario volontariste) ;
- la croissance de l'électricité spécifique reste forte, mais limitée à 1,4 % (Markal) ;
- les évolutions techniques sont faiblement prises en compte dans le scénario de référence. Dans le scénario volontariste, les hypothèses s'appuient sur une poursuite à un rythme élevé de la pénétration des pompes à chaleur (7 millions en 2050), ainsi qu'à un développement progressif de la biomasse, du solaire thermique et du solaire photovoltaïque. Dans le modèle Medpro-Poles, l'introduction de ces hypothèses se traduit par une baisse des besoins de chauffage de 0,80 %/an dans le scénario volontariste (contre 0,12 % dans le scénario de référence).

► En ce qui concerne l'**industrie**, la croissance de la production d'une dizaine de secteurs a été examinée. L'hypothèse dominante a été de maintenir une bonne croissance tendancielle de la production, en référence au scénario central du BIPE à 2025 (en moyenne de l'ordre de + 2 %/an dans Markal, + 1,5 %/an dans Medpro-Poles).

► Dans le secteur de l'**énergie**, il a été retenu que l'ouverture de nombreux sites nucléaires nouveaux est improbable, ce qui a conduit à une première hypothèse d'un plafond de la production d'origine nucléaire au niveau actuel augmenté d'une tranche EPR, soit environ 65 GW. Le modèle Markal a retenu une autre hypothèse de 90 GW d'ici 2050, reposant notamment sur une augmentation des puissances unitaires sur les sites actuels.

La part d'énergie renouvelable du « mix » électrique est fixée à 21 % en 2010 dans le modèle Markal conformément à l'engagement français (programmation pluriannuelle des investissements). Dans le modèle Medpro-Poles, cette part est une sortie du modèle. On sait que cet objectif à un horizon maintenant très proche sera difficile à tenir.

Le groupe n'a pas souhaité envisager de ruptures importantes : par exemple, augmenter très fortement la capacité nucléaire, s'engager dans le captage et le stockage du CO₂ en grandes masses, généraliser des solutions aujourd'hui encore très coûteuses d'énergies renouvelables (solaire photovoltaïque, piles à combustibles...) ou compter sur des solutions apparaissant aujourd'hui comme particulièrement difficiles, voire impossibles, à mettre en oeuvre (hydrogène...).

5.4. Avec les hypothèses utilisées, les différents scénarios étudiés ne conduisent pas à diviser les émissions de gaz carbonique en 2050 par plus de 2,1 à 2,4 (hors CSC) par rapport à celles de 1990

5.4.1 Les scénarios de référence conduisent à une augmentation des émissions de gaz carbonique en 2030

► **Le modèle Medpro-Poles** s'appuie principalement, en termes de demande, sur un prolongement des tendances observées sur la dernière décennie.

En 2030, la consommation finale reste quasi constante sur la base des prix adoptés par la commission et augmente de 16 % (+ 11 % à 2020) sur la base des prix endogènes de l'énergie.

Par rapport à 1990, les émissions de CO₂ augmentent de 3,5 % en 2020 et diminuent de 7 % en 2030 dans l'hypothèse de prix de la commission (de 12 % à 2020 et 2030 avec les prix endogènes).

Dans ce scénario, la production d'électricité nucléaire est limitée à 490 TWh compatible avec une puissance installée de 65 GW.

L'augmentation des émissions de CO₂ en 2020 est principalement due au recours à la production d'électricité à base d'énergies fossiles (charbon et gaz).

La réduction des émissions de CO₂ en 2030 par rapport à 2020 résulte de l'effet de renouvellement du parc automobile, de la part croissante d'énergies renouvelables (éolien en particulier) et d'une contribution accrue (+ 7 %) du parc nucléaire.

► **Le modèle Markal** s'appuie, dans le scénario de référence, sur des hypothèses plus « allantes » en ce qui concerne le secteur du bâtiment : valorisation du quart du potentiel d'isolation dans l'ancien d'ici 2050 (5 TWh en 5 ans), rythme d'amélioration actuel de la réglementation thermique dans le neuf (15 % en 5 ans), modération du taux de croissance de l'électricité spécifique (+ 1,4 % par an au lieu de + 3 % par an actuellement) grâce aux progrès des équipements (éclairage, électronique).

Dans ces conditions, si la croissance de la demande est encore de 20 % en 2020-2030, les émissions de CO₂ diminuent de 3 % en 2020 par rapport à celles de 1990.

Au-delà de 2020, la réduction des émissions de CO₂ est obtenue par un appel supplémentaire au nucléaire et à un développement du recours à la biomasse pour la fourniture de chaleur dans le bâtiment.

Le modèle privilégie un développement fort des usages de l'électricité, elle-même produite par un parc nucléaire supplémentaire ; mais cette forte pénétration de l'électricité est à discuter. Dans le bâtiment, une étude de l'adéquation offre/demande devra être envisagée afin de caractériser au mieux l'impact réel des usages saisonniers sur le « mix » électrique et les émissions en CO₂. D'autre part, le paramétrage des sources d'énergie à fort rendement dans le résidentiel et l'industrie (chauffage gaz, cogénération...) devra être vérifié avant de valider la pertinence d'un report massif des besoins vers les installations centralisées de production d'électricité.

5.4.2. Les résultats des scénarios volontaristes traduisent l'extrême difficulté pratique de dépasser le « facteur 2,1 à 2,4 », sans changements profonds des comportements et sans ruptures technologiques imprévues à ce jour

► **À partir du modèle Medpro-Poles**, les réductions de la consommation par rapport à 2006 sont respectivement de 16 % et de 38 % en 2020 et 2050 (avec les prix endogènes, la demande finale diminuerait respectivement de 9 % et de 35 %).

Les émissions de CO₂ baissent de 21 % d'ici 2020 et de 58 % (hors CSC) d'ici 2050 (de 13 % et de 51 % à 2050 sur la base des prix endogènes de l'énergie).

- La réduction, par rapport à 1990, de 20 % des *émissions de CO₂* en 2020 proposée pour l'Union européenne serait donc atteinte, dans l'hypothèse de prix relativement élevés du pétrole retenue par la commission « Énergie ».
- L'objectif de baisse de la *consommation énergétique* le serait également, avec - 16 % par rapport à 2006 (objectif pour l'UE = - 14 %), résultat obtenu partiellement sous l'effet d'une réduction implicite de la demande par les élasticités prix et valeur carbone du modèle.
- Par contre la contribution des *énergies renouvelables* dans l'énergie primaire serait de 9,8 %, encore loin de la part attendue pour l'Union européenne (correspondant à une contribution de 18,7 % en termes de consommation finale).

Au total, avec les hypothèses déjà très volontaristes retenues (actions fortes sur les secteurs de la construction et des transports, maintien de la puissance nucléaire installée, prix élevés de l'énergie), le modèle conduit en 2050 au « facteur 2,4 », si l'on fait abstraction du stockage du CO₂, pour le cas où le recours à cette technologie s'avèrerait difficile, voire impossible en France.

Pour aller plus loin, il faudrait, d'après le modèle Medpro-Poles, soit *surtaxer l'énergie en fonction du contenu carbone* – à hauteur d'au moins 250 €/t de CO₂ ou au travers du maintien d'un système de quotas aboutissant à un prix du CO₂ équivalent – pour faire jouer davantage l'élasticité demande/prix, soit *recourir à une production accrue d'énergie propre* à partir des options suivantes : développement plus important du *nucléaire* à concurrence d'au moins 75 GW (sans doute possible sans ouverture de sites nouveaux grâce à l'augmentation de puissance unitaire des nouvelles centrales), transition significative dans le développement des *sources décentralisées locales (biomasse-chaleur* à hauteur de 20 Mtep au lieu de 10 dans le secteur résidentiel/tertiaire), recours aux *biocarburants de deuxième génération* (pour atteindre 14 Mtep). Ces options n'ont pu être testées et leur vraisemblance examinée, faute de temps.

► **Dans le modèle Markal**, les résultats sont les suivants :

- Les *émissions de CO₂* sont réduites, par rapport au niveau de 1990, de 23 % en 2020 et de 52 % en 2050. Cet objectif de l'Union européenne pour 2020 serait donc atteint.
- La *demande finale en énergie* augmente par rapport à 2006 de plus de 6 % en 2020 et reste au niveau de 2006 en 2050. Les hypothèses sur la demande ne permettraient donc pas d'atteindre la baisse de 14 % proposée pour l'Union européenne.
- Enfin, la part des *énergies renouvelables* dans le « mix » primaire dépasse à peine 10 %, le modèle ne conduisant pas à davantage pour des raisons de coût.

Ces résultats contrastés (faible diminution de la demande, forte réduction des émissions de CO₂) s'expliquent par un recours important à l'électricité supposée d'origine nucléaire. En 2050, l'appel est de 732 TWh, soit une puissance installée de plus de 90 GW.

Dans le bâtiment, la pénétration de l'électricité – combinée avec la pompe à chaleur – est forte au détriment du gaz. En revanche dans les transports, les véhicules au gaz naturel (GNV) et les biocarburants prennent une part de marché importante à partir de 2030 (1/3 de la consommation à cette date). Mais le développement du GNV est considéré, par ailleurs, comme incertain.

Le modèle Markal calcule un terme qualifié de « coût marginal de la tonne de CO₂ évitée », qui traduit l'effort (en coût) à fournir pour atteindre la contrainte de réduction des émissions imposée comme objectif⁴⁷.

Dans le cas d'une contrainte objectif « facteur 2 », ce « coût marginal de la tonne de CO₂ évitée » reste acceptable, car ils varient de 40 €/t à 450 €/t⁴⁸.

En revanche, dans le cas où une contrainte « facteur 4 » serait appliquée aux émissions de CO₂ en 2050, ce coût « dérape » dès 2030 en atteignant une valeur de 1 300 €/t. Il « explose » jusqu'à près de 30 000 €/t en 2050, ce qui traduit l'impossibilité pour le modèle de déterminer des solutions viables (il a épuisé toutes les technologies laissées à sa disposition pour réduire les émissions) et économiquement compatibles avec l'ensemble des contraintes et hypothèses qui lui ont été imposées. Il faut toutefois noter que le modèle ne prend pas en compte d'élasticité prix qui réduirait la demande utile.

Cette analyse indique que, avec les hypothèses utilisées sur les données macro-économiques, sur les technologies retenues et sur les évolutions de la demande – prises en compte comme paramètres, c'est-à-dire sans élasticité –, il serait difficile et très coûteux d'aller au-delà d'une division par 2,1 des émissions de CO₂ à l'horizon 2050.

5.5. Un facteur un peu supérieur à 2 à l'horizon 2050 constitue un objectif déjà très ambitieux pour la France

► **Les résultats des modèles au regard des critères européens** sont résumés dans les deux tableaux ci-après. Les trois objectifs ne sont pas atteints simultanément pour ce qui concerne l'échéance 2020..

⁴⁷ Il s'agit d'un « coût marginal de la tonne de CO₂ évitée » à **demande constante** ; la valeur de ce coût est bien entendu plus élevée que la traditionnelle valeur de la tonne de CO₂ évitée (cf. Medpro-Poles). Lorsque les prix de l'énergie augmentent, le consommateur a en effet tendance à réduire sa consommation, alors que le modèle Markal ne fait que choisir entre les différentes technologies prises en compte par la simulation.

⁴⁸ Les modèles Markal et Medpro-Poles n'ont pas différencié la valeur carbone par secteur.

Comparaison des résultats des scénarios tendanciels et volontaristes à 2020 avec les objectifs globaux pour l'UE

Horizon 2020 Scénarios → ↓ <i>Objectifs pour UE</i>	Markal de référence	Medpro- Poles de référence	Markal volontariste <i>Contrainte « Facteur 2 »⁴⁹</i>	Medpro- Poles volontariste
Emissions de CO ₂ : - 20 % /1990	- 3 %	+ 3,5 %	- 23 %	- 21 %
Efficacité énergétique : - 14 % / 2005	+ 13 %	+ 1 %	+ 6,6 %	- 16 %
Energies renouvelables : 20 % du « mix » primaire		8,1 %	10,4 %	9,8 %

Comparaison des résultats des scénarios en 2050 avec les critères de l'UE

Horizon 2050 Scénarios → ↓ <i>Points de repères</i>	Markal de référence ⁵⁰	Markal volontariste	Medpro-Poles volontariste
Émissions de CO ₂ / 1990	+ 2,5 %	- 52 % (« facteur 2,1 »)	- 58 % (hors CSC) (« facteur 2,4 »)* - 74 % (« facteur 3,8 »)**
Efficacité énergétique / 2006	+ 35 %	0 %	- 38 %
Énergies renouvelables : part du « mix » primaire		15,4 %	16,2 %

* Selon les conditions indiquées aux alinéas 5.2. et 5.4.2.

** Contrainte imposée par le modèle (incluant 60 Mt/an CSC)

► Les scénarios de référence indiquent une stabilisation des émissions sur le moyen/long terme, dont la raison principale est vraisemblablement l'effet des normes et réglementations en cours qui améliorent continûment les performances techniques (consommations unitaires des véhicules, performances thermiques des bâtiments...). Il y a un certain découplage (modèle Markal) entre les émissions qui se stabilisent et la consommation énergétique qui augmente de 13 à 20 % à l'horizon 2020-2030, sans doute pour répondre aux besoins de croissance de l'économie. De la même manière, dans le modèle Poles, les émissions baissent alors que la consommation se stabilise.

L'effet d'une variation du prix de l'énergie entre les prix retenus par la commission « Énergie » [variante 1] et les prix endogènes [variante 2] [voir diagrammes ci-après] est visible sur les scénarios Medpro-Poles : l'augmentation du prix (passage de la variante 2 à la variante 1) conduit à stabiliser la consommation et réduit les émissions ; les émissions varient de + 3,5 % en 2020 et de - 7 % en 2030.

⁴⁹ Le modèle atteint une contrainte « facteur 2 ». Avec les hypothèses retenues, au delà de ce niveau, l'optimisation ne converge pas sur l'ensemble de la période 2005-2050 ; il n'existe pas de panier technologique répondant à la demande utile sous une contrainte trop forte de réduction des émissions.

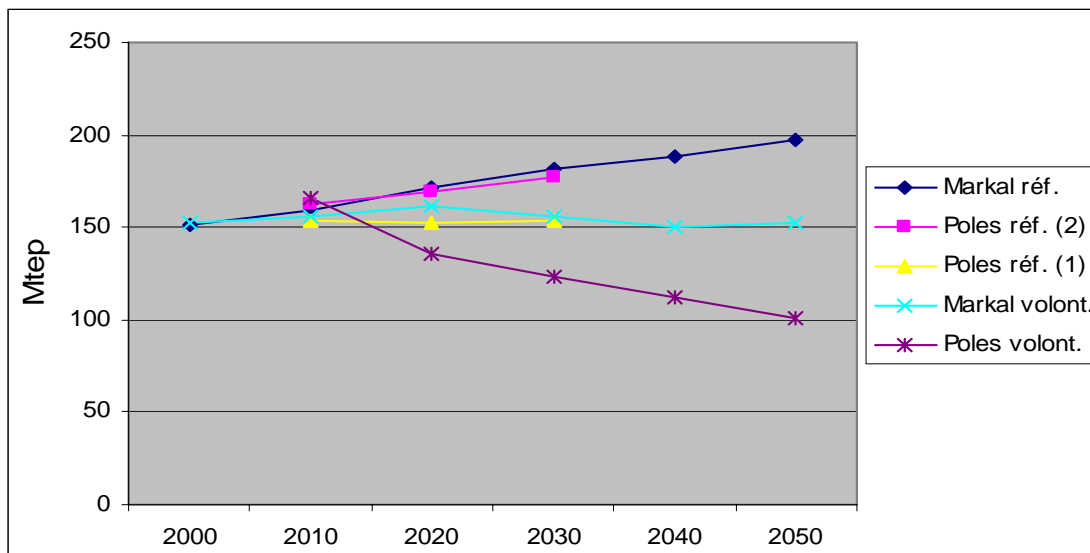
⁵⁰ Il s'agit d'une extrapolation du scénario de référence à 2020.

► Dans les options volontaristes, les deux scénarios Markal et Medpro-Poles plafonnent respectivement au « facteur 2,1 » et au « facteur 2,4 » (hors CSC) pour l'horizon 2050.

