



PREMIER MINISTRE



Avril 2007

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

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 d'orientation

Synthèse

Président de la commission « Énergie » : Jean SYROTA

Rapporteur général : Thierry TUOT
Coordinateur : Philippe HIRTZMAN

Président du groupe 1 (« Enseignements du passé ») :
Président du groupe 2 (« Perspectives offre/demande ») :
Président du groupe 3 (« Évolutions technologiques ») :
Président du groupe 4 (« Orientations européennes ») :
Président du groupe 5 (« Scénarios énergétiques ») :
Président du groupe 6 de synthèse (« Politique énergétique ») :

Michèle PAPPALARDO
Olivier APPERT
Alain BUGAT
André MERLIN
Thierry CHAMBOLLE
Jean BERGOUGNOUX

SOMMAIRE

Avant-propos : organisation des travaux de la commission et statut du rapport d'orientation

1 Le cadre de cohérence et la problématique 9

1.1 Un cadre de cohérence spatio-temporel 9

1.2 Le cadre conceptuel : une problématique de développement durable..... 9

2 La politique énergétique française face aux défis planétaires ... 11

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 11

2.2 Les incertitudes qui subsistent, en dépit de progrès significatifs, dans la modélisation des phénomènes climatiques militent en faveur d'une stratégie « séquentielle », c'est-à-dire s'adaptant au fur et à mesure de l'amélioration de la connaissance, pour tenter de maîtriser au moindre coût socio-économique le risque climatique 15

2.2.1 Le quatrième rapport du GIEC : des conclusions assurées quant au rôle des émissions anthropiques dans le changement climatique, des progrès significatifs en matière de modélisations des phénomènes climatiques, mais des fourchettes d'incertitude encore importantes au niveau de la quantification des réponses à certaines questions-clés 15

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 23

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 24

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 30

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 30

2.3.2 Pour répondre aux problématiques de long terme, au premier rang desquelles la maîtrise du risque climatique, les solutions technologiques dont l'on doit préparer dès maintenant le développement joueront un rôle crucial 31

2.3.3 Un arbitrage important, en particulier en matière d'utilisation des fonds publics, est de savoir comment doivent être répartis les efforts entre les actions apportant des résultats relativement rapides et les efforts de recherche, développement, démonstration et industrialisation de nouvelles technologies ; cet arbitrage peut être différent d'un pays à un autre 34

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. Ceci n'exclut cependant pas que des coopérations se nouent et fassent progresser la question. En tout état de cause, tôt ou tard, tous les États devront réagir et ceux d'entre eux qui auront su anticiper au mieux les décisions requises, en engageant suffisamment tôt les actions indispensables, subiront moins que d'autres les conséquences d'une révision plus ou moins déchirante des politiques énergétiques 34

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 accordées 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 34

2.4.2 Les États-Unis entendent affirmer leur « leadership » technologique en matière de maîtrise des émissions de gaz à effet de serre 35

2.4.3 Cependant, les programmes de coopération se multiplient entre les grandes régions 36

2.5 Quoi qu'il en soit, même si les meilleures décisions sont prises pour maîtriser le risque climatique, la croissance de la demande en hydrocarbures restera soutenue à court/moyen terme. 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 36

2.5.1 A 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 36

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. L'appropriation d'une part croissante des réserves par un petit nombre de compagnies nationales entre les mains des États concernés aggrave les risques potentiels de ce déséquilibre naturel 37

2.5.3 Quatre défis géopolitiques majeurs pour les hydrocarbures 39

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 42

2.5.5 A 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 43

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 45

3.1 La reconnaissance de la nécessité d'une politique européenne de l'énergie ne conduit pas nécessairement à une refonte des traités 45

3.1.1	<i>Quelle pourrait être une politique européenne de l'énergie ?</i>	45
3.1.2	<i>A travers les politiques de la concurrence, de l'environnement, du marché intérieur, une politique énergétique existe de fait</i>	46
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	46
3.2.1	<i>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</i>	47
3.2.2	<i>Les mécanismes de marché n'apportent par ailleurs que des réponses très partielles à la problématique de la sécurité d'approvisionnement</i>	49
3.3	Le marché des droits d'émission de CO₂ doit devenir efficace sans dégrader la compétitivité européenne	50
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>	50
3.3.2	<i>Les pratiques actuelles ont des effets pervers de différentes natures</i>	52
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>	53
3.4	Les nouvelles propositions de la Commission dans son « paquet énergie » confortent les orientations suggérées sans toujours reposer sur les instruments ou engagements nécessaires	54
3.4.1	<i>Une intensité énergétique « raisonnable », mais s'améliorant moins vite qu'ailleurs</i>	54
3.4.2	<i>Face aux nouveaux défis énergétiques mondiaux, l'Europe propose des objectifs ambitieux</i>	56
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>	58
3.5	La politique européenne des transports à la recherche de la mobilité durable	59
3.5.1	<i>Le réexamen en 2006 du Livre blanc de 2001 conduit à une inflexion significative des objectifs prioritaires</i>	59
3.5.2	<i>La politique européenne des transports préconisée par la Commission cherche à développer une mobilité durable qui rejette moins de gaz à effet de serre et qui consomme moins de pétrole</i>	60
3.5.3	<i>Les propositions récentes de la Commission 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>	61

4 Les axes d'une politique énergétique nationale 63

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 »	63
4.1.1	<i>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</i>	63

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.....* 64

4.1.3 *La problématique du défi climatique présente bien des points communs avec celle de la restructuration du système énergétique français engagé suite aux chocs pétroliers de 1973-74 et 1979-80 : difficulté d'assurer une continuité des politiques dans un contexte de prix et de risques cycliques ou chaotiques, gestion en stratégie adaptative des programmes nucléaires. A une différence essentielle près : l'absence d'une technologie maîtrisée, prête à être développée massivement et qui, à elle seule, pourrait apporter une contribution notable à la résolution du problème.....* 66

4.1.4 *A 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 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, subventions,...) 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 ».....* 72

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* 74

4.1.6 *L'arbitrage à réaliser au niveau des dépenses publiques entre le soutien aux actions immédiates d'utilisation rationnelle de l'énergie 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-clé de toute politique énergétique. Cette question ne saurait évidemment être traitée sans que le contenu, les modalités et les implications industrielles des actions de R&D envisagées aient été examinés.....* 75

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* 75

4.2.1 *Une analyse rétrospective montre clairement que les problèmes majeurs se situent et se situeront vraisemblablement dans le secteur des transports — où les émissions en croissance constante depuis 1960 commencent tout juste à montrer un certain tassement au cours des années les plus récentes — et dans le secteur résidentiel et tertiaire — dont les émissions, après avoir fortement décru jusqu'en 1990, sont tendanciellement orientées à la hausse depuis cette date —* 75

4.2.2 *Des hypothèses de cadrage macroéconomiques 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* 77

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.....* 78

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* 85

4.2.5 Dans le secteur résidentiel et tertiaire, 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 89

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 97

4.3 Une politique soutenue en matière de recherche et développement 107

5 Les conditions de mise en œuvre d'une politique énergétique ambitieuse..... 109

5.1 Optimiser l'utilisation de la ressource rare que constituent les fonds publics 109

5.1.1 Les aides publiques aux économies d'énergie et aux énergies renouvelables sont difficiles à appréhender et aucune étude officielle n'existe 109

5.1.2 Une cohérence est à instituer entre les différents instruments d'incitation..... 109

5.1.3 Quelques principes d'action publique semblent pouvoir être proposés 111

5.2 Assurer aux entreprises et aux citoyens un juste retour de leurs efforts conditionne leur mobilisation au service des politiques nécessaires..... 111

5.3 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..... 112

5.4 Donner aux collectivités territoriales les moyens d'assumer leur part éminente de responsabilité dans une politique énergétique..... 113

5.4.1 Plutôt que d'affirmer des compétences générales, proportionner les ressources et les responsabilités aux capacités des collectivités 113

5.4.2 Le rôle majeur des collectivités territoriales peut être illustré dans quelques secteurs pivots 114

5.4.3 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 territoriales 117

6 Recommandations pour la politique française de l'énergie 118

6.1 Priorités européennes et internationales..... 118

6.2 Mesures nationales 120

7 ANNEXE : Liste des personnes auditionnées 123

8 ANNEXE : Composition de la commission Énergie..... 126

Avant propos

Organisation des travaux de la commission et présentation du rapport d'orientation

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 devraient donner lieu à publication d'un rapport final à l'automne 2007.

Cette commission, présidée par Jean SYROTA, a été installée le 30 mai 2006 par Sophie BOISSARD, directrice générale du Centre d'analyse stratégique. Comptant 84 membres [liste en annexe titre 8], 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, dix parlementaires nationaux (quatre sénateurs, quatre députés et deux parlementaires européens) 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 et lui remet en avril 2007 le présent rapport d'orientation faisant état des éléments historiques, du diagnostic actuel et des perspectives du moins à moyen terme (horizon 2020) ainsi que de propositions d'actions immédiates ou de recommandations à moyen terme.

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

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

Les groupes de travail de la commission « Énergie »

Les travaux de la Commission « Énergie » sont organisés selon **six groupes de travail** dont les problématiques, complémentaires, doivent permettre de balayer le large spectre des préoccupations dans le champ de l'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** (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 définir les scénarios possibles.
- 6- **Politique énergétique** (Jean BERGOUIGNOUX) : établir une synthèse en vue de définir les éléments d'une politique énergétique pour la France.

Ces groupes ont procédé à de nombreuses auditions [liste en annexe titre 7] et ont examiné les contributions de leurs membres sur les thèmes de leur compétence. Ils ont recouru à des expertises extérieures : en particulier une consultation a été lancée en vue de recourir à diverses modélisations technico-économiques afin de tester sur plusieurs horizons les hypothèses de travail retenues. Les rapports de ces groupes sont annexés au présent rapport de synthèse.

Par ailleurs, en marge des travaux thématiques de ces groupes, les réflexions de la commission ont bénéficié d'investigations transverses sur des sujets mal pris en compte par les groupes : mission ponctuelle sur l'efficacité des politiques d'incitation publiques, task force « transports », task force « électricité », groupe informel sur la valeur économique de la tonne de carbone.

La coordination des travaux a été assurée par la réunion fréquente des présidents de groupe (12 réunions restreintes de mai 2006 à mars 2007) et par celle, à cinq 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.

Le présent rapport comporte encore des hétérogénéités de présentation et des inégalités de traitement des différents sujets. Cette constatation procède de trois circonstances et justifie le passage intermédiaire par un rapport d'orientation avant la production et la diffusion du rapport final :

- D'une part, les travaux de simulation conduits par le groupe 5 (« Scénarios énergétiques ») avec l'appui de deux prestataires extérieurs nécessitent une certaine durée et ne pourront être pleinement exploités qu'au printemps 2007.
- D'autre part, en raison du calendrier très contraint imposé aux travaux, certains problèmes de fond, par nature horizontaux ou nécessitant un important travail d'intégration des réflexions, méritent encore quelques approfondissements notamment sur les aspects de prospective et de stratégie à long terme (2050) ; ces réflexions complémentaires vont être menées jusqu'à l'été 2007. Un accent particulier sera parallèlement porté sur le retour d'expérience et sur l'exploitation des expériences de quelques pays européens.
- Enfin, en raison de la méthode de travail, il eût été illusoire de tenter d'écrire en quelques mois seulement 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 du groupe ; il a donc paru important de pouvoir recueillir et exploiter au sein du document final les réactions des membres de la commission aux conclusions et aux préconisations présentées dans le rapport d'orientation.

Le rapport d'orientation de la commission « Énergie » est donc constitué :

- **du présent document qui retrace les principes et hypothèses qui forment, en l'état actuel de ses travaux, le socle de la réflexion et des convictions de la commission. Ce document se conclut par un certain nombre de propositions susceptibles d'inspirer l'action immédiate du gouvernement tant au plan intérieur qu'au plan communautaire, ainsi que des recommandations de politique publique à plus long terme ;**
- **des rapports d'orientation des groupes 1, 2, 3, 4 et 5 validés par leurs membres ; la production définitive du rapport du groupe 5 (« Scénarios énergétiques ») est différée compte tenu du calendrier lié à la mise en œuvre de prestations extérieures de simulation.**

Le rapport final bénéficiera des réactions que la publication et la diffusion du rapport d'orientation ne manqueront pas de susciter.

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* dans un contexte énergétique dont les fondamentaux sont *peu susceptibles d'évolution*, en dehors de crises difficilement prévisibles (horizons du prochain quinquennat et de la prochaine législature) ;
- 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 leurs fruits les 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 ayant un œil sur les 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** par rapport auxquels 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 mises en jeu par les premières 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 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

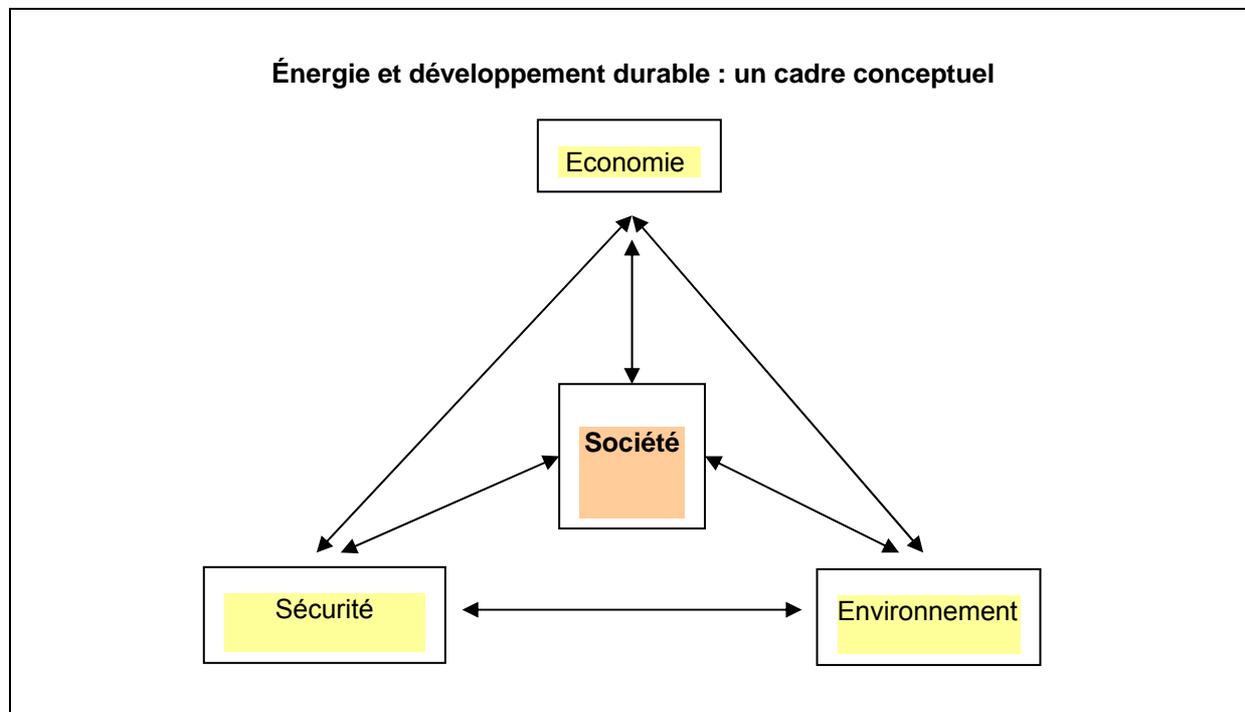
La lettre de mission invitait la commission à situer sa réflexion prospective sur la politique énergétique au cœur des trois problématiques [voir encadré ci-dessous] :

- 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 de soi cependant 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 de leurs 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 %.

En l'état actuel de ses réflexions et de ses propositions, la commission Énergie s'est essentiellement préoccupée des émissions de CO₂ liées aux consommations énergétiques.

2 La politique énergétique française 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. Pour ce qui est de ce dernier point, il est permis de penser que 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

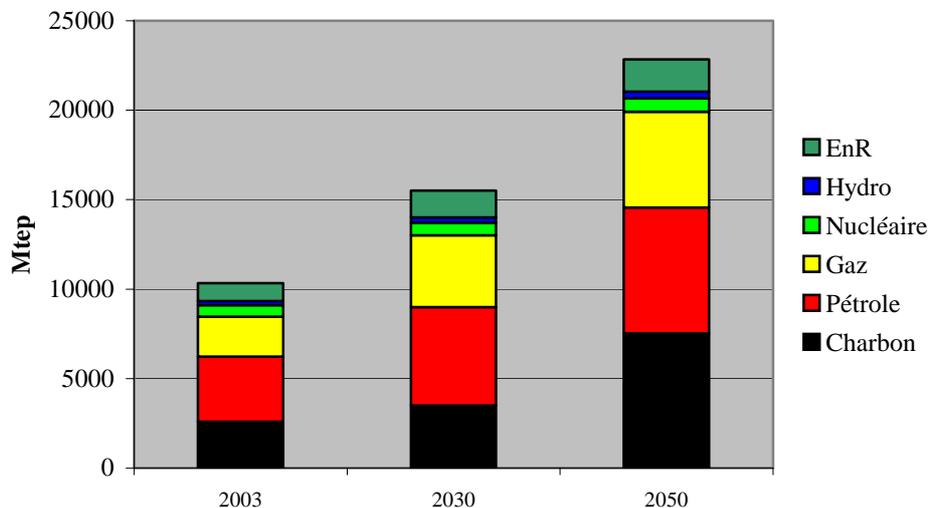
Sur la période 2003-2050, la population mondiale croîtrait de 6,4 milliards à 9,1 milliards d'habitants (taux de croissance moyen annuel : + 0.9 %). Le taux de croissance du PNB mondial est supposé être en moyenne de 2.9 % par an sur la même période.

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

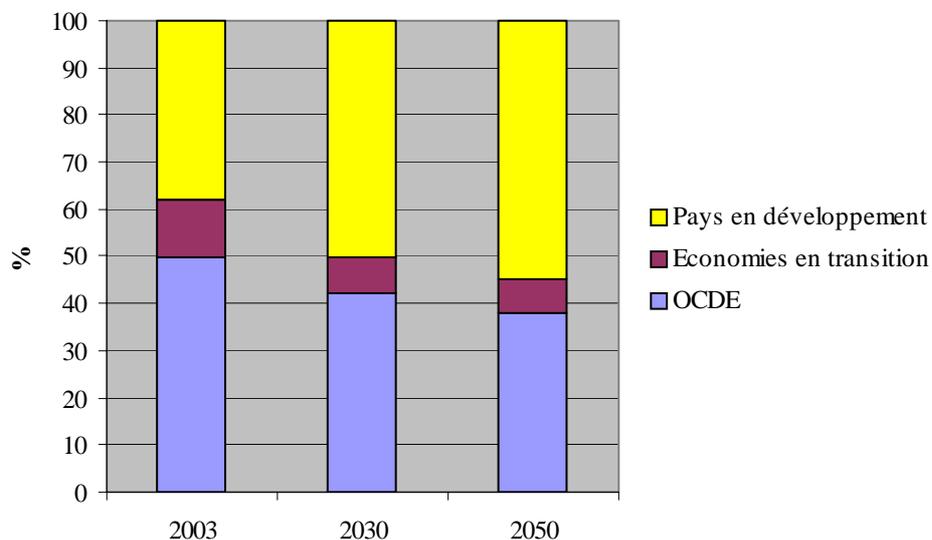
Taux de croissance moyen annuel 2003-2050	Population	PNB	PNB par habitant
OCDE Amérique du Nord	0.7	2.1	1.4
OCDE Europe	- 0.3	1.5	1.8
OCDE Pacifique	- 0.1	1.8	1.9
Economies en transition	- 0.2	3.6	3.8
Chine	0.3	4.5	4.2
Inde	0.9	4.2	3.3
Autres pays d'Asie	1.1	3.7	2.6
Moyen Orient	1.9	3.0	1.1
Amérique latine	0.9	3.0	2.1
Afrique	1.9	3.7	1.8
Monde	0.9	2.9	2.0

Quoiqu'il en soit, 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 double entre 2003 et 2050 : son taux de croissance moyen annuel (+ 2,1 %) est tout à fait semblable à celui de la croissance économique mondiale, traduisant le maintien à un niveau approximativement constant de l'intensité énergétique globale. La consommation de charbon triple 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 développent significativement sans pour autant jouer un rôle déterminant dans l'évolution du bilan énergétique mondial ; le nucléaire et l'hydraulique sont « dans l'épaisseur du trait ». La consommation des pays en développement devient 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....

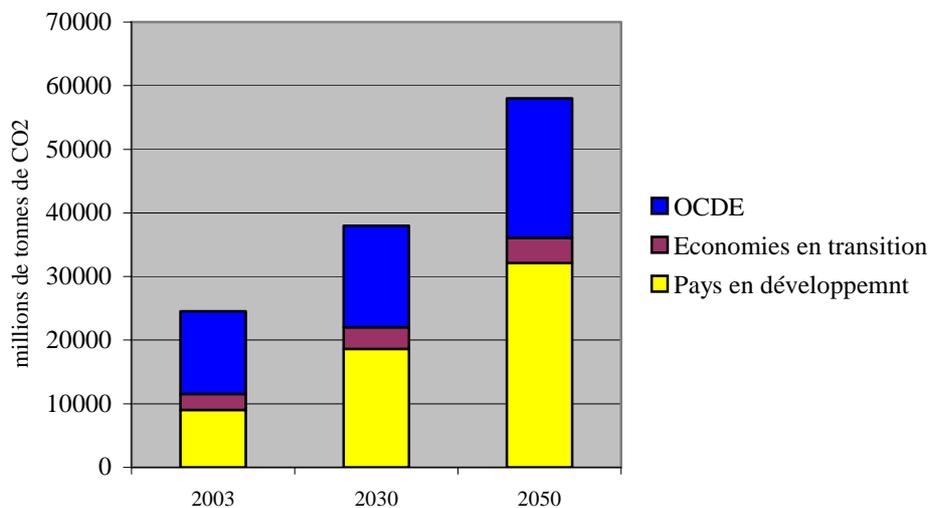


..... et que la part des pays en développement dans la consommation d'énergie primaire passe de 38 à 55 %



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



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 terme de changements climatiques 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 », c'est-à-dire s'adaptant 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 : des conclusions assurées quant au rôle des émissions anthropiques dans le changement climatique, des progrès significatifs en matière de modélisations des phénomènes climatiques, mais des fourchettes d'incertitude encore importantes au niveau de la quantification des réponses à certaines questions-clés

Les conclusions essentielles du quatrième rapport du Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat (GIEC)¹ ont été rendues publiques le 2 mars 2007². Elles 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 la *significativité* 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.

A propos de l'appréciation que donne le GIEC des incertitudes subsistant dans ses travaux

Dans le « résumé à l'intention des décideurs », le groupe 1 du GIEC précise que :

- les fourchettes d'incertitude sur les résultats fournis sont, sauf indication contraire, des intervalles d'incertitude à 90 %, c'est-à-dire qu'il y a une probabilité de 5 % que la valeur soit au-dessus de la fourchette et une probabilité de 5 % qu'elle soit en dessous ;
- les termes suivants ont été utilisés pour désigner la vraisemblance d'une conclusion ou d'un résultat : *pratiquement certain* = probabilité > 99 %, *extrêmement vraisemblable* >95 %, *très vraisemblable* >90 %, *vraisemblable* >66 %, *plus vraisemblable que non* >50 %, *peu vraisemblable* <33 %, *très peu vraisemblable* <10 %, *extrêmement peu vraisemblable* < 5 % ;
- les niveaux de confiance suivants ont été utilisés pour exprimer les jugements d'experts sur la qualité de la science : *très grande confiance* = au moins 9 chances sur 10 d'être corrects ; *grande confiance* = environ 8 chances sur 10 d'être corrects.

Il convient cependant d'observer (*note du rédacteur*) :

- que, dans le cas d'analyses de données passées, ces probabilités peuvent être objectivement calculées par des méthodes statistiques classiques ;
- mais que, dans le cas d'évaluations prospectives, ces probabilités résultent de la comparaison de résultats de divers modèles climatiques qui, s'appuyant sur un fond commun de connaissances scientifiques à un instant donné, peuvent comporter des biais similaires d'un modèle à l'autre déplaçant la valeur centrale de l'estimation.

¹ En anglais : « International panel for climate change » (IPCC)

² On se réfère ici au « résumé à l'intention des décideurs », établi par le groupe 1 du GIEC.

2.2.1.1 Les analyses rétrospectives

Les concentrations mondiales actuelles de dioxyde de carbone (CO₂), de méthane (CH₄) et de protoxyde d'azote (N₂O) ont crû de façon notable par suite des activités humaines depuis 1750 et maintenant dépassent largement les valeurs préindustrielles déterminées à partir des carottes de glace couvrant plusieurs milliers d'années [voir ci-dessous encadré A]. Les augmentations de concentration en dioxyde de carbone sont principalement dues à l'utilisation des combustibles fossiles et au changement d'utilisation des terres, tandis que celles en méthane et en protoxyde d'azote sont principalement dues à l'agriculture.