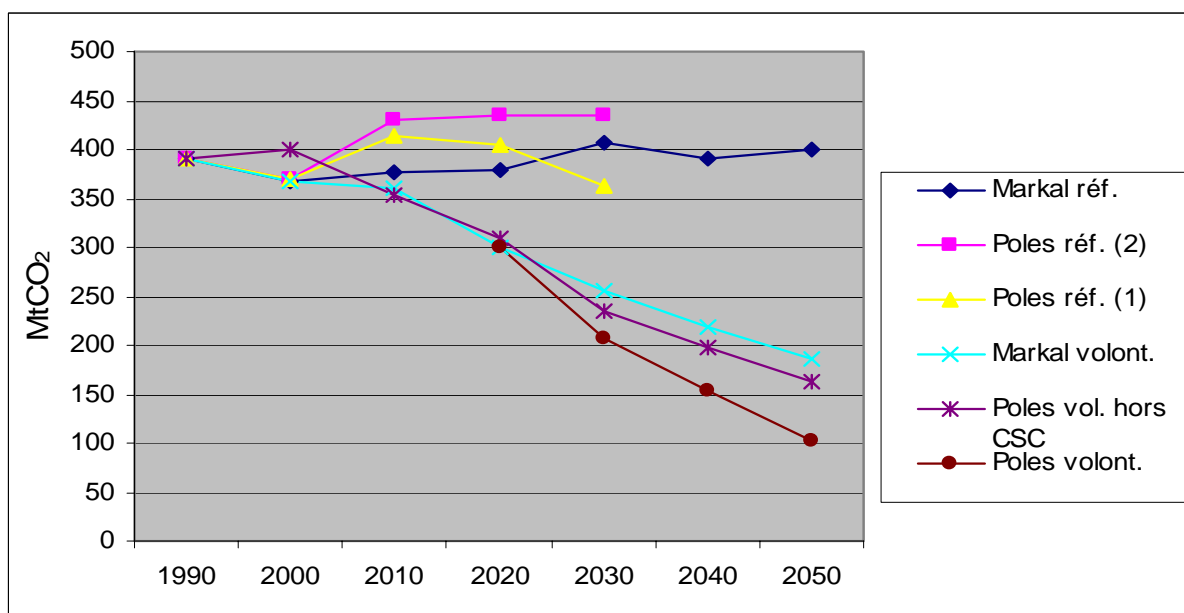
Les deux diagrammes suivants présentent les émissions et la consommation finale des scénarios.

Consommation finale dans les scénarios de référence et volontaristes

Variante [1]: scénario prix commission « Énergie » : 100-150 \$ en 2015-2030 et 100 \$/b en 2030-2050
 Variante [2]: scénario prix endogène de l'énergie : 52 \$/b en 2020, 65 \$/b en 2030



Emissions de CO₂ dans les scénarios de référence et volontaristes



► Les scénarios volontaristes présentent, à l'horizon 2020, une augmentation de 9 % de la production d'électricité par rapport à la vision « centrale » de RTE. La production augmente encore de 14 % (Medpro-Poles) et de 30 % (Markal) entre 2020 et 2050 [voir tableau ci-dessous].

Cette observation montre que les modèles accordent une place moindre à différentes solutions décentralisées de production d'énergie ; ils reportent les besoins sur l'électricité et – du fait des contraintes CO₂ appliquées – naturellement vers le nucléaire dès lors que sa capacité est moins limitée (Markal). Cette source est en effet la plus compétitive pour les moyens de base et n'émet pas

de CO₂. Lorsqu'elle est limitée (Medpro-Poles), l'éolien prend une place très importante : 40 000 à 50 000 MW installés, ce qui peut conduire à une impossibilité de gestion du réseau de transport de l'électricité si des centrales à combustibles ne sont pas construites pour pallier les fluctuations propres à la production éolienne.

Afin de pouvoir mieux représenter la diversité des solutions potentielles pour répondre à la demande, les modèles mériteraient d'être approfondis, en particulier quant au paramétrage de différentes solutions présentant un fort rendement : cogénération, chauffage thermique...

De plus, les variations de la demande d'électricité à prendre en compte (saisonnalité, climat, pointes, aléas) nécessiteraient d'approfondir la modélisation de la capacité d'ajustement du système qu'il faudrait considérer sur l'horizon prospectif et des moyens à mettre en œuvre pour la couvrir avec le moins d'émissions possible :

- recours aux énergies fossiles les moins polluantes ;
- contribution des énergies renouvelables (hydraulique, éolien, biomasse) ;
- maîtrise de la demande par rapport aux consommations contribuant à la pointe ;
- gestion optimale de la charge (effacement, ...).

Comparaison des « mix » de production d'électricité

TWh	2006	2020		2050		
	RTE	RTE	Poles volont.	Markal volont.	Poles volont.	Markal volont.
Nucléaire	428,7	431,3	439	549	453	731,6
Hydraulique	60,6*	73,9*	72	70,8	72	72,8
Éolien	2,2	36,7	30	33,2	102	16,3
Charbon	21,7	10,3	57	0	48	0
Gaz (CCG)	4,9	22,4	55	7,4	56	6,6
Fioul (+ TAC)	3,1	1,1	1	1,8	0	1,8
Thermique décentralisé non ENR**	23,0	23,8	Agrégé avec thermique classique (gaz essentiellement)		Agrégé avec thermique classique (gaz essentiellement)	
Autres ENR, déchets	3,4	11,2	13	6,8	27	103,4 ⁵¹
TOTAL	547,6	610,7	667	669	758	932,5

* Y compris turbinage des stations de transfert d'énergie par pompage (STEP)

** Essentiellement cogénération utilisant le gaz comme combustible

Source : bilan 2007 RTE pour les deux premières colonnes

5.6. Les modèles, même interprétés avec grande prudence, fournissent des tendances susceptibles d'inspirer la politique énergétique française

De cette approche de modélisation et de chiffrage de scénarios de référence et de scénarios volontaristes pour réduire la demande en énergie et les émissions de gaz à effet de serre, quelques points forts émergent, même si l'on ne perd pas de vue le caractère éminemment discuté des hypothèses retenues et du paramétrage des modèles.

⁵¹ L'usage orienté par le modèle sur la production centralisée d'électricité à partir de biomasse n'est néanmoins pas approprié, cette biomasse devant être de préférence valorisée dans un système décentralisé de production d'énergie.

Quel que soit le scénario, les émissions de CO₂ du secteur de la production d'électricité restent faibles à toutes les époques, comme en 1990 : c'est un atout pour la France, mais un handicap si les programmes de réduction des émissions prennent 1990 comme référence, car, à la différence de la plupart des pays développés, la France ne peut réduire ses émissions de façon significative que dans le résidentiel-tertiaire et les transports.

► ***A moyen terme, la prolongation des tendances et mesures existantes ne permet pas de respecter les objectifs globaux européens à l'horizon 2020.***

Les scénarios de référence font apparaître une croissance – au mieux une stabilisation – de la demande d'énergie finale en 2020 et une faible augmentation des émissions de CO₂.

► ***Les technologies disponibles ou probables permettraient de réduire de 20 % en 2020 les émissions de CO₂ et de les diviser par 2,1 ou 2,4 (hors CSC) à l'horizon 2050.***

Compte tenu des gisements d'économies dans le bâtiment et les transports, les scénarios volontaristes montrent qu'il est possible de réduire de 20 % les émissions de CO₂ à l'horizon 2020, au prix de mesures fortes dont il faudra peser les effets (positifs ou négatifs) sur la compétitivité française. À l'horizon 2050, compte tenu des besoins de croissance, il est apparu difficile d'obtenir mieux qu'un facteur 2, sauf à s'engager dans des ruptures technologiques qui n'ont pas été retenues parce qu'elles ont paru peu probables.

Pour aller au delà, il faut se préparer fondamentalement à modifier les comportements et l'ensemble des processus d'organisation plutôt que se reposer sur la seule perspective de percées ou de ruptures (« breakthrough ») encore hypothétiques ; en particulier :

- *vie quotidienne* : modifications très importantes des comportements individuels et collectifs (déplacements à courtes distances, chauffage des locaux...);
- *consommation courante* : proximité des zones d'approvisionnement en produits agricoles ; restrictions d'usage ou rationnement de certains produits énergétiques ;
- *industrie* : mise en œuvre de procédés de production plus économes et moins émetteurs de CO₂, reposant sur des concepts nouveaux, au sein des industries lourdes françaises (sidérurgie, production d'aluminium, cimenteries...) en vue d'éviter des délocalisations ; développement fort du recyclage ;
- *transports* : généralisation des plans de déplacements, limitation de la mobilité, utilisation massive des transports « doux » (marche à pied, bicyclette...); reconfiguration des plans d'urbanisme ; promotion des transferts modaux, développement fort du fret ferroviaire..., pour aller au-delà de la stabilisation des trafics routiers (déjà retenue dans les hypothèses volontaristes de ce secteur) ;
- *travail et production* : dématérialisation effective des supports la gestion administrative, la messagerie, la documentation ; généralisation du télétravail ; remise en cause du « juste à temps » ; recyclage... dans le sens de ce qui est pratiqué beaucoup plus fortement qu'en France dans d'autres pays, mais en allant bien au-delà.

► ***Le recours à l'électricité nucléaire est incontournable, malgré la volonté d'équilibre et de diversité entre la production d'électricité centralisée et les sources décentralisées***

Les simulations ont montré que le maintien strict à 2020 de la puissance nucléaire installée et une certaine progression au-delà est nécessaire.

Les émissions de CO₂ sont incertaines dans le chauffage résidentiel et tertiaire parce que la consommation et l'offre ont été confrontées en valeur annuelle et non saisonnière.

Du fait de l'approche annualisée, comme 2/3 des besoins de chauffage sont concentrés dans un tiers de l'année, les émissions de CO₂ dues à l'utilisation de moyens centralisés de pointe et semi-pointe sont probablement sous-estimés ; corrélativement, certains usages énergétiques décentralisés à fort rendement parmi les moins polluants sont sous-utilisés alors qu'ils pourraient participer efficacement à la diminution des variations de la demande électrique et à la diminution des émissions de GES.

6. Les conditions de mise en œuvre d'une politique énergétique ambitieuse

6.1. Optimiser l'utilisation de la ressource rare que constituent les fonds publics

Le recours aux fonds publics est l'un des moyens indispensables à la mise en œuvre d'une politique énergétique ; mais ce n'est évidemment pas le seul et il convient de choisir l'instrument approprié à chaque orientation dans la panoplie des outils disponibles : réglementation, normalisation, taxation, obligation d'incorporation d'énergies renouvelables, tarifs de reprise de certaines productions d'électricité..., aucun des moyens n'étant susceptible, à lui seul, d'atteindre de façon optimale les objectifs impartis.

Au-delà de ce souci de ne recourir à la ressource rare que constituent les fonds publics seulement s'ils constituent l'instrument le plus approprié, se pose avec acuité la question de leur affectation et de leur utilisation aussi cohérentes et optimales que possible.

Il serait au préalable utile de disposer d'une **analyse du taux d'effort public au soutien d'une filière**, qui incorporerait les aides des collectivités territoriales. Si les aides spécifiques aux EnR semblent se raréfier, les aides classiques (primes, exonérations, etc.) demeurent fréquentes et mériteraient une analyse, afin de s'assurer que le cumul de soutiens n'aboutit pas à des distorsions ou des gaspillages. En outre, le tableau du coût complet des efforts publics devrait tenir compte des coûts de mise en œuvre et de contrôle des divers moyens de soutien : le recours à une norme plutôt que la subvention incitative à l'emploi du matériel concerné n'est pas nécessairement moins coûteux, si l'on intègre à l'évaluation les coûts du contrôle de la norme ; si ce contrôle n'existe pas, la comparaison des deux moyens est évidemment faussée.

On a vu que toute politique énergétique comportait nécessairement deux grands volets : des actions immédiates en matière de consommation et de production d'énergie portant effet dès les court et moyen termes et des actions de recherche et développement portant effet à plus long terme. Dans l'idéal, il serait sans doute souhaitable qu'au moment des arbitrages budgétaires et de leur discussion devant le Parlement, il existe des instruments quantitatifs permettant d'apprécier la cohérence des efforts consentis dans ces deux domaines et de mieux éclairer des choix qui, bien entendu, ne peuvent *in fine* qu'être politiques. Cette question est d'autant plus cruciale que, comme cela a été souligné précédemment, elle a pu appeler des réponses assez différentes dans le temps et dans l'espace.

Si ces instruments existaient – les travaux réalisés indiquant quelles seraient ses principales caractéristiques –, ils permettraient de **réévaluer les politiques en cours** : à partir de quel coût de la tonne de carbone évitée peut-on financer une politique de soutien ? Faut-il maintenir des obligations d'achat révélant des prix de cette tonne sans aucun rapport avec les prix évoqués généralement par les experts (qui sont tous inférieurs à 100 euros la tonne, pour donner un ordre de grandeur) ? Lorsque deux filières ont à peu près le même effet sur les gaz à effet de serre (ou les économies d'énergie), est-il légitime que le prix payé par la collectivité ne soit pas le même pour la tonne de CO₂ évitée ? Quand faut-il arrêter une politique de soutien ? Ces questions pourraient recevoir des réponses factuelles, qui ont jusqu'à présent fait défaut et dont l'absence fausse le débat. La réponse à ces interrogations serait particulièrement utile au moment où se pose la question de la part que la France peut accepter pour la mise en œuvre des objectifs de l'Union européenne pour 2020.

Cette réponse est-elle aujourd'hui totalement hors de portée ? L'ambition de ce chapitre et de l'annexe II, sur laquelle il s'appuie, sera modeste : tenter d'apprécier la cohérence de la mise en œuvre des fonds publics dans le soutien à des investissements permettant une utilisation plus rationnelle ou plus économe de l'énergie ou le développement de l'usage des énergies renouvelables. Dans un certain nombre de cas – cogénération, éoliennes, photovoltaïque... –, la reprise de l'énergie électrique produite par le réseau à des tarifs d'achat préférentiels peut apparaître comme complémentaire, voire totalement substituable, au soutien à l'investissement sur fonds publics. On s'intéressera donc ici à la cohérence du soutien public au sens large, même si dans un cas la ressource provient du contribuable et dans l'autre du consommateur d'électricité.

6.1.1. Le calibrage des aides publiques aux investissements en matière énergétique est une question complexe

L'objectif de ce calibrage est clair : promouvoir, dans les meilleures conditions de coût et d'efficacité, au niveau microéconomique – c'est-à-dire de la multitude des consommateurs et du grand nombre des producteurs décentralisés – des décisions allant dans le sens de la politique énergétique reconnue comme pertinente au niveau macroéconomique.

Cette problématique n'est certes pas nouvelle et a été déjà largement explorée lorsque, après les deux chocs pétroliers de 1973-74 et 1979-80, il s'est agi de réduire aussi rapidement que possible la dépendance énergétique de notre pays pour rétablir ses équilibres extérieurs, le mettre à l'abri autant que faire se pouvait des menaces en termes de prix et de quantité pesant sur son approvisionnement en combustibles fossiles importés et d'adapter son économie et ses pratiques de consommation énergétique à des prix des combustibles fossiles supposés devoir rester durablement élevés. Il est clair que le bien-fondé de ces justifications des interventions publiques dans le domaine de la consommation et de la production d'énergie reste toujours d'actualité, même si l'effet des incitations en cause a pu être significativement atténué dans le contexte de détente des prix des énergies de la fin du siècle dernier.

A ces justifications viennent aujourd'hui s'ajouter deux autres considérants :

- la nécessité de s'engager résolument dans une politique ambitieuse de réduction des émissions de gaz à effet de serre, au premier rang desquelles les émissions de CO₂ liées à la production et à la consommation d'énergie ;
- les engagements de notre pays dans le cadre de l'Union européenne en matière de développement des énergies renouvelables.

C'est donc bien en termes de **développement durable**, dans le cadre du « triangle » *sécurité d'approvisionnement/environnement/compétitivité*, que doivent être pensées les interventions publiques de soutien aux investissements énergétiques. On observera cependant que, très souvent, les préoccupations correspondantes n'entrent nullement en conflit au niveau microéconomique⁵² : par exemple, l'amélioration de l'efficacité énergétique d'un process industriel peut se traduire simultanément par une réduction de consommation de combustibles fossiles importés, une réduction concomitante des émissions de gaz à effet de serre et une amélioration de la compétitivité de l'industrie en cause, dès lors que l'investissement nécessaire bénéficie d'un soutien public suffisant. Reste à savoir si le coût (pour le budget de l'État ou la collectivité des consommateurs d'électricité) de l'intervention qui a accompagné la réalisation de l'investissement, ne conduit pas à une *détérioration de la compétitivité globale de l'économie nationale*.

Le fait que les interventions publiques en matière de soutien aux investissements énergétiques s'inscrivent déjà dans une assez longue histoire présente, s'agissant de décider de leur calibrage souhaitable aujourd'hui, des avantages évidents, au premier rang desquels le retour d'expérience sur la manière dont réagissent les différents secteurs de l'économie à tel ou tel type d'incitation ; mais elle comporte aussi quelques inconvénients, dont le moindre n'est pas la contrainte de respecter une continuité suffisante des politiques et d'assumer les conséquences d'errements passés, contrainte qui peut entraîner une hystérésis dans l'affectation des ressources et, parfois, un certain manque de lisibilité du système.⁵³

Quoiqu'il en soit, les réflexions qui suivent négligeront cette contrainte et se placeront donc dans une problématique de calibrage d'un système d'intervention créée *ex nihilo*.

- La première question qui se pose est celle de l'**identification des « gisements » qu'il serait intéressant d'exploiter « dans une optique d'intérêt général »**. Une quantification rigoureuse de l'intérêt d'un investissement dans une optique d'intérêt général supposerait :

⁵² Il s'agit là d'un avantage lié au caractère incitatif de ce type de mesure.

⁵³ Ceci est particulièrement flagrant dans le cas des conditions de rachat par le système électrique des kWh produits à partir d'énergies renouvelables où l'on voit coexister quatre dispositions nouvelles résultant de l'arrêté du 10 juillet 2006 réservées à des installations nouvelles (éoliennes, photovoltaïque, biogaz et géothermie) et 11 dispositions arrêtées en 2001 et 2002 touchant les installations antérieures de ces mêmes catégories et l'ensemble des installations d'autres catégories dont les tarifs de reprise n'ont pas fait l'objet de révision (voir le § 4.2.3. du présent rapport).