- Le *dioxyde de carbone* (CO₂) est le plus important des gaz à effet de serre. La concentration atmosphérique mondiale du dioxyde de carbone a crû d'une valeur préindustrielle d'environ 280 ppm³ à 379 ppm en 2005 et elle augmente d'environ 2 ppm par an à l'heure actuelle. La concentration du dioxyde de carbone en 2005 dépasse de loin les variations naturelles durant les 650 000 dernières années (180 à 300 ppm), déduites des carottes de glace.
- La concentration atmosphérique mondiale du *méthane* (CH₄) a crû de 715 ppb à 1732 ppb au début de la décennie 1990 et est de 1774 ppb en 2005. La concentration atmosphérique du méthane en 2005 dépasse de loin les variations naturelles durant les 650 000 dernières années (320 à 790 ppb), déduites des carottes de glace. Le taux de croissance a diminué depuis le début de la décennie 1990, en cohérence avec les émissions totales (somme des émissions anthropiques et naturelles) pratiquement constantes au cours de cette période. Il est très vraisemblable⁴ que l'accroissement observé de la concentration du méthane est dû aux activités humaines, principalement l'agriculture et l'utilisation des combustibles fossiles, mais les contributions des différentes sources ne sont pas bien déterminées.
- La concentration atmosphérique mondiale en *protoxyde d'azote* (N₂O) a crû de la valeur préindustrielle de 270 ppb à 319 ppb en 2005. Le taux de croissance est resté approximativement constant depuis 1980. Plus d'un tiers des émissions est anthropique et principalement dû à l'agriculture

Le réchauffement du système climatique est sans équivoque, car il est maintenant évident dans les observations de l'accroissement des températures moyennes mondiales de l'atmosphère et de l'océan, la fonte généralisée de la neige et de la glace et l'élévation du niveau moyen mondial de la mer [voir ci-dessous encadré B].

- Onze des douze dernières années figurent au palmarès des douze années les plus chaudes depuis que l'on dispose d'enregistrements de la température de surface⁵ (depuis 1850). La nouvelle valeur de la vitesse moyenne du réchauffement au cours des cent dernières années (1906-2005) (0,74 [0,56 à 0,92] °C)⁶ est donc plus grande que n'était la valeur analogue calculée au moment du troisième rapport (0,6 [0,4 à 0,8] °C) pour la période 1901-2000.
- La montée du niveau moyen de la mer s'accélère : 3,1 mm par an entre 1993 et 2003 pour une augmentation totale au XX^e siècle estimée à 17 cm. Parmi les facteurs explicatifs les plus déterminants : l'absorption par l'océan de plus de 80 % de la chaleur ajoutée au système climatique provoquant une dilatation de l'eau de mer, la décroissance généralisée des glaciers et des calottes glaciaires.

³ Unités utilisées : ppm (parties par millions) ou ppb (parties par milliards) désignent la concentration en volume ; par exemple : 300 ppm signifie 300 centimètres-cubes de gaz à effet de serre par mètre-cube d'air sec.

⁴ Voir encadré 1 sur le sens donné par le GIEC à cette expression.

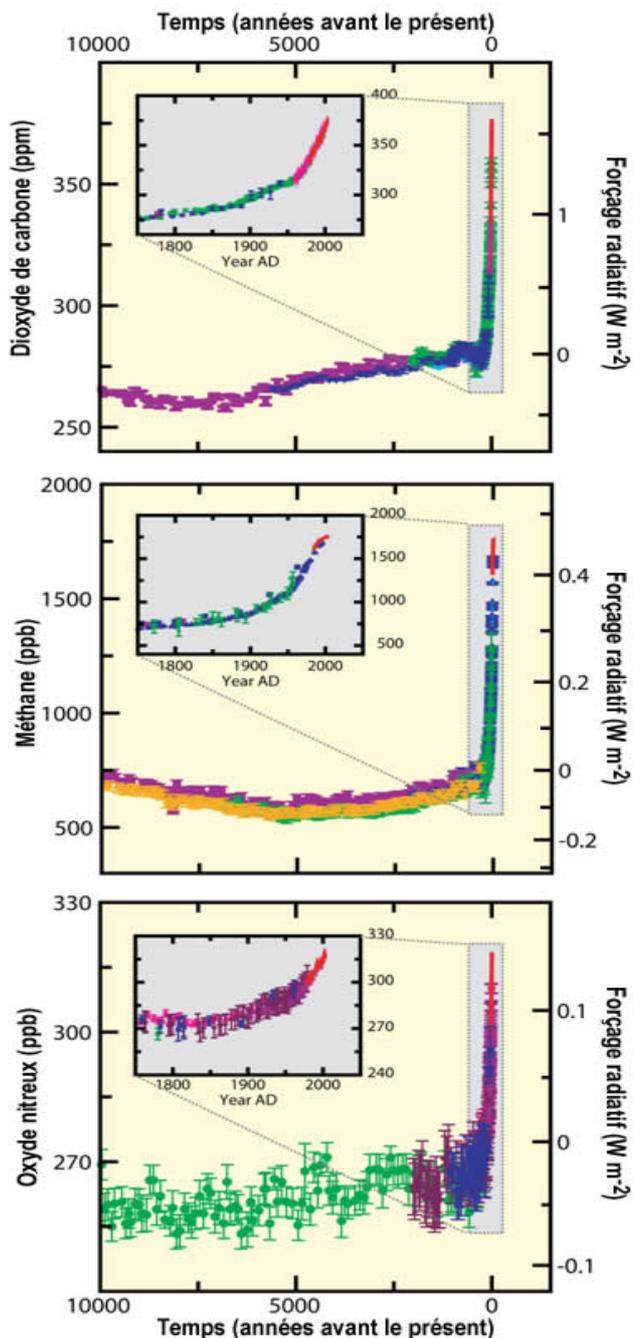
⁵ La moyenne de la température de l'air près de la surface du sol et de la température de surface de la mer.

⁶ Dans tout ce qui suit, le premier nombre donne la meilleure estimation, les nombres entre crochets correspondent à la fourchette d'incertitude.

Encadré A

Évolution des gaz à effet de serre (données obtenues à partir des carottes de glace et de mesures récentes)

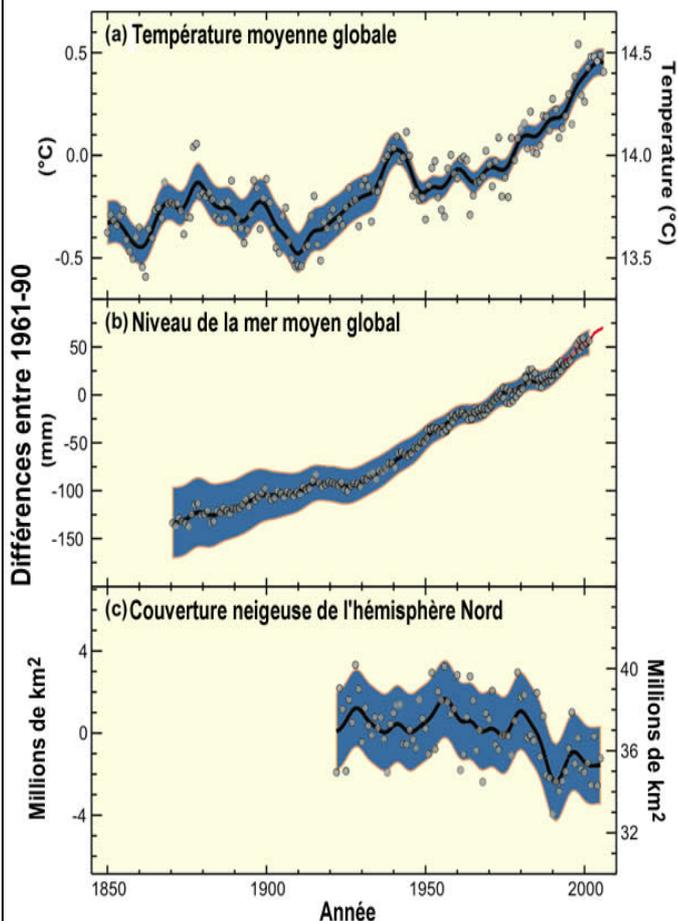
Concentrations de dioxyde de carbone, de méthane et de protoxyde d'azote au cours des 10 000 dernières années (grande figure) et depuis 1750 (figure insérée). Les mesures déduites des carottes de glace sont représentées par des symboles de différentes couleurs, celles déduites des échantillons atmosphériques par des lignes rouges. Les forçages radiatifs correspondants sont indiqués sur l'axe de droite.



Encadré B

Modifications de température, de niveau de la mer et de couverture neigeuse dans l'hémisphère Nord

Changements observés sur (a) la température en surface moyennée sur le globe ; (b) l'élévation moyenne globale du niveau de la mer obtenue à partir de données provenant de marégraphes (bleu) et de satellites (rouge) et (c) la couverture neigeuse de l'hémisphère Nord en mars et avril. Tous les changements sont relatifs aux moyennes correspondantes pour la période 1961-1990. Les zones ombrées correspondent aux intervalles d'incertitude estimés.



[D'après le « Résumé à l'intention des décideurs » de la contribution du groupe de travail I au quatrième rapport d'évaluation du GIEC]

A l'échelle des continents, des régions et des bassins océaniques, de nombreux changements à long terme du climat ont été observés. Ils incluent par exemple des changements des températures et de la glace arctiques, des changements largement répandus dans la quantité de précipitations, la salinité de l'océan, les structures des vents et des aspects de situations météorologiques extrêmes, comme les sécheresses, les fortes précipitations, les vagues de chaleur, une activité cyclonique plus intense dans l'Atlantique Nord⁷...

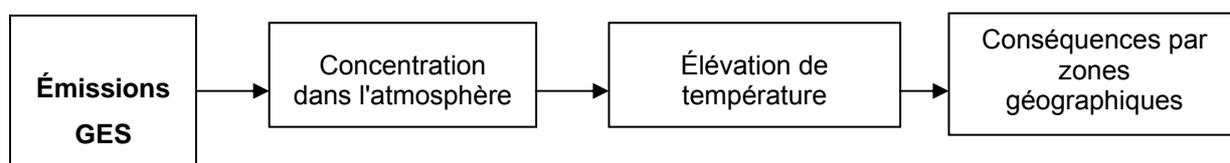
L'essentiel de l'accroissement observé sur la température moyenne globale depuis le milieu du XX^e siècle est *très vraisemblablement* dû à l'augmentation observée des gaz à effet de serre anthropiques⁸. La compréhension des influences humaines sur le réchauffement et le refroidissement du climat a, en effet, été améliorée depuis le troisième rapport d'évaluation, ce qui conduit à *une très grande confiance* dans le fait que l'effet moyen global des activités humaines depuis 1750 a été un effet de réchauffement avec un « *forçage radiatif* » de +1,6 [+0,6 à +2,4] watt / m². On peut maintenant discerner des influences humaines dans d'autres aspects du climat, comme le réchauffement de l'océan, les températures continentales moyennes, les températures extrêmes et la structure des vents.

Les structures observées du réchauffement, y compris un réchauffement plus grand sur les continents que sur les océans, et leurs variations dans le temps sont simulées par les modèles qui tiennent compte du forçage d'origine anthropique. La capacité des modèles climatiques couplés à simuler l'évolution observée des températures dans chacun des six continents met en évidence l'influence des activités humaines sur le climat plus fortement que dans le troisième rapport.

L'analyse des modèles climatiques avec les contraintes des observations donne une confiance accrue dans la réponse du système climatique au forçage climatique et permet, pour la première fois, de donner une fourchette vraisemblable pour la sensibilité climatique⁹ : elle est vraisemblablement située dans la fourchette [2 à 4,5°C] avec une valeur la plus probable de 3°C et il est très invraisemblable qu'elle soit inférieure à 1,5°C. Des valeurs substantiellement supérieures à 4,5°C ne peuvent être exclues mais l'accord des modèles avec les observations n'est pas aussi bon pour ces valeurs.

2.2.1.2 Projections des changements climatiques futurs

L'exercice mené par le GIEC, et qui nous intéresse ici au premier chef, est la simulation sur le long terme de l'enchaînement complexe qui permet de passer d'un scénario d'émission de gaz à effet de serre à ses conséquences sur les évolutions climatiques au niveau des grandes régions de la planète.



Le GIEC a élaboré un assez grand nombre de scénarios et de sous-scénarios fondés sur des hypothèses plus ou moins contrastées en matière d'évolution de la population mondiale, de croissance économique, de mise en œuvre de technologies limitant les émissions de gaz à effet de serre,....Ils ne seront pas analysés ici faute de données suffisamment précises. En tout état de cause,

⁷ Sans, bien entendu, que les observations qui forment l'opinion publique en la matière revêtent une réelle rigueur scientifique, ces évolutions locales sont déjà présentes dans tous les esprits. La succession d'années pour lesquelles les températures moyennes observées sont supérieures aux moyennes historiques ainsi que l'accroissement de la fréquence des phénomènes météorologiques exceptionnels commencent à provoquer une prise de conscience généralisée, susceptible d'influencer progressivement les comportements.

⁸ Ceci constitue un progrès par rapport à la conclusion du troisième rapport du GIEC : « L'essentiel du réchauffement observé au cours de 50 dernières années était **vraisemblablement** dû à l'accroissement de la concentration en gaz à effet de serre ».

⁹ La sensibilité climatique à l'équilibre est une mesure de la réponse du système climatique à un forçage radiatif constant. Ce n'est pas une simulation mais elle est définie comme le réchauffement global de surface à la suite d'un doublement de la concentration du dioxyde de carbone. Les changements de la vapeur d'eau constituent la plus importante des rétroactions affectant la sensibilité climatique et sont maintenant mieux compris que lors du troisième rapport GIEC. La rétroaction liée aux nuages reste la plus grande source d'incertitudes.

ce qui nous intéressera pour la suite sera essentiellement la pertinence de la liaison que permettent d'assurer les modèles climatiques les plus récents entre émissions de gaz à effet de serre et changements climatiques. A ce sujet le « résumé à l'intention des décideurs » considère que « *les progrès dans la modélisation du changement climatique permettent maintenant de donner de meilleures estimations et des fourchettes d'incertitude vraisemblables pour le réchauffement simulé pour divers scénarios d'émissions [...]* » car « *les nouvelles évaluations des plages de vraisemblance reposent maintenant sur un plus grand nombre de modèles climatiques d'une complexité et d'un réalisme croissants, ainsi que sur de nouvelles informations relatives à la nature des rétroactions liées au cycle du carbone et aux contraintes sur la réponse du climat à partir d'observations* ».

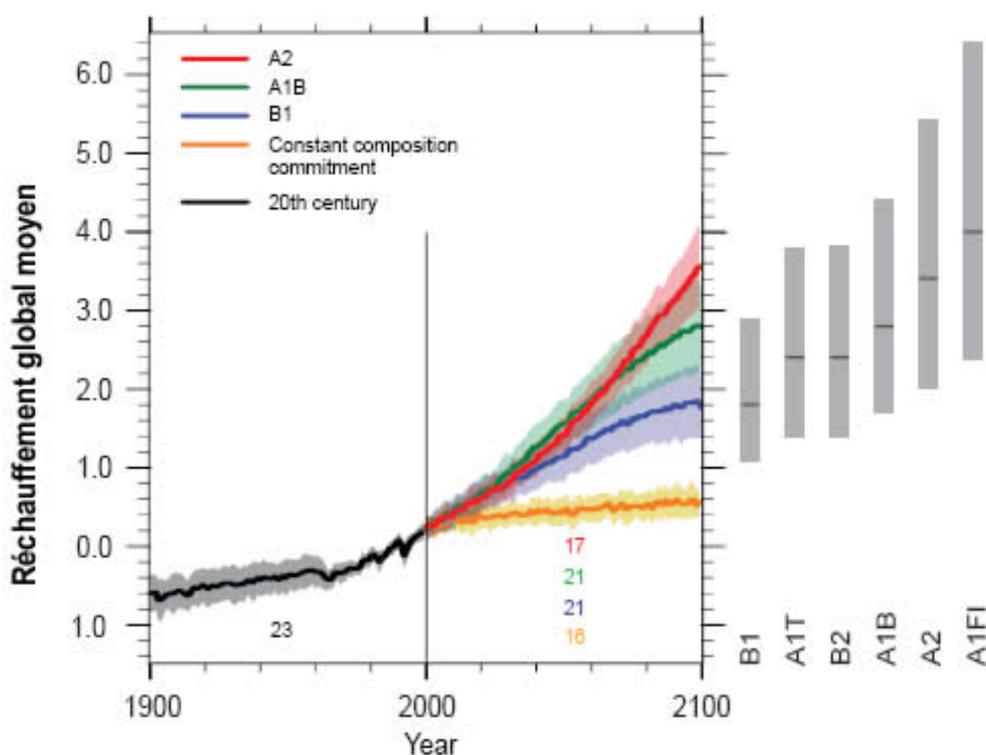
Le tableau et le diagramme ci-dessous illustrent les résultats obtenus pour un petit échantillon de scénarios bien contrastés.

Projections du réchauffement global moyen en surface et de l'élévation du niveau de la mer à la fin du XXI^{ème} siècle pour différents modèles.			
Les projections relatives au niveau de la mer ne prennent pas en compte les incertitudes liées aux rétroactions du cycle du carbone, faute de littérature disponible sur la question.			
	Évolution de température (Degré °C sur 2090-2099 par rapport à 1980-1999)		Élévation du niveau de la mer (mètres en 2090-2099 par rapport à 1980-1999)
	Meilleure estimation	Plage de vraisemblance	Fourchette couverte par les modèles
Concentration constante au niveau de l'année 2000	+ 0,6	+ 0,3 – 0,9
Scénario B1	+ 1,8	+ 1,1 – 2,9	+ 0,18 – 0,38
Scénario A1T	+ 2,4	+ 1,4 – 3,8	+ 0,20 – 0,45
Scénario B2	+ 2,4	+ 1,4 – 3,8	+ 0,20 – 0,43
Scénario A1B	+ 2,8	+ 1,7 – 4,4	+ 0,21 – 0,48
Scénario A2	+ 3,4	+ 2,0 – ?	+ 0,23 – 0,51
Scénario A1FI	+ 4,0	+ 2,4 – 6,4	+ 0,26 – 0,59

Source : rapport GIEC 2007

Comparaison de l'élévation moyenne de température pour différents scénarios d'émission

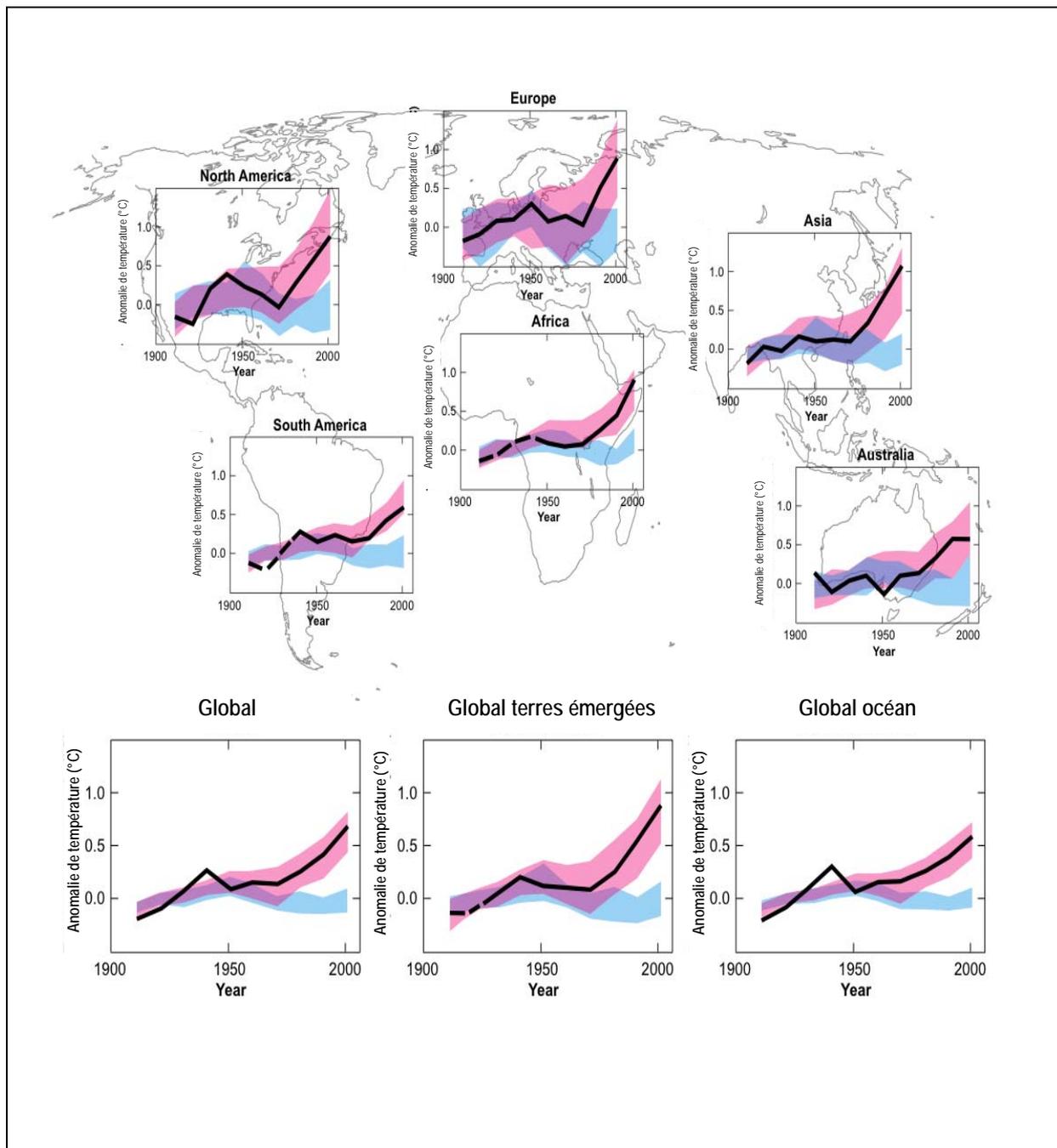
Les lignes en traits pleins correspondent à des moyennes multi-modèles du réchauffement en surface (relatif à 1980-1999) pour les scénarios A2, A1B et B1, présentés comme le prolongement des simulations du XX^e siècle. Les zones ombrées matérialisent les écarts types en plus et en moins des moyennes annuelles pour les différents modèles. La ligne orange correspond à une expérience où les concentrations ont été maintenues constantes au niveau de 2000. Les barres grises sur la droite indiquent la meilleure estimation (ligne solide à l'intérieur de chaque barre) et l'étendue probable évaluée pour les six scénarios.



Source : Rapport GIEC 2007

Un point délicat de la modélisation est évidemment la rétroaction entre l'élévation de la température et le comportement des puits de carbone, qui conditionne le passage des émissions aux concentrations. Le « résumé à l'intention des décideurs » note à cet égard : « le réchauffement tend à réduire la séquestration du dioxyde de carbone par les terres et l'océan, accroissant la fraction des émissions anthropiques qui restent dans l'atmosphère. Pour le scénario A2 par exemple, la boucle de réaction entre le climat et le cycle du carbone accroît le réchauffement mondial moyen correspondant en 2100 de plus de 1°C. Les limites supérieures des températures simulées sont supérieures à celles du troisième rapport principalement parce que la gamme plus large des modèles maintenant disponibles suggère une boucle de réaction plus forte entre le climat et le cycle du carbone ».

S'agissant du passage d'une hypothèse de réchauffement moyen global à ses conséquences climatiques pour les différentes grandes zones géographiques, les experts du GIEC se montrent relativement confiants considérant que l'on « peut maintenant accorder davantage de confiance aux répartitions projetées du réchauffement et aux autres caractéristiques d'échelle régionale, y compris aux modifications dans la répartition des vents, des précipitations, et de certains aspects des extrêmes et des glaces » dans la mesure où « le réchauffement projeté au cours du XXI^e siècle fait apparaître des caractéristiques géographiques indépendantes du scénario utilisé, semblables à ce qui a été observé au cours des dernières décennies ». Le réchauffement le plus important est attendu sur les terres émergées et aux latitudes élevées, et le moins important devrait apparaître dans le sud de l'océan indien et dans certaines parties de l'Atlantique Nord.



Source : Rapport GIEC 2007

Il ressort enfin des modélisations climatiques que « le réchauffement et l'élévation du niveau de la mer dus à l'homme continueraient pendant des siècles à cause des échelles de temps associées aux processus climatiques et aux rétroactions, même si les concentrations des gaz à effet de serre étaient stabilisées ».

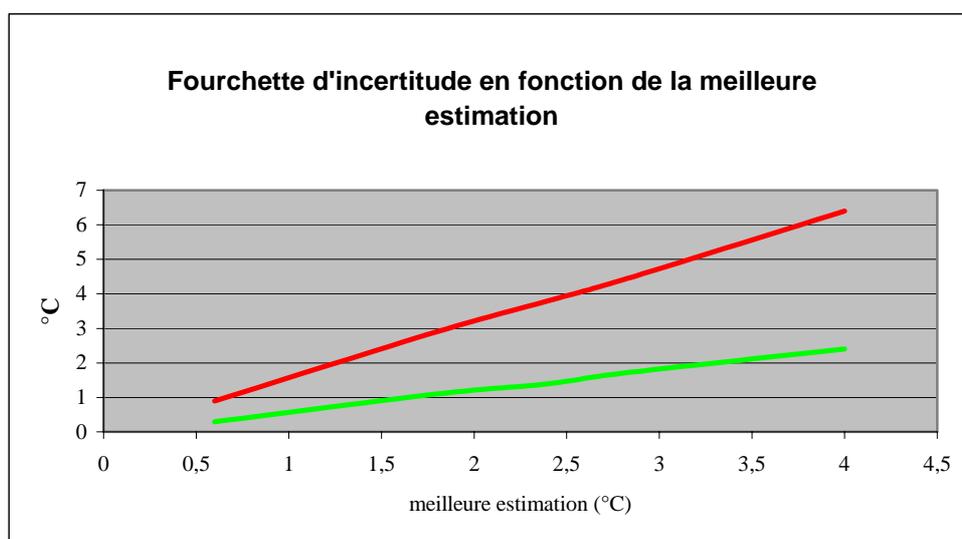
Ainsi, si le « forçage radiatif » était stabilisé en 2100 aux niveaux correspondant aux scénarios B1 ou A1B, une augmentation supplémentaire de la température globale moyenne d'environ 0,5°C serait encore à attendre pour l'essentiel aux environs de 2200 et la dilatation thermique des océans, se poursuivant encore pendant plusieurs siècles en raison du temps nécessaire pour transporter la chaleur vers l'océan profond, produirait vers 2300 une augmentation du niveau de la mer de 30 à

80 cm par rapport à 1980-1999. La contraction de la calotte glaciaire du Groenland devrait continuer à contribuer à l'élévation du niveau de la mer après 2100¹⁰.