- le recours à un *taux d'actualisation normatif* : en l'occurrence ce ne peut être que le taux préconisé pour assurer la cohérence des investissements publics (4 % à monnaie constante, éventuellement majoré d'une « prime de risque » de 1 à 2 points) ;
- une hypothèse de référence pour l'*évolution tendancielle des prix des différentes énergies* sur une durée suffisante (typiquement 25 ans) ;
- des valeurs normatives attachées à la *réduction des importations* des différentes matières premières énergétiques, compte tenu de leurs risques respectifs (ce ne sont évidemment pas les mêmes pour les produits pétroliers, le gaz, le charbon ou l'uranium) ;
- une *valeur normative* (croissante dans le temps) *de la tonne de CO₂* ;
- dans le cas où la valorisation des investissements en cause passe en partie ou totalement par une production d'énergie électrique, des hypothèses normatives concernant l'*évolution des prix de marché et du « contenu en CO₂ » du kWh électrique* pour différentes courbes de charge type ;
- éventuellement, un *coût d'opportunité des fonds publics*.

Il faut cependant noter que l'intérêt pour le consommateur et pour la collectivité d'un investissement permettant d'économiser l'énergie peut différer sensiblement pour différentes raisons :

- Chaque consommateur à son propre taux d'actualisation (qui se traduit par exemple par un temps de retour exigé pour ce type d'investissement, stratégique ou non). C'est ainsi qu'un investissement stratégique – c'est-à-dire, par exemple, un investissement de production d'énergie pour un producteur d'énergie – bénéficiera d'un taux très supérieur à celui d'un investissement d'économie d'énergie, qui n'est stratégique pour personne. Ce taux est très généralement supérieur au taux normatif préconisé pour les décisions publiques (4 % à monnaie constante, soit un temps de retour de l'ordre de 16 ans pour un investissement d'une durée de vie de 25 ans) ; ce taux peut être implicite et n'être révélé qu'a posteriori.
- Le consommateur ne tient pas nécessairement compte dans ses choix de dérives tendancielle de prix des combustibles du même ordre, par exemple, que celles envisagées dans le présent rapport.
- Même s'il en a quelque idée qualitative, le consommateur n'apprécie sans doute pas les risques géopolitiques attachés aux différentes énergies, les conséquences macroéconomiques de la dépendance énergétique, l'impact des émissions de CO₂ sur le changement climatique de la même manière que les responsables de la politique énergétique nationale.

L'expérience montre que, très généralement – mais il peut y avoir des exceptions –, l'appréciation de l'intérêt d'un investissement économisant l'énergie par le consommateur est significativement inférieure à l'intérêt de ce même investissement sur la base des hypothèses qui sous-tendent une politique énergétique souhaitable au regard de l'intérêt collectif.

- **Ce constat légitime le principe d'un soutien public aux investissements économisant l'énergie, sous réserve, bien entendu, que ce soutien soit correctement calibré** c'est-à-dire que le bénéfice pour la collectivité qu'il procure en déclenchant des investissements qui n'auraient pas eu lieu en son absence, soit supérieur à son coût⁵⁴. La dispersion des comportements des consommateurs, la diversité des situations dans lesquelles un type d'investissement est susceptible d'intervenir, les évolutions technologiques en cours ou prévisibles, la nécessité d'assurer la continuité des politiques de soutien, compliquent singulièrement la recherche d'un calibrage de l'intervention répondant à cette exigence. Se pose en particulier la délicate question de l'importance des « **effets d'aubaine** »⁵⁵, c'est-à-dire des investissements subventionnés au-delà de ce qui eût été nécessaire pour permettre leur réalisation. Des études sur les « gisements » telles que celles qui ont été évoquées plus haut, complétées par des études sur le comportement des consommateurs (particuliers ou industriels) et le retour d'expérience d'une pratique déjà assez longue de ce type d'interventions permettent certes d'éviter des erreurs trop flagrantes (sans doute y en a-t-il eu dans le passé !) mais, il y a encore très probablement des progrès à réaliser pour apporter des réponses de plus en plus satisfaisantes à ces questions difficiles.

- Une dernière remarque concerne le **mode d'intervention** dans le cas des investissements partiellement ou totalement électrogènes pour lesquels on peut choisir entre une aide directe à

⁵⁴ Ou x fois supérieur à son coût, si l'on travaille sous une contrainte traduisant un coût d'opportunité des fonds publics plus ou moins élevé.

⁵⁵ Un cas extrême est celui où l'investissement se réaliserait en l'absence de toute aide. C'est par exemple le cas du remplacement d'une chaudière à gaz défaillante par une chaudière à basse température bénéficiant d'un crédit d'impôt de 15 %, alors que les chaudières proposées sur le marché sont toutes à basse température.

l'investissement (subvention, crédit d'impôt,...), un soutien par les prix de reprise du kWh ou une combinaison des deux.

Ce choix n'est pas neutre :

➤ Bien entendu, pour les finances publiques, le financement du soutien à ce type d'investissement par le consommateur d'électricité est plus indolore qu'un financement direct. Il ne faut cependant pas oublier qu'au moment de la décision d'investissement, les revenus résultant de ces prix de reprise favorables seront actualisés explicitement ou implicitement par le décideur privé avec un taux d'actualisation sensiblement supérieur au taux normatif recommandé pour les décisions publiques. Sauf à supposer un coût d'opportunité élevé pour les fonds publics, il semblerait donc que le soutien nécessaire pour débloquer la réalisation d'un investissement donné devrait être, toutes choses égales par ailleurs, plus coûteux pour la collectivité dans le cas où l'aide prend la forme d'une reprise par le réseau des kWh produits à un prix préférentiel. *A contrario*, si l'on peut pronostiquer une tendance à la hausse des prix de marché du kWh, la subvention par les conditions de reprise du kWh tend à s'amenuiser, ce qui peut compenser partiellement voire totalement l'effet précédent.

➤ Le soutien de l'investissement par la reprise des kWh à des conditions préférentielles peut distordre sa consistance ou son exploitation au profit de la production de kWh destinés à être vendus au réseau. Cela a été – et reste encore – sans doute fréquemment le cas pour les installations de *cogénération* : dans un certain nombre de cas, le prix élevé de reprise du kWh a conduit à dégrader, voire à annuler, l'optimisation du fonctionnement des équipements pour augmenter la production d'électricité au détriment du rendement global. Ce pourrait être le cas demain pour le *photovoltaïque* si sa production, au lieu d'être consommée localement, était systématiquement pensée pour être vendue au réseau.

6.1.2. L'évaluation ex post des politiques de soutien public aux investissements dans le domaine de la consommation et de la production décentralisée d'énergie est un exercice extrêmement difficile

Cet exercice est tenté dans l'annexe II du présent rapport.

On y distingue en fonction de leur finalité :

- les investissements de production d'électricité à partir d'énergies renouvelables,
- les investissements de production de chaleur, éventuellement combinée avec une production d'électricité,
- les investissements permettant de réaliser des économies d'énergie.

► *Le volume global des interventions sur fonds publics (au sens large) par type d'investissement peut être assez bien appréhendé*

- S'agissant des *aides directes à l'investissement*, elles relèvent pour l'essentiel de dispositions, notamment fiscales, codifiées au niveau national. Un travail minutieux dont la méthodologie est exposée dans l'annexe II permet de ventiler certaines aides bien connues globalement telles que les crédits d'impôts, entre les différents types d'investissement. Des incertitudes subsistent s'agissant des interventions des collectivités territoriales.

Aides directes à l'investissement en 2000-2005 pour les différentes catégories d'investissement

En M€	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006 p
Production d'électricité							
Solaire photovoltaïque (métropole + DOM)	7,2	4,0	8,4	15,1	17,8	10,5	NC
Eolien (métropole + DOM)	NC	0,86	0,72	1,05	1,05	0	NC
Biomasse (bois, résidus de récolte, biogaz)	<i>Pas d'aides à l'investissement identifiées</i>						
Déchets urbains	<i>Pas d'aides à l'investissement identifiées</i>						
Total	NC	4,86	9,12	16,15	18,85	10,5	NC
Production de chaleur							
Bois énergie	21	37	62	56	68	118,5	NC
Pompes à chaleur	NC	15,8	13,4	19,4	19,4	89,3	NC
Solaire thermique (métropole + DOM)	5,9	11,6	29,9	31,2	28,1	33,9	NC
Biogaz	0,2	1,25	1,11	1,43	1,43	5,4	NC
Géothermie	2,5	7,3	2,7	4,1	4,2	4,6	NC
Déchets urbains renouvelables	<i>Pas d'aides à l'investissement identifiées</i>						
Total	29,6	72,95	109,11	109,03	121,13	251,7	NC

Sources : Observatoire de l'énergie de la DGEMP pour les chiffres de production

- S'agissant des *aides apportées annuellement via la reprise des kWh pour les investissements partiellement ou totalement électrogènes*, la Commission de régulation de l'électricité (CRE) évalue chaque année les surcoûts liés aux contrats d'achat dans le cadre du calcul de la « contribution au service public de l'électricité » (CSPE). Ces surcoûts sont la différence entre les coûts d'achat et la valorisation aux prix du marché de l'électricité des volumes achetés.

Aides en 2002-2005 via la reprise de kWh pour les différentes catégories d'investissement

En M€	2002	2003	2004	2005	2006 p
Biomasse (bois, résidus de récolte, biogaz)	4,1	5,5	4,5	0,2	NC
Eolien (hors DOM)	8,0	15,9	29,9	31,6	NC
Déchets urbains	35	33,5	44	4	NC
Solaire photovoltaïque (métropole + DOM)	0,045	0,060	0,050	0,22	NC
Cogénération	840	804	838	643	NC
Total	887	859	916	679	NC

Source : CRE

► **Le rapprochement entre le montant des aides et le développement des investissements n'est pas toujours aisé**

- Ceci est particulièrement flagrant dans le cas du *soutien à l'investissement par la reprise des kWh produits* :

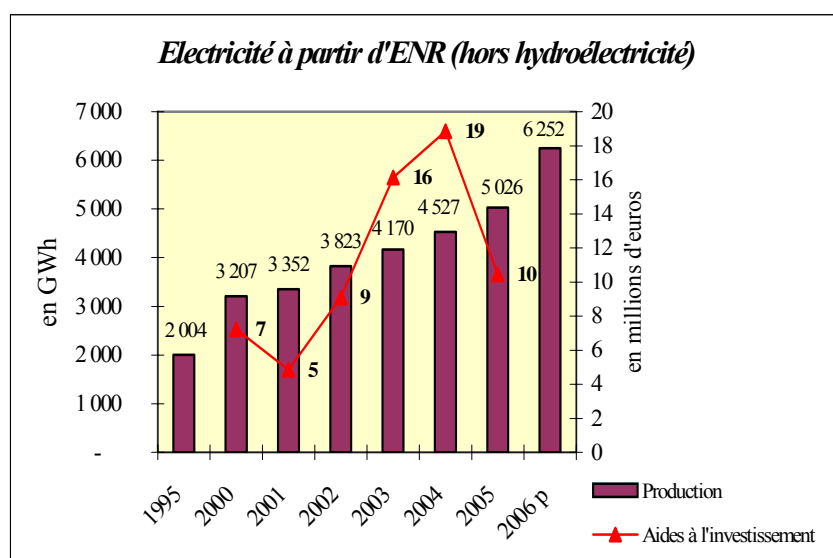
- En premier lieu, l'aide versée une année donnée résulte de tout *l'historique du développement passé de l'application en cause*. Par exemple, la cogénération à partir de combustibles fossiles ne se développe plus de manière significative alors que le soutien à la cogénération est aujourd'hui le poste le plus important de la CSPE (930 M€ sur un total de 1660 M€, le soutien aux EnR ne s'élevant quant à lui qu'à 99 M€). Ce constat ne fait que traduire le respect des engagements pris au moment du développement massif de la cogénération mais le niveau de l'aide, l'épuisement apparemment presque total du gisement, peuvent laisser planer quelque doute sur la pertinence du calibrage initial de l'aide.

- En second lieu, l'aide consiste en la garantie d'un prix de vente, pour donner de la visibilité à l'investisseur ; le montant de l'aide est fluctuant puisqu'elle est la différence entre le prix de vente garanti et le prix du marché du kWh.

En fait, dans le cas d'une production purement électrogène c'est, bien entendu, le niveau absolu du tarif de reprise qui intéresse l'investisseur. La subvention, telle que calculée dans le cadre de la CSPE, n'est qu'une conséquence mécanique du développement de la production et de l'évolution des prix de marché et ne saurait être le déclencheur de l'investissement. Son calcul n'est pas pour autant dépourvu d'intérêt puisqu'il s'agit du surcoût que supporte effectivement, à travers la CSPE, le consommateur d'électricité.

- Enfin, même si l'on prend en considération la bonne variable de contrôle – en l'occurrence les conditions de reprise du kWh –, d'autres facteurs peuvent intervenir (dérives du coût des investissements ou des énergies primaires mises en œuvre) et, en tout état de cause, *un certain temps de latence est inévitable* avant que se manifestent les pleins effets sur les puissances installées et la production.

- Dans le cas d'une *aide directe à l'investissement*, si l'on excepte les mécanismes d'amortissement accéléré, les aides et l'investissement sont à peu près concomitants et l'historique des investissements passés pèse beaucoup moins. Mais si le taux de subvention de l'investissement⁵⁶ est bien la variable de contrôle, d'autres facteurs ne manquent pas de peser au moins autant sur la décision d'investir. Par exemple, dans le cas d'un investissement visant à réduire la consommation d'un combustible fossile, les fluctuations du coût de ce combustible affecteront encore plus directement la rentabilité de l'investissement pour l'utilisateur que l'aide publique qui peut lui être apportée. Il reste que l'on peut faire parfois des constats en apparence surprenants comme le montre le graphique ci-dessous :



⁵⁶ Il ne va de soi que dans le cas très fréquent où le soutien est réalisé par des dispositions fiscales, le choix des modalités retenues pour concrétiser ce soutien n'est pas indifférent. Cette question ne sera pas discutée ici.

► ***Une tentative d'appréciation de la cohérence des interventions publiques en matière d'investissements énergétiques décentralisés***

Apprécier la cohérence d'un ensemble de décisions suppose un instrument de mesure unique. Or, comme on l'a vu précédemment, les interventions publiques en matière d'investissements énergétiques ont des finalités diverses pour lesquelles il n'existe pas aujourd'hui d'étalon de mesure commun : améliorer la sécurité d'approvisionnement de notre pays en réduisant sa dépendance à l'égard des combustibles fossiles importés, réduire drastiquement les émissions de gaz à effet de serre, respecter les engagements pris par la France en matière de développement des EnR, favoriser le développement de techniques porteuses d'avenir mais qui ne sont pas encore arrivées à maturité industrielle.... Rien d'étonnant dans ces conditions à ce que la considération d'un critère unique – en l'occurrence, dans l'exercice présenté en annexe : la dépense de fonds publics (au sens large) par tonne de CO₂ évitée – puisse conduire à des résultats très dispersés.

Un point plus technique, mais non moins important, est, dans cette évaluation, de savoir dans quel *contexte* l'on raisonne. Si l'on envisage les éoliennes, les dépenses de fonds publics par tonne de CO₂ évitée deviendraient beaucoup plus raisonnables (de l'ordre d'une cinquantaine d'euros) si au lieu de le calculer à la marge du système électrique français, on raisonnait à la marge d'un système électrique tel que celui de l'Allemagne qui, en l'absence de nouveaux engagements nucléaires, se développe grâce à un « mix » de centrales à charbon et de cycles combinés à gaz. Ce coût est aussi tout à fait acceptable, nonobstant des coûts d'investissement plus élevés, si l'on considère des investissements éoliens dans des systèmes insulaires où le contenu du « mix énergétique » en CO₂ est particulièrement fort.

À part ces cas extrêmes, on obtient des coûts par tonne de CO₂ évitée « raisonnables » (surtout si l'on retient que sont à mettre à l'actif de ces tonnes évitées non seulement la réduction des émissions *stricto sensu* mais aussi, de manière indissociable, la réduction de la dépendance énergétique résultant des économies de combustibles fossiles importés correspondante). Subsistent cependant des dispersions qu'il faudrait comprendre et éventuellement corriger après vérification soigneuse de calculs qui, à ce stade, ne peuvent donner que des ordres de grandeur. Par exemple, il est probable que le soutien à l'isolation des parois opaques est trop faible et qu'en contrepartie le soutien à l'isolation des surfaces vitrées est calibré trop haut.... Mais tout ceci reste à approfondir.

En résumé, à l'issue de cette réflexion, on est encore loin de pouvoir élaborer une sorte de tableau de bord idéal permettant d'apprécier non seulement les volumes d'aides publiques consacrées au soutien des investissements en matière de consommation et de production décentralisée d'énergie, mais aussi leur impact sur le développement des investissements en cause et de porter un jugement sur la cohérence de ces interventions. L'exercice qui a été mené semble cependant montrer qu'une tentative en ce sens n'est nullement désespérée. L'enjeu – c'est-à-dire une clarification du débat sur ces sujets difficiles et controversés – mérite, sans aucun doute, que l'on s'attache à approfondir la démarche exploratoire engagée ici.