2.2.1.3 Intervalles de confiance et incertitudes

Bien que les experts du GIEC aient tenu à souligner, sans aucun doute à juste titre, les progrès importants accomplis entre le troisième et le quatrième rapport dans la compréhension et la modélisation des mécanismes complexes intervenant dans le changement climatique, ils indiquent cependant dans le même temps les limites de leurs travaux, ils affichent des « intervalles de confiance » pour leurs estimations et explicitent les points qui ne font pas aujourd'hui l'objet de consensus.

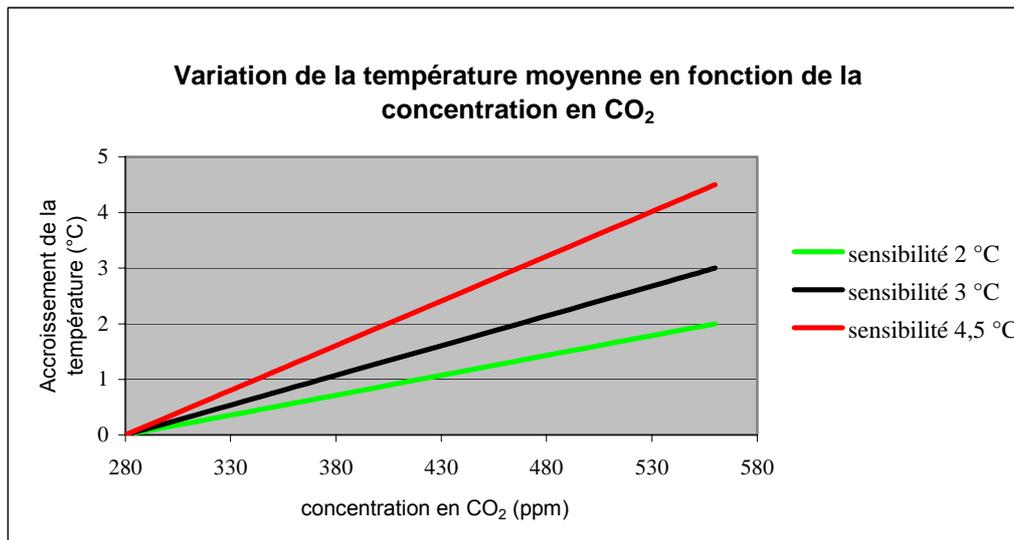
- S'agissant des *intervalles de confiance*, le diagramme ci-dessous, établi sur la base des données du tableau précédent relatif aux projections du réchauffement global moyen en surface, résume la situation. Il indique, par exemple, que pour une trajectoire d'émissions de CO₂ réputée conduire en fin de siècle à un réchauffement moyen de 2°C, il ne serait pas invraisemblable, dans le cadre de notre compréhension actuelle des mécanismes du changement climatique, que le réchauffement moyen soit supérieur à 3°C.



Source : d'après GIEC 2007

- Un autre exemple instructif est celui de la *sensibilité climatique*. Dans un système climatique réputé stabilisé, le réchauffement moyen par rapport à la situation préindustrielle est fonction de la concentration de l'atmosphère en CO₂. Les données affichées par le GIEC sur la sensibilité climatique, en supposant la linéarité de la relation concentration / température — ce qui n'est pas vraiment acquis comme on le verra plus loin —, permettent de bâtir le diagramme ci-dessous. On y voit qu'une concentration de 560 ppm conduirait à un accroissement de température situé dans la fourchette [2°C – 4,5 °C] alors qu'une concentration de l'ordre de 460 ppm conduirait à un accroissement de température situé dans la fourchette [1,4 °C – 3 °C]. Les fourchettes d'incertitude se recouvrent très largement alors que les scénarios de maîtrise des émissions permettant d'arriver respectivement à ces deux niveaux d'équilibre de la concentration en CO₂ diffèrent radicalement.

¹⁰ Les modèles actuels suggèrent une augmentation de la perte de glace avec la température plus rapide que les gains dus aux précipitations ; le bilan en masse en surface deviendrait négatif avec un réchauffement global moyen (relatif aux valeurs préindustrielles) en excès de 1,9 à 4,6°C. Dans le cas où un bilan de masse en surface négatif serait maintenu sur des millénaires, ceci conduirait à une disparition pratiquement complète de la calotte glaciaire du Groenland, avec pour conséquence une contribution d'environ 7 m à l'élévation du niveau de la mer. Les températures futures correspondant au Groenland sont comparables à celles déduites pour la dernière période interglaciaire il y a 125 000 ans, où l'information paléoclimatique suggère des réductions de l'étendue de la glace polaire sur terre et une augmentation du niveau de la mer de l'ordre de 4 à 6 m.



Source : d'après GIEC 2007

Au delà de ces fourchettes d'incertitude dont la quantification résulte de la comparaison des résultats de modèles climatiques de plus en plus nombreux et de plus en plus sophistiqués, restent des incertitudes plus fondamentales concernant les effets d'amplification qui, pour reprendre les termes du communiqué GIEC du 23 janvier 2007, « *passés certains seuils de réchauffement, [...], peuvent se mettre en marche et accroître de façon imprévisible la hausse des températures. Parmi eux :*

- *les océans, en se réchauffant sous l'effet de la hausse de température de l'atmosphère émettraient davantage de vapeur d'eau (un gaz à effet de serre) et au lieu de capter le CO₂ pourraient relâcher du gaz carbonique ;*
- *les courants profonds de l'Atlantique Nord ont déjà subi des ralentissements. Le Gulf stream qui tempère les côtes européennes pourrait se ralentir, voire s'arrêter ;*
- *les sols gelés ou enneigés (blancs) qui renvoient les rayons solaires vers l'espace se transforment en sols dégélés (sombres) qui les absorbent, contribuant au réchauffement. Ils pourraient en outre déstocker du méthane (au pouvoir 56 fois plus réchauffant que le CO₂). La respiration des sols s'en trouverait affectée et ces derniers pourraient se mettre à émettre du CO₂ plutôt qu'à le stocker. »*

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 2050¹¹, 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 ;

¹¹ 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.

- 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 pèse 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'incertitudes qui affecte cette relation en l'état actuel de nos connaissances.

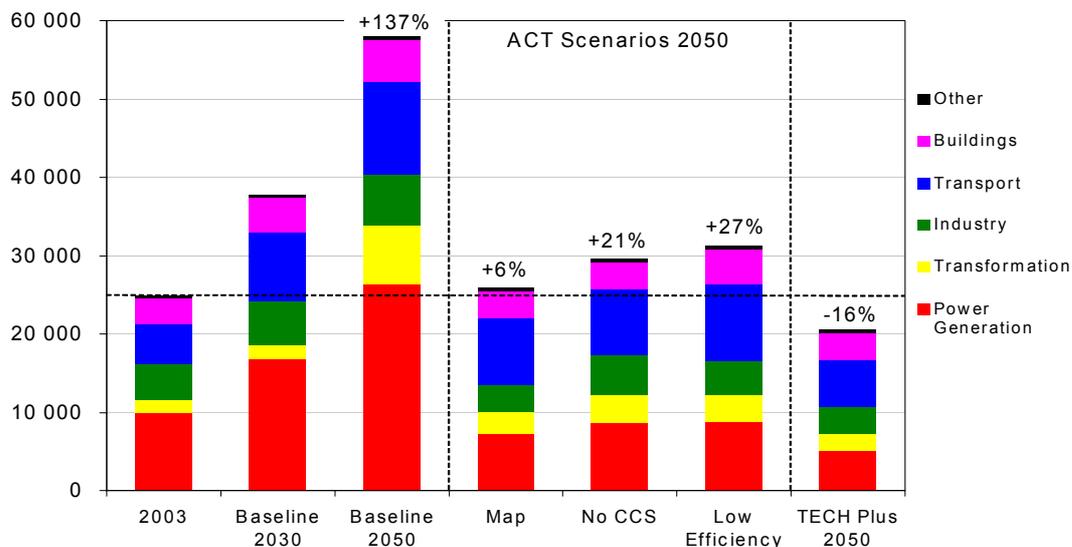
En fait, le problème est mal posé. Il n'y a pas nécessité à décider aujourd'hui au niveau mondial des émissions en 2050. **Il faut engager avec détermination des actions qui, à moyen terme, nous placeront sur une trajectoire permettant de faire face à différentes hypothèses plausibles aujourd'hui, hypothèses 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.**

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.

Émissions mondiales de CO₂ dans différents scénarios élaborés par l'AIE

("base line", 3 scénarios ACT/Accelerated technology, "Tech plus")



[CCS = Carbon capture & storage [captage et stockage géologique du CO₂]

Source : Agence internationale de l'énergie

Le scénario « Baseline » [tendanciel de base] correspond à la poursuite des errements actuels. Il aboutit en 2050 à un niveau d'émissions totalement inadmissible. Le scénario « Map » suppose la mise en œuvre réussie des technologies dont on peut raisonnablement penser disposer à horizon 2050. Le scénario « No CCS » [capture et stockage du carbone non disponible] permet de mesurer l'impact d'un échec du développement des techniques de capture/séquestration du carbone. Le scénario « Low efficiency » [basse efficacité] correspond à une moins bonne amélioration de l'efficacité énergétique. Enfin le scénario « Tech plus » suppose le développement important de nouvelles technologies (pile à combustible, photovoltaïque, hydrogène), hypothèse loin d'être assurée à cet horizon vu d'aujourd'hui.

- 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-dessous].

Les scénarios de l'AIE 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.

Consommation mondiale d'énergie primaire en Mtep (scénario de référence)	2004	2030	Variation 2004-2030	Variation annuelle moyenne 2004-2030
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 20	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 ceux 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 raison de la très forte croissance de la demande en hydrocarbures qu'il impliquerait.

Émissions de CO ₂ dues à l'énergie / en MtCO ₂	2004	2030	Variation 2004-2030	Variation annuelle moyenne 2004-2030
OCDE	12 827	15 495	+ 21%	+ 0,7%
dont : - États-Unis	5 769	7 138	+ 24%	+ 0,8%
- Union européenne	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%
dont : - Chine	4 769	10 425	+ 119%	+ 3,1%
Soutes	521	621	+ 19%	+ 0,7%
Total	26 079	40 420	+ 55%	+ 1.7%

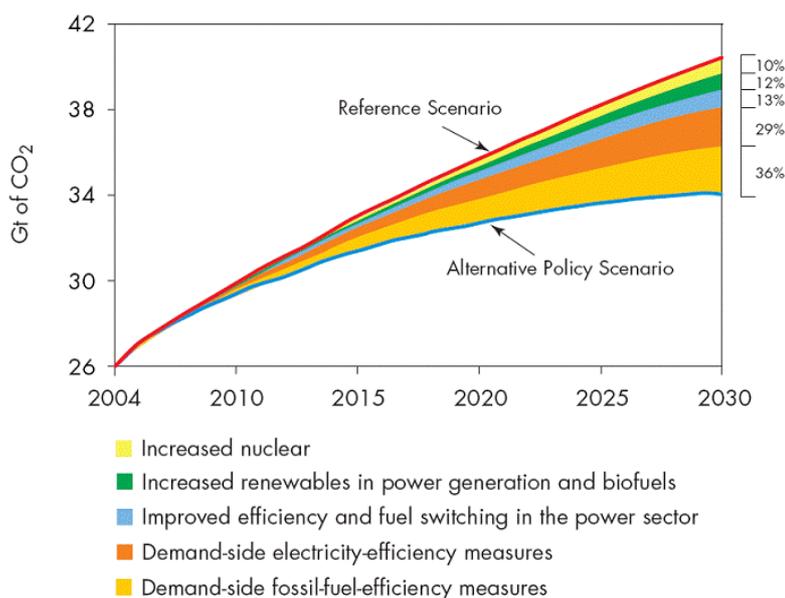
Le scénario de « politique alternative » proposé par l'AIE repose, pour l'essentiel, sur la mise en œuvre de politiques d'utilisation rationnelle de l'énergie dont la rentabilité économique est assurée par l'évolution des prix des énergies. La consommation mondiale d'énergie primaire est, en 2030, inférieure 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.

Consommation mondiale d'énergie primaire / en Mtep (scénario alternatif)	2004	2030	Variation 2004-2030	Variation annuelle moyenne 2004-2030
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	1070	+ 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%

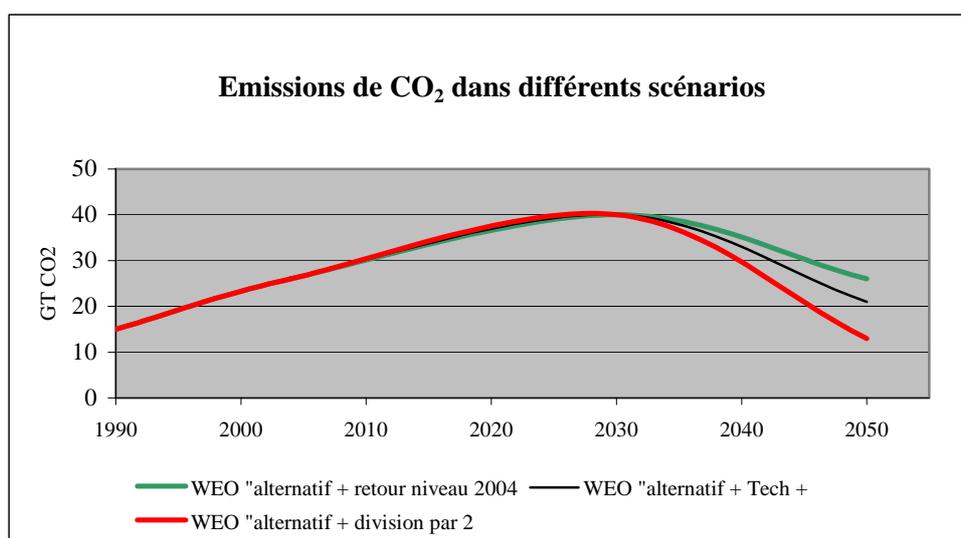
Émissions de CO₂ dues à l'énergie dans le Scénario alternatif en MtCO₂	2004	2030	Variation 2004-2030	Variation annuelle moyenne 2004-2030
OCDE	12 827	13 184	+ 3%	+ 0,1%
<i>dont : - États-Unis</i>	5 769	6 266	+ 9%	+ 0,3%
<i>- Union européenne</i>	3 847	3 465	- 10%	- 0,4%
Pays en transition	2 560	2 786	+ 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%

Global Savings in CO₂ Emissions in the Alternative Scenario Compared to the Reference Scenario



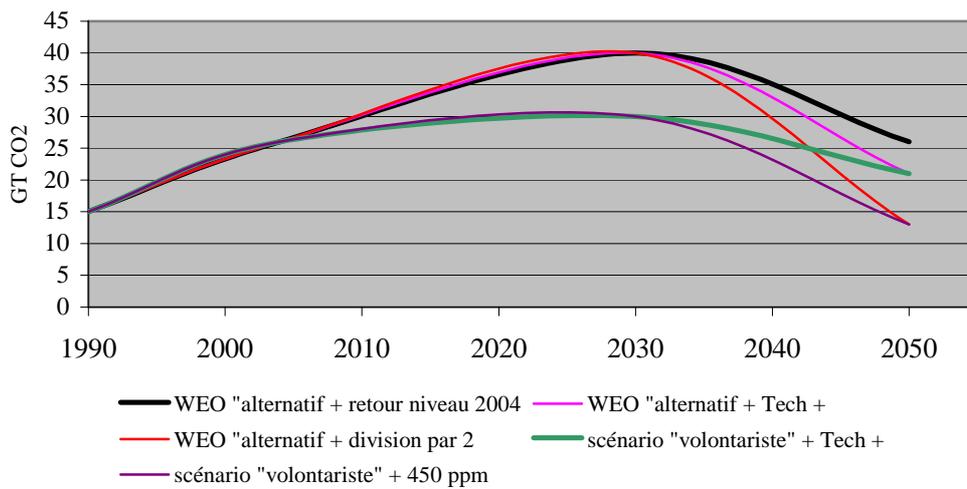
Source : Agence internationale de l'énergie (« World energy outlook 2006 »)

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 un freinage totalement incompatible avec les inerties du système énergétique mondial.



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

Emissions CO₂ dans différents scénarios



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.

2.3.1.1 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 en énergie de leur économie, justifie, à elle seule, des politiques énergétiques susceptibles de jouer un rôle majeur dans la réduction des émissions de gaz à effet de serre.

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

A 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 restructuration du « mix énergétique » par utilisation, dans des conditions économiques satisfaisantes, de techniques de production n'émettant pas ou peu de gaz à effet de serre (hydraulique, nucléaire, éoliennes, biomasse dans certains cas,...) peut constituer une solution particulièrement efficace. Le gain d'intérêt actuel pour le nucléaire dans certains pays est significatif à cet égard.

A moyen terme, on fonde également de grands espoirs 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.

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

Au-delà des reports intermodaux, les actions qui peuvent être 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 les carburants (utilisation de biocarburants) peuvent conduire, grâce à des technologies parfaitement maîtrisées, à des économies d'émissions importantes par rapport aux scénarios tendanciels. Enfin, à la différence de ce que l'on constate dans les pays de la « vieille Europe » où l'aménagement de l'espace est largement figé et ne peut évoluer que lentement, dans nombre de pays en cours de développement, l'aménagement du territoire et l'urbanisation sont en pleine évolution et pourraient intégrer utilement des objectifs de maîtrise des déplacements.

2.3.2 Pour répondre aux problématiques de long terme, au premier rang desquelles la maîtrise du risque climatique, les solutions technologiques dont l'on doit préparer dès maintenant le développement joueront un rôle crucial

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 échelle industrielle et à un coût raisonnable. On ne peut que partager le point de vue de l'AIE lorsqu'elle souligne qu'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 perfectionnements de technologies existantes — dont on peut attendre une application rapide — que du développement de technologies plus futuristes pour lesquelles la période de gestation, voire la faisabilité, est plus incertaine mais, en tout état de cause, souvent longue [voir encadré ci-dessous] ; de sorte que l'on peut s'attendre, 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.

A titre d'exemple, l'automobile individuelle, qui est aujourd'hui presque totalement dépendante de l'énergie fossile, offre de réelles perspectives de réduction de consommation, 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'appoint¹². 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, comme le développement de la voiture « tout électrique », est liée aux progrès attendus des performances des batteries en matière d'autonomie et surtout de rapidité de leur recharge (batteries lithium-ion,...)¹³. Les perspectives offertes par la pile à combustible embarquée et l'hydrogène, s'agissant du développement massif des véhicules de l'avenir, demeurent très hypothétiques, voire — selon certains experts — relèvent du fantasme en raison des contraintes majeures de sécurité.

L'encadré ci-dessous résume ce que nous pouvons savoir aujourd'hui des 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).

¹² 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.

¹³ S'agissant de la France, la recherche et développement en ce domaine (moto-propulsion à transmission hybride, allègements, pneumatiques) devrait bénéficier 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.).

Disponibilité des technologies

Le groupe de travail 3 (« Évolutions technologiques ») a entrepris 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 premier 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 — sera évaluée dans la suite des travaux. 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 oxy-réduction ou post-combustion
- Combustion supercritique, hypercritique

Probable (2015 – 2020)

- Captage du CO₂ par oxy-réduction permettant la production d'hydrogène

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)

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

Possible¹⁴

- 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

¹⁴ Très problématique voire, selon certains, illusoire compte tenu des problèmes de sécurité.

2.3.3 Un arbitrage important, en particulier en matière d'utilisation des fonds publics, est de savoir comment doivent être répartis les efforts entre les actions apportant des résultats relativement rapides et les efforts de recherche, développement, démonstration et industrialisation de nouvelles technologies ; cet arbitrage peut être différent d'un pays à un autre

Nous reviendrons de manière plus précise sur cette question dans le chapitre consacré à la politique énergétique nationale. Il fait cependant peu de doute que la réponse à cette question ne peut être la 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.

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. Ceci n'exclut cependant pas que des coopérations se nouent et fassent progresser la question. En tout état de cause, tôt ou tard, tous les États devront réagir et ceux d'entre eux qui auront su anticiper au mieux les décisions requises, 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 accordées 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. A 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 Japon¹⁵ — 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* — dans le cadre d'accords internationaux réunissant le maximum de signataires parmi les principaux pays grands émetteurs de gaz à effet de serre — des efforts en matière de réduction des émissions 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, seront prises des mesures protectionnistes présentant d'autres inconvénients à long terme¹⁶.

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 importés¹⁷, 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 nucléaire¹⁸ laissent entrevoir le rôle clé que pourrait jouer cette technologie dans le monde à moyen/long terme.

¹⁵ Ces pays émettent 50 % des gaz à effet de serre et représentent la moitié du PIB mondial.

¹⁶ Voir la discussion sur le principe de création d'une "Taxe extérieure carbone" au titre 3.

¹⁷ En 2005, ces importations représentent 11,8 Mb/j (215 Mds \$/an) soit 54 % de la consommation totale contre 23 % en 1970.

¹⁸ 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

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^{ème} 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*

Établi 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*

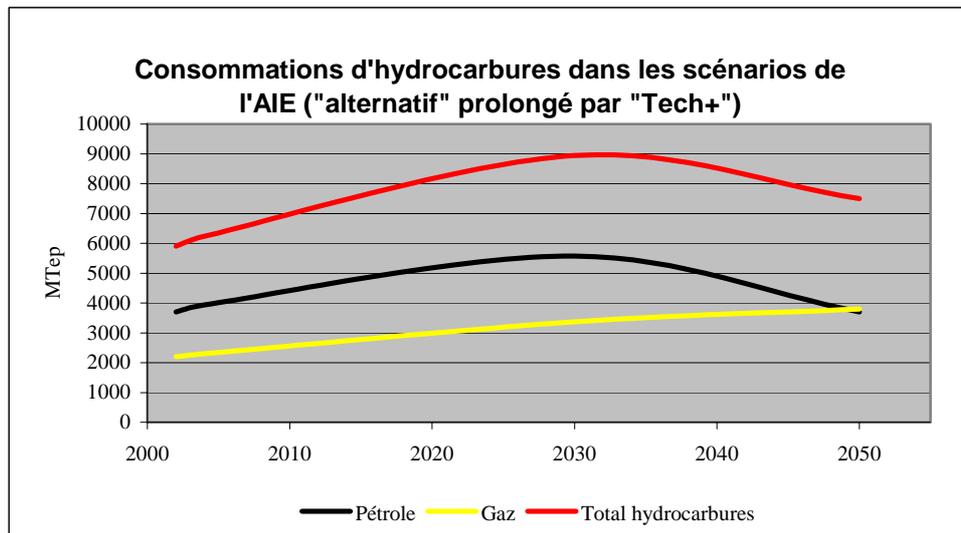
L'Union européenne et le gouvernement chinois renforcent leur coopération énergétique. Ils ont signé en 2006 un protocole d'accord sur les technologies de production d'électricité à très faibles émissions. Ce protocole d'accord renforce les travaux menés dans les cadres du plan d'action UE-Chine pour 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 Quoi qu'il en soit, même si les meilleures décisions sont prises pour maîtriser le risque climatique, la croissance de la demande en hydrocarbures restera soutenue à court/moyen terme. 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

2.5.1 A 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.

A 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.