6.1.3. Une cohérence est à instituer entre les différents instruments d'incitation, sans perdre de vue la vérité des prix

► En première analyse, il apparaît nécessaire de discuter de ***quelques principes simples qui structureraient une loi cadre*** à laquelle il est suggéré de subordonner par ailleurs les politiques d'incitation financière destinées à réduire les émissions de gaz à effet de serre (GES) :

- à résultat équivalent en termes d'émission évitée de gaz à effet de serre ou de consommation évitée de tonnes-équivalent pétrole (Tep), *le soutien public doit être*, toutes choses égales par ailleurs, *équivalent* ;
- lorsque les coûts de production de la filière sont plus que couverts par les prix de marché sur une période suffisamment longue, *le soutien public doit s'arrêter* ;
- le soutien public doit être *inversement proportionnel* au développement de la filière (on observe au contraire la hausse de certains tarifs d'obligation d'achat alors que la production augmentait significativement) ;

- le soutien public doit en permanence être *confronté* à ce que serait le comportement spontané des acteurs (pour mesurer les effets d'aubaine, fréquents en matière de dépense fiscale notamment).

► ***La mise en place d'un instrument d'évaluation et de suivi devrait, pour l'avenir, permettre d'énoncer clairement les objectifs poursuivis*** : pour maintenir une politique révélant un prix de CO₂ démesuré dont l'objectif est de soutenir l'émergence d'une filière nationale, il faut procéder à l'arbitrage initial (vu le prix de la tonne évitée, faut-il se lancer dans le développement de cette filière ? avec quel objectif de prix à atteindre ? quand évaluera-t-on – et sur quelle base – la venue à maturité de cette filière ?) et de préciser les buts poursuivis (indépendance énergétique, lutte contre les GES, défense de l'emploi ou de l'industrie nationale...). **L'évaluation des politiques et les termes de leur confirmation, modification voire abandon seraient ainsi programmés**, restaurant pour les acteurs économiques un plus grand degré de confiance envers les pouvoirs publics. Déterminer les retombées attendues et le prix que le gouvernement est prêt à payer pour l'atteinte de cet objectif présenterait ainsi le double intérêt de permettre une discussion éclairée avant la prise de décision (au rebours de ce qui a été le cas pour les prix de rachat des EnR ou plus récemment pour les biocarburants), mais aussi un meilleur arbitrage entre projets concurrents pour l'attribution d'un soutien public, en incitant d'ailleurs à comparer systématiquement les instruments induisant une dépense (budgétaire ou fiscale) et ceux n'en entraînant pas directement (normalisations, quotas...).

A ce titre, il convient de souligner qu'une alternative à la dépense publique (à laquelle on assimile la contribution au service public de l'électricité, CSPE) existe : le recours à la *norme*. Au lieu de soutenir financièrement une filière d'EnR (par la déduction fiscale de tout ou partie des frais d'installation, par rachat à prix fixe de la production ou par détaxation de sa vente, ou encore par cumul des trois), il suffit d'imposer aux producteurs ou fournisseurs d'énergie un pourcentage minimum (le cas échéant par filières) de production ou d'offre d'origine renouvelable, assorti de sanctions. Par exemple, plutôt que de cumuler les aides aux biocarburants, il suffit d'imposer aux fournisseurs de carburants un pourcentage de ceux-ci dans les carburants classiques. Les fournisseurs devront alors acquérir sur le marché les biocarburants nécessaires et les payer au meilleur prix (celui assurant leur production et minimisant la facture pour l'acheteur), qui sera évidemment répercuté sur les consommateurs. L'effet sera équivalent en termes de GES, mais, au-delà de l'économie budgétaire réalisée, on peut espérer que le jeu du marché limitera les effets d'aubaine, les cumuls de soutien et les erreurs de calcul sur les prix observés dans le système actuel. Il est vrai que, dans cet exemple, la concurrence deviendrait possible avec les productions de biocarburants des pays émergents, dont la productivité est supérieure à celle des producteurs européens. Mais ce constat aurait du moins le mérite de faire apparaître clairement – comme indiqué ci-dessus – les objectifs réels de la politique de soutien aux biocarburants, relevant de la politique sociale agricole et de protection de la ruralité, et non de la lutte contre l'effet de serre, ce qui devrait conduire à la financer par d'autres moyens que ceux de la politique énergétique.

► ***Cet instrument d'évaluation et de suivi devrait donc, plus généralement, permettre également de mieux doser la destination des efforts publics vers la recherche, l'investissement ou la production***, et de déterminer de façon moins subjective le choix des outils (réglementation par les prix ou les quantités, dépense budgétaire ou fiscale,...) ainsi que les termes de la décision d'investissement initiale. Il ne s'agit assurément pas d'enchaîner la décision publique dans des alternatives (du type : recherche ou soutien à la production) au demeurant purement apparentes (soutenir la production conduit implicitement à soutenir indirectement la recherche, soutenir la recherche réduit à l'inverse les coûts d'amortissement en production...), mais de procéder à des rééquilibrages des flux financiers en procédant à l'évaluation comparative de l'efficacité de l'euro public dépensé, en privilégiant ainsi les voies les plus efficaces et en s'efforçant d'éviter les effets d'aubaine.

► L'exercice d'évaluation des tonnes de CO₂ évitées devrait aussi être complété par ***une présentation analogue des décisions publiques qui peuvent apparaître comme un soutien à l'émission de CO₂*** : lorsque le signal prix est déformé dans des conditions telles qu'il ne joue plus son office en détruisant presque complètement l'élasticité prix, on peut en effet estimer que la dépense publique encourage à l'émission de CO₂. Il en va ainsi des mesures de détaxation des carburants pour certains secteurs, pour lesquels, comme indiqué par ailleurs, le niveau d'effort devrait être maintenu en le déconnectant intégralement de tout lien avec le prix payé effectivement pour l'énergie.

De manière plus générale, la rareté de l'argent public au regard de l'ensemble des actions nécessaires et des coûts impose un discernement accru dans le choix des objectifs, des méthodes et de leur évaluation.

6.1.4. Quelques principes d'action publique semblent pouvoir être proposés

Plusieurs principes semblent ainsi devoir être discutés (au Parlement) et gouverner (via une loi organique sur la maîtrise énergétique ?) les nécessaires politiques durables dans ce domaine :

- En premier lieu, **les pouvoirs publics sont contraints de choisir**, tous les modes de production d'énergie et toutes les mesures favorables à des économies ne pouvant être simultanément et massivement soutenus. L'analyse de la rentabilité énergétique et environnementale des financements publics alloués (coût de la Tep économisée ou du CO₂ non rejeté) doit fonder les mesures prises en matière d'énergie. Là comme ailleurs, le saupoudrage des aides et la poursuite simultanée de plusieurs objectifs ne peuvent avoir de résultats significatifs.
- En deuxième lieu, **l'obligation de fixer un terme à toute mesure d'incitation financière directe**, en organisant d'emblée sa décroissance et sa disparition et en rendant publiques les modalités et les conséquences de son évaluation, devrait être posée par la loi, afin d'éviter le soutien abusif à des actions ou des productions qui ne parviennent pas à démontrer leur efficacité ou leur viabilité. Elle devrait être assortie, cependant, de l'obligation de stabilisation des actions publiques dans ce domaine, en interdisant les ajustements permanents (autres que ceux destinés à corriger les erreurs initiales d'appréciation sur le coût des mesures) de dispositifs qui réduisent ou dissipent leur lisibilité pour les acteurs. Il s'agit de donner toutes ses chances à tel ou tel mode de production ou de maîtrise, sur une période suffisamment longue, mais de ne pas maintenir ce qui deviendrait une rente soit quand le marché ou l'initiative non aidée peuvent prendre le relais, soit s'il est manifeste qu'aucun des deux ne le fera à horizon prévisible.
- En troisième lieu, les principes qui précèdent seraient à l'évidence fondés sur **l'obligation d'une évaluation comparative indépendante des modes de subventions publiques** (budgétaires ou non, par dépense ou économie...) au regard de leur efficacité énergétique réelle. Il conviendrait qu'une entité publique indépendante soit chargée de conduire ces évaluations, d'en rendre compte et d'alimenter ainsi le débat public.
- Enfin, **les mesures publiques devraient être soumises à l'obligation de ne modifier le signal prix (déjà suffisamment incertain et perturbé pour ne pas dégrader encore sa clarté) qu'à dessein et dans le but d'inciter à des comportements vertueux**, et non de façon adventice au risque de susciter des effets pervers. Ainsi, s'il est parfaitement admis de recourir à la fiscalité pour renchérir le coût d'une énergie afin de faire payer les externalités négatives qu'elle produit en faisant rembourser par l'utilisateur à la collectivité la « déséconomie externe » qu'elle a créée (cas par exemple de la TIPP), il est en revanche regrettable qu'une aide à finalité sociale – en elle-même parfaitement légitime – se traduise en pratique par un rabais sur le prix de l'énergie consommée, incitant à sa consommation. L'attribution de la même aide sous forme d'une prestation financière compensatoire qui, par ailleurs, laisserait intact le prix de l'énergie, aurait le même effet social (tout en étant plus respectueux de l'autonomie des bénéficiaires), mais éviterait de perturber indûment le signal prix.

6.2. Assurer aux entreprises et aux citoyens un juste retour de leurs efforts conditionne leur mobilisation au service des politiques nécessaires

- Les efforts considérables que requiert l'atteinte des objectifs environnementaux assignés au pays, comme les contraintes que la politique énergétique fera peser sur l'économie et la société, exigent que l'ensemble des acteurs puisse ressentir et partager le sentiment de la justice des dispositifs mis en place. Le volontarisme auquel la commission fait à plusieurs reprises appel ne saurait reposer sur des mesures brutales et unilatérales, mais sur l'implication la plus large des citoyens (voir paragraphe 6.4 ci-dessous) ainsi que sur le **débat public**. Si les gouvernements sont tenus d'agir, la généralisation, notamment par le canal des institutions financières internationales, de la libéralisation économique impose de renoncer, en dehors des cas de crises aiguës menaçant l'intérêt national – voire l'existence du pays –, aux modes d'action anciens. Là où il était possible de recourir à des décisions publiques unilatérales, à l'implication étatique dans la gestion d'un vaste

secteur public, à la mobilisation de leviers financiers variés (politiques budgétaire, fiscale, de financement, monétaire), il faut donner la priorité aux modalités d'**incitation**, de **régulation**, de **normalisation**, d'**utilisation des outils d'orientation économique** (mécanismes de marché, prix, permis négociables...) pour en corriger les évolutions ou infléchir les tendances.

- Les principes esquissés ci-dessus devraient pouvoir garantir aux acteurs économiques la **visibilité à long terme** dont ils ont besoin pour procéder à des choix d'investissement et recueillir les fruits d'efforts accomplis à la demande ou sur l'incitation des pouvoirs publics.
- De même, une attention particulière doit d'emblée être apportée aux **conséquences sociales** des mesures envisagées. En tout premier lieu, l'équité de ces mesures doit être assurée en veillant par exemple à ce que les mesures fiscales conservent un intérêt pour les ménages non soumis à l'impôt sur le revenu, à ce que celles sur le patrimoine demeurent finançables par les détenteurs les plus modestes (par le biais de mesures de mutualisation permettant par exemple une bonification des financements) ou à ce que les mesures reposant sur la fiscalité indirecte ou les droits d'accise, toujours socialement injustes, soient corrigées pour tenir compte du revenu disponible.
- Il faut enfin réfléchir à l'**acceptabilité des mesures suggérées**, à leur cohérence sur le long terme et à leur insertion dans les pratiques sociales. La commission n'entretient pas d'illusion sur la capacité des pouvoirs publics à infléchir les comportements et déterminer autoritairement les modes de vie : l'assignation aux individus de lieux et de modes de vie rationalisés au regard de normes d'hygiène, de santé et d'efficacité n'existe, fort heureusement d'ailleurs, que dans les utopies et ne fonctionne au mieux que dans une dictature totalitaire. La commission fera donc également porter sa réflexion sur ces thèmes, en accordant une attention particulière à la **dimension locale des actions** nécessaires, en prenant en compte le contexte et les perspectives de la **décentralisation**.

6.3. Obtenir l'adhésion du plus grand nombre au projet énergétique national, en procédant à une sensibilisation et à une information complète et durable, est la condition du succès de la politique

L'adhésion et la participation des citoyens sont indispensables pour assurer le succès des politiques volontaristes nécessaires.

Dans les sociétés démocratiques, seules la compréhension des objectifs, la conviction de la légitimité de l'action et le sentiment partagé d'exercer un pouvoir dans la mise en œuvre de la politique légitimement arrêtée après débat peut assurer le succès. Dans la mesure où les évolutions choisies de modes de vie – collectifs (urbanisme, aménagement) ou individuels (comportements de consommation, de déplacement) – font partie des gisements les plus prometteurs de progrès et où la décision autoritaire unilatérale est exclue, les politiques que l'analyse des données par les experts et les choix politiques des gouvernants esquisseront n'ont de chance de succès que si elles sont largement débattues, évaluées et contrôlées et reposent sur l'exercice des choix et de pouvoirs par les citoyens. Qu'il s'agisse, par exemple, des partis d'aménagement des grandes infrastructures – en plaçant en bon rang dans les choix majeurs les facteurs énergétiques –, de la gestion des entreprises – en reconnaissant aux salariés un intérêt dans la bonne gestion énergétique –, des modes d'habitat collectif – où chacun doit pouvoir (copropriétaire ou locataire social) exercer une influence –, les champs sont nombreux où le citoyen, individuellement ou en adhérant à une association ou à un syndicat, doit pouvoir participer plus largement au débat, contrôler la politique et être acteur de sa mise en œuvre autrement que par l'assistanat de subventions ou de compensations. Le débat public a fait ses preuves à cet égard.

La commission, dans l'esprit de la charte constitutionnelle de l'environnement, des droits à l'information et des devoirs de participation qu'elle reconnaît à chacun, recommande donc que l'implication des citoyens, à titre individuel ou via les syndicats, associations... soit systématiquement recherchée et développée.

La recherche d'une implication accrue des citoyens paraît d'autant plus nécessaire que la commission a observé que l'opinion et, à sa suite les pouvoirs publics, sont sensibilisés aux politiques de maîtrise de la consommation et d'économie d'énergie ou de développement de procédés alternatifs surtout en période de tension sur les prix ; la nécessité ou d'ailleurs l'opportunité économique de court terme des politiques n'apparaissent plus lors des contre-chocs pétroliers ou

simplement en cas de moindre pression médiatique sur ce sujet. Or c'est durant ces périodes de relâchement des tensions qu'il est impératif de maintenir l'effort, dont la constance et la durée seules peuvent permettre d'affronter demain les défis d'un monde à l'énergie rare et chère.

Une telle posture exige de la part des gouvernements un **discours constant**, dépassant les clivages, faisant, au même titre que d'autres politiques d'intérêt général, l'objet d'un accord national pour poursuivre dans la durée les actions entreprises. La même constance devrait être obtenue et entretenue à l'échelle de l'Union européenne.

L'ensemble de ces considérations justifie l'engagement d'une **campagne durable et importante d'information et de communication**, permettant à chacun de comprendre les enjeux de la politique, la part des comportements personnels dans son succès, les leviers d'action dont chacun dispose. Ce n'est pas au moment des variations du prix du pétrole qu'il faut décider d'augmenter ou réduire la communication publique, c'est au titre de la possibilité même du succès d'une politique qui serait à coup sûr vouée à l'échec si les citoyens n'en étaient pas les acteurs premiers.

6.4. Donner aux collectivités territoriales les moyens d'assumer leur part éminente de responsabilité dans une politique énergétique

« L'organisation de la République est décentralisée », aux termes de l'article 1^{er} de la constitution. L'inscription du principe, après vingt cinq ans de vagues successives de transferts de compétences, concrétise dans notre charte fondamentale une évolution majeure, qui n'avait pas encore été prise en compte lors des exercices de réflexion précédents sur les perspectives de politique énergétique.

Les derniers transferts de compétences opérés par la loi du 13 août 2004, relative aux libertés et responsabilités locales, ont rendu impossible de proposer des mesures de long terme qui n'impliquent pas les collectivités territoriales⁵⁷ : qu'on songe à la formation, à la transition nécessaire de certains secteurs économiques, aux infrastructures et services de transport, à l'aménagement du territoire et l'utilisation du sol, à la gestion des ressources rares - l'espace, l'eau, la biodiversité - à l'habitat ou à la commande publique, on retrouve, seules, à titre principal, ou pesant d'un poids significatif aux côtés de l'État, les collectivités territoriales.

Le tableau ci-après donne un aperçu des responsabilités locales susceptibles d'interférer avec les éléments d'une politique nationale de l'énergie (les postes concernés sont signalés).

⁵⁷ Communes, départements et régions, ainsi que leurs établissements ou groupements de coopération, les principaux étant les établissements publics de coopération intercommunale (EPCI) qui sont pour l'essentiel les communautés de commune et d'agglomération ; par collectivités territoriales on entend dans la suite du rapport également ces structures de coopération.

	Voirie, grands équipements	Développement économique	Éducation, culture	Action sociale, solidarité, logement
REGIONS	<ul style="list-style-type: none"> • Aérodromes : création, aménagement, entretien, gestion • Ports (principalement de commerce) : création, aménagement, entretien, gestion • Propriété des ouvrages auparavant concedés aux sociétés d'aménagement régional • Pleine responsabilité, organisation et fonctionnement des réseaux de transports en région Île-de-France • Responsabilité des transports scolaires en région Île-de-France • Gestion financière des programmes communautaires (à titre expérimental) 	<ul style="list-style-type: none"> • Chef de file en matière d'action économique • Pleine responsabilité de la formation professionnelle des adultes, et notamment des crédits de l'Association pour la formation professionnelle des adultes (AFPA) • Coordination de la politique d'accueil, d'information et de conseil à l'orientation • Coordination des politiques de tourisme 	<ul style="list-style-type: none"> • Patrimoine immobilier des lycées (transfert de propriété) • Personnels techniques, ouvriers et de service (TOS) des lycées • Responsabilité des écoles nationales de la marine marchande • Propriété de monuments historiques (à la demande de la Région, au sein d'une liste établie par décret) • Gestion des crédits de travaux sur les monuments historiques (à titre expérimental) • Soutien financier aux communes pour l'enseignement artistique à caractère professionnel 	<ul style="list-style-type: none"> • Possibilité de participer aux financements d'équipements sanitaires • Possibilité d'engager des programmes régionaux spécifiques de santé publique • Responsabilité des formations sociales et paramédicales • Aide aux étudiants suivant une formation sanitaire et sociale
DEPARTEMENTS	<ul style="list-style-type: none"> • Propriété et gestion de 20000 km de routes antérieurement nationales • Utilisation du péage pour le financement et la construction des routes express figurant dans leur domaine • Aérodromes : création, aménagement, entretien et gestion (à la demande du département) • Ports (principalement de pêche) : création, aménagement, entretien et gestion • Création et exploitation des transports non urbains 	<ul style="list-style-type: none"> • Agrément, classement des équipements et organismes de tourisme 	<ul style="list-style-type: none"> • Patrimoine immobilier des collèges (transfert de propriété) • Personnels techniques, ouvriers et de service (TOS) des collèges • Définition de la sectorisation des collèges • Propriété de monuments historiques (à la demande du département, au sein d'une liste établie par décret) • Gestion des crédits de travaux sur les monuments historiques (à titre expérimental) • Schéma départemental d'enseignement artistique 	<ul style="list-style-type: none"> • RMI-RMA • Schéma départemental d'action sociale et médico-sociale • Coordination des aides aux personnes en grande difficulté • Fonds d'aide aux jeunes en difficulté • Aide sociale et médico-sociale aux personnes âgées • Mesures d'assistance éducative • Aide à la construction de logements sociaux (zone rurale) • Fonds solidarité pour le logement (FSL)
COMMUNES ET GROUPEMENTS	<ul style="list-style-type: none"> • Utilisation du péage pour le financement et la construction des routes express figurant dans leur domaine • Aérodromes : création, aménagement, entretien et gestion (à leur demande) • Ports (principalement de plaisance) : création, aménagement, entretien et gestion 		<ul style="list-style-type: none"> • Propriété de monuments historiques (à la demande de la commune ou du groupement, au sein d'une liste établie par décret) • Enseignement artistique 	<ul style="list-style-type: none"> • Politique de l'habitat et aide à la construction de logements sociaux • Logement des étudiants • Lutte contre l'insalubrité et la présence de plomb • Reprise par les communes des immeubles abandonnés (biens vacants)

Il est d'autant plus essentiel de prendre en compte les compétences des collectivités que la nécessaire adhésion du public, comme sa participation à la prise de décision, désormais constitutionnellement garantie par la charte constitutionnelle de l'environnement, trouveront plus naturellement à s'exercer **au niveau local**, où la proximité des élus, la facilité accrue de la concertation, les contacts avec le mouvement associatif faciliteront grandement l'évolution des comportements et la prise et valorisation d'initiatives locales.

6.4.1. Plutôt que d'affirmer des compétences générales, proportionner les ressources et les responsabilités aux capacités des collectivités

Il ne saurait pour autant être question de se borner à une déclaration de principe qui serait gravée dans une loi, purement symbolique, énonçant que les collectivités sont aussi responsables de la politique énergétique. Il faut en effet veiller à éviter deux écueils.

- D'une part, **il ne saurait être question de faire peser sur les collectivités une responsabilité qu'elles n'auraient pas les moyens techniques ou politiques d'assumer**. Demander à une commune rurale de lutter contre l'effet de serre, à une agglomération industrielle en difficulté sociale de fermer les usines émettant les gaz causant le réchauffement ou exiger d'un département de montagne qu'il réduise les déplacements en véhicule individuel relève de l'injonction paradoxale. Si l'État apparaissait comme se défaussant de ses propres responsabilités sous couvert de décentralisation, c'est toute la légitimité des objectifs poursuivis qui en serait atteinte.

- D'autre part, **les moyens doivent être proportionnés aux responsabilités**. La rareté des ressources publiques ne cesse pas par la seule vertu de leur transfert au niveau local et le risque de paupérisation des collectivités est réel. Leur donner des facultés accrues de subvention, d'intervention ou de dépenses fiscales, sans les assortir de ressources nouvelles, les exposera au risque de ne pouvoir résister aux demandes sociales sans avoir les moyens réels d'y répondre. Il est donc souhaitable de définir, avec elles et avec leurs instances représentatives, l'enveloppe budgétaire de leur action en même temps que de nouveaux champs d'action sont ouverts. A défaut, les décisions seront contraintes par la rareté des ressources, ou par l'intérêt banquier. La prise de décision doit pouvoir n'obéir qu'à des considérations d'intérêt général.

Au total, il convient de situer la réflexion sur l'implication des collectivités territoriales au sein de quelques principes découlant des observations qui précèdent :

- La décentralisation, par nature, exclut qu'on assigne des tâches aux collectivités ; il s'agit de définir les **espaces d'initiative et de liberté**, le cas échéant les incitations ou soutiens nécessaires à leur participation à la mobilisation et aux actions nationales et européennes.
- C'est la **dimension énergétique et environnementale des compétences** détenues qui doit faire l'objet d'une réflexion, d'une meilleure prise en compte (qui n'exclut pas des aménagements législatifs), et non un nouveau transfert de compétences, dont l'objet n'apparaît d'ailleurs pas clairement.
- Le refus de paupériser les collectivités et la **nécessité d'une solidarité nationale entre territoires** inégaux doivent impérativement soutenir la réflexion.
- Le principe de subsidiarité ne saurait aboutir à des décisions locales justifiées à cette échelle et sources d'incohérences au niveau national ; il impose, pour chaque secteur d'action, une réflexion et une concertation nationale (associant collectivités et État), afin de mettre au point de nouveaux instruments de **cohérence nationale** assurant la conciliation des intérêts locaux et les convergences ou économies d'échelle nécessaires.

Dans ce cadre, plusieurs orientations peuvent être esquissées, qu'il appartiendra aux pouvoirs publics de travailler en liaison avec les collectivités, pour convenir d'un cadre d'action, de méthodes, de textes et de financements.

6.4.2. Le rôle majeur des collectivités territoriales peut être illustré dans quelques secteurs pivots

► Les documents d'urbanisme et les autorisations d'utilisation des sols

La toute première priorité doit être donnée à la planification et à l'usage des sols. En utilisant à bon escient les documents d'urbanisme (plan local d'urbanisme, schéma d'aménagement...) et les autorisations d'utilisation des sols, mais aussi au travers de leurs compétences d'aménagement foncier (aménagement urbain, aménagement rural, remembrement urbain et rural, opérations de rénovation et de protection...) les collectivités territoriales peuvent influencer de façon décisive sur l'atteinte des objectifs ambitieux énoncés par ailleurs : un usage des sols inattentif aux problèmes de trajets ou de liaison entre habitat et activité, une mauvaise localisation des équipements publics peuvent compromettre le succès d'autres politiques ou annihiler les effets attendus de normes plus contraignantes. Il convient donc de rechercher celles des incitations qui pourraient être données à la prise en compte réelle des nécessités de la politique de lutte contre les GES et d'économie d'énergie. Il s'agit moins d'ajouter des études supplémentaires, comme on a pu le faire pour la prise en compte d'autres impératifs, ou des normes nationales, déjà extrêmement nombreuses, *que de faciliter ou encourager l'intégration de cette dimension de l'action.*

La possibilité d'assouplir – ou au contraire de renforcer selon, par exemple, le climat des régions, particulièrement pour les collectivités d'outre-mer et, plus généralement, pour les régions insulaires ou pour celles dans lesquelles les difficultés d'approvisionnement valorisent particulièrement la production décentralisée, dans le Sud-Est de la France par exemple) certaines normes ou de déroger à des plafonds quantitatifs pour encourager les projets qui réduisent ou du moins n'aggravent pas l'émission de GES pourrait être étudiée : autoriser un aménageur à augmenter de 10 % ou 20 % la densité de la construction, si celle-ci est autosuffisante en énergie, ou autoriser, pour un permis de construire, un dépassement de coefficient d'occupation des sols (COS) significatif si le bâtiment est autosuffisant en énergie, ou moindre mais appréciable s'il affiche une performance énergétique meilleure qu'une certaine norme (en consommation de kWh par m²), pourraient ainsi être envisagés. Ce type de **faculté d'adaptation locale**, par souci d'efficacité, ne devrait être autorisé qu'à une certaine échelle (ville importante, communauté de commune ou d'agglomération de taille significative) afin d'être employé à un niveau où la collectivité peut peser autant sur la nature des constructions que sur leur répartition à l'échelle d'une ville-centre ou d'un bassin d'emploi.

Il est possible d'aller plus loin en utilisant le permis de construire (au moins pour l'habitat collectif et dans le cadre de documents d'urbanisme incorporant des objectifs de long terme de politique de lutte contre l'effet de serre et de maîtrise de l'énergie, à l'échelle d'un département ou d'une région) comme vecteur central d'action, en autorisant, par le biais d'expérimentations législatives dans un premier temps, la subordination de sa délivrance au respect de normes ou à des obligations en matière énergétique. La complexité des modifications réglementaires nécessaires plaide pour une **mise en œuvre localisée expérimentale** qui permettrait d'ajuster les actions et les normes aux besoins et de les adapter en fonction des évolutions constatées.

Plus généralement, il **apparaît nécessaire** – et pas seulement au profit des collectivités locales – **de rendre obligatoire la prise en compte du bilan en GES de tout projet d'infrastructure, d'aménagement et de planification d'usage des sols.** Tel n'a pas été le cas de récents projets majeurs⁵⁸. Il suffirait d'aménagements marginaux de la réglementation pour assurer la prise en compte de cet objectif, au sein des études d'impact environnemental.

► Le logement social

Compte tenu des responsabilités éminentes des collectivités territoriales dans le domaine du logement, tout particulièrement du logement social, l'intervention sur le bâti existant doit trouver dans le logement social un lieu exemplaire de mise en œuvre qui combinerait facilité d'intervention et effets sociaux positifs aux gains en matière de lutte contre le réchauffement.

⁵⁸ A ce stade, les enquêtes publiques qui incorporent le bilan CO₂ des projets soumis à enquêtes ne le font que sur la base d'une instruction cadre du 25 mars 2004 émanant du ministère chargé de l'équipement, dénuée de valeur contraignante, certes revue en 2005 (prise en compte notamment de la révision du taux d'actualisation des investissements publics selon les préconisations du rapport LEBÈGUE élaboré sous l'égide du Commissariat général du plan), mais dont la méthodologie mériterait une actualisation.

L'intervention sur le bâti existant se heurte en effet à plusieurs problèmes : fractionnement de la décision (d'une part, le constructeur qui choisit les équipements consommant de l'énergie n'est pas le futur utilisateur qui paiera les coûts de fonctionnement des équipements ; d'autre part, la décision sur le bâti existant est subordonnée aux règles de décision des copropriétés, qui ne sont pas conçues dans l'optique d'une décision majoritaire rapide), coût de l'investissement, caractère délicat de la conduite de travaux lourds dans des logements occupés. Par ailleurs, tous les gouvernements ont prêté attention aux questions de justice sociale dans les politiques de maîtrise de la consommation ou d'ouverture des marchés, sans trouver de remèdes adéquats autres que la bonification du prix de l'énergie (tarif social, chèque transport) dont l'effet pervers est souligné par ailleurs, gommant le signal prix.

Programmer des travaux dans le logement social est relativement aisé dans son principe ; la collectivité locale, assurant en effet la tutelle des offices publics de l'habitat, est seule décideur (et, dans une moindre mesure, pour les entreprises de logement social), le parc de chaque acteur permettant une rénovation par tranche, facilitant la gestion des locataires pendant les travaux. Enfin, l'effet de telles opérations est massif (les 4,1 millions de logements HLM hébergent 10 millions de personnes) et améliore significativement la situation sociale des locataires : le recours à des sources renouvelables ou à la cogénération combiné à la mise aux normes d'isolation et d'efficacité thermique les plus modernes, impossible dans des logements occupés, concevable dans des opérations « à tiroir » dans le parc locatif social, peut en effet suffire à une restauration spectaculaire du niveau de vie (rappelons que 60 % des locataires ont un revenu annuel inférieur à 10 740 euros, soit 60 % du plafond de revenu conditionnant l'accès aux HLM).

L'incitation à l'efficacité énergétique, qui a un coût d'investissement, devrait passer par une *réflexion portant sur toutes les étapes de l'action* (depuis la création de compétences professionnelles accrues parmi les professions de l'aménagement et de l'architecture jusqu'à la bonification des intérêts ou des dépenses fiscales, en passant par la réorientation des fonds de la CSPE finançant le « tarif social »). De surcroît, l'existence d'un *tissu associatif actif*, tant chez les bailleurs que chez les locataires, permettrait de donner un réel élan à pareille politique.

► **Les transports : services et infrastructures**

La gestion, et donc le développement, de la majeure partie des infrastructures de transport est désormais de la responsabilité des collectivités territoriales : outre l'aménagement urbain, réalisée par les communes, les principales voies routières (hors autoroutes et quelques nationales), les aéroports, les ports (hors ports autonomes), la plupart des canaux sont de leur responsabilité. Les services publics de transport le sont également pour l'essentiel : les régions sont principalement compétentes pour le transport ferroviaire (l'État ne conservant que les trains interrégionaux et les trains à grande vitesse TGV) en tant qu'autorités organisatrices, pour le ramassage scolaire et pour les transports urbains. Les collectivités peuvent financer des dessertes aériennes ou des liaisons maritimes. Toute réflexion sur les transports ne peut donc aboutir qu'à proposer des orientations ou à souhaiter des actions des collectivités.

L'exemple du *transport ferroviaire* est significatif de l'impact de l'exercice des compétences par les collectivités territoriales : tant la modernisation des moyens que l'affichage de nouveaux objectifs ont entraîné une amélioration spectaculaire de la qualité du service (condition même de sa substituabilité aux transports par véhicule individuel) et une augmentation conséquente du trafic. Il serait, cependant, évidemment désastreux que les collectivités se lancent dans des programmes à visées purement locales dont la justification à l'échelon d'un territoire se paierait d'une « déséconomie » grave par la conjonction d'investissements redondants ou contradictoires. Il ne saurait être question d'un retour en arrière, sous forme de plan ou de tutelle à base de subventions, mais d'une incitation à développer la prise en considération d'échelles de décision plus grande que la cadre légal (exemple des conférences portuaires des ports de la Manche, des concertations au travers des frontières dans l'arc alpin...). D'autre part, une partie au moins du financement alloué à l'exercice de ces compétences devrait pouvoir être bonifié par l'État en fonction de la dimension énergétique des projets.

Sur tous ces points, **l'expérimentation par dérogation à la loi**, désormais permise par la constitution, devrait être encouragée, éventuellement en précisant les règles du jeu (en termes de bénéfices pour les acteurs). Ainsi, alors que les redevances d'utilisation des ouvrages doivent normalement permettre de rémunérer le financement de leur construction, à l'exclusion de tout autre objectif, on pourrait imaginer que, par voie de dérogation, des *péages urbains* ou des *coûts*

d'utilisation de nouvelles infrastructures (droits de port, péages routiers ou de franchissement) varient en fonction de l'effet énergétique de leur usage, avec des subventions croisées intermodales, le cas échéant. Ici comme dans les autres domaines, ce sont des espaces de liberté et d'initiative qui doivent être donnés dans le cadre d'orientations générales partagées, plus que de nouvelles normes ou règles ou dépenses.

Plus généralement, la généralisation des financements conjoints de grandes infrastructures de transport – ensemble encore enrichi, depuis l'ordonnance du 25 juin 2004, par les possibilités ouvertes par les **contrats de partenariat public/privé (PPP)** – rend absolument nécessaire que l'ensemble des acteurs s'associe à la définition et à l'élaboration d'instruments de cohérence et d'arbitrage, dans lesquels les bénéficiaires en termes de lutte contre les GES joueront un rôle central.

Il ne peut plus s'agir de plans nationaux comme par le passé, mais de nouveaux instruments respectant la liberté et les compétences des collectivités territoriales au service des intérêts communs.