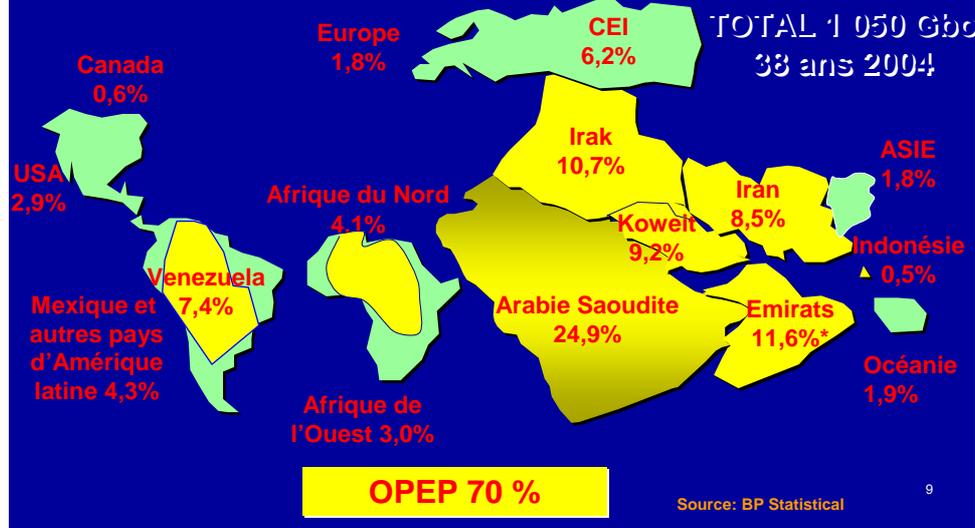


2.5.2 La très inégale répartition géographique des réserves est au cœur de la problématique de l'approvisionnement de l'économie mondiale en hydrocarbures. L'appropriation d'une part croissante des réserves par un petit nombre de compagnies nationales entre les mains des États concernés aggrave les risques potentiels de ce déséquilibre naturel

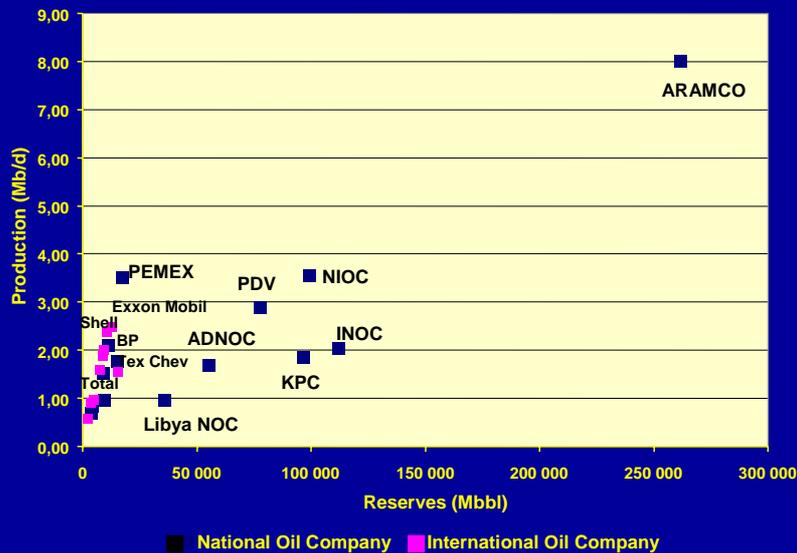
Dans ce contexte de poursuite de la croissance de la demande des hydrocarbures à un rythme soutenu pendant encore de nombreuses années, les aspects géopolitiques de l'approvisionnement en pétrole et en gaz risquent de prendre un tour de plus en plus aigu¹⁹.

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.

¹⁹ 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...

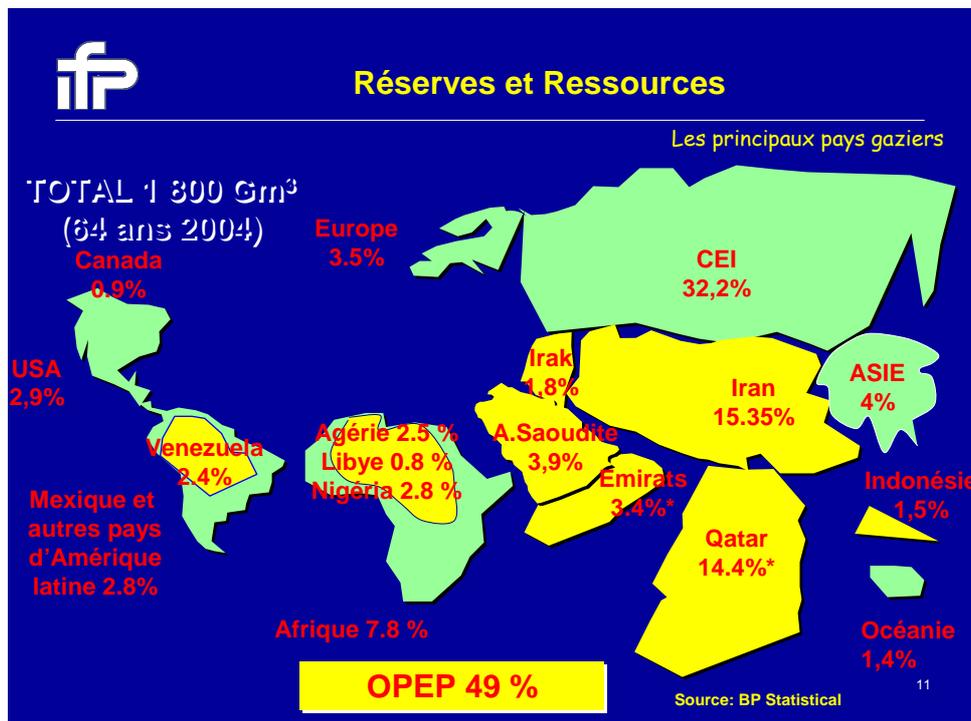


Ces réserves sont entre les mains d'un nombre limité de compagnies pétrolières de pays producteurs de pétrole. Le graphique ci-dessous illustre la répartition des réserves et de la production entre compagnies nationales (NOC) et compagnies internationales (IOC). Ces dernières ne contrôlèrent que 15 % des réserves mondiales²⁰ !



²⁰ 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. Quoi qu'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 dire 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 leur 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 elle seules les trois quarts des réserves mondiales de gaz, tout comme elles détiennent les trois quarts des réserves de pétrole.

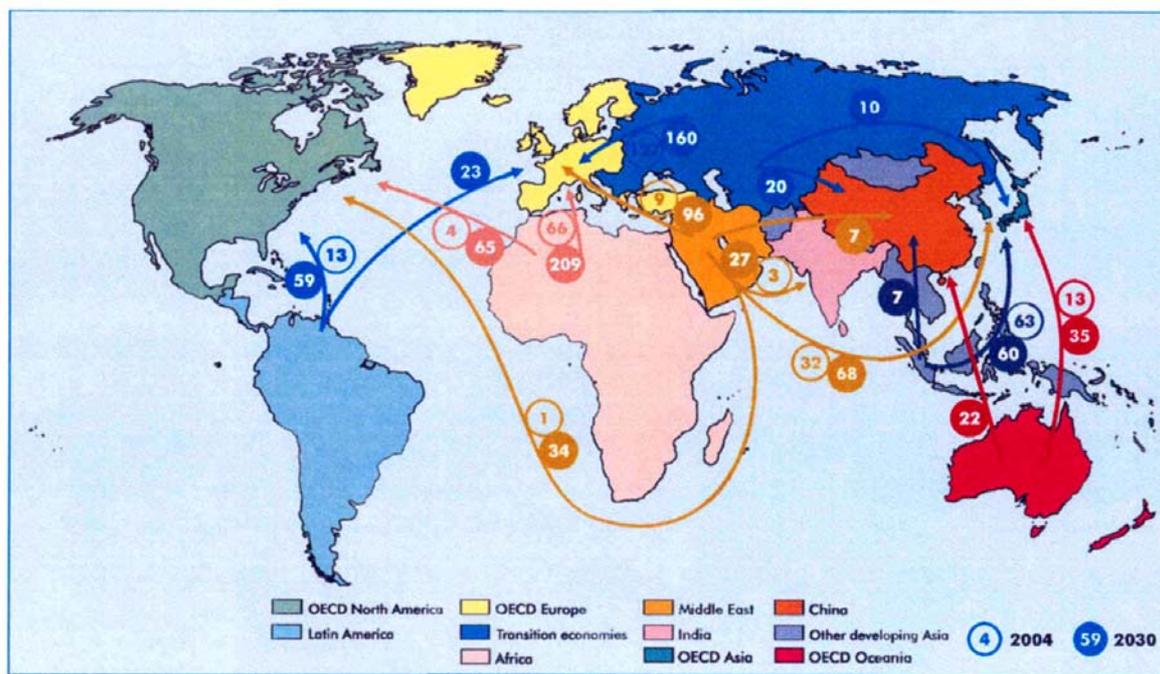


2.5.3 Quatre défis géopolitiques majeurs pour les hydrocarbures

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 la Chine, 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. A long terme, l'économie mondiale dépendra de façon croissante d'un nombre limité de pays producteurs.

- **Le commerce international du pétrole devrait 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 sera 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 et 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.

Figure 4.4: Main Net Inter-Regional Natural Gas Trade Flows in the Reference Scenario, 2004 and 2030 (bcm)



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 durablement dans la mesure où les perspectives — encore à prouver sur le long terme — d'augmentation des prix des produits pétroliers peuvent induire des comportements d'économies de consommation ou de substitution susceptibles de favoriser la reconstitution progressive de surcapacités.

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 lié 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 70 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 70. 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.

Pour ces raisons **le marché mondial risque fondamentalement de rester durablement tendu**, sauf en cas d'apparition d'une crise économique mondiale, seule hypothèse de nature à tempérer ou à modifier 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.

- Les réserves de *l'Irak* représentent 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.

- A la tête de 8,5 % des réserves de pétrole et de 15,3 % des réserves de gaz, *l'Iran* 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.

- L'énergie est désormais le dernier instrument de puissance de la *Russie*. L'État est parvenu, en quelques années, à prendre le contrôle de toute la chaîne pétrolière et gazière. La Russie a montré à plusieurs reprises sa volonté d'utiliser l'arme énergétique.

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. En bonne logique économique, c'est la réduction de la demande de produits pétroliers dans les pays les plus développés, imposée par la maîtrise du risque climatique, qui devrait en être le fait générateur. 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'investissements en perspective de cycle haut, désinvestissements en période de prix bas) montrent un *comportement cyclique* des prix qui se superpose à une tendance haussière liée la raréfaction progressive des ressources et des matières premières.

A 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 pourtant connaître une certaine détente résultant 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, dans le cadre de contrats à moyen long terme, sur le prix du pétrole, compte tenu de la substituabilité relativement aisée du gaz aux produits pétroliers. Mais au-delà de ces mécanismes d'indexation explicites ou implicites, il est clair que 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 A 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 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 sa compétitivité économique. 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 reconnaissance de 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.

Aller plus loin dans le fondement conventionnel d'une politique européenne intégrée reposerait nécessairement sur des évolutions qu'aucun État n'accepterait sans difficulté.

• **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 prise 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 — ce 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 A 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 en voie d'achèvement sur de nombreux points ; c'est beaucoup moins le cas 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.

Sans remettre en cause cette approche, il est cependant permis de se poser deux types de questions :

- Ces marchés, tels qu'ils existent aujourd'hui, ne sont-ils pas encore grandement perfectibles ?
- Quel est leur domaine de pertinence ? N'y a-t-il pas des questions essentielles en matière de régulation énergétique qui leur échappent ?

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 (Pownext, 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.

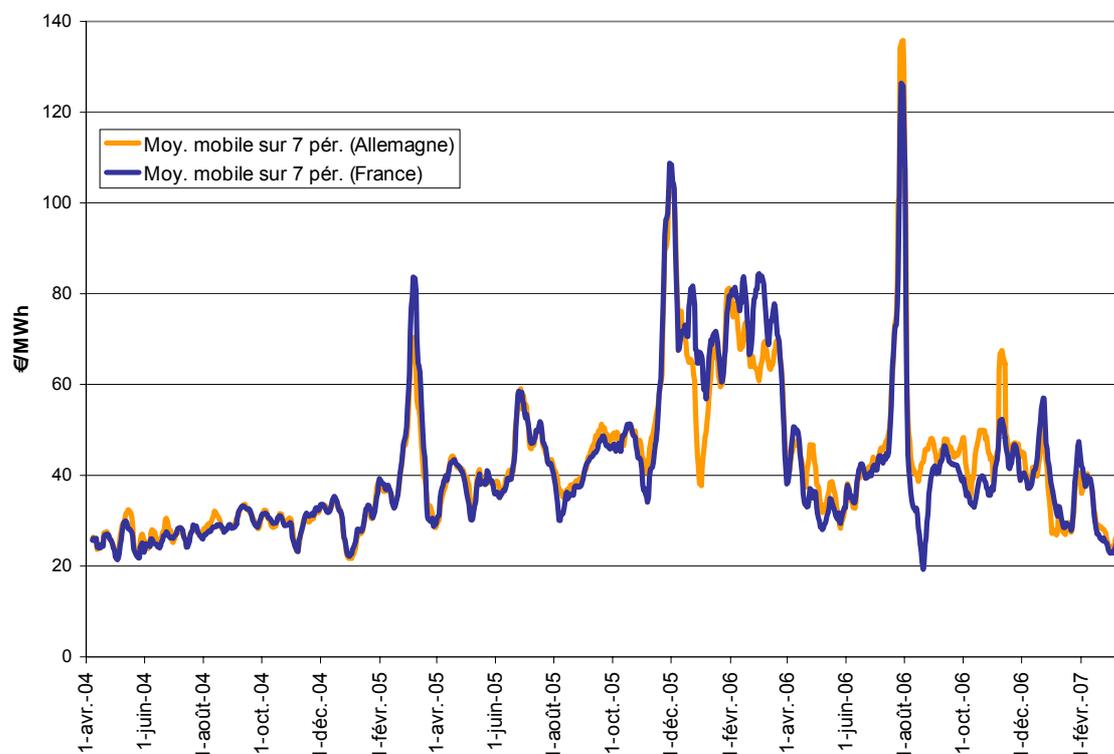
Mais subsistent, en tout état de cause, en matière de prix de l'électricité, deux interrogations plus fondamentales et qui revêtent une importance toute particulière compte tenu des spécificités du système électrique français [l'encadré ci-dessous donne un premier aperçu sur ces questions] :

- Les prix de marché ne sont-ils pas trop élevés du fait d'une concurrence insuffisante entre les grands opérateurs ?
- Les prix de vente au consommateur final doivent-ils être obligatoirement calés sur les prix de marché de gros ?

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 et la répercussion partielle des premières cotations des droits d'émission de CO₂ ont encore très fortement amplifié ce redressement.

Évolution des prix spot en base sur Powernext et EEX (moyenne glissante sur 7 jours)



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. Mais 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 reflétant 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 au niveau du consommateur final, pénalisantes pour les entreprises soumises à la concurrence internationale et difficilement acceptables socialement pour 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 n'apportent par ailleurs que des réponses très partielles à la problématique 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 système²¹. Les directives électriques ont bien identifié ce problème puisqu'elles laissent aux États membres la possibilité d'organiser des appels d'offre 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* 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.

²¹ 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 ?

► **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.

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

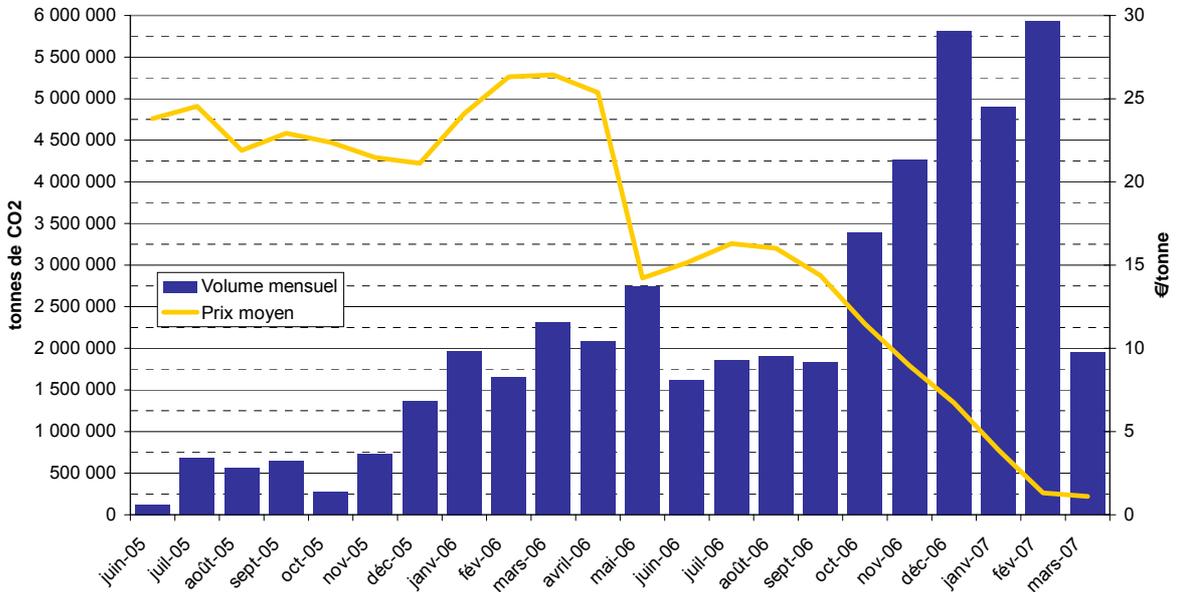
L'extension de mécanismes de marché à de nouvelles problématiques, telles que la maîtrise dans les meilleures conditions d'efficacité économiques des émissions de gaz à effet de serre, a été ressentie comme allant de soi.

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-dessous]. 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.

Évolution du volume des transactions et du prix moyen de la tonne de carbone sur le marché CO₂ : novembre 2005- mars 2007



Source : Powernext Carbon Statistics, 20 mars 2007

- 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)

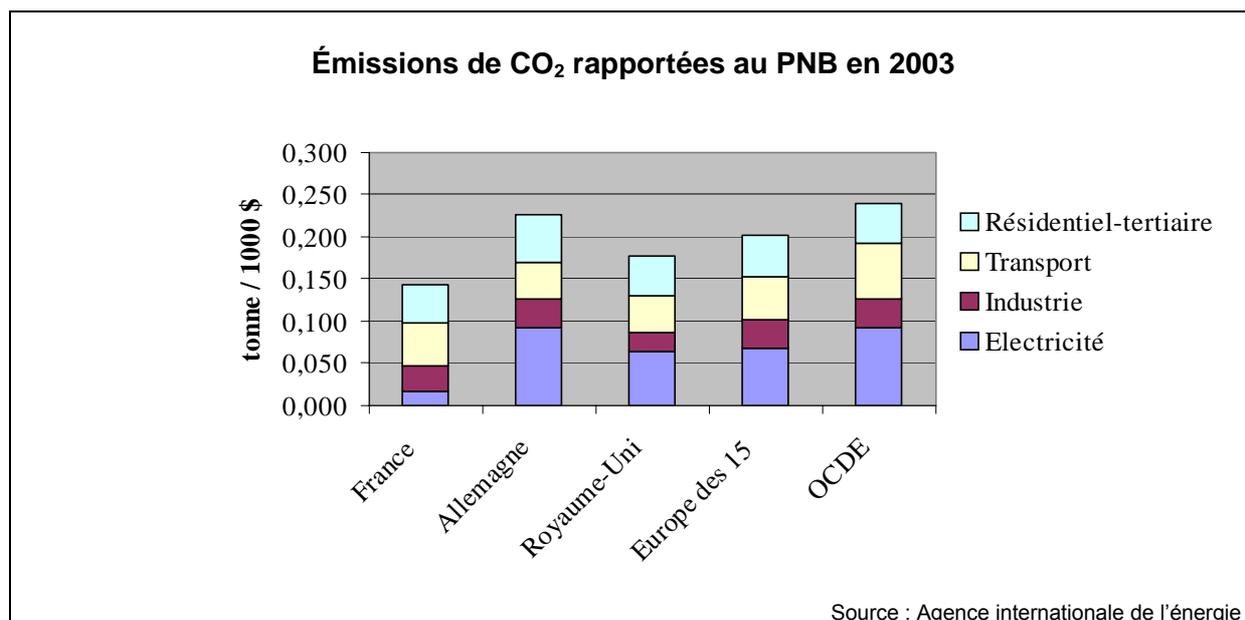


Source : « Tendances carbone » [Powernext Carbon ; Mission climat de la Caisse des dépôts]

3.3.2 Les pratiques actuelles ont des effets pervers de différentes natures

- Après une période durant 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 CO₂²². Telle n'est cependant pas la voie empruntée par la France, qui a préféré proposer un retour aux tarifs réglementé aux clients éligibles, faute d'avoir obtenu des producteurs nationaux, pourtant publics, la non-inclusion de la tonne de CO₂ dans leurs prix, alors même qu'ils semblaient l'avoir accepté à l'issue d'une table ronde organisée par le ministre de l'industrie. Sans parvenir à restituer complètement les marges aux consommateurs, la mesure a pour 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 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

²² 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).

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 !

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 prendre garde aux 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 sont 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 macroéconomiques 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 générer dans certains secteurs sensibles délocalisations et 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...

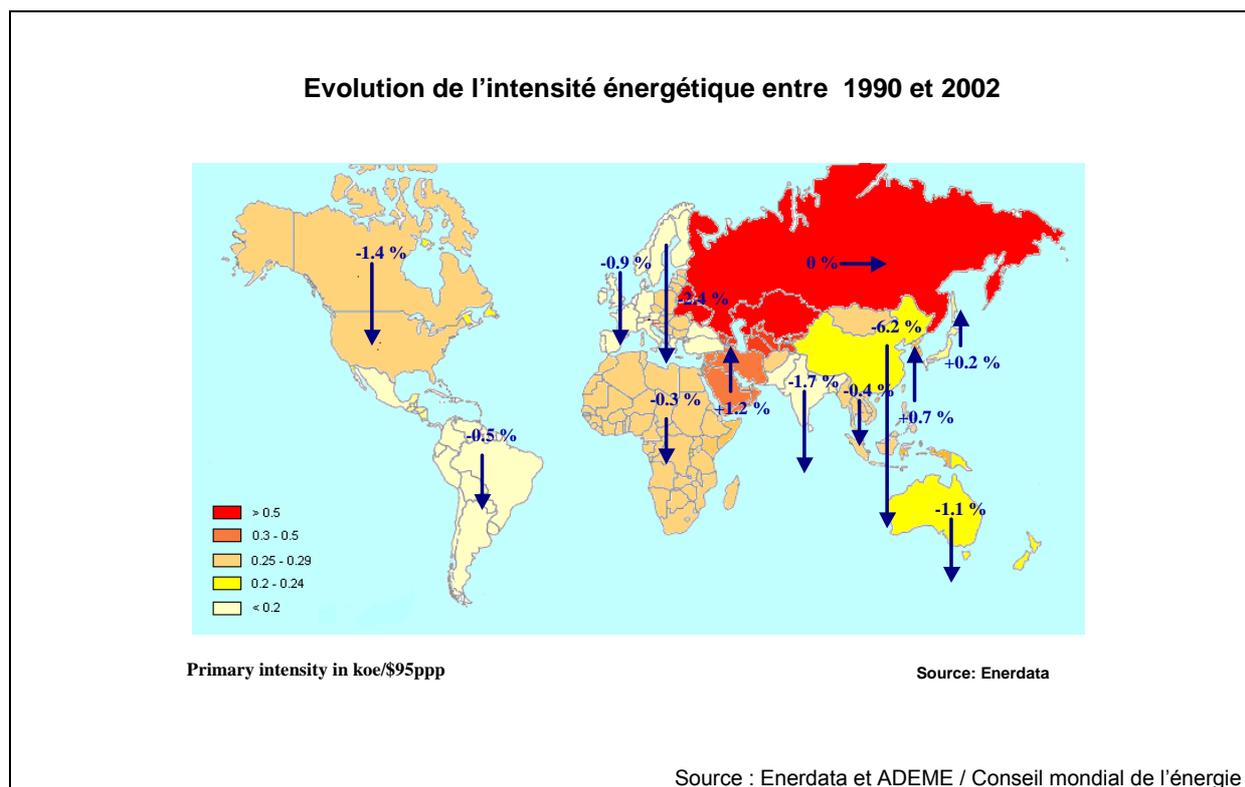
La question d'une « taxe extérieure sur le carbone » (TEC) ou de dispositions similaires qui, bien entendu, ne pourraient être définies qu'au niveau de l'Union européenne, peut donc légitimement être posée, comme l'avait déjà fait en 2006 le groupe de travail relatif à la division par 4 des émissions 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 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 Les nouvelles propositions de la Commission dans son « paquet énergie » confortent les orientations suggérées sans toujours reposer sur les instruments ou engagements nécessaires

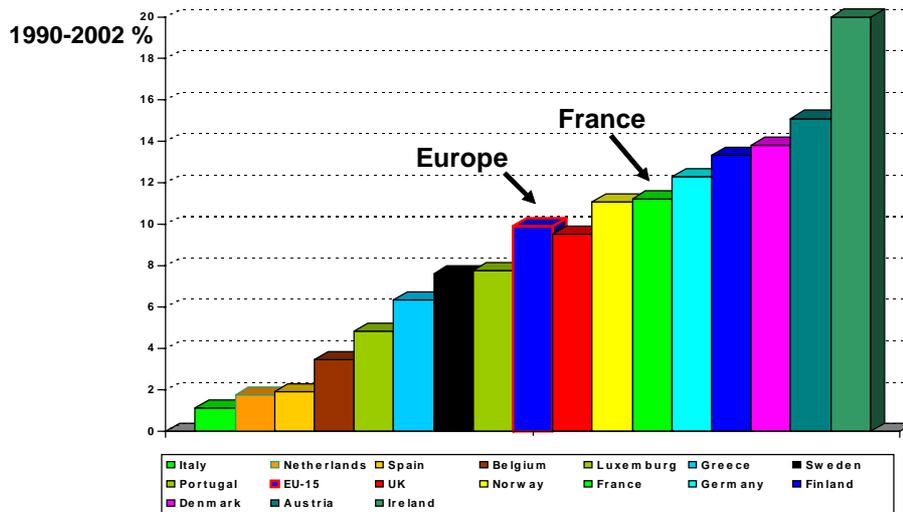
3.4.1 Une intensité énergétique « raisonnable », mais s'améliorant moins vite qu'ailleurs

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 dans d'autres parties du monde, y compris la Chine (- 6.2 % par an) et l'Amérique du Nord (- 1.4 % par an).



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.

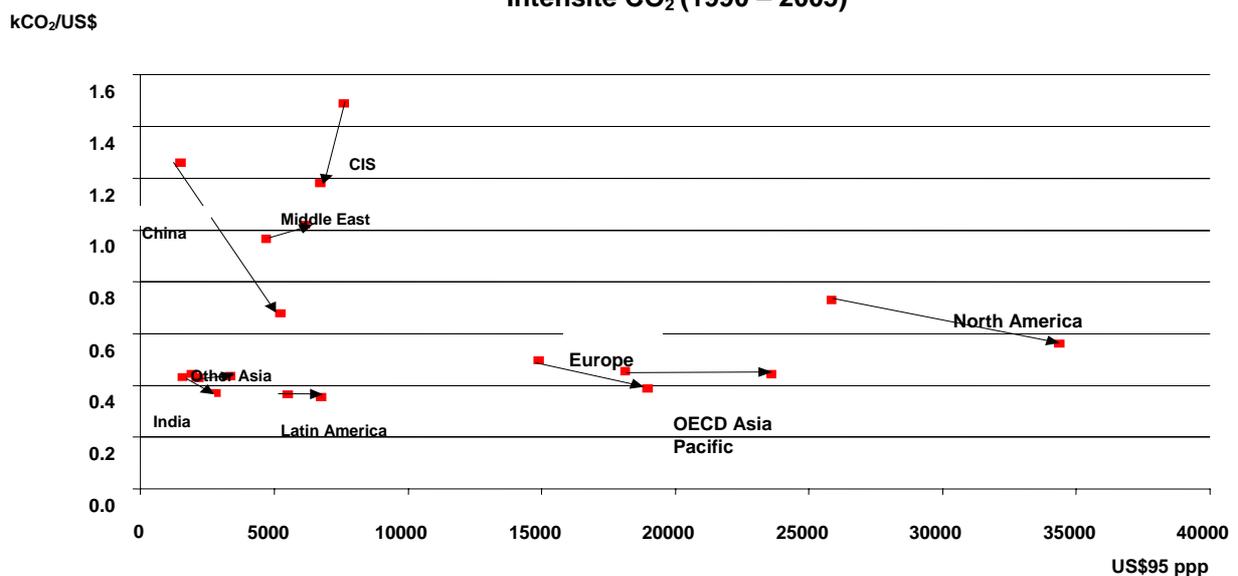
L'efficacité énergétique s'est accrue dans tous les Etats Membres (1990-2003)



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 19990 à 2004) 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 Face aux nouveaux défis énergétiques mondiaux, l'Europe propose des objectifs ambitieux

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.

3.4.2.1 La clef de voûte des propositions du « paquet énergie » du 10 janvier 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 et de porter à 20 % en 2020 la part des énergies renouvelables (EnR) dans le bilan énergétique européen (elle est actuellement de 7 %) 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 ; 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.

3.4.2.2 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.

3.4.2.3 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.

L'enjeu majeur sera ici 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.

Il est permis d'être plus réservé sur l'objectif d'EnR affiché, qui serait évidemment différemment perçu si l'objectif était d'atteindre le même chiffre à partir de sources de productions n'émettant pas de GES lors de leur fonctionnement. A ce titre, l'Europe commence à reconnaître les mérites de la production d'électricité nucléaire. La France — avec ceux des pays qui partagent les avantages d'un parc comportant de l'hydroélectricité et du nucléaire — milite pour que la composante « n'émettant pas de GES » des parcs soit prise en compte plutôt que la seule variable « EnR », afin de ne pas être désavantagée dans la fixation des objectifs au regard de pays européens dont la vertu en « renouvelable » cache une production aux rejets massifs de CO₂. 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 » apparaît très ambitieuse au regard des possibilités de développement (en France, seul un développement massif de l'éolien, qui sera difficile à gérer en termes d'exploitation du système électrique, indépendamment de sa recevabilité par l'opinion) et repose sur des hypothèses économiques par définition difficiles à valider à un tel horizon (l'objectif ne peut être atteint à un coût constant pour l'économie qu'avec un baril à 78\$ et une tonne de CO₂ à 25\$ valeur 2006 en 2020). Il est regrettable que l'utilisation rationnelle de l'énergie et la maîtrise de la consommation ne soient pas placées à équivalence avec le développement des EnR, leur effet étant le même. De même, il serait utile que l'Europe engage un plan d'action 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, compléterait 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'intermodalité ;
- 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 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 km 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 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 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 de plus 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**

A 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 technologique sur les moteurs ;

- sur une réduction supplémentaire de 10 g/km – ou équivalent si nécessaire techniquement – 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.

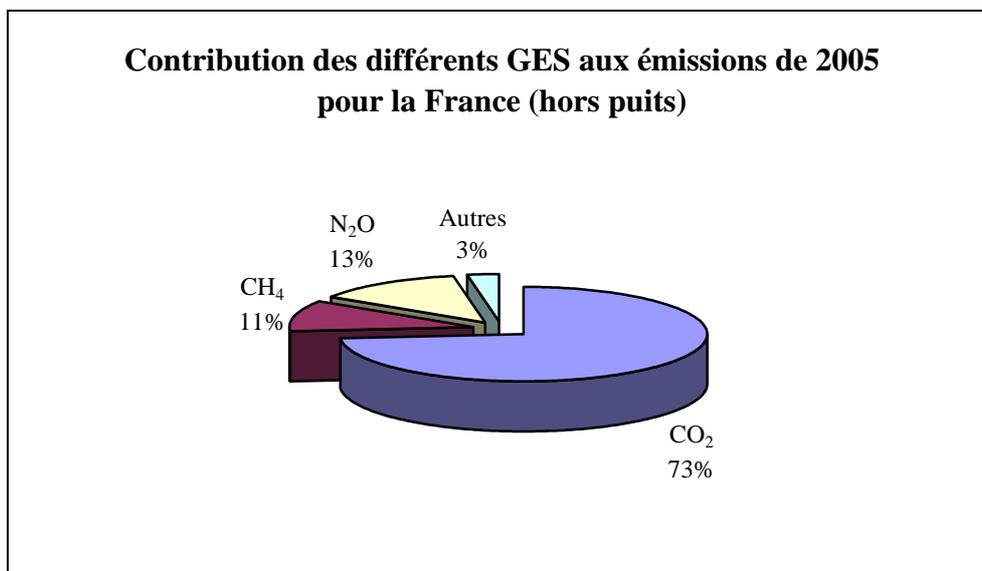
4 Les axes d'une politique énergétique nationale

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



Source : CITEPA

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 encadré ci-dessous]. 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. D'autre part, 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.

Contribution des différents gaz à effet de serre au réchauffement global Le pouvoir de réchauffement global – « PRG »

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

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 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 de 5 334 en 1990, 7 734 en 1993 et de 1 669 en 2004)

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

SF₆ = 23 900

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.

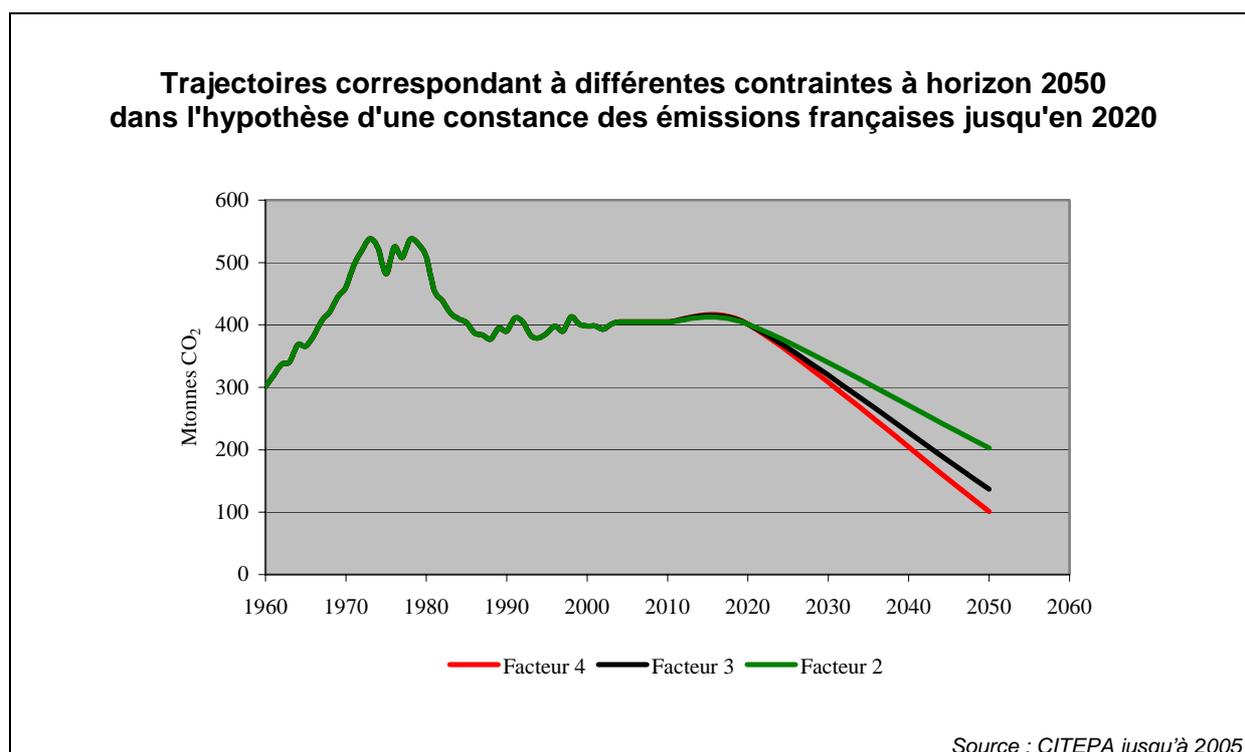
Le niveau des émissions mondiales de gaz à effet de serre en 2050 constitue, dans bien des scénarios sur le changement climatique, un point de repère commode. Pour certains, tels l'AIE, revenir en 2050 au niveau d'émission actuel est un scénario admissible. Pour nombre d'autres, une division par deux des émissions actuelles à ce même horizon devrait s'imposer. Nous admettons 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.

Il est cependant possible d'imaginer d'autres scénarios, tout aussi plausibles vus d'aujourd'hui, 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.

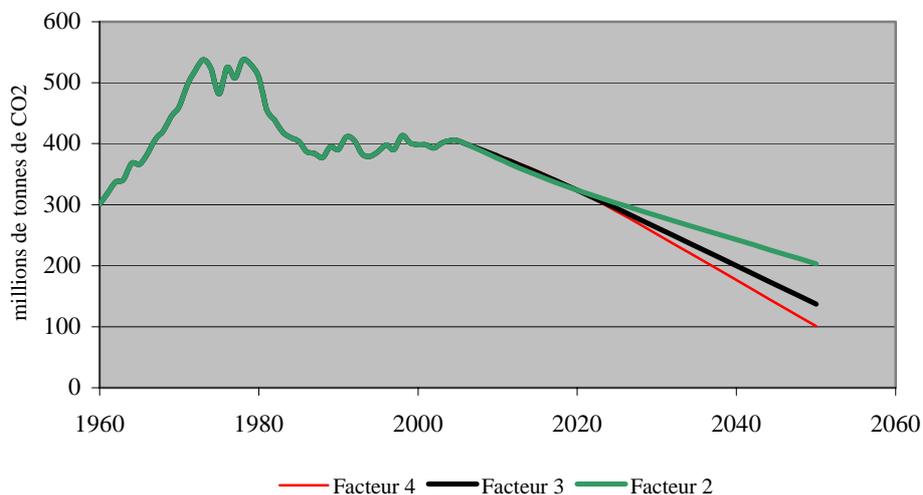


Il est évident que, compte tenu de l'inertie du système énergétique d'un pays tel que le nôtre, le passage en trente ans d'une situation 2020 où les niveaux d'émissions seraient comparables à ce qu'ils sont aujourd'hui à un objectif « facteur 4 » serait ingérable économiquement et peut être encore plus socialement, car il imposerait des **ruptures brutales** dans les modes de production, de consommation et les modes de vie.

La stratégie illustrée par le diagramme suivant dans lequel les émissions sont réduites en 2020 de quelque 20 % par rapport à leur niveau de 1990²³ est évidemment beaucoup plus satisfaisante car elle ménage des transitions plus 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.

²³ 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 nos analyses sectorielles.

Trajectoires correspondant à différentes contraintes à horizon 2050 dans l'hypothèse d'émissions françaises inférieures de 20% en 2020 par rapport à leur niveau de 1990



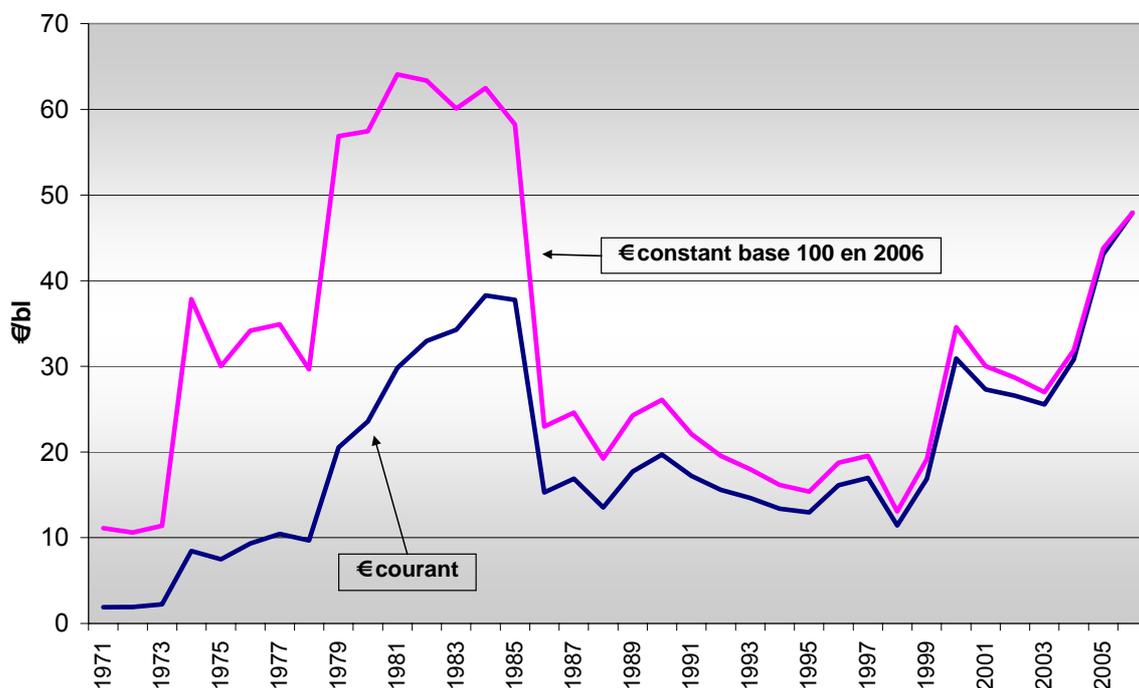
Source : CITEPA jusque 2005

4.1.3 La problématique du défi climatique présente bien des points communs avec celle de la restructuration du système énergétique français engagé suite aux chocs pétroliers de 1973-74 et 1979-80 : difficulté d'assurer une continuité des politiques dans un contexte de prix et de risques cycliques ou chaotiques, gestion en stratégie adaptative des programmes nucléaires. A une différence essentielle près : l'absence d'une technologie maîtrisée, prête à être développée massivement et qui, à elle seule, pourrait apporter une contribution notable à la résolution du problème

4.1.3.1 La réponse française aux chocs pétroliers de 1973-74 et 1979-80

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 inopinée, un terme à une période d'euphorie énergétique fondée sur un pétrole abondant et bon marché.

Évolution du prix du baril de pétrole en monnaie nationale constante (franc puis euro)



Source : Institut français du pétrole, IFP

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.

Les trois piliers sur lesquels cette réponse a été fondée sont bien connus :

- *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 vinrent contredire les hypothèses d'une croissance économique continûment soutenue et d'un pétrole durablement cher.

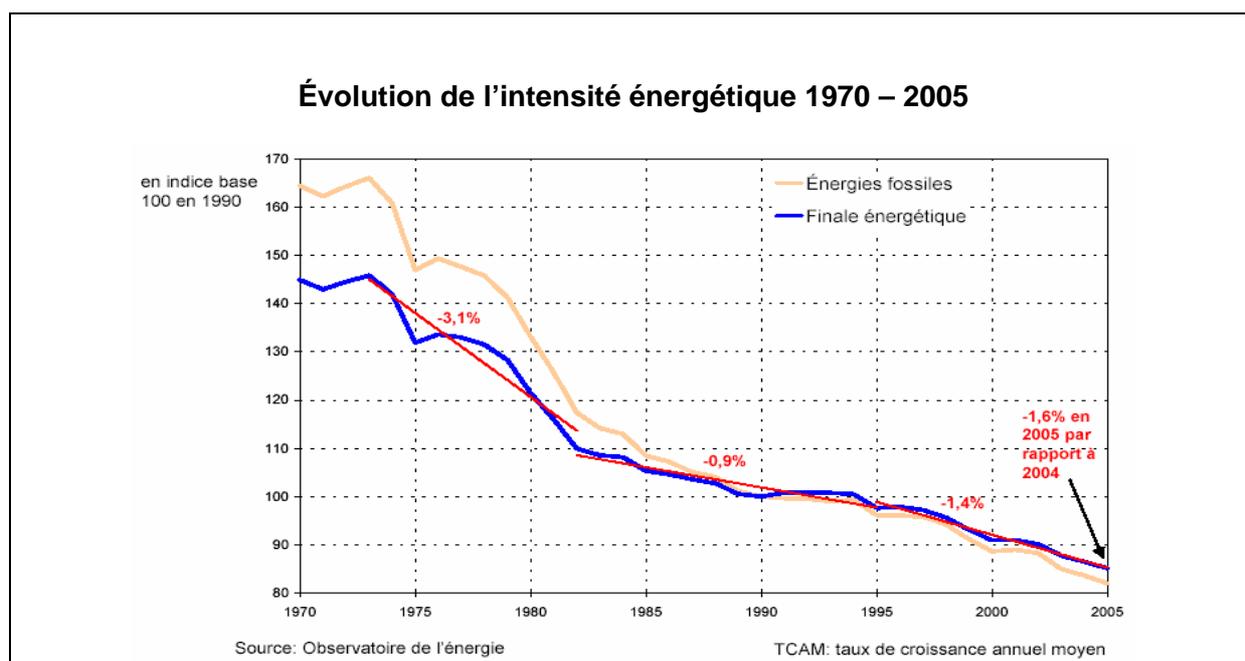
4.1.3.2 Les progrès en matière de maîtrise de l'énergie se sont révélés très sensibles aux évolutions inextricablement conjuguées des prix de l'énergie et des politiques énergétiques

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. A l'inverse, pour les mêmes raisons, la réduction des prix annule une partie des efforts faits en période de prix chers.

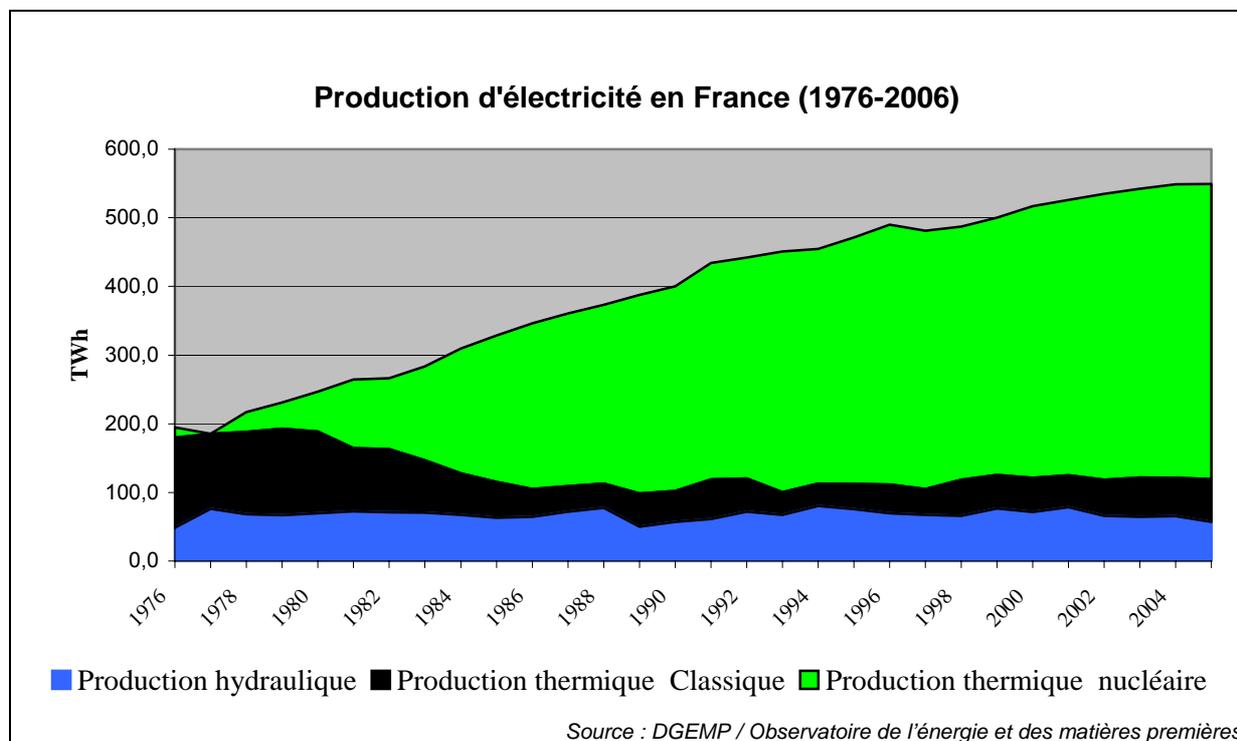
Mais il est très difficile de mesurer quels ont été les impacts respectifs des prix de l'énergie et des politiques énergétiques sur l'évolution de l'efficacité énergétique [voir encadré ci-dessous]. En effet, entre 1973 et 2000, les gouvernements ne sont intervenus qu'en période de prix élevés du pétrole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

- 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 » 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.
- A 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 ».



4.1.3.3 La réadaptation du système de production électrique 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.



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 70 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 kWh 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

*Source : Bilan électrique français 2006 / RTE
* Chiffres provisoires*

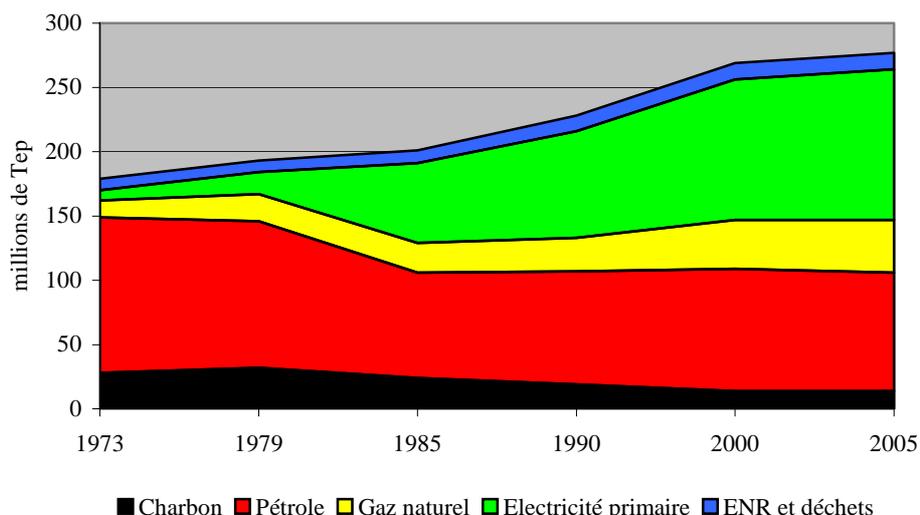
- Il était pourtant clair vers le milieu des années 80 que, même en considérant la possibilité de valoriser des excédents nucléaires, le rythme de croissance de la demande électrique, encore affecté par le contre-choc pétrolier, ne justifiait plus l'engagement de nouvelles unités nucléaires compte tenu 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.

4.1.3.4 Quoi qu'il en soit, cette réaction déterminée aux deux chocs pétroliers de 1973-74 et 1979-80 a entraîné une profonde restructuration du bilan énergétique français se traduisant par une moindre dépendance énergétique et par une plus grande robustesse vis-à-vis des évolutions conjoncturelles du contexte énergétique mondial

- *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.

Consommations d'énergie primaire par énergie



Source : DGEMP

- 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 80.

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.

4.1.3.5 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 continûment 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), laquelle n'a pas connu moins de 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 A 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 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, subventions,...) 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 1973-74 et 1979-80 et la prise du conscience du caractère extrêmement prégnant 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 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, éoliennes, solaire thermique et, peut-être plus tard photovoltaïque,...) se déploieront sur la durée et trouveront, 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'allégement 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 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 et des économies d'énergie*. 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 second est l'exploitation persévérante des progrès qui peuvent être obtenus par *l'amélioration des technologies existantes*. Là encore les exemples abondent, qu'il s'agisse de l'habitat des transports ou des process industriels ;
- le troisième est *l'inflexion des comportements individuels* en matière d'utilisation de l'énergie. Bien des progrès peuvent être obtenus en la matière sans que la qualité de vie s'en trouve affectée.