► ***La formation professionnelle et les aides aux entreprises***

La mise en œuvre d'une politique énergétique ambitieuse va, comme il a été dit ailleurs, entraîner des mutations importantes de secteurs économiques : déclin de certains, émergence d'autres. **Les régions**, investies de la responsabilité de la formation et de la coordination de la politique économique, mais aussi bien d'autres collectivités à des titres divers, doivent être mises à même de mesurer et de prévoir l'ampleur de ces évolutions, de les devancer et les accompagner, en programmant notamment le développement des compétences requises par les secteurs émergents. Ce peut être aussi un moyen indirect de peser sur la répartition des activités dans l'espace, pour réduire les déplacements de population entre zones d'habitat et d'emploi, en articulation avec les politiques d'usage des sols et d'aménagement et avec les politiques de transport.

Les capacités d'aide des collectivités territoriales seraient sans doute beaucoup plus efficacement employées en **accompagnant l'évolution des entreprises** dont l'activité va être impactée par les nouvelles orientations de politique énergétique (par décroissance, comme le transport routier ; par croissance, comme l'installation d'équipements nouveaux de production ou d'économie d'énergie) qu'en s'épuisant en soutiens à des énergies renouvelables déjà aidées, comme ce fut trop souvent le cas par le passé, ou en s'appauvrissant par la bonification marginale de tarifs de service ou d'infrastructure.

6.4.3. L'État doit s'engager de façon durable et constante en affichant des objectifs, allouant des moyens et fournissant des compétences, dans un contrat national et territorial de politique énergétique avec les collectivités locales

Ces quelques exemples et orientations nécessitent, de la part de l'État, l'adoption de plusieurs principes :

- **La clarté et la constance dans la fixation d'objectifs et de moyens associés, de long terme.** Les collectivités ne peuvent avoir une action utile si les normes changent sans cesse, si les financements ne sont pas pérennes, si trop d'inflexions sont données à des politiques nationales. Un grand *contrat national de politique énergétique et de lutte contre le réchauffement*, né d'une concertation approfondie et reposant sur les compromis nécessaires, pourrait être passé à cette fin, son évaluation et ses évolutions étant expertisées régulièrement.
- **Les compétences techniques de l'État, jusqu'à présent orientées vers la conception, la tutelle et le contrôle, doivent être redéployées, dans le domaine de l'énergie et de la réduction des gaz à effet de serre, vers l'expertise et l'assistance aux collectivités**, qu'on ne saurait ni contraindre à développer, pour des coûts élevés, de telles compétences, ni mettre dans la main d'opérateurs privés coûteux, ni laisser à elles-mêmes. Sur le modèle des agences indépendantes créées dans les secteurs sanitaire et alimentaire, des agences de service offrant garanties de compétence, de maîtrise des coûts et d'impartialité pourraient ainsi se développer, à l'instar, en prolongement ou en complément des délégations régionales de l'ADEME.
- **La rareté de la ressource budgétaire** doit ici comme ailleurs imposer une action à moyens constants ou à peu près. C'est donc plutôt dans la « *réglementation créatrice de valeur* » qu'il faut chercher à rendre attractives ces politiques plutôt que dans la recherche de ressources

supplémentaires (c'est le cas de deux des suggestions faites ci dessus : le dépassement de COS pour permis à coût énergétique nul ne coûte rien à la collectivité, représente un avantage pour le constructeur et économise les GES et l'énergie ; améliorer l'efficacité énergétique du logement social améliore le niveau de vie et réduit la dépense sociale...).

7. Recommandations pour la politique française de l'énergie

La politique décrite dans le présent rapport est très ambitieuse. Des incertitudes demeurent sur le long terme, mais, pour se placer sur une trajectoire permettant de faire face aux différents scénarios envisageables, il est nécessaire d'agir *avec détermination et sans tarder*. Cette politique constitue une évolution sensible par rapport aux pratiques passées et actuelles et les dépenses nouvelles engendrées par sa mise en œuvre devront être couvertes par les ressources supplémentaires qu'elle donnera l'occasion de créer.

Les recommandations présentées, qui portent sur des mesures et des orientations nouvelles nécessaires pour la mettre en œuvre, sont fondées sur les principales considérations suivantes :

► **Le contexte énergétique actuel est à la fois inédit et complexe.**

Le risque d'un désastre planétaire du à l'augmentation constante des gaz à effet de serre (GES) dans l'atmosphère justifie des objectifs de réduction drastique de ces émissions, tels qu'une division par deux en 2050 au plan mondial. Si des pays industrialisés tels que le nôtre peuvent et doivent dès maintenant s'engager à réduire leurs émissions pour atteindre des objectifs plus ambitieux encore (« facteur 4 » en 2050), il n'en est pas de même pour les pays en développement et, notamment, pour les pays émergents (Chine, Inde,...), qui connaîtront à moyen terme une croissance soutenue de leurs consommations énergétiques. S'agissant en particulier des hydrocarbures, la demande mondiale continuera de croître au cours des prochaines années : s'il est vrai que, dans une vision à long terme, l'impératif de réduction des émissions de GES éloigne le spectre de l'épuisement des réserves ultimes, la situation risque d'être tendue à moyen terme. On doit donc s'attendre en matière de prix, au-delà d'une tendance de fond orientée à la hausse, à des variations cycliques ou erratiques liées à des « désadaptations » plus ou moins durables entre l'offre et la demande ou à des événements géopolitiques par nature imprévisibles.

► **Dans ce contexte, une politique nouvelle, par son ampleur et sa permanence, est indispensable pour réduire aussi rapidement que possible les émissions de gaz carbonique liées à la satisfaction des besoins énergétiques.**

- *Il est impératif d'engager sans délai des actions permettant de se placer vers 2020 sur une « trajectoire vertueuse » pour faire face aux différents scénarios à très long terme (2050 et plus), et, en particulier s'inscrire à sa juste place dans une perspective de division par 2 des émissions mondiales de gaz à effet de serre.*

- Il s'agit parallèlement de se préparer aux défis du long terme, en amorçant dès maintenant des **politiques structurantes** qui ne pourront porter effet que sur la longue durée (aménagement du territoire, recherche et développement, formation aux nouveaux métiers et marchés, évolutions sociétales).

- S'agissant de perspective de long terme, il est évidemment de bonne politique d'envisager des objectifs très ambitieux, voire extrêmement ambitieux (« facteur 4 »).

► **La France doit convaincre l'Union européenne d'adopter une politique très volontariste de réduction des émissions à horizon 2050, sur la base d'un partage équitable entre les États membres des efforts à consentir.**

- *Il faut avoir conscience que la France est aujourd'hui l'un des pays industrialisés les plus performants en termes d'émissions de gaz carbonique par habitant (ou par unité de PIB), du fait de la réalisation de son programme électro-nucléaire durant les années 1980. À l'inverse de la plupart des pays industrialisés, chez qui la production d'électricité engendre une part importante des émissions globales de gaz carbonique, elle ne dispose plus d'aucune marge de progrès en ce domaine. C'est pourquoi elle ne peut pas, sous peine de compromettre gravement sa compétitivité dans le contexte d'une économie mondialisée, poursuivre seule des ambitions par trop décalées par rapport à celles de ses principaux partenaires économiques. L'effort indispensable doit donc être équitablement partagé au niveau international et, spécialement, au niveau européen. Aussi, la France devrait vigoureusement pousser l'Union européenne à retenir un objectif de division par 4 de ses émissions de GES à horizon 2050 par rapport à 1990, le partage des efforts à accomplir (« burden sharing »)*

reposant sur une convergence des émissions spécifiques (par habitant) dans les différents États membres d'ici 2050. Sur la base d'un tel critère, à un « facteur 4 européen » en 2050 serait associée une division par un facteur de l'ordre de 2,5 des émissions françaises en 2050, objectif que les scénarios à long terme étudiés dans le cadre de la commission « Énergie » conduisent déjà à considérer comme très ambitieux.

- L'Union européenne vient de prendre des premières décisions en ce sens (Conseil européen de mars 2007 : réduction de 20% des consommations par rapport aux projections pour 2020 et de 20 % des émissions de CO₂, à répartir entre États membres). Elle doit parallèlement convaincre les pays grands émetteurs de CO₂ (Etats-Unis, Chine, Japon, Inde, Russie) d'aller dans le même sens et, à défaut, se protéger contre le « *dumping environnemental* » par des **mesures de sauvegarde** vis-à-vis des produits à fort contenu énergétique.

► **L'action à mener implique une révision de l'organisation et des moyens :**

- Procéder à une *sensibilisation intense* en vue d'obtenir l'adhésion maximale des Français.

- *Décentraliser* la politique énergétique (rôle des collectivités territoriales en matière de transports, d'urbanisme, des permis de construire, de traitement du bâti public...).

- *Optimiser le rapport coût/efficacité des politiques publiques d'incitation* (fiscalité, subventions) en minimisant la dépense publique : jouer de façon optimale sur l'information, la réglementation, la normalisation au niveau européen...

- *Adapter la formation* aux redéploiements nécessaires des secteurs économiques concernés par la politique nouvelle (professions du bâtiment...).

► **Les mesures proposées concernent fondamentalement la réduction des consommations et une offre d'énergie émettant moins de gaz à effet de serre.**

- *La réduction des consommations* procède à la fois de *l'utilisation rationnelle de l'énergie* (utilisation optimale de la biomasse et de l'énergie solaire, utilisation privilégiée des hydrocarbures pour les seuls usages non substituables...) et des *économies d'énergie* (lutte contre le gaspillage, déperdition thermique, véhicules propres...).

- *La production d'énergie faiblement émettrice en CO₂*, passe par la mobilisation des *énergies renouvelables* (biocarburants, solaire thermique...) et la *production électronucléaire*. Réduire la part du nucléaire (75 % aujourd'hui) dans la production d'électricité rendrait inatteignables les objectifs de réduction des émissions de gaz à effet de serre.

- Les résultats attendus procèdent d'un *large ensemble d'actions et de progrès techniques continus*, mais ne sauraient résulter de « miracles technologiques ».

- Un soutien public ambitieux doit être consenti, en France comme dans les programmes européens, à la *recherche et développement publique et privée* (biocarburants de deuxième génération, nucléaire de quatrième génération, construction et habitat à « énergie positive », captage et stockage de CO₂, dans une perspective d'ingénierie à l'export).

► **Les premières mesures sont à traiter, suivant les cas, au plan communautaire ou au plan national.**

L'ensemble des recommandations portant sur des mesures et des orientations nouvelles nécessaires pour mettre en œuvre la politique énergétique préconisée est détaillé dans les deux rubriques suivantes.

Les recommandations lourdes concernent au premier chef la production d'énergie, l'habitat existant, les véhicules, les appareils électroménagers et de communication qui représentent un gisement important d'économies, peu exploité à ce jour.

7.1. Priorités européennes et internationales

Les mesures européennes impliquent des modifications de directives ou de règlements. Certaines d'entre elles reprennent des dispositions figurant dans le mémorandum français du 24 janvier 2006 sur la politique énergétique communautaire.

► **Priorités de la France dans sa politique européenne**

La France a adopté une attitude offensive pour réduire les émissions de CO₂; mais elle ne peut agir seule en Europe en ce sens et l'Europe ne peut pas agir seule dans le monde.

- La France doit jouer un **rôle pilote** afin que l'Union européenne décide d'atteindre le « **facteur 4** » d'ici 2050 et de convaincre les plus importants pays émetteurs (États-Unis, Chine, Japon, Russie, Inde) d'adopter un objectif de même nature, par une action directe ou indirecte via l'Agence internationale de l'énergie (AIE) et les institutions internationales pertinentes (G8, Organisation mondiale du commerce, Organisation des Nations Unies,...), sans négliger le nécessaire dialogue entre pays producteurs et consommateurs. La convergence, pour être équitable, devra être assurée sur la base d'un **objectif commun pour 2050 exprimé en rejet de gaz à effet de serre (ou en rejet de CO₂) par habitant ou par unité de PIB**. Les émissions de CO₂ de la France seraient alors divisées par 2,6 en 2050 par rapport à celles de 1990.

- La France doit convaincre l'Union européenne de mettre en place des **mesures de sauvegarde** pour empêcher l'**importation massive** de produits à fort contenu énergétique en provenance de pays n'ayant pas pris de dispositions comparables aux siennes pour réduire les émissions de gaz à effet de serre.

Le comportement vertueux de l'Union européenne ne doit pas conduire à la disparition de certains de ses secteurs d'activité industrielle.

- Sous réserve de l'adoption de la mesure précédente, la France doit convaincre l'Union européenne de faire **vendre aux enchères les quotas CO₂** par les États membres.

L'attribution actuelle de quotas gratuits se traduit par une subvention aux entreprises émettant du CO₂ d'autant plus importante que leurs émissions sont plus fortes : c'est, en quelque sorte, une « subvention à la pollution ». Les recettes ainsi obtenues serviraient à subventionner, par exemple, les économies d'énergie, l'utilisation des énergies renouvelables, le captage et le stockage du CO₂.

► **Transport**

Pour le secteur des transports, trois paramètres jouent un rôle primordial : la consommation de chaque véhicule, la distance parcourue et le comportement des conducteurs.

- **Limitation à partir de 2012 à 120 g/km des émissions de CO₂ des véhicules neufs de tourisme**. Fixation d'objectifs contraignants pour **les poids lourds et les véhicules utilitaires légers neufs** à partir de 2012.

La Commission européenne prévoit une limitation à 130 g/km en 2012 ; la mesure proposée incite à faire mieux.

- **Harmonisation des vitesses limites sur autoroute** à 130 km/heure pour toute l'Union européenne.

L'intérêt de cette mesure réside moins dans les économies directes de carburant du fait de la réduction de vitesse limite avec les véhicules existants que dans l'impact sur la conception des véhicules mis en vente sur le marché européen ; la perspective de limitation généralisée des vitesses inciterait les constructeurs à concevoir des véhicules de moindre puissance aux performances plus limitées, donc moins puissants et donc à des gains de consommation à tous les régimes et à toute vitesse, même en circulation urbaine.

- **Assistance à la conduite automobile** : des équipements déjà disponibles sur de nombreux modèles automobiles pourraient être rendus obligatoires (affichage de la consommation instantanée, régulateur de vitesse ou mieux limiteur de vitesse, jauge de pression des pneus,...).

► **Consommation**

Il est possible et nécessaire de diminuer la consommation d'électricité des secteurs résidentiel et tertiaire en éliminant du marché différents équipements peu performants.

- **Obligation d'étiquetage de tous les matériels** consommant de l'énergie sur la consommation et les performances.

Cette obligation n'existe actuellement que pour les matériels électroménagers.

- Interdiction de mise à la vente des **appareils électroménagers** des classes énergétiques les plus consommatrices (aujourd'hui dénommées G, F, E, D et C).
- Décision à court terme d'interdiction à une échéance fixée à moyen terme de mise en vente d'**ampoules fortement consommatrices** (incitation à l'utilisation des lampes à basse consommation, des dispositifs sous basse tension, des lampes à LED, à la place des ampoules à incandescence).
- Limitation de la consommation en veille des appareils « blancs » et « bruns » (électroménager, audio-visuel, micro-informatique...); interdiction d'appareils munis de **dispositifs de veille** non agréés.

► **Sécurité des approvisionnements énergétiques**

- Action visant, dans la perspective d'un **partenariat de long terme avec la Russie**, à appuyer, au travers notamment de la procédure de la mise en œuvre conjointe (MOC) du protocole de Kyoto, les investissements destinés à améliorer l'efficacité énergétique dans ce pays (vente de l'énergie en Russie en fonction de ses prix de marché et résorption des pertes de gaz naturel dans les réseaux).

Initiative conjointe France + Allemagne + Pologne (perspective : présidence française de l'Union européenne au second semestre 2008). Le gaspillage d'énergie et les fuites de gaz naturel sont gigantesques en Russie.

- Mise en place d'une **instance de coordination des réseaux de gaz et d'électricité** de l'Union européenne disposant de pouvoirs de coercition.

La création d'un régulateur européen est prématurée, parce que les réseaux européens ne sont pas encore intégrés ; mais certaines de ses fonctions doivent être d'ores et déjà exercées dans le cadre de l'Union européenne (harmonisation des règles d'exploitation des réseaux, modalités de gestion des interconnexions entre réseaux...).

- Création de **procédures d'autorisation européennes** pour construire plus rapidement et de façon harmonisée :

- des ouvrages de **transport de gaz et d'électricité** d'intérêt européen,
- des **terminaux GNL** (gaz naturel liquéfié) et des **stockages souterrains de gaz naturel** afin de permettre la diversification et la sécurisation des sources d'approvisionnement en gaz naturel.

La sécurité d'approvisionnement et, dans le même temps, la concurrence seront grandement améliorées si la circulation du gaz et de l'électricité au sein de l'Union européenne est aussi fluide que dans chacun des États membres séparément. Il faut, à cette fin, construire de nouvelles infrastructures en vue de supprimer les goulets d'étranglement souvent situés aux limites des réseaux.

Pour l'approvisionnement en gaz naturel, les gazoducs constituent un élément de grande rigidité des relations entre fournisseurs et consommateurs. Le développement du gaz naturel liquéfié (GNL) permet de s'en affranchir partiellement.

- Etablissement de **bilans prévisionnels à long terme** pour l'électricité et le gaz dans chaque État membre – consolidés ensuite au niveau communautaire – et d'une programmation pluriannuelle des investissements de transport et de stockage par le groupe de gestionnaires de réseaux européens.

► **Compétitivité et marché intérieur**

- **Harmonisation** au sein de l'Union européenne des **règles d'attribution de quotas** d'émission de CO₂, appliquées par tous les États membres.

Il s'agit d'éviter des distorsions d'investissements industriels entre États membres (notamment pour les nouvelles centrales de production d'électricité) et d'améliorer les règles d'attribution en vue d'accroître l'efficacité du dispositif (prolongation des périodes, extension à d'autres gaz à effet de serre, évolution vers les allocations payantes).

7.2. Mesures nationales

► *Sensibilisation du public*

- Le gouvernement et, plus généralement, les autorités publiques à tous niveaux doivent renforcer la sensibilisation du public aux *raisons* et aux *moyens* de réduire les émissions de gaz à effet de serre à travers une **réduction des consommations d'énergie** et le **développement des énergies renouvelables**.
- Les comportements des autorités publiques concernant les investissements et l'exploitation dans le secteur de l'énergie doivent être un exemple pour leurs concitoyens (« État exemplaire » pour ce qui le concerne)

Il s'agit d'une condition *nécessaire* à la résorption du gaspillage et à l'évolution vertueuse des comportements.

► *Action territoriale*

Le succès de la politique proposée tient beaucoup au comportement de chaque citoyen. Il convient de démultiplier l'action des autorités nationales en augmentant le rôle des collectivités territoriales qui, elles-mêmes, gèrent directement ou indirectement de nombreux équipements consommateurs d'énergie.

- Les collectivités locales compétentes en matière d'utilisation des sols recevront du Parlement les pouvoirs de mettre en œuvre des **péages urbains**, de permettre la prise en compte des objectifs de réduction des émissions de gaz à effet de serre dans l'élaboration des **règlements d'occupation des sols** et d'imposer, lors de la **délivrance des permis de construire**, des dispositions permettant des économies d'énergie et l'utilisation d'énergies renouvelables.
- En parallèle, les moyens de l'État techniques, humains et financiers dédiés à la politique énergétique seront redéployés, notamment dans les régions.

► *Transport*

- **Augmentation, au titre du changement climatique, du montant de la taxe intérieure sur les produits pétroliers (TIPP)** de 3 centimes d'euro par an pour l'essence ; augmentation de la TIPP sur le gazole de 5 centimes d'euro par an jusqu'à ce qu'elle rejoigne celle de l'essence, de 3 centimes par an au-delà.
- **Taxation annuelle de l'automobile** (vignette automobile), en adaptant son coût, sur la base d'une valeur normative de la tonne de gaz carbonique (100 €/tonne), pour un trajet annuel moyen de 14 000 km pour les véhicules dont les émissions dépassent 120 g/km avec une progressivité visant à pénaliser les véhicules les plus polluants.

Il s'agit de favoriser l'acquisition des véhicules les moins polluants et d'accélérer le renouvellement du parc automobile. Un ordre de grandeur pourrait être donné par la formule $(e - 120)^2 / 20$, e étant le niveau d'émission de gaz carbonique du véhicule concerné en g/km. La vignette serait gratuite pour les véhicules émettant moins de 120 g CO₂ par kilomètre.

La commission n'a pas examiné l'effet sur le pouvoir d'achat et les modalités de redistribution des sommes perçues du fait de ces taxes ; les ressources supplémentaires pourraient en particulier être affectées aux économies d'énergie et à la mise en place d'aides en faveur des ménages à faibles revenus qui acquerraient des véhicules peu polluants.

* Possibilité d'extension : matériels de chantier, compresseurs, engins de travaux publics, matériel agricole...

- **Suppression des obstacles juridiques au covoiturage** (assurances, défraiement...).
- **Instauration d'une taxe par kilomètre parcouru pour les poids lourds et les véhicules légers utilitaires**, hors autoroutes.

► *Habitat*

- Extension aux **propriétaires bailleurs** des avantages fiscaux sur les dépenses favorisant la diminution des consommations d'énergie et l'utilisation des énergies renouvelables dans les immeubles existants.

- **Limitation de ces avantages aux équipements les plus performants** (par exemple aux chaudières à condensation à l'exclusion des chaudières à basse température) en imposant des critères exigeants de performance thermique.

Les deux mesures précédentes permettraient de trouver des majorités pour décider de travaux dans les immeubles collectifs (objectif : favoriser l'acquisition de double vitrage performant, de chaudières à condensation, de panneaux solaires thermiques...); mais les équipements éligibles sont aujourd'hui définis de façon trop imprécise et il en résulte un coût budgétaire élevé pour des économies d'énergie pas toujours en rapport avec cet effort budgétaire.

* Option : Étude de l'extension de ces avantages fiscaux aux résidences secondaires et aux résidences principales neuves en faveur seulement des chaudières à condensation et des pompes à chaleur.

- Obligation de « **ravalement thermique** » des immeubles existants, dans un délai de 10 ans (obligation immédiate dans le cas de vente des immeubles « à la découpe ») : obligation de bilan thermique et, en cas de dépassement d'un seuil élevé de déperdition thermique, obligation de réalisation de travaux permettant d'atteindre un seuil moins élevé à définir.

Ravalement thermique doit être compris dans le sens extensif de réhabilitation thermique des bâtiments.

Cette proposition prolonge la mesure récente instaurant l'obligation de diagnostic de performance énergétique (DPE) à partir du 1^{er} novembre 2006 pour les logements existants proposés à la vente et à partir du 30 juin 2007 pour les bâtiments neufs dont la date de dépôt de la demande de permis de construire est postérieure à cette échéance.

* Mesures d'accompagnement : mise en place par les établissements bancaires de produits spécifiques pour le financement des travaux ; possibilité, pour le propriétaire, de capitaliser des provisions sur charges, éventuellement sous condition de ressources ; mise en place de moyens efficaces de contrôle.

- **Contrôle extensif** de l'application des textes réglementaires relatifs à la **déperdition thermique des logements neufs.**

L'application des textes correspondants n'a pratiquement pas fait l'objet de contrôles efficaces depuis une trentaine d'années ; il est probable que, de ce fait, les déperditions thermiques sont, en moyenne, plus élevées que les seuils imposés.

- Mise en œuvre effective de l'obligation de **comptage individuel du chauffage** dans les immeubles collectifs équipés de chauffage collectif : possibilité de faire mettre en œuvre l'application de la réglementation existante sur plainte de copropriétaires adressée à une administration à désigner. La même méthode pourrait être utilisée en cas de température de chauffage trop élevée.

- Suppression du taux réduit de la TVA sur les **appareils de climatisation.**

Ces appareils ne participent ni à la réalisation d'économies d'énergie, ni à la lutte contre l'effet de serre.

- Amélioration des **performances minimales** requises **pour les matériaux et équipements** utilisés lors de travaux de rénovation de bâtiments (interdiction de mise à la vente de produits de performances inférieures à un seuil normatif atteint, par exemple, par des fenêtres à double vitrage ou par des chaudières à condensation).

- Obligation pour tout nouveau bâti de comporter, au minimum, soit une **pompe à chaleur** performante ou **une production de chaleur renouvelable** pour assurer le chauffage, soit une installation de chauffage de l'eau chaude sanitaire par **panneau solaire thermique**, sauf dans les cas où il est démontré que c'est impossible.

► **Énergies renouvelables**

Les deux dispositions suivantes visent à rationaliser les aides, à permettre de tenir compte en temps réel des diminutions de coût de production des énergies renouvelables et à diminuer les dépenses budgétaires.

- Mise à l'étude de la substitution des tarifs de reprise par les opérateurs historiques de **l'électricité produite à partir d'énergies renouvelables** par une **obligation d'incorporation** dont la proportion sera fixée par les pouvoirs publics.
- Suppression de la défiscalisation existant en faveur des **biocarburants qui fait double emploi avec l'obligation d'incorporation existante.**

La TGAP qui existe constitue une *obligation d'incorporation de biocarburants* imposée aux vendeurs de carburants dans une proportion fixée par les pouvoirs publics, assortie d'une pénalité.

- **Relance de l'hydraulique** après une évaluation socio-économique des projets en vue de concilier au mieux la protection des milieux et les activités humaines.

Certaines contraintes réglementaires engendrent un résultat discutable comparé à la perte de production d'énergie renouvelable qu'elles occasionnent.

- **Arrêt des investissements nouveaux dans la production de biocarburants de première génération.**

De nombreux investissements ont été lancés ; ils mettent en œuvre des végétaux non optimisés pour la production d'énergie, ce qui entraîne des coûts élevés, une utilisation de surfaces agricoles importante et un renchérissement des matières premières concernées (blé, maïs...). La relance des investissements interviendra avec la deuxième génération de biocarburants.

► **Électricité**

- Les aides à la **production combinée de chaleur et l'électricité à partir d'énergie fossile** doivent être supprimées.

La production combinée de chaleur et l'électricité à partir d'énergie fossile est performante et rentable. Le système d'aides actuel est inutile (et pervers dans la mesure où il incite à produire le plus possible d'électricité en dégradant le rendement énergétique global).

- Le fonctionnement du **marché de l'électricité** doit faire l'objet d'une surveillance permanente par le Conseil de la concurrence associé à la Commission de régulation de l'énergie.

- **Les compteurs d'électricité** existants doivent être systématiquement remplacés par des compteurs électroniques télé-relevés permettant la télécommande de certaines fonctions. A défaut, les installations de chauffage électrique nouvelles ou rénovées seront équipées d'un dispositif permettant la commande à distance de l'effacement de courte durée pendant les périodes de pointe de consommation.

Les compteurs actuels installés sur le réseau de distribution ne permettent pas aux fournisseurs de mettre en œuvre des politiques commerciales innovantes et ne peuvent pas être utilisés pour éviter les pointes de consommation dues au chauffage électrique.

- L'actionnaire public majoritaire d'**EdF** veillera à ce que les **émissions de CO₂**, provenant de sa production propre et de ses achats d'électricité produite en France diminuent par rapport à leur valeur en 2006.

► **Recherche et développement**

Le budget consacré à la recherche/développement dans l'énergie devra augmenter et des redéploiements sont indispensables ; les fonds publics serviront autant que possible de catalyseur pour orienter la recherche privée.

L'effort dans des domaines traditionnellement considérés comme prioritaires à juste titre (stockage de l'électricité, matériaux à hautes performances...) devra être poursuivi. Les priorités des pouvoirs publics dans l'allocation de *moyens supplémentaires* devront être arrêtées ; en l'état actuel des travaux, les quatre thèmes suivants sont à prendre en considération :

- **La production de biocarburant de deuxième génération** (utilisant en totalité une plante optimisée pour la production d'énergie).

Il s'agit de disposer d'une source de carburant alternatif performante pour éviter d'avoir à consacrer à la production nationale des surfaces excessives.

- **Le réacteur nucléaire de génération 4.**

Le réacteur de génération 4 doit prendre la relève de l'EPR vers 2040.

- **Le captage et le stockage du CO₂** : accroissement et convergence des compétences françaises dans une perspective d'ingénierie internationale.

Le captage et le stockage du CO₂ sont la clé de l'utilisation future du charbon dans le monde.

- La conception de **bâtiments « à énergie positive »** acceptables au plan économique. ■

■ Composition de la commission « Énergie »

La Commission comprend 75 membres (président et rapporteur général inclus), 84 membres en incluant les trois rapporteurs du Centre d'analyse stratégique affectés aux groupes de travail, les cinq rapporteurs spéciaux rattachés au rapporteur général et le coordinateur. Les six présidents de groupe de travail sont indiqués en italique.

Les fonctions des membres sont celles en vigueur à la date de constitution de la commission (été 2006) ; en cas de changement de titulaire d'une fonction, le nom du titulaire actuel est indiqué entre crochets.

Président

Jean SYROTA

Rapporteur général

Thierry TUOT, Conseil d'État

Coordinateur

Philippe HIRTZMAN, Centre d'analyse stratégique ; Conseil général des mines

Parlementaires

Assemblée nationale

Claude BIRRAUX, député de la Haute-Savoie

Michel DESTOT, député de l'Isère

Claude GATIGNOL, député de la Manche

Daniel PAUL, député de la Seine-Maritime

Sénat

Roland COURTEAU, sénateur de l'Aude

Ladislav PONIATOWSKI, sénateur de l'Eure

Daniel RAOUL, sénateur de Maine-et-Loire

Bruno SIDO, sénateur de la Haute-Marne

Parlement européen

Françoise GROSSETÊTE (France)

Partenaires sociaux et société civile

C.G.T. (Bernard THIBAUT, secrétaire général, représenté par Jean-Christophe LE DUGOU)

C.F.D.T. (François CHEREQUE, secrétaire général, représenté par Jean-Pierre BOMPARD)

F.O. (Jean-Claude MAILLY, secrétaire général, représenté par Jacky CHORIN)

C.F.T.C. (Jacques VOISIN, président, représenté par Pierre-Jean COULON, secrétaire confédéral)

C.F.E.-C.G.C. (Bernard VAN CRAEYNST, président, représenté par Michel LAMY, secrétaire national chargé du pôle économie)

F.N.S.E.A. (Jean-Michel LEMETAYER, président, représenté par Pierre CUYPERS))

MEDEF (Laurence PARISOT, présidente, représentée par Philippe ROSIER)

C.G.P.M.E. (Jean-François ROUBAUD, président, représenté par Dominique BROGGIO)

U.P.A., Union professionnelle artisanale (Pierre PERRIN, président, représenté par Jean LARDIN)

C.E.S., Confédération européenne des syndicats (Joël DECAILLON, secrétaire confédéral, représenté par Sophie DUPRESSOIR)

UFC – Que choisir (Alain BAZOT, président de l'Union fédérale des consommateurs)

Christine GILLOIRE, directeur de France nature environnement (F.N.E.)

Cécile OSTRIA, présidente de la fondation Nicolas HULOT

Alain LIÉBARD, président de l'Observatoire des énergies renouvelables (Observ'ER)

Gérard MAGNIN, délégué général d'Énergie-Cités

Thierry SALOMON, président de NegaWatt

Opérateurs, distributeurs, utilisateurs

Patrick HAAS, président de l'Union française des industries pétrolières (UFIP), président-directeur général de BP France
Charles BEIGBEDER, président-directeur général de Poweo
Ghislain de BOISSIEU, président de UPM-Kymmene France, président du Port autonome de Rouen
Jean-François CIRELLI, président de Gaz de France
Bertrand COLLOMB, président de Lafarge
Thierry DESMAREST, président de Total
Jean-Martin FOLZ, président [d'honneur] de PSA Peugeot Citroën
Pierre GADONNEIX, président d'Électricité de France (EdF)
Patrick KRON, président-directeur général d'Alstom
André MERLIN, président du directoire de Réseau de transport d'électricité (RTE) [Dominique Maillard] ; président du groupe de travail 4 (« Orientations européennes »)
Gérard MESTRALLET, président-directeur général de Suez
Henri PROGLIO, président-directeur général de Veolia Environnement
Baudouin PROT, directeur général de BNP Paribas

Personnalités qualifiées

Jean-Louis BEFFA, président du conseil de surveillance de l'Agence de l'innovation industrielle (All), président-directeur général [président du conseil d'administration] du groupe Saint-Gobain
Jean BERGOUIGNOUX, consultant ; président du groupe de travail 6 (« Politique énergétique »)
Christian de BOISSIEU, président du groupe de travail « Division par quatre des émissions de gaz à effet de serre de la France d'ici 2050 » (dit « Facteur 4 ») ; président délégué du Conseil d'analyse économique (CAE)
Thierry CHAMBOLLE, membre de l'Académie des technologies ; président du groupe de travail 5 (« Scénarios énergétiques »)
Dominique DRON, professeur à l'École nationale supérieure des mines de Paris
Pierre-Noël GIRAUD, directeur du Centre de recherche en économie industrielle (CERNA), Ecole nationale supérieure des mines de Paris
Claude MARTINAND, président de l'Institut de la gestion déléguée (IGD)
Alain MAUGARD, président du Centre scientifique et technique du bâtiment (CSTB)
Thierry de MONTBRIAL, directeur général de l'Institut français des relations internationales (IFRI)
Emile QUINET, professeur honoraire à l'École nationale des ponts et chaussées (ENPC)
Jean-Pierre TRAISNEL, chercheur au CNRS, Institut français d'urbanisme (IFU)

Commission européenne

Mogens Peter CARL, directeur général Environnement de la Commission européenne, ou son représentant
Philip LOWE, directeur général de la concurrence de la Commission européenne, ou son représentant
Matthias RUETE, directeur général de l'énergie et des transports de la Commission européenne, ou son représentant

Administrations et établissements publics

• **Premier ministre**

SGAE : Pascale ANDRÉANI, conseillère auprès du Premier ministre pour les affaires européennes [Gilles BRIATTA]

• **Ministère de la défense**

DAS : Jean de PONTON D'AMECOURT, directeur délégué aux affaires stratégiques [Michel MIRAILLET]

• **Ministère des affaires étrangères (ministère des affaires étrangères et européennes)**

CAP : Pierre LEVY, directeur du Centre d'analyse et de prévision

DAEF : Jacques LAPOUGE, directeur des affaires économiques et financières [Christian MASSET]