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.

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 acteurs industrialisés, 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 [chapitre 5], mais on peut, d'ores et déjà, dans le droit fil de ce qui précède, énoncer quelques principes généraux qui semblent s'imposer :

- Les évolutions des interventions de l'État nécessitées par le renouvellement de la problématique énergétique et plus particulièrement par l'exigence de réduction des émissions de gaz à effet de serre, ne doivent pas peser sur l'économie nationale ; à cette fin les recettes

ajoutant des taxations nouvelles liées à l'énergie doivent couvrir globalement le coût des allègements fiscaux ou autres interventions destinées à encourager des décisions s'inscrivant dans le cadre des orientations énergétiques nationales.

- 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.
- 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 : une "taxe carbone" qui semble une idée simple et pertinente dans certains secteurs non exposés à la concurrence internationale, ne doit pas être noyée dans des dispositions fiscales d'ordre général dont les subtilités échappent à la majorité des assujettis.

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.km et en tonnes.km 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 aussi chapitre 5].

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) normatives des externalités à prendre en compte dans les décisions. Sur ce point, les travaux — en cours — de l'atelier consacré à la valorisation économique du CO₂, émis ou évité, apportent quelques éclaircissements. Nous faisons part de deux sentiments provisoires et pragmatiques :

- La querelle sur l'opportunité de retenir une valeur différente à attribuer à la tonne de CO₂ en fonction du secteur émetteur nous semble résulter d'un malentendu. Il est clair que si l'on savait *évaluer et monétariser les préjudices* résultant au niveau planétaire de l'émission d'une tonne de CO₂ à l'instant t, toute molécule de CO₂ en vaudrait une autre et la valorisation de la 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. Quant 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** est indispensable, 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.

4.1.6 L'arbitrage à réaliser au niveau des dépenses publiques entre le soutien aux actions immédiates d'utilisation rationnelle de l'énergie 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-clé de toute politique énergétique. Cette question ne saurait évidemment être traitée sans que le contenu, les modalités et les implications industrielles des actions de R&D envisagées aient été examinés

C'est pourquoi nous ne l'aborderons qu'après le tour d'horizon sectoriel qui fait l'objet du chapitre suivant.

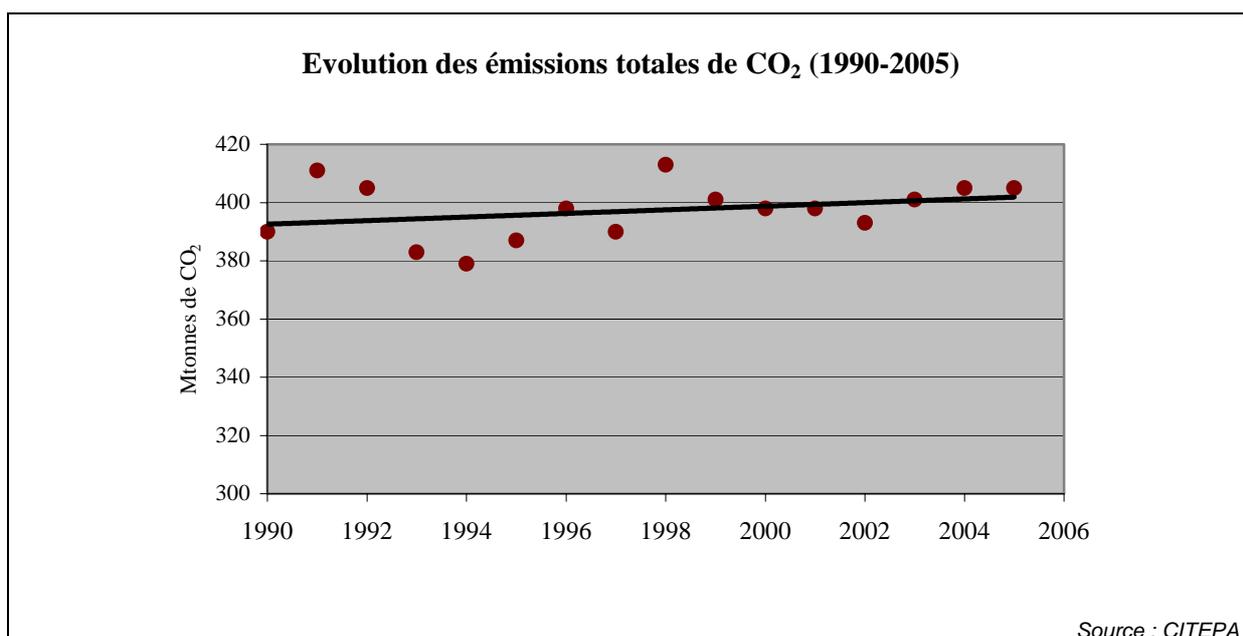
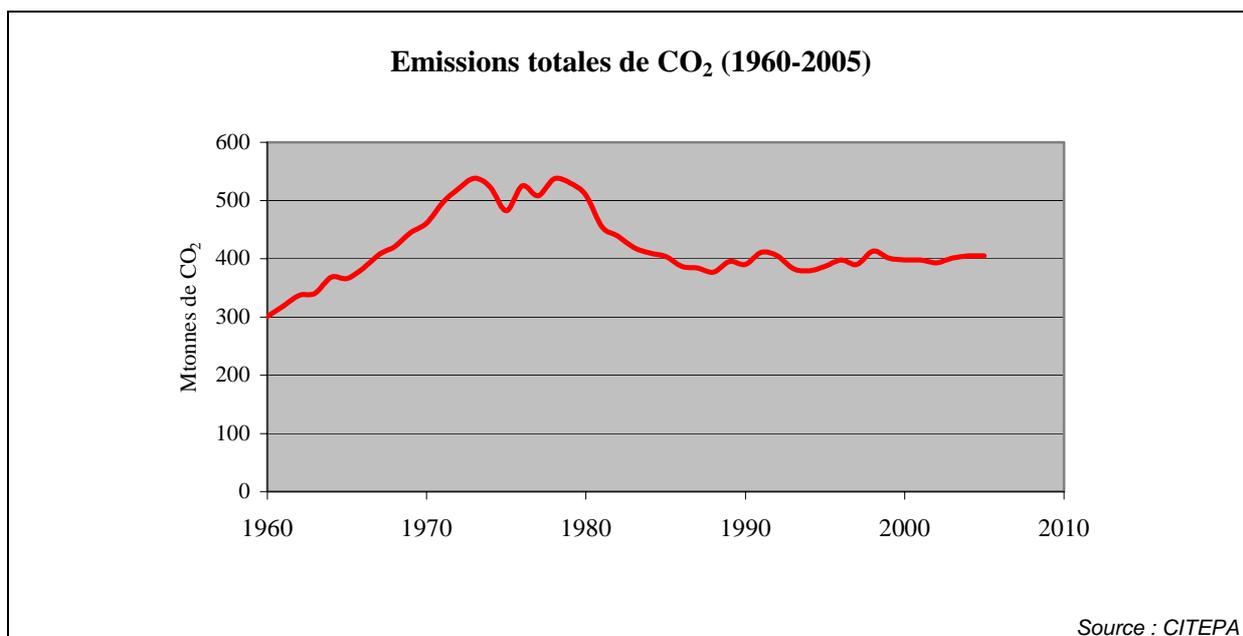
4.2 Une approche sectorielle rétrospective et prospective pour identifier les leviers permettant de maîtriser les émissions sans compromettre la compétitivité de l'économie nationale

4.2.1 Une analyse rétrospective montre clairement que les problèmes majeurs se situent et se situeront vraisemblablement dans le secteur des transports — où les émissions en croissance constante depuis 1960 commencent tout juste à montrer un certain tassement au cours des années les plus récentes — et dans le secteur résidentiel et tertiaire — dont les émissions, après avoir fortement décliné jusqu'en 1990, sont tendanciellement orientées à la hausse depuis cette date —

4.2.1.1 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 § 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,...)²⁴.

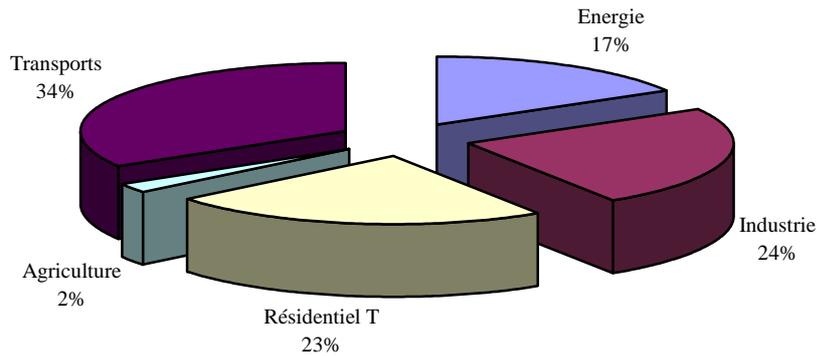
²⁴ On voit d'ailleurs que le point 1990 « tire l'ajustement vers le bas » et que cette référence n'est donc pas particulièrement favorable pour la France dans le cadre des négociations européennes à venir.



4.2.1.2 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.

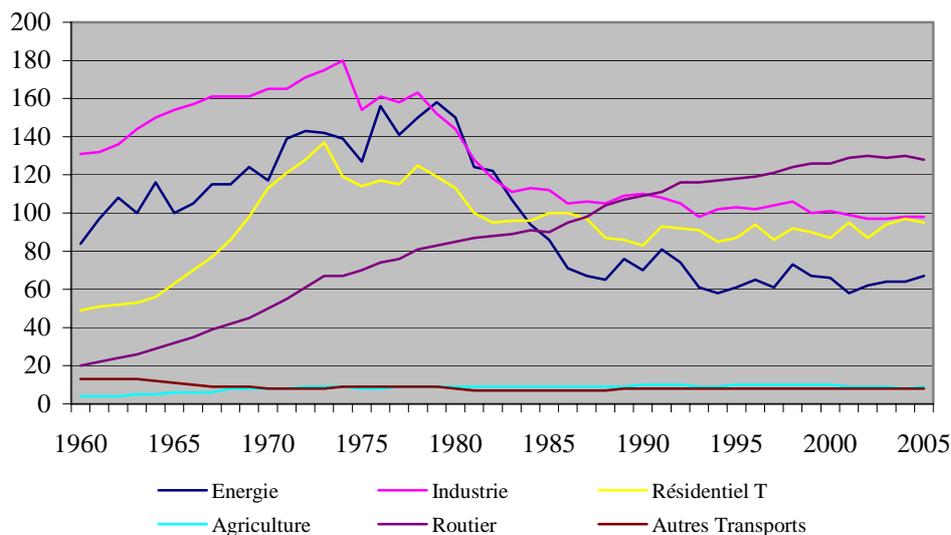
Poids des différents secteurs dans les émissions de CO₂ en 2005



Source : CITEPA

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 macroéconomiques 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 macroéconomiques 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 : croissance de + 2,1 % par an jusqu'en 2015, + 1,8 % par an entre 2015 et 2030, 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 \$ entre 2005 et 2015, prix international du gaz naturel de 8 \$ / Mbtu entre 2005 et 2015).

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 économique²⁵.

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 amplement au moins pour trois raisons :

- la maîtrise des émissions de CO₂ du secteur électrique, qui est la raison essentielle de la situation assez exemplaire de notre pays en matière d'émissions de CO₂ rapporté au PNB, reste un enjeu essentiel à moyen et long termes ;
- 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.

4.2.3.1 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 l'existence de tarifs réglementés. 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, Bénélux, 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.

²⁵ 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 ».

4.2.3.1.1 *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 plus lissé que cela n'a été le cas 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 permettront 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 pas poser de problèmes ni de principe ni techniques. Du fait de ces mesures, EdF table avec une forte probabilité 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 tabler en 2020 sur un potentiel de production nucléaire, à partir du parc existant complété par Flamanville 3, de 460 TWh, mais il faut se souvenir que la politique d'amélioration de la disponibilité des centrales nucléaires a été entreprise dans le passé avec un succès pour le moins mitigé.

4.2.3.1.2 *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 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.

4.2.3.1.3 *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 production²⁶. 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-dessous].

²⁶ 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 % ;

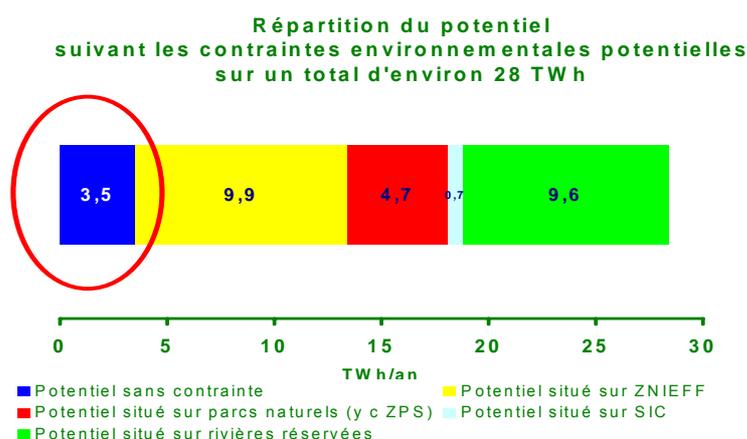
c'est essentiellement grâce à l'hydroélectricité que notre pays est le premier producteur européen d'énergies renouvelables en volume ;

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 ZNIEFF (zones naturelles d'intérêt écologique, faunistique et floristique).**



4.2.3.1.4 *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.

4.2.3.1.5 *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 historique²⁷ des énergies produites sur la base de tarifs d'achats 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 d'énergies renouvelables ? 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 MW²⁸, assortie de tarifs sans doute très rémunérateurs²⁹, 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 5000 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, l'intérêt économique de la production d'électricité dans ces installations est tel qu'il a conduit, dans certains cas, à des baisses de rendement énergétique et une « désoptimisation » pour 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 80 €/MWh constitue le maximum que l'on puisse accepter de payer pour acquérir un kWh 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.

²⁷ 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.

²⁸ Puissance limite portée à 40 MW dans le cadre du « contrat 99-02 ».

²⁹ Qui constituent, pour parler clair, une subvention de la production de vapeur par le système électrique.

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 aujourd'hui controversé et devra inéluctablement se réduire.

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 2 c€/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 nouvelles installations (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) 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

4.2.3.2 Les émissions globales de CO₂ du secteur électrique à horizon 2020, compte tenu des perspectives de consommation, de l'amélioration du potentiel de production nucléaire et du développement des éoliennes, devraient être significativement en baisse par rapport à leur niveau actuel

- *S'agissant de l'évolution de la demande intérieure d'électricité* (consommation intérieure France hors Corse, y compris autoconsommation), Réseau 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'existent 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 d'environ 9 TWh. On retient la mise en service 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 :

Année 2020	
En TWh	
Production nucléaire	460
Production hydraulique	68
Production ENR hors hydraulique	21
Production thermique classique	49
Total Offre	598
Demande France (<i>hors Corse</i>)	534
Autoconsommation	- 12
Solde Pompage	2
Balance théoriquement possible des exports	74
Total demande	598

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	28	28

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. 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 pu encore être réunies et examinées de façon contradictoire.

4.2.3.3. 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.

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.

4.2.4.1. Les tendances passées

Sur la période 1990-2005, la consommation finale énergétique totale³⁰ 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.

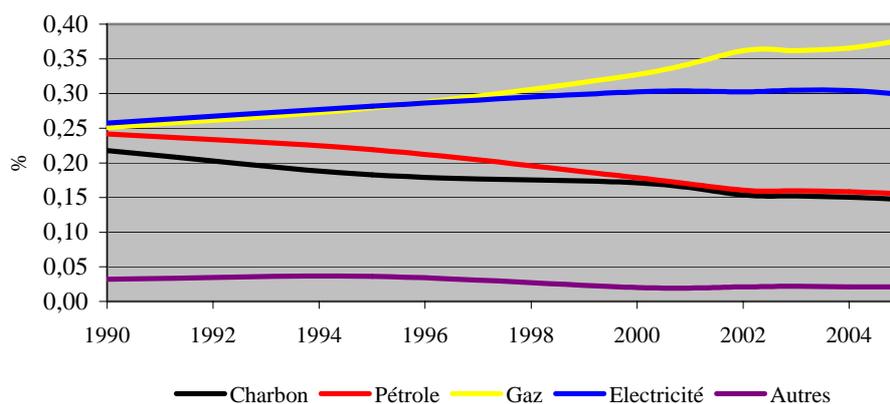
Consommations finales énergétiques de l'industrie (Mtep)							
	1990	1995	2000	2002	2003	2004	2005
Charbon	8,4	7,0	6,7	6,1	5,9	5,9	5,8
Pétrole	9,3	8,3	7,0	6,4	6,2	6,2	6,1
Gaz	9,7	10,6	12,9	14,3	14,1	14,4	14,7
Électricité	9,9	10,7	11,9	12,0	11,9	12,0	11,7
Autres	1,3	1,4	0,8	0,8	0,9	0,8	0,8
Total	38,6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

³⁰ 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.

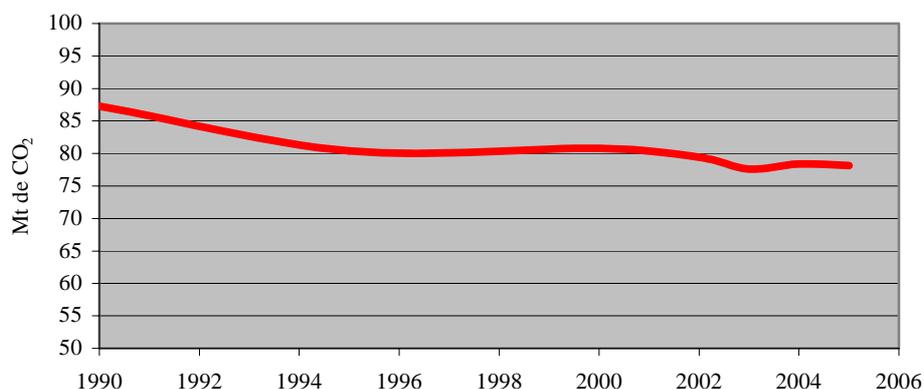
Part des différentes énergies dans les consommations énergétiques de l'industrie



Source : Observatoire de l'énergie

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 », ...).

Emissions de CO₂ résultant des consommations énergétiques de l'industrie

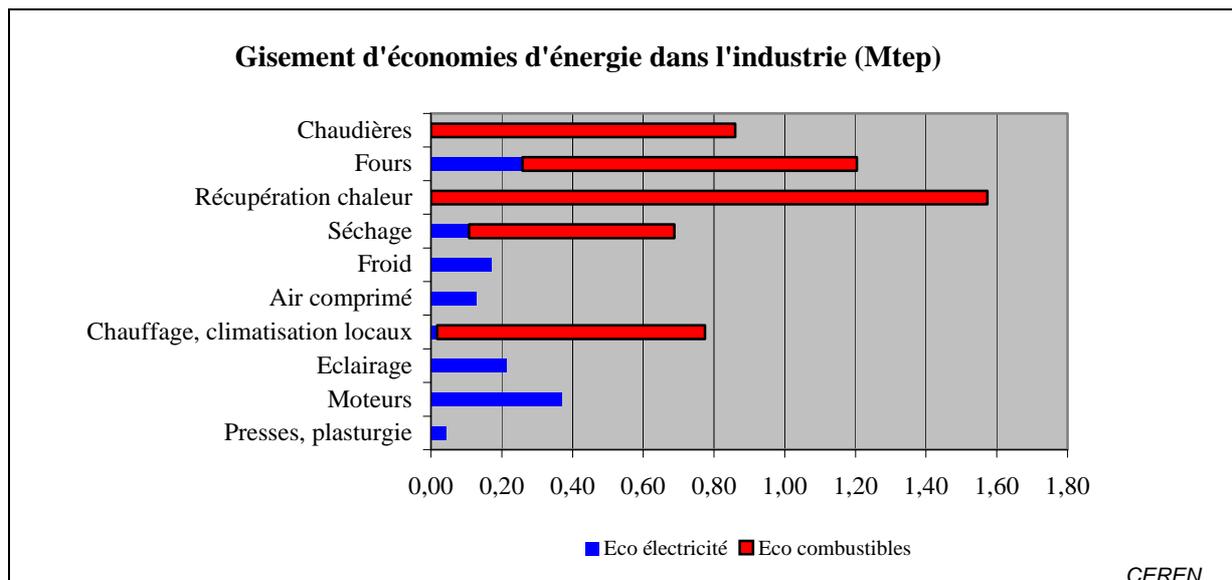


Source : Observatoire de l'énergie et coefficients CITEPA

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 récente étude 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.



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 notamment 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 auxquelles il conviendrait d'ajouter les réductions d'émissions qui pourraient être obtenues par la poursuite de la substitution du gaz aux produits pétroliers.

4.2.4.2 Ce qui peut être envisagé d'ici 2020

Dans le cadre du groupe de travail 5 de la commission Énergie (« Scénarios énergétiques »), ENERDATA a élaboré un « scénario tendanciel » 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 tendanciel, 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 plus ambitieux de réduction des émissions visant à se placer sur une trajectoire compatible avec l'hypothèse « facteur 4 ». A 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.

A 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.

A l'issue de cette analyse sommaire que la poursuite des travaux du groupe « Scénarios énergétiques » permettra d'approfondir, **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.

4.2.4.3. 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 au demeurant 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, à long ou très long terme, d'applications dans le secteur industriel (amélioration des techniques de combustion, captage et stockage du carbone, production d'hydrogène par électrolyse à haute température, 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-dessous] 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'offre 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,....)

A la fin de cette première phase, un ou plusieurs projets seront sélectionnés et feront l'objet d'une évaluation approfondie en termes de faisabilité 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.

4.2.5 Dans le secteur résidentiel et tertiaire, 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

4.2.5.1 Quelques éléments de rétrospective

- Les consommations totales en énergie finale du secteur résidentiel et tertiaire ont cru 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

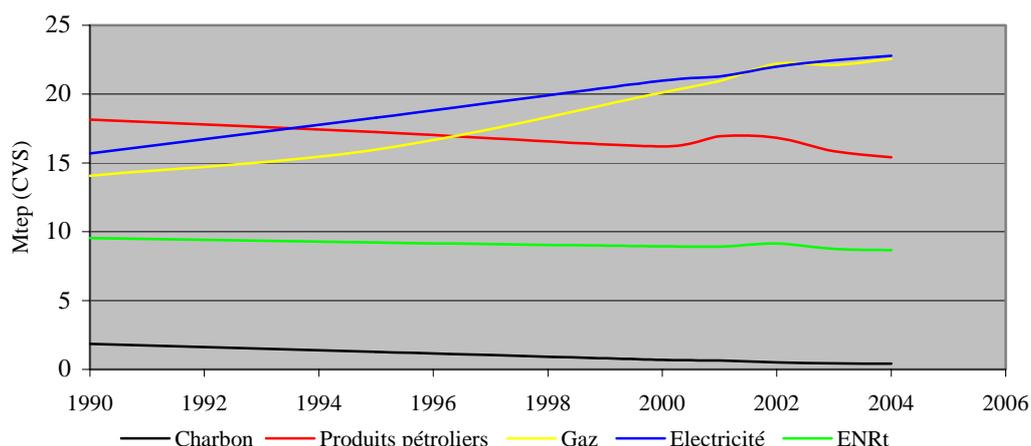
(corrigées des aléas climatiques)

Mtep	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.

Consommations finales d'énergie du secteur résidentiel et tertiaire



Source : DGEMP (Observatoire de l'énergie)

Ces évolutions résultent de phénomènes bien connus : part réduite des produits pétroliers dans la construction neuve récente au profit du gaz et 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, en effet, 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 les secteurs résidentiel et 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 secteur³¹.

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

4.2.5.2 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.

³¹ 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 m².

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.

³² 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.

- 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 constante³³.

4.2.5.2.2. *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.

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 kWh 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 MWh économisé 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 oeuvre 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 €³⁴, 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.

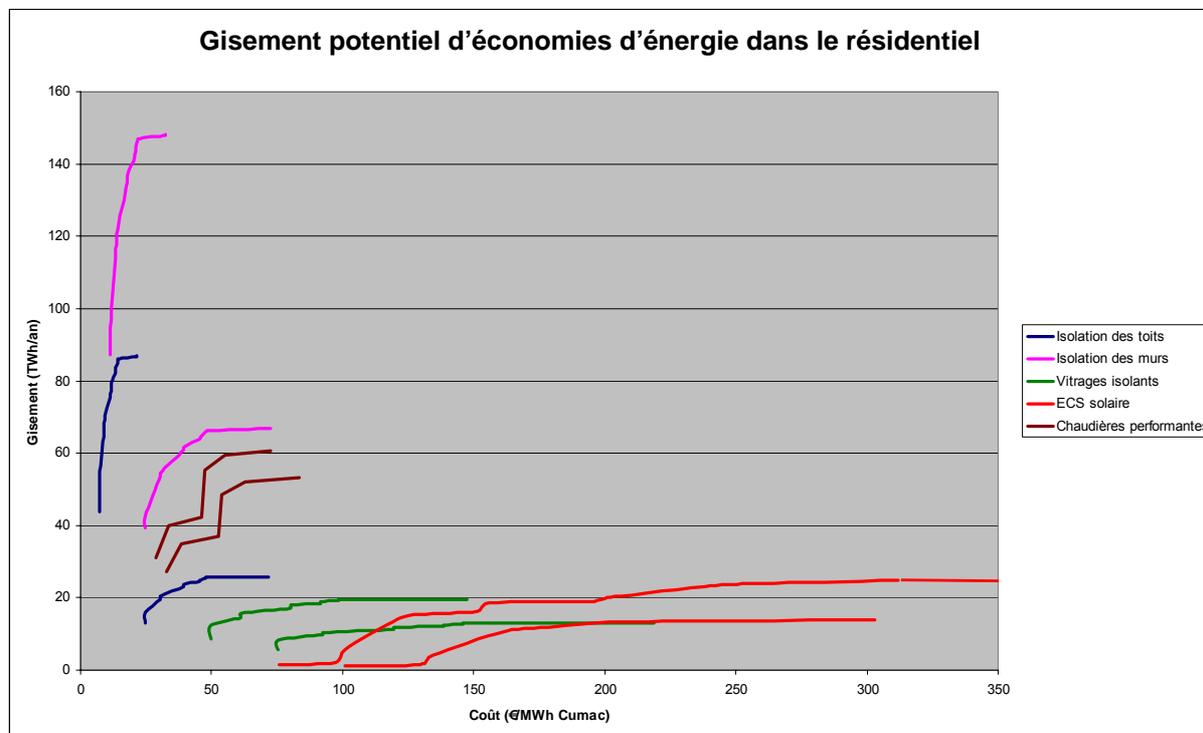
Le rapport coût-efficacité des différentes mesures est très dispersé en raison des caractéristiques très variées des logements d'une part et de la performance des techniques mises en oeuvre d'autre part comme le suggère le graphique ci-dessous. Pour chacun des gisements, la courbe haute représente le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

³³ 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 température suffisamment élevée. Ce sera le cas des pompes à chaleur disponibles dans quelques mois.

³⁴ 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.

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 existants³⁵. En particulier, l'isolation extérieure grâce aux progrès réalisés dans les matériaux et dans leur mise en oeuvre, 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 oeuvre des pompes à chaleur, surtout si elles réalisent des progrès significatifs dans les prochaines années ouvrirait l'accès à un potentiel nettement plus important.



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

³⁵ 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.

Au-delà des économies d'énergie stricto sensu, une technologie prometteuse qui devrait être disponible à très brève échéance est la pompe à chaleur (PAC) à haute température qui permettra 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).

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 quasiment insurmontables : 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 déjà 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* spécifique 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 plus loin aujourd'hui, 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 européen.

➤ *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,.....).

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.

4.2.5.3. 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.

Le parc tertiaire

Le tertiaire représente environ 840 millions de m² chauffés dont 43,6% au gaz, 24% au fioul et 22,5% à l'électricité. Il se décompose traditionnellement en 8 branches principales aux activités de service très diverses :

Commerce : 23%
Bureaux : 21%
Enseignement : 20%
Santé, action sociale : 12%
Sports et loisirs : 7,5%
Cafés, Hôtels restaurants : 7%
Habitats communautaires : 6,5%
Transports (gares et aéroports) : 3%

Ces surfaces ne comprennent pas celles des armées, de l'artisanat, des grands établissements publics de recherche et de l'éclairage public.

Il est clair que tout ce qui a été dit sur les vertus de l'isolation thermique vaut *mutatis mutandis* pour une bonne partie des locaux tertiaires. Deux études récentes éclairent de manière intéressante les progrès qui pourraient être réalisés d'une part sur les usages thermiques grâce au remplacement des chaudières, d'autre part sur les usages spécifiques de l'électricité.

- S'agissant des économies réalisables sur les *usages thermiques*, une étude récente de l'ADEME confiée au CEREN montre que des économies d'énergie importantes pourraient être réalisées grâce au remplacement des chaudières obsolètes par des chaudières neuves performantes et à la délégation de la conduite et du petit entretien des chaudières à des entreprises spécialisées (contrat P2).

Le gisement théorique maximal pouvant être obtenu par la combinaison de trois actions (1° la délégation systématique de la conduite et du petit entretien des chaudières à des entreprises spécialisées : effet contrat, 2° le remplacement de toutes les chaudières de plus de 10 ans par des chaudières neuves classiques : effet âge des chaudières, 3° le remplacement des chaudières standards par des chaudières à condensation ou basse température : effet type des chaudières) est de 19 TWh (1.6 Mtep) soit 22% de la consommation de combustibles pour l'usage chauffage.

Le gisement d'économie de gaz est estimé à 11,6 TWh et résulterait pour moitié du remplacement des chaudières standard par des chaudières à condensation. Le potentiel gisement pour le fioul est estimé à 7.4 TWh dont les deux tiers liés à l'amélioration de la technologie de la chaudière.

- S'agissant des *consommations d'électricité, du secteur tertiaire*, elles se répartissent en 2005 de la manière suivante :

Chauffage électrique	18%	16 TWh
Eau chaude sanitaire (ECS)	6%	5 TWh
Cuisson	7%	6 TWh
Climatisation	13%	12 TWh
Usages spécifiques	56%	51 TWh
Total consommation tertiaire	100%	91 TWh

Source : CEREN

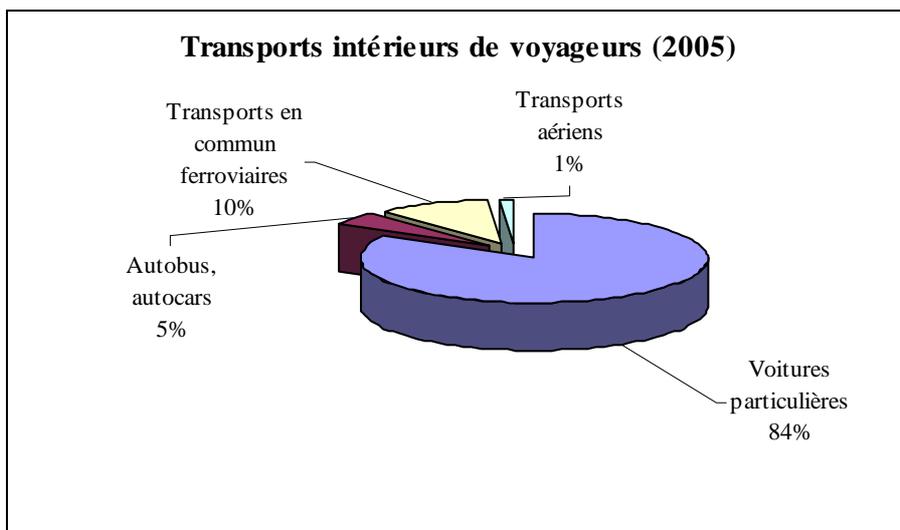
Une étude du CEREN sur les potentiels théoriques de maîtrise de l'énergie dans le secteur tertiaire montre que dans ce secteur, si l'on ramène les consommations unitaires les plus élevées à la valeur médiane constatée sur une population homogène équivalente on peut obtenir une économie potentielle de 28% sur le poste électricité spécifique (année de référence 2001) ce qui représente une économie de consommation d'électricité spécifique de 11 TWh.

Ce gisement est très concentré dans les deux branches bureaux et commerces qui représentent 52% de la surface du tertiaire et 76% de la consommation d'électricité spécifique et cumulent près de 82% des économies potentielles. Ces deux branches sont prioritaires dans le cadre de la réalisation d'investigations plus détaillées.

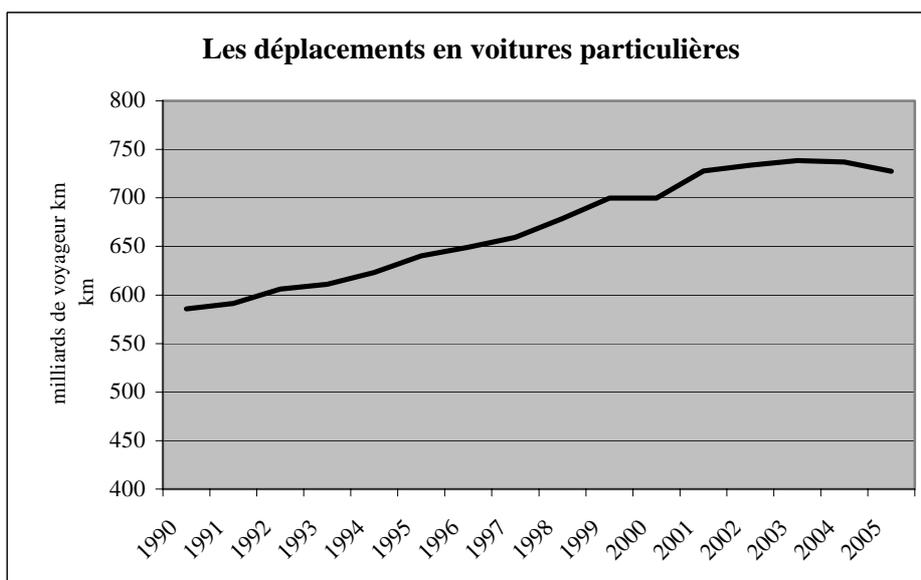
4.2.6 Les transports : un secteur dont la consommation de produits pétroliers et les émissions de gaz à effet de serre ont connu des évolutions préoccupantes auxquelles il ne sera pas aisé de mettre un terme

4.2.6.1. 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-dessous montre la part extrêmement dominante des déplacements en voitures particulières dans le trafic total.

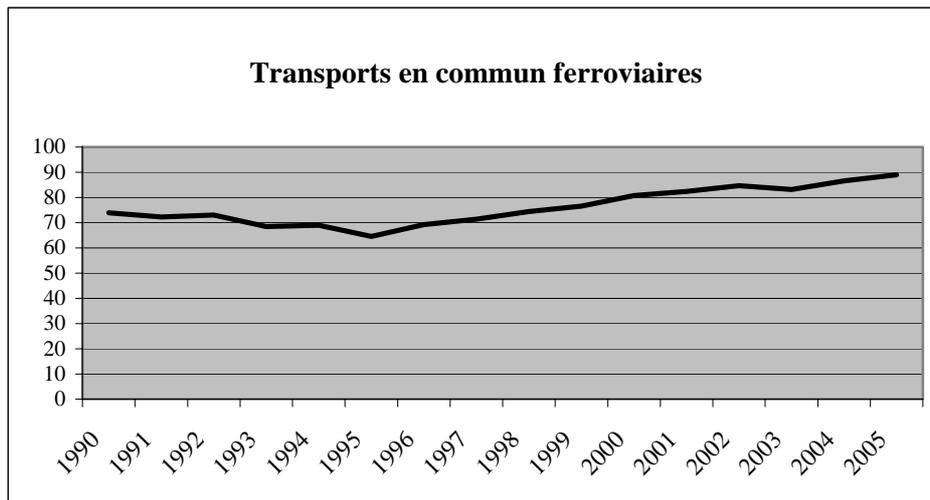


On constate cependant un ralentissement très net de la croissance des déplacements en voitures particulières à partir de 2002 et même une baisse significative en 2005. Le parc de voitures immatriculées en France ayant continué d'augmenter, la baisse de 2005 s'explique par une diminution des kilomètres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



Source : d'après CGPC / Prospective transports 2015

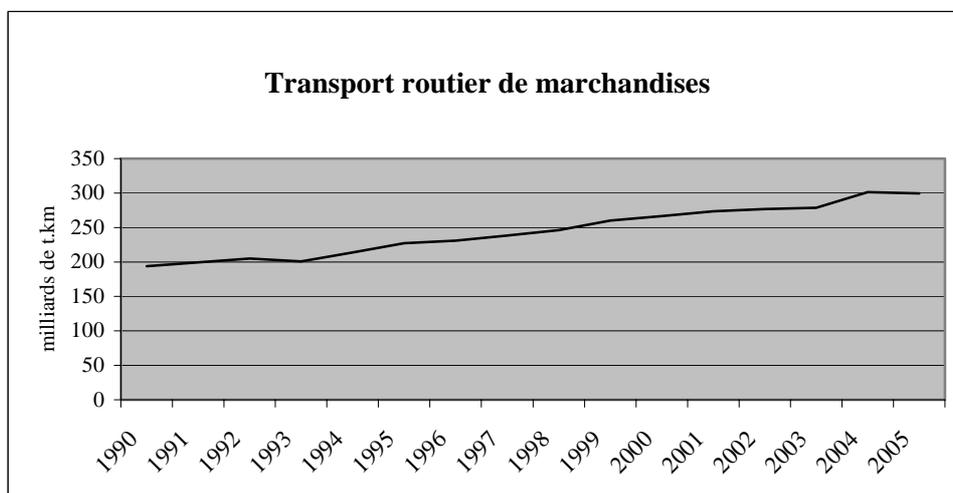
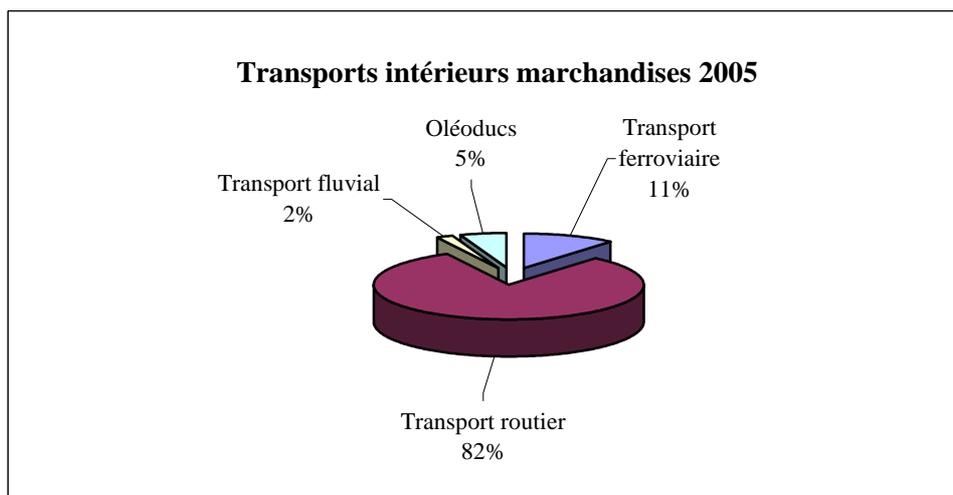
Par contre, les transports en commun ferroviaire, dont l'évolution des prix est restée modérée, ont poursuivi leur croissance grâce aux TGV et TER.

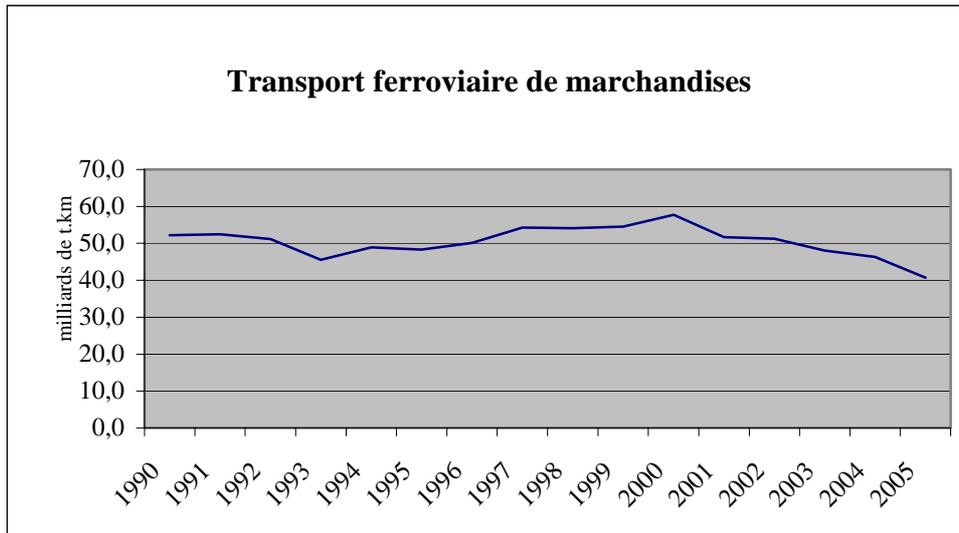


Source : d'après CGPC / Prospective transports 2015

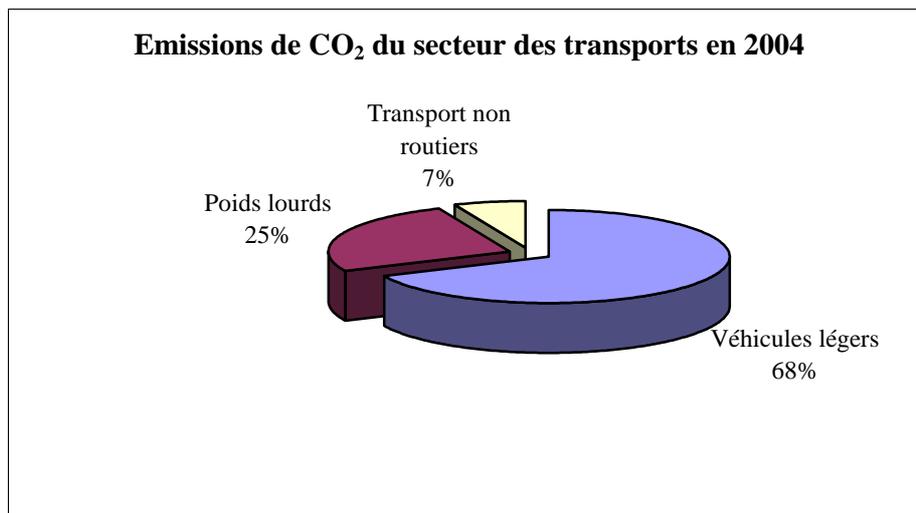
- S'agissant des *transports intérieurs de marchandises*, la route joue également un rôle extrêmement prépondérant.

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



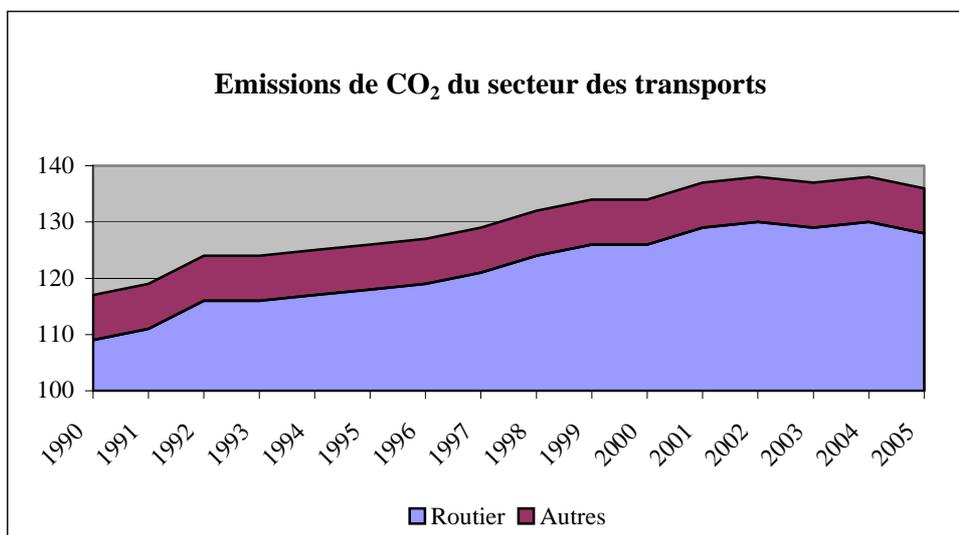


- Les transports ont émis en 2004 138 millions de tonnes de CO₂, se décomposant en 94 pour les véhicules légers, 35 pour les poids lourds et 9 millions pour les transports non routiers.



CGPC

Etant 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.



CITEPA

4.2.6.2. La prospective 2025 du service Economie, statistiques et prospective (SG-DAEI) du ministère des transports et de l'équipement montre que l'on peut, dans un cadre complexe déjà relativement contraignant, stabiliser les émissions à horizon 2020 par rapport à leur niveau actuel

L'une des originalités de cette étude 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 :

Taux de croissance 2002 – 2025 du transport intérieur interurbain de voyageurs

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

En % des Gvoy.km par an

Voyageurs interurbains Transport intérieur	Croissance annuelle moyenne 2002-2025	
	Fourchette	Moyenne
Réseau routier national	[1,5 ; 2,1]	1,8
Fer (réseau national hors Ile-de-France)	[1,7 ; 2,3]	2,0
Aérien (intérieur)	[0,4 ; 1,6]	1,0
Voyageurs tous modes	[1,6 ; 2,0]	1,8

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	
		Fourchette	Moyenne
Réseau routier national	302	[422 ; 487]	454
Fer (réseau national hors Ile-de-France)	63	[93 ; 108]	100
Aérien (intérieur)	13,7	[15,0 ; 19,9]	17,2
Voyageurs tous modes	379	[542 ; 604]	572

Taux de croissance 2002 – 2025 du transport intérieur de marchandises

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

En %

Marchandises Transport intérieur	Rappel du scénario central de déc. 2004	Croissance annuelle moyenne 2002-2025	
		Fourchette	Moyenne
Transport routier	1,5	[1,3 ; 1,7]	1,5
Transport ferroviaire	1,2	[- 0,2 ; 1,5]	0,7
Marchandises tous modes	1,5	[1,3 ; 1,5]	1,4

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	
		Fourchette	Moyenne
Transport routier	257	[343 ; 382]	363
Transport ferroviaire	50	[48 ; 71]	59
Marchandises tous modes	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	
			Fourchette ⁽¹⁾	Moyenne
Véhicules légers	81	92	[70 ; 95] ⁽³⁾	83
Poids lourds	27	37	[34 ; 42] ⁽³⁾	38
Autres transports	13	19		23
Total	121	148	[131;160]	144

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

4.2.6.3 Il existe cependant des leviers sur lesquels on peut agir pour tenter d'améliorer cette situation

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

Transports et émissions de CO₂ : quelques points de repère

- Pour économiser 1 million de tonnes de CO₂ par an, il faut transférer 15 milliards de tonnes-kilomètres de la route vers le fer, soit augmenter le fret ferroviaire de près de 40 % par rapport à son niveau de 2005.
- La mise en service de 3 autoroutes ferroviaires de 600 kilomètres chacune, soit une circulation de 2 fois 40 navettes (3 fois 13) par jour, ferait économiser 0,5 million de tonnes de CO₂/an.
- La mise en service des 1 600 km de LGV du 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.
- La non réalisation des 2 000 kilomètres d'autoroutes nouvelles du CIADT de décembre 2003 ferait économiser 2 millions de tonnes de CO₂/an.
- Une diminution de 10 km/heure des vitesses maximales autorisées sur les réseaux routiers interurbains feraient économiser 0,3 million de tonnes de CO₂/an.

4.2.6.3.1 Le premier levier est l'inflexion des comportements de conduite

Celle-ci peut être obtenue par diverses voies :

- la sensibilisation aux enjeux d'une conduite économe, l'information, la formation à « l'écoconduite » ;
- une taxation supplémentaire des carburants dont l'objet est clairement identifiée ;
- le respect rigoureux des limitations de vitesse en vigueur.

4.2.6.3.2 Le deuxième levier est l'inflexion des comportements de mobilité des personnes

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 Ile-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 (sur autoroute, sur voies rapides, en urbain) ;
- 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.

4.2.6.3.3 Le troisième levier est le développement des modes alternatifs à la route, dans leur 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.

4.2.6.3.4 Le quatrième levier est une amélioration dans l'organisation même du transport routier de marchandises

Meilleure articulation entre production, gestion des stocks et transports permettant un remplissage optimal des camions, meilleure implantation des activités minimisant les besoins de transport, 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),
- et par la généralisation du péage pour les poids lourds sur les grands axes routiers (directive « Eurovignette »).

4.2.6.3.5 Le cinquième levier est l'incorporation des 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). 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.*
- *Utilisation de biocarburants produits en France et importés.*

A moyen terme, on peut fonder des espoirs sur le véhicule hybride rechargeable (voire sur le véhicule électrique pour certains usages) et sur les biocarburants de deuxième génération. S'agissant du long terme, on reste dubitatif sur l'avenir de la pile à combustible embarquée et pas du tout convaincu de la possibilité d'utiliser 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, conception du véhicule, sécurité (risques d'explosion).

4.2.6.3.6 Le sixième levier est l'utilisation réaliste de biocarburants

Les niveaux actuels des prix du pétrole et ses perspectives de hausse à moyen et long terme ont profondément modifié le modèle économique des biocarburants. Cette filière est longtemps restée cantonnée à des volumes limités compte tenu de la différence importante entre le coût de revient des biocarburants et le prix de marché des carburants fossiles. La montée des prix du pétrole depuis trois ans et son évolution dans une fourchette de 55 à 75 US\$/baril a cependant complètement changé cette situation.

Au Brésil et aux États-Unis, le coût de revient de l'éthanol produit localement est devenu compétitif avec les carburants fossiles à la suite de la hausse des cours du pétrole. Cette situation s'est accompagnée d'une poursuite du soutien public au développement de ces filières, entraînant donc des accroissements de volumes particulièrement importants. Au Brésil, en particulier, les procédés utilisés permettent une valorisation de la plante entière sous forme énergétique, conduisant à des coûts de revient extrêmement compétitifs ainsi qu'à des gains en terme de réduction des émissions de CO₂ supérieurs à 90%.

En Europe, la situation n'a pas évolué aussi favorablement sur le plan économique compte tenu de la hausse concomitante du cours de l'euro par rapport au dollar et du faible développement antérieur des filières biocarburants. Il est cependant probable que, aux niveaux de prix du pétrole observés à l'été 2006 (70-75 US\$/baril), les filières biodiesel et bioéthanol françaises étaient globalement proches de l'équilibre économique.