- **Ministère de l'économie, des finances et de l'industrie (ministère de l'économie, des finances et de l'emploi)**

DGTPE : Philippe BOUYOUX, directeur chargé des politiques économiques (direction générale du trésor et de la politique économique)

DGI/DLF : Marie-Christine LEPETIT, directrice de la législation fiscale (direction générale des impôts)

DG-INSEE : Jean-Michel CHARPIN, directeur général de l'INSEE (Institut national de la statistique et des études économiques)

DGE : Luc ROUSSEAU, directeur général des entreprises

DGEMP : Dominique MAILLARD, directeur général de l'énergie et des matières premières [Pierre-Franck CHEVET]

- **Ministère des transports, de l'équipement, du tourisme et de la mer (ministère de l'écologie, du développement et de l'aménagement durables)**

SG/DAEI : Dominique BUREAU, directeur des affaires économiques et internationales

DGUHC : Alain LECOMTE, directeur général de l'urbanisme, de l'habitat et de la construction

DGMT : Patrice RAULIN, directeur général de la mer et des transports [Daniel BURSAUX]

- **Ministère de l'agriculture et de la pêche**

DG/PEEI : Jean-Marie AURAND, directeur des politiques économique, européenne et internationale

- **Ministère de l'écologie et du développement durable (ministère de l'écologie, du développement et de l'aménagement durables)**

DEEEE : Guillaume SAINTENY, directeur des études économiques et de l'évaluation environnementale

DPPR : Thierry TROUVÉ, directeur de la prévention des pollutions et des risques [Laurent MICHEL]

- **Etablissements publics**

Académie des technologies : Pierre CASTILLON, président fondateur

ADEME : Michèle PAPPALARDO, présidente de l'Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie ; présidente du groupe de travail 1 (« Enseignements du passé »)

ANR : Jacqueline LECOURTIER, directrice de l'Agence nationale de la recherche

CEA : Alain BUGAT, administrateur général du Commissariat à l'énergie atomique ; président du groupe de travail 3 (« Évolutions technologiques »)

CNRS : Catherine BRECHIGNAC, présidente du Centre national de la recherche scientifique

IFP : Olivier APPERT, président de l'Institut français du pétrole ; président du groupe de travail 2 (« Perspectives offre/demande »)

Participants aux groupes informels

- ***Task force « Électricité » (Jean BERGOUIGNOUX)***

Etienne BEEKER, service économie, ADEME
François JACQ, directeur de la demande et des marchés énergétiques (DIDEME), DGEMP
Richard LAVERGNE, Observatoire de l'énergie, DGEMP
Nicolas MACHTOU, Réseau de transport d'électricité (RTE), *rapporteur*
Michel MASSONI, Commission de régulation de l'énergie (CRE)
André MERLIN, président du directoire de Réseau de transport d'électricité (RTE)
Matthieu ORPHELIN, ADEME

- ***Task force « Transports » (Jean BERGOUIGNOUX/Bruno SAUVALLE)***

Dominique AUVERLOT, chef du département « Recherche, technologies et développement durable » (DRTDD), Centre d'analyse stratégique
Pascal DOUARD, haut fonctionnaire « développement durable », ministère des transports et de l'équipement,
Olivier-Paul DUBOIS-TAINE, Conseil général des ponts et chaussées, MTETM
Claude GRESSIER, président de la section « Affaires économiques », Conseil général des ponts et chaussées, MTETM
Richard LAVERGNE, Observatoire de l'énergie, DGEMP
Alain MORCHEOINE, ADEME
Emile QUINET, professeur d'économie, Ecole nationale des ponts et chaussées
Bruno SAUVALLE, Conseil général des mines, *rapporteur*

- ***Task force « Coût/efficacité des politiques d'incitation » (Dominique MAILLARD/Franck AVICE)***

Michel ATHIMON, vice-président de la Fédération des industries électriques, électroniques et de communication (FIEEC), président de la Fédération des industries mécaniques-Energétique (FIM-Énergie), directeur commercial d'ALSTOM-Power
Jean-Claude BONCORPS, vice-président de la Fédération française des entreprises gestionnaires de service aux équipements, à l'énergie et à l'environnement (FG3E), Dalkia
François DUPOUX, président de la Fédération française des entreprises gestionnaires de service aux équipements, à l'énergie et à l'environnement (FG3E)
Carole LE GALL, directrice « Énergie, air, bruit », ADEME
Alain LIÉBARD, président de l'observatoire des énergies renouvelables (Observ'ER)
Robert MAHLER, président de la Fédération des industries électriques, électroniques et de communication (FIEEC), président France d'ALSTOM

- ***Task force « Comparaison des prospectives énergétiques de pays étrangers » (Raymond COINTE/Aude BODIGUEL)***

Jean-Pierre BOMPARD, CFDT
Michel FUNFSCHILLING, secrétariat général, ministère de l'écologie, du développement et de l'aménagement durables
Richard LAVERGNE, Observatoire de l'énergie, direction générale de l'énergie et des matières premières, DGEMP
Sophie LIGER-TESSIER, directeur-adjoint « Environnement - développement durable - énergie », MEDEF
Nicolas MACHTOU, RTE ; co-rapporteur
Laurent NEYER, Secrétariat général des affaires européennes (SGAE)
Christelle PAULO, chargée de mission « Transport-logement-énergie », département des études et de la communication, Union fédérale des consommateurs UFC - Que choisir
Jean-Arnold VINOIS, Commission européenne

- **Task force « Secteur tertiaire » (Alain MAUGARD/Aude BODIGUEL)**

Jean-Louis PLAZY, directeur adjoint « Air, bruit, efficacité énergétique », chef du centre de Sophia-Antipolis, ADEME

Jean-Pierre TRAISNEL, chercheur au CNRS, Institut français d'urbanisme (IFU)

- **Atelier « valeur économique de la tonne de carbone » (Roger GUESNERIE/Luc BAUMSTARK)**

Luc BAUMSTARK, économiste, Laboratoire d'économie des transports (LET/Université Lyon 2),
rapporteur

Alain BERNARD, Conseil général des ponts et chaussées, MTETM

Patrick CRIQUI, responsable des études du département « Énergie et Politiques de l'Environnement » (EPE) du Laboratoire d'Économie de la Production et de l'Intégration Internationale (LEPII), CNRS-Université Pierre Mendès-France, Grenoble

Christian GOLLIER, directeur du Laboratoire d'économie des ressources naturelle, Institut d'économie industrielle (IDEI), Université Toulouse I

Roger GUESNERIE, professeur d'économie, Collège de France, *président de l'atelier*

Claude HENRY, professeur d'économie, Ecole Polytechnique

Jean-Charles HOURCADE, directeur du Centre international de recherche sur l'environnement et le développement (CIRED), CNRS

Joël MAURICE, professeur d'économie, directeur du centre d'enseignement et de recherche en analyse socio-économique (CERAS), Ecole nationale des ponts et chaussées

Henri PREVOT, Conseil général des mines, MinEFI

David PROULT, économiste, Commissariat à l'énergie atomique (CEA)

Emile QUINET, professeur d'économie, Ecole nationale des ponts et chaussées

Philippe QUIRION, Centre international de recherche sur l'environnement et le développement (CIRED)

Charles RAUX, Laboratoire d'économie des transports (LET), Université Lyon 2

Rapporteurs

Rapporteurs attachés au rapporteur général :

Philippe AUSSOURD (MTETM/Conseil général des ponts et chaussées)

Franck AVICE (MinEFI/Inspection des finances)

Nicolas MACHTOU (CRE ; RTE)

Bruno SAUVALLE (MinEFI/Conseil général des mines)

Rapporteurs spéciaux

Dominique AUVERLOT, chef du département de la recherche, des technologies et du développement durable (Centre d'analyse stratégique)

Luc BAUMSTARK, économiste, Laboratoire d'économie des transports (LE Université Lyon 2) : Atelier « valeur économique du carbone »

Jean-Luc PUJOL, chargé de mission (Centre d'analyse stratégique) : task force « Agriculture – agroalimentaire »

Rapporteurs affectés aux groupes de travail (au 30 novembre 2006) :

Aude BODIGUEL, chargée de mission (Centre d'analyse stratégique), groupes « Enseignements du passé » (1) et « Orientations européennes » (4)

Patrice DUPUY, chargé de mission (Centre d'analyse stratégique), groupe « Évolutions technologiques » (3)

Hervé POULIQUEN, chargé de mission (Centre d'analyse stratégique), groupes « Perspectives offre/demande mondiales » (2) et « Scénarios énergétiques » (5)

Coordinateur :

Philippe HIRTZMAN, Centre d'analyse stratégique ; Conseil général des mines

■

■ Liste des personnes auditionnées

Groupe 1 (« Enseignements du passé »)

Olivier APPERT, président de l'Institut français du pétrole (IFP)
Daniel AUBER, directeur de l'Union sociale pour l'habitat (USH)
Bernard LAPONCHE, consultant expert international
Dominique MAILLARD, directeur général de l'énergie et des matières premières (MinEFI / DGEMP)
Claude MANDIL, directeur exécutif de l'Agence internationale de l'énergie (A.I.E.)
Yves MARTIN, ancien président de la Mission interministérielle de l'effet de serre (MIES)
Claude MARTINAND, vice-président du Conseil général des ponts et chaussées (MTETM/CGPC),
président de l'Institut de la gestion déléguée (IGD)
Alain MAUGARD, Président du Centre scientifique et technique du bâtiment (CSTB)
Jean SYROTA, ancien président de la Commission de régulation de l'énergie (CRE), président de la
Commission énergie

Groupe 2 (« Perspectives offre/demande »)

André ANTOLINI, président du Syndicat des énergies renouvelables (SER)
Pierre-René BAUQUIS, professeur associé de l'Ecole nationale supérieure du pétrole et des moteurs
(ENSPM/IFP school) ; professeur TPA (association « Total Professeurs Associés ») ; expert auprès
de l'Académie des technologies ; ancien directeur « Stratégie et planification » du groupe TOTAL
Yves BAMBERGER, directeur « recherche et développement », Électricité de France ; membre de
l'académie des technologies
Didier BOSSEBOEUF, économiste au service économie de l'Agence de l'environnement et de la
maîtrise de l'énergie (ADEME)
Jean-Paul BOUTTES, directeur de la prospective et des relations internationales, Électricité de
France
Sylvie CORNOT-GANDOLPHE, conseillère du président d'ATIC services
Yves COUPIN, directeur du développement durable, AREVA
Dominique DRON, professeur à l'Ecole nationale supérieure des mines de Paris (ENSPM)
Francis GUTMANN, ancien ambassadeur de France
Frédéric HUG, directeur « Environnement et innovation », Suez Énergie Services
Jacques LAPOUGE, directeur des affaires économiques et financières, ministère des affaires
étrangères (MAE)
Richard LAVERGNE, secrétaire général de l'Observatoire de l'énergie, direction générale de l'énergie
et des matières premières (MinEFI / DGEMP)
Claude MANDIL, directeur exécutif de l'Agence internationale de l'énergie (AIE)
Yves MARTIN, expert, ancien président fondateur de la Mission interministérielle de l'effet de serre
(MIES)
Jean-Eudes MONCOMBLE, secrétaire général du Conseil français de l'énergie (CFE/CME)
Olivier RECH, économiste, chargé d'étude à la direction des études économiques de l'Institut
français du pétrole (IFP)
Claude ROY, coordonnateur interministériel pour la valorisation de la biomasse (ministère de
l'agriculture et de la pêche)
Didier SIRE, directeur adjoint de la stratégie, Gaz de France (GdF)

Groupe 3 (« Évolutions technologiques »)

Thierry ALLEAU, président de l'Association française de l'hydrogène
Jean-Pierre BENQUÉ, directeur général-adjoint, responsable des activités commerciales France,
Électricité de France
Paul BREJON, directeur des affaires techniques, Fédération française du bâtiment
Pierre CASTILLON, président fondateur de l'Académie des technologies
Jean-Noël CHAPULUT, Conseil général des ponts et chaussées, 4^{ème} section (économie et transports)
Yves-Bruno CIVEL, directeur général de l'association Observ'ER
Bernard EQUER, expert auprès de l'Agence nationale de la recherche (énergie photovoltaïque)

Anne FALANGA, directeur délégué pour les relations industrielles, Commissariat à l'énergie atomique (CEA)
Eric LABORDE, directeur général de Photowatt
Stéphane LE CORRE, directeur de la stratégie, Alstom
Thérèse MARTINET, directrice de l'environnement automobile et du développement durable, PSA Peugeot Citroën
Hervé MIGNON, directeur du développement, Réseau de transport d'électricité (RTE)
Philippe PRADEL, directeur de l'énergie nucléaire, Commissariat à l'énergie atomique (CEA)
Luc ROUSSEAU, directeur général des entreprises au ministère de l'économie, des finances et de l'industrie (MinEFI / DGE)
Jean-Pierre TRAISNEL, chercheur à l'Institut français d'urbanisme

Groupe 4 (« Orientations européennes »)

Dominique BECOUSE, Union française des industries du pétrole (UFIP / équilibre du raffinage)
Jean-François CONIL-LACOSTE, directeur général de Powernext
Philippe De LADOUCKETTE, président de la Commission de régulation de l'énergie (CRE)
Christian De PERTHUIS, professeur d'économie à l'Université de Paris Dauphine, chef de la « Mission climat » de la Caisse des dépôts et consignations (CDC)
Kristine KUOLT, sous-directrice de la gestion et de la planification des crises, Agence internationale de l'énergie (AIE)
Jean LAMY, chef du bureau de la stratégie internationale, (MinEFI / DGEMP)
Bernard LAPONCHE, ancien directeur de l'Agence française pour la maîtrise de l'énergie (AFME)
Christian LE BUHAN, chef du bureau D2 chargé des politiques sectorielles et des taxes sur les transactions, direction de la législation fiscale, ministère de l'économie, des finances et de l'industrie
Clotilde LEVILLAIN, directrice déléguée du CNES (dispatching national), Réseau de transport d'électricité (RTE)
Thérèse MARTINET, PSA Peugeot Citroën, directrice de l'environnement automobile et du développement durable
Philippe QUIRION, économiste au Centre international de recherche sur l'environnement et le développement (CIRED)
Philippe ROSIER, président de Rhodia Énergie, président du groupe de travail « Stratégies énergétiques et compétitivité » du MEDEF
Yves SMEERS, professeur à Université catholique de Louvain (Faculté des sciences appliquées, département d'ingénierie mathématique)
Jean-Pierre TRAN THIET, avocat, CMS Bureau Francis Lefèvre, membre de l'Institut Montaigne
Thomas VANICEK, directeur « Approvisionnements et arbitrages », groupe Total
Jean-Arnold VINOIS, chef de l'Unité « Politique de l'énergie et sécurité d'approvisionnement », Commission européenne

Groupe 5 (« Scénarios énergétiques »)

Bertrand CHATEAU, président d'Enerdata
Olivier-Paul DUBOIS-TAINE, Conseil général des ponts et chaussées (MTETM)
Nadia MAIZI, directrice du centre de mathématiques appliquées – Ecole nationale supérieure des mines de Paris (Sophia Antipolis)
Matti VAINIO, responsable de l'Unité énergie et environnement, DG environnement, Commission européenne



Task force « Électricité »

Charles BEIGBEDER, président de POWEO ; Christophe DROGUERE
François DUPOUX, président de la Fédération française des entreprises gestionnaires des services aux équipements, à l'énergie et à l'environnement (FG3E) ; Jean-Claude BONCORPS, Dalkia, vice-président de la FG3E
Bernard DUPRAZ, directeur général adjoint « Production et ingénierie », Électricité de France
Yves BAMBERGER, directeur « Recherche et développement », Électricité de France
Philippe LERMUSIEAU, président du Conseil d'administration, Electrabel France, groupe Suez
Hervé MIGNON, directeur du développement, Réseau de transport d'électricité (RTE) et Erik PHARABOD
Jean-Baptiste SEJOURNE, directeur général des opérations, Electrabel France, groupe Suez ; Yvan HACHEZ
Ludovic STELLA, Endesa-France ; Audrey ZERMATI-MALKIN et Stéphane MOREL

Task force « Transports »

Task force « Coût / efficacité des politiques d'incitation »

Task force « Agriculture – agroalimentaire »

Task force « Comparaison des perspectives énergétiques de pays étrangers »

Elisabeth CUTHBERTSON, senior economist, Energy review team, Department of Trade and Industry (Londres) ; Filippo GADDO, economist, Energy group (D.T.I.) ; Andy GREGORY, premier secrétaire aux Affaires agricoles et environnementales, ambassade de Grande-Bretagne en France
Marc DEPREZ, ministère de l'économie, de l'énergie, du commerce et de la politique scientifique (Belgique)

Task force « Secteur tertiaire »

François BERTIÈRE, président-directeur général de BOUYGUES-Immobilier ; Pierre PETITPAS, directeur technique
Françoise CLIQUET, chef du service immobilier, direction du développement territorial et du réseau, Caisse des dépôts et consignations ; Denis ROGER-MACHART
Georges DEBIESSE, Conseil général des ponts et chaussées, 3^{ième} section
Jean-Luc SADORGE, directeur de l'agriculture et de la forêt, du tourisme et de l'environnement, Conseil régional d'Alsace