- *Les gains apportés par les biocarburants en termes d'émissions de CO₂ sont réels mais leur évaluation dépend fortement des méthodologies employées.*

Un débat existe actuellement sur le niveau actuel des économies de CO₂ apportées par l'utilisation de biocarburants produits en France. On rappellera au préalable que les économies de CO₂ ne sont pas le seul objectif du développement des filières biocarburants, qui vise aussi améliorer la diversification énergétique dans le secteur des transports et à contribuer au développement économique du secteur agro-industriel.

Certaines études aboutissent à un gain de l'ordre de 70% et 60% respectivement pour le biodiesel (EMHV) et l'éthanol en terme d'émissions de gaz à effet de serre, si l'on compare – à contenus énergétiques identiques – les émissions liées à la fabrication et à l'utilisation de biocarburants à celles liées à la fabrication et à l'utilisation de carburants fossiles. D'autres études aboutissent à un gain de 53% pour le biodiesel et de 30% pour l'éthanol fabriqué en Europe à kilomètres parcourus équivalents.

La principale différence entre ces études a trait à la règle d'allocation des émissions générées dans le processus de culture et de fabrication aux différents coproduits résultant de ce processus. La fabrication de biocarburants conduit en effet à la production de pulpes de betteraves, de drèches de blés ou de tourteaux de colza riches en protéine et utilisés en alimentation animale.

Les premières répartissent les émissions au prorata de la masse du biocarburant et des différents coproduits et attribuent donc à ces derniers une quote-part significative des émissions générées dans le processus de fabrication des biocarburants. Cette méthode, si elle a le mérite de la simplicité, paraît cependant discutable étant donné qu'un kilogramme d'éthanol a un pouvoir énergétique beaucoup plus important qu'un kilogramme de drèche de blé.

Les secondes utilisent une méthode de substitution, c'est-à-dire qu'ils n'imputent aux coproduits que les émissions qui seraient nécessaires pour produire un substitut à ces coproduits. Le scénario retenu est :

pour les coproduits de l'éthanol de blé et du biodiesel (drèches de blé et tourteau de colza), une substitution par de la farine de soja,

pour la pulpe de betterave, une substitution par du blé.

Cette approche paraît nettement plus convaincante sur le plan théorique mais est difficile à formaliser de façon rigoureuse.

- Le premier cas conduit à étudier le processus de *culture et de transformation du soja*. Or celui-ci génère à la fois de la farine de soja et de l'huile de soja. La production d'huile de soja est considérée comme un coproduit de la farine de soja à évaluer aussi par une méthode de substitution. L'étude effectue cette évaluation en prenant comme référence l'huile de colza, dont la production génère du tourteau de colza comme coproduit. Les auteurs arrivent donc à une boucle et précisent dans leur rapport avoir dû procéder à des calculs itératifs. Cette itération converge vers un niveau d'allocation élevé pour l'huile de soja et faible pour la farine de soja alors même que l'étude prend pour hypothèse que le but principal de la production du soja est d'obtenir une farine. C'est la valeur résultant de cette itération qui est retenue et conduit donc à une faible imputation d'émission sur les coproduits.

- En ce qui concerne la *pulpe de betterave*, le scénario de substitution par du blé paraît plus simple à étudier. Cependant l'étude précise que le crédit attribué par cette méthode est négatif car le séchage (utilisant du gaz) de la pulpe en vue de son utilisation pour l'alimentation animale nécessite plus d'énergie que le crédit apporté par le scénario de remplacement par du blé.

Aucune de ces deux méthodologies ne paraît donc entièrement satisfaisante. Les experts de la commission sont plutôt favorables à une méthodologie basée sur la valeur thermique des coproduits, c'est-à-dire en prenant comme hypothèse la combustion directe de ces coproduits. Des scénarios alternatifs d'utilisation des coproduits comme combustibles pour l'éthanol ont été étudiés par les auteurs de la deuxième étude et conduisent à des niveaux de gain de gaz à effet de serre de l'ordre de 40% pour l'éthanol de blé et 64% pour l'éthanol de betterave. L'étude n'a pas été faite pour le biodiesel.

- *Des opportunités d'amélioration du bilan CO₂ des biocarburants européens existent, mais doivent s'inscrire dans le cadre de la politique nationale de maîtrise des émissions de CO₂ des installations industrielles.*

Le bilan des biocarburants européens ou américains en terme d'émission de CO₂ est nettement inférieur à celui de l'éthanol brésilien compte tenu notamment du fait que :

- les installations de production européennes utilisent du gaz d'origine fossile pour assurer la production de chaleur dans les unités de production alors que les installations brésiliennes utilisent de la biomasse (les résidus de canne à sucre après broyage) ;
- les installations européennes valorisent leurs coproduits en alimentation animale alors que les coproduits de la fabrication de l'éthanol de canne à sucre sont valorisés de façons énergétiques et se substituent donc à des combustibles fossiles.

Ces deux points sont le reflet d'une même réalité : la valorisation de la biomasse dans les installations de combustion en France est actuellement généralement moins rentable que l'utilisation de gaz. Les plus grosses installations productrices de biocarburant sont pourtant dans le Plan national d'affectation de quotas de CO₂ (PNAQ) et peuvent échanger leurs quotas de CO₂ sur le Système européen de quotas d'émission négociables (SEQAEN). Ce dispositif n'est cependant apparemment pas suffisamment incitatif pour amener les producteurs de biocarburant à utiliser de la biomasse dans leurs chaudières.

- *Les efforts de recherche et développement dans le domaine des biocarburants doivent être poursuivis et accrus, notamment sur les filières de deuxième génération.*

De nombreuses perspectives sont ouvertes à la recherche et développement en matière de biocarburants, notamment :

- le développement de procédés de deuxième génération permettant la valorisation de la plante entière ou de matières premières végétales non alimentaires telles que la paille, le bois ou des déchets verts par utilisation d'enzymes ou par thermochimie ;
- la sélection et l'amélioration des espèces végétales en vue de la production d'énergie ;
- l'optimisation des performances des moteurs utilisant des biocarburants.

Il n'est cependant pas souhaitable d'attendre la maturité des filières de deuxième génération pour accroître la production de biocarburant en Europe. D'une part il n'existe pas de certitude sur la date de disponibilité effective de ces filières. D'autre part elles sont plus complexes techniquement et verront leur équilibre économique facilité si elles se développent dans un contexte où le marché des biocarburants est déjà développé et donc leurs débouchés assurés.

- *Les modalités de soutien aux biocarburants doivent être adaptées*

Le soutien public à la filière biocarburant en France passe actuellement par deux outils :

- la taxe générale sur les activités polluantes (TGAP) impose aux distributeurs de carburants des pourcentages minima de distribution de carburants d'origine agricole, pourcentages croissant chaque année conformément aux objectifs du plan français sur les biocarburants. En cas de non respect de ces niveaux de distribution, le distributeur doit payer une taxe d'un montant dissuasif ;
- une réduction de taxe intérieure sur les produits pétroliers (TIPP) en faveur des biocarburants incorporés dans des carburants fossiles égale à 33 euros par hectolitre pour l'éthanol et 25 euros par hectolitre pour le biodiesel. Le niveau de défiscalisation a historiquement été fixé de façon à compenser l'écart entre le prix au litre des biocarburants et celui des carburants fossiles.

Le premier dispositif permet, à lui seul, de garantir la montée en charge de la filière biocarburant en France. L'utilité du deuxième dispositif peut donc sembler limitée et son coût pour les finances publiques injustifié étant donné que la hausse du prix des carburants fossiles n'a pas conduit à revoir à la baisse de façon substantielle le niveau de la défiscalisation. S'il devait être maintenu, il devrait évoluer vers un régime fiscal plus orthodoxe sur le plan économique, reflétant non pas des différentiels de coûts de revient, qui restent toujours sujets à discussions et variations, mais les externalités liées à l'utilisation de ces carburants. De façon plus précise, les éléments suivants devraient être pris en compte :

- La valeur que l'État attache à l'amélioration de la *diversification énergétique* dans le secteur des transports.
- La valorisation des différences *d'impacts environnementaux* entre carburants fossiles et biocarburants.
- Les différences de *pouvoir énergétique*. Les externalités étant essentiellement liées aux distances parcourues (entretien des routes par exemple), le niveau de taxation doit intégrer le fait qu'un biocarburant tel que l'éthanol a un pouvoir énergétique au litre inférieur à celui de l'essence et conduit donc à des distances parcourues inférieures pour un volume donné.

Carburant	Pouvoir calorifique inférieur (PCI) en kJ par litre	1 litre d'essence équivaut à :
Essence	32 389	
Gazole	35 952	0.9 litre de gazole
Ethanol	21 283	1.52 litre d'éthanol

- Les différences de *régimes douaniers*. Si un ajustement des tarifs douaniers n'est pas réalisé, un niveau de TIPP identique pour l'éthanol et l'essence conduit à une sur-taxation globale de l'éthanol par rapport à l'essence.

Il convient aussi de tenir compte des incohérences des niveaux actuels de taxation de l'essence et du diesel. On peut par exemple calculer à partir du tableau ci-dessus que le niveau de fiscalité de l'éthanol incorporé à l'essence est actuellement, après défiscalisation et à kilomètres parcourus identiques, supérieur à celui du gazole d'origine fossile.

- *Les fiscalités des importations de biocarburant et celles des carburants fossiles doivent être harmonisées*

En matière d'importation, l'éthanol dénaturé utilisable comme carburant (par opposition à l'éthanol non dénaturé utilisable en alimentation) est actuellement soumis à un droit de douane de 10 €/hl. Ceci n'est pas cohérent avec les droits de douanes nuls pratiqués sur les carburants fossiles. L'éthanol et l'essence sont en effet devenus deux carburants largement substituables, et le fait d'imposer un droit de douane à l'éthanol et non au pétrole ou à l'essence est donc objectivement une barrière au développement de la filière éthanol en Europe qui n'a pas de justification sur le plan de la politique énergétique.

Un développement des importations en Europe contribuerait à la crédibilité et à la croissance de la filière éthanol au niveau européen et garantirait donc la pérennité de débouchés aux producteurs français. On notera ainsi que la filière E85 en Suède, qui s'est développée grâce à un dispositif douanier spécifique sur la base d'éthanol brésilien jusqu'à présent, constitue un marché potentiel pour les éthanoliers français. L'E85 bénéficie désormais au niveau européen d'un tarif douanier adapté puisque son importation en tant que mélange n'est soumise en Europe qu'à un droit de douane de 6,5%. S'agissant des biodiesel, les droits de douanes sur les importations d'huiles, d'oléagineux ou de biodiesel sont soit nuls, soit inférieurs à 5% en valeur.

4.3 Une politique soutenue en matière de recherche et développement

Comme il a été indiqué précédemment, 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.

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 est 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 :

- la biomasse et, en particulier, le ligno-cellulosique pour les biocarburants de deuxième génération ;
- l'énergie solaire (à la fois thermique et photovoltaïque) et le bâtiment ;
- le nucléaire de quatrième génération et le traitement des déchets nucléaires.

Les dimensionnements actuels de la R&D sur la pile à combustible, sur le pétrole et le gaz et sur les véhicules routiers apparaissent raisonnables, mais ils doivent être au moins pérennisés.

A ces orientations concernant la R&D, il conviendrait d'ajouter l'accentuation de l'effort de démonstration sur le stockage du dioxyde de carbone, de façon à bénéficier d'au moins deux sites en France.

Parallèlement à ces aspects budgétaires, le groupe de travail « Évolutions technologiques » formule les recommandations d'actions concrètes suivantes (liste non limitative) :

- introduction accélérée des technologies « *passiv haus* » dans le *bâtiment neuf* ;
- 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 Les conditions de mise en œuvre d'une politique énergétique ambitieuse

5.1 Optimiser l'utilisation de la ressource rare que constituent les fonds publics

5.1.1 Les aides publiques aux économies d'énergie et aux énergies renouvelables sont difficiles à appréhender et aucune étude officielle n'existe

- Il n'existe pas aujourd'hui de base de données reconnue permettant au Parlement et, plus largement, à l'opinion publique d'évaluer l'impact des politiques en termes de contribution à la lutte contre le réchauffement climatique, ni, notamment, de synthèses des politiques induisant une dépense publique lato sensu (dépense budgétaire, emploi de contributions légales des consommateurs, dépense fiscale,...) permettant de mesurer d'une part le taux d'effort, d'autre part l'efficacité et le coût de celui-ci en fonction d'indicateurs préalablement convenus. En période de rareté budgétaire, et alors que la LOLF donne le cadre légal pour mesurer cette efficacité et restaurer un réel contrôle parlementaire sur ce point, il est impératif que soit rapidement mis en place après un large débat public, un tel instrument de suivi, par exemple sous le contrôle de l'office parlementaire d'évaluation des choix scientifiques, avec la collaboration d'experts indépendants croisant leur opinion avec celle des services administratifs et des corps de contrôle.

- Au-delà d'ailleurs des efforts de l'État et de ses établissements, il serait 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 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.

- Si un tel instrument existait, les travaux réalisés indiquant quelles seraient ses principales caractéristiques, il permettrait 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. L'objectif communautaire de 20% d'énergie renouvelable (voire 30% dans certaines options) ne pourra être atteint sans une gestion maîtrisée des fonds publics...

5.1.2 Une cohérence est à instituer entre les différents instruments d'incitation

- 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'aide aux EnR :

- à gain équivalent en termes de GES ou Tep évités, 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).

- Cet instrument devrait, pour l'avenir, permettre d'énoncer clairement les *objectifs poursuivis* : il est sans doute injuste de critiquer une politique révélant un prix de CO₂ démesuré si son objectif est de soutenir l'émergence d'une filière nationale, mais il y a néanmoins lieu de 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, et 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, etc.). L'évaluation des politiques et les termes de leur confirmation ou 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 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 un pourcentage de ceux-ci dans les carburants classiques compatibles aux fournisseurs de produits pétroliers. Ils 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 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, aussi permettre 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 est soutenir indirectement la recherche, soutenir la recherche réduit 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.

5.1.3 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, pour 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 publics** (budgétaires ou non, par dépense ou économie, etc.) 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.

5.2 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 5.4 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 du marché même 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 (via des 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**.

5.3 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 déplacements) — 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, se 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 relâche de la 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 fondée sur le « facteur 4 », vouée à l'échec si les citoyens n'en sont pas les acteurs premiers.

5.4 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 1er de la constitution. L'inscription du principe après vingt cinq ans de vagues successives de transferts de compétence 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 compétence opérés par la loi du 13 août 2004 ont rendu impossible de proposer des mesures de long terme qui n'impliquent pas les collectivités territoriales³⁶ : 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 [encadré sur les compétences].

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.

5.4.1 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

³⁶ 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.

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 soutien nécessaire, à leur participation à la mobilisation et l'action nationale et européenne.
- 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 avec les collectivités pour convenir d'un cadre d'action, de méthodes, de textes et de financements.

5.4.2 Le rôle majeur des collectivités territoriales peut être illustré dans quelques secteurs pivots

5.4.2.1 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. Via les documents d'urbanisme (PLU et SD) 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 inattentifs aux problèmes de trajets, 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 les régions insulaires ou celles dans lesquelles les difficultés d'approvisionnement valorisent particulièrement la production décentralisée (sud est 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 COS significatif si le bâtiment est autosuffisant en énergie, ou moindre mais appréciable s'il est en dessous d'une norme de kWh par m² pourraient ainsi être envisagés. Ce type de faculté, par souci d'efficacité, ne devrait être autorisé qu'à une certaine échelle (ville importante ou 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 obligations en matière énergétique. La complexité des modifications réglementaires nécessaires plaide pour une mise en œuvre localisée expérimentale qui permettra 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 majeurs³⁷. Il suffirait d'aménagements marginaux de la réglementation pour assurer la prise en compte de cet objectif, au sein des études d'impact environnemental.

5.4.2.2 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.

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, pouvant suffire à une restauration spectaculaire du niveau de vie (rappelons que 60% des locataires ont un revenu annuel inférieur à 10740 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 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.

5.4.2.3 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 leurs responsabilités. Les services publics de transport le sont également pour l'essentiel : les régions sont principalement compétentes pour les chemins de fer (l'État ne conservant que les trains interrégionaux et les TGV) en tant qu'autorités organisatrices, le ramassage scolaire, les transports urbains. Les collectivités peuvent

³⁷ 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 dénué de valeur contraignante et dont la méthodologie mériterait une actualisation.

financer les dessertes aériennes ou les 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 subvention, 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 de 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.

5.4.2.4 La formation professionnelle et les aides aux entreprises

La mise en œuvre des politiques nécessitées par l'objectif « facteur 4 » 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, et 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 soutien 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.

5.4.3 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 territoriales

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 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 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...

6 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 suivantes portent sur des mesures et des orientations nouvelles nécessaires pour la mettre en œuvre.

6.1 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** (« leadership ») pour pousser l'Union européenne à prendre des décisions lui permettant de respecter le « **facteur 4** » d'ici 2050 et à convaincre les plus importants pays émetteurs (États-Unis, Chine, Japon, Russie, Inde) d'adopter le même objectif, par une action directe ou indirecte via l'Agence internationale de l'énergie (AIE) et les institutions internationales pertinentes (groupe G8, Organisation mondiale du commerce, Organisation des Nations Unies,...), sans négliger le nécessaire dialogue entre producteurs et consommateurs.
- 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 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 serviront à subventionner les économies d'énergie et l'utilisation des énergies renouvelables.

► **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 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,...).
- Instauration d'une taxe par kilomètre parcouru pour les **poids lourds**.

► **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 et E, voire D).
- 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 du type incandescence 220 volts).
- Limitation de la consommation en veille des appareils « blancs » et « bruns » (électroménager, audio-visuel, microélectronique,...); 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 (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** 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 les 25 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).

6.2 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 **peages 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 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.
- **Rétablissement de la 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 peser sur les choix des acquéreurs des véhicules les plus consommateurs et les plus polluants tout en procurant une ressource susceptible d'être affectée 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.

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 km.

* Possibilité d'extension : matériels de chantier, compresseurs, engins de travaux publics, matériel agricole,...

- **Suppression des obstacles juridiques au covoiturage** (assurances, défraiement...).

- **Affichage de la vitesse moyenne des véhicules entre péages** d'entrée et de sortie d'autoroute (le prolongement par des mesures de contrôle de vitesse d'ordre réglementaire est soumis à examen complémentaire).

► **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 cette mesure au domaine des résidences secondaires.

- 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 bâtiments existants proposés à la vente, 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.

- Disposition visant à faire appliquer avec rigueur le décret rendant obligatoire le **comptage individuel du chauffage** dans les immeubles collectifs équipés de chauffage collectif : possibilité de faire mettre en œuvre l'application de la réglementation 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 de la TVA à taux réduit 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.

- Mise en vigueur de **performances minimales 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) : exemple des fenêtres à double vitrage ou des chaudières à condensation.

- Obligation pour tout nouveau bâti de comporter, au minimum, soit une **pompe à chaleur** 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.

► **Incitation à la production d'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**.

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.

- Suppression des aides à la **production combinée de chaleur et l'électricité**

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).

- **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.

► **Électricité**

- 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.

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 »**, acceptable au plan économique.

■

7 ANNEXE : 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
(EDF)
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
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
Eric LABORDE, directeur général de Photowatt
Stéphane LE CORRE, directeur de la stratégie, Alstom

Task force « Électricité »

Charles BEIGBEDER, président de POWEO, et Christophe DROGUERE
François DUPOUX, président de la Fédération française des entreprises gestionnaires des services aux équipements, à l'énergie et à l'environnement (FG3E) et Jean-Claude BONCORPS, Dalkia, vice-président de la FG3E
Bernard DUPRAZ, directeur général-adjoint « Production », 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, et Yvan HACHEZ
Ludovic STELLA, Endesa-France, Audrey ZERMATI-MALKIN, et Stéphane MOREL

Atelier « valeur économique de la tonne de carbone »

Alain BERNARD, Conseil général des ponts et chaussées, MTETM
Patrick CRIQUI, IEPE, Université Pierre Mendès-France, Grenoble
Christian GOLLIER, IDEI
Roger GUESNERIE, professeur d'économie, Collège de France,
Claude HENRY, professeur d'économie, Ecole Polytechnique
Jean-Charles HOURCADE, CIRED
Joël MAURICE, professeur d'économie, CERAS, Ecole nationale des ponts et chaussées
Henri PREVOT, Conseil général des mines, MinEFI
David PROULT, CEA
Emile QUINET, professeur d'économie, Ecole nationale des ponts et chaussées
Philippe QUIRION, CIRED
Charles RAUX, Laboratoire d'économie des transports, Université Lyon-2



8 ANNEXE : Composition de la commission Énergie

La Commission comprend 76 membres (président et rapporteur général inclus), 84 membres en incluant les trois rapporteurs du Centre d'analyse stratégique affectés aux six groupes de travail, les quatre rapporteurs spéciaux rattachés au rapporteur général et le coordinateur.

Président

Jean SYROTA

Rapporteur général

Thierry TUOT, Conseil d'État

Parlementaires

• *Parlementaires nationaux*

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

• *Parlementaires européens*

Françoise GROSSETÊTE (France)

Claude TURMES (Luxembourg)

Partenaires sociaux et société civile

C.G.T. (Bernard THIBAUT, secrétaire général, représenté par Jean-Christophe LE DUIGOU)

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 CRAEYNEST, 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 LIEBARD, président de l'Observatoire des énergies renouvelables (Observ'ER)

Gérard MAGNIN, délégué général d'Énergie-Cités

Thierry SALOMON, président de Négawatt

Opérateurs, distributeurs, utilisateurs

Patrick HAAS, président de l'Union française des industries pétrolières (U.F.I.P.), 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 (GdF)

Bertrand COLLOMB, président du groupe Lafarge

Thierry DESMAREST, président de Total

Jean-Martin FOLZ, président 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)

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 (A.I.I.), président-directeur général du groupe Saint-Gobain

Jean BERGOUGNOUX, consultant

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 C.A.E.)

Thierry CHAMBOLLE, membre de l'Académie des technologies

Dominique DRON, professeur à l'École nationale supérieure des mines de Paris

Pierre-Noël GIRAUD, professeur à l'École nationale supérieure des mines de Paris, directeur du CERNA

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

- **Ministère de la défense**

DAS : Jean de PONTON D'AMECOURT, directeur délégué aux affaires stratégiques

- **Ministère des affaires étrangères**

CAP : Pierre LEVY, directeur du Centre d'analyse et de prévision

DAEF : Jacques LAPOUGE, directeur des affaires économiques et financières

- **Ministère de l'économie, des finances et de l'industrie**

DGTPE : Philippe BOUYOUX, directeur 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**

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

- **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**

DEEEE : Guillaume SAINTENY, directeur des études économiques et de l'évaluation environnementale

DPPR : Thierry TROUVÉ / Laurent MICHEL, directeur de la prévention des pollutions et des risques

- **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

ANR : Jacqueline LECOURTIER, directrice de l'Agence nationale de la recherche

CEA : Alain BUGAT, administrateur général du Commissariat à l'énergie atomique

CNRS : Catherine BRECHIGNAC, présidente du Centre national de la recherche scientifique

IFP : Olivier APPERT, président de l'Institut français du pétrole

Participants aux groupes informels

- **Task force « Électricité »**

Etienne BEEKER, ADEME, service économie
François JACQ, DGEMP/DIDEME
Richard LAVERGNE, DGEMP / Observatoire de l'énergie
Nicolas MACHTOU, Réseau de transport d'électricité, *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 »**

Dominique AUVERLOT, Centre d'analyse stratégique, chef du département RTDD
Pascal DOUARD, ministère des transports et de l'équipement, HF développement durable
Olivier-Paul DUBOIS-TAINE, Conseil général des ponts et chaussées
Claude GRESSIER, Conseil général des ponts et chaussées
Richard LAVERGNE, DGEMP / Observatoire de l'énergie
Alain MORCHEOINE, ADEME
Emile QUINET, professeur d'économie, Ecole nationale des ponts et chaussées
Bruno SAUVALLE, Conseil général des mines, *rapporteur*

- **Atelier « valeur économique de la tonne de carbone »**

Roger GUESNERIE, professeur d'économie, Collège de France, *président*
Luc BAUMSTARK, économiste, Laboratoire d'économie des transports (LET/ Université Lyon 2),
rapporteur

Alain BERNARD, Conseil général des ponts et chaussées, MTETM
Patrick CRIQUI, IEPE, Université Pierre Mendès-France, Grenoble
Christian GOLLIER, IDEI
Claude HENRY, professeur d'économie, Ecole Polytechnique
Jean-Charles HOURCADE, CIRED
Joël MAURICE, professeur d'économie, CERAS, Ecole nationale des ponts et chaussées
Henri PREVOT, Conseil général des mines, MinEFI
David PROULT, CEA
Emile QUINET, professeur d'économie, Ecole nationale des ponts et chaussées
Philippe QUIRION, CIRED
Charles RAUX, Laboratoire d'économie des transports, 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)

Rapporteur spécial (Atelier « valeur économique du carbone »)

Luc BAUMSTARK, économiste, Laboratoire d'économie des transports (LET /Université Lyon 2)

Rapporteurs affectés aux six groupes de travail (au 30 novembre 2006) :

Aude BODIGUEL, chargée de mission (Centre d'analyse stratégique)

Patrice DUPUY, chargé de mission (Centre d'analyse stratégique)

Hervé POULIQUEN, chargé de mission (Centre d'analyse stratégique)

Coordinateur

Philippe HIRTZMAN

