

Commission Énergie
Olivier Appert, président du groupe 2
Hervé Pouliquen, rapporteur

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

Rapport d'orientation

« Perspectives de l'offre et de la demande mondiales »

Avril 2007



Sommaire

1. RAPPORT D'ORIENTATION

1.1 Introduction.....	10
1.2 Les référentiels des politiques énergétiques.....	10
1.3 Les scénarios tendanciels révèlent trois défis majeurs.....	11
1.3.1 La hausse inéluctable des besoins énergétiques mondiaux.....	11
1.3.2 La réponse de l'offre.....	11
1.3.3 Le dérèglement climatique.....	12
1.4 Les inflexions.....	14
1.4.1 Les réserves et les marchés des différentes énergies.....	14
1.4.1.1 Le charbon : des réserves très abondantes mais une croissance à maîtriser.....	14
1.4.1.2 Le pétrole : des réserves qui appellent une diversification de la production de carburants ...	16
1.4.1.3 Le gaz : des perspectives fortes de croissance face à une répartition inégale des réserves.	18
1.4.1.4 L'uranium.....	19
1.4.1.5 Les biocarburants.....	20
1.4.2 La montée des prix des énergies fossiles.....	23
1.4.2.1 Pétrole.....	24
1.4.2.2 Gaz.....	25
1.4.2.3 Charbon.....	26
1.4.3 Les tendances dans la production d'électricité.....	26
1.4.3.1 Pour l'électricité de base, l'arbitrage pourrait se faire entre le charbon et le nucléaire.....	26
1.4.3.2 Synthèse des coûts du MWh selon les principales technologies de production d'électricité centralisée.....	28
1.4.4 La sécurité d'approvisionnement.....	35
1.5 Trois horizons caractéristiques d'ici à 2050.....	35
1.5.1 À long terme (horizon 2050) : Un horizon de grands risques climatiques et urbains ; vers un <i>mix</i> énergétique mondial décarboné.....	36
1.5.1.1 Des innovations technologiques « radicales ».....	36
1.5.1.2 Les risques de changement climatique.....	36
1.5.1.3 Les risques urbains.....	38
1.5.1.4 Les réserves de pétrole et de gaz en baisse.....	40
1.5.1.5 Un mix énergétique décarboné lèverait de nombreux risques.....	41
1.5.1.6 Conclusion.....	44
1.5.2 À moyen terme (horizon 2020-2030) : une transition énergétique industrielle et sociale ; vers un rééquilibrage du mix énergétique par grandes régions et par secteur.....	44
1.5.2.1 La transition énergétique des grands secteurs de consommation.....	44
1.5.2.2 Organisation et modes de vie : une dimension locale croissante.....	48
1.5.2.3 Un mix énergétique équilibré.....	50
1.5.2.4 La modification profonde du marché international du pétrole.....	50
1.5.2.5 La relance mondiale du nucléaire.....	51
1.5.2.6 Conclusion.....	53
1.5.3 À court terme (horizon 2012) : les économies d'énergie en priorité pour la compétitivité ; la recherche d'un <i>mix</i> énergétique intégrant les dimensions locales et internationales pour préparer le moyen long terme.....	54
1.5.3.1 La présence d'un nouveau cycle économique.....	54
1.5.3.2 Les économies d'énergie : une priorité absolue.....	54
1.5.3.3 L'accord post-2012 : enjeu climatique et industriel.....	58
1.5.3.4 L'émergence d'une politique énergétique européenne.....	61
1.5.3.5 Les marchés du pétrole et du gaz sous l'effet croissant d'une nouvelle géopolitique internationale.....	62
1.5.3.6 L'augmentation de la R & D pour préparer le long terme.....	68
1.5.3.7 Conclusion.....	69
1.6 Recommandations.....	69
1.6.1 Propositions répondant à l'horizon 1.....	69
1.6.2 Propositions répondant à l'horizon 2.....	70
1.6.3 Propositions répondant à l'horizon 3.....	71

2. ANNEXES

Annexe 1 : Interventions et documents des membres du Groupe 2.....	74
Annexe 2 : Le prix du pétrole et des autres énergies fossiles dans le futur, éléments de réflexion.....	75
Annexe 2 : Les données sur les évolutions climatiques.....	82
Annexe 3 : Scénario trajectoire 550 ppm du WBCSD.....	95
Annexe 4 : Géopolitique de l'énergie.....	102
Annexe 5 : Membres du Groupe 2.....	111

Messages clés

Le référentiel général des enjeux des politiques énergétiques s'est formalisé autour des 3E : **sécurité Énergétique, croissance Économique, protection de l'Environnement** que le Conseil mondial de l'énergie a complété en insistant sur les valeurs sociétales des 3A : **Accessibilité, Availability (disponibilité) et Acceptabilité**. Néanmoins, il faut noter que parmi les pays développés ou émergents, la priorité entre les 3E varie. Pour certains, l'enjeu de la croissance économique devance dans les faits celui de protection de l'environnement malgré le risque élevé que l'énergie fait peser sur le changement climatique. Cette priorité à court terme pour la croissance et la compétitivité n'exclut pas des efforts envers l'environnement mais ceux-ci s'inscrivent dans une période plus longue. L'Europe qui a une volonté de leadership sur l'environnement, s'interroge de plus en plus sur la stratégie à retenir pour concilier compétitivité et environnement. Les États-Unis ont pour l'instant retenu une stratégie technologique dans l'énergie avec l'ambition de devenir à moyen terme le leader mondial dans les techniques d'économies d'énergie.

Il y a donc un choix de priorité important pour les politiques énergétiques entre compétitivité/croissance et protection de l'environnement associée à la prévention du changement climatique.

La sécurité d'approvisionnement est une notion qui se transforme.

Le premier choc pétrolier avait profondément marqué les politiques énergétiques et centré ce sujet autour de l'indépendance énergétique par rapport aux importations de pétrole. Les réactions avaient été vives et variées : diversification des sources d'approvisionnement, politique d'économies d'énergie, développement des substituts, renforcement et libéralisation du marché international du pétrole par l'action internationale et la diplomatie, création de dispositifs de gestion de crises. Ces mesures ont conduit à renforcer la sécurité d'approvisionnement et ont contribué à l'amélioration des marchés des hydrocarbures.

Cette notion doit être à nouveau réexaminée.

Concernant le pétrole et le gaz, elle se traduit par les **deux principaux risques** suivants :

- les ressources (*underground risk*) : les données des réserves prouvées de pétrole et de gaz publiées entre 1973 et 2000 montrent une augmentation du rapport réserves sur production : 30 à 40 ans pour le pétrole et 48 à 65 ans pour le gaz. Néanmoins, depuis 1980 les découvertes sont faibles (environ 12 Gtep par an à comparer avec des niveaux de 30 à 60 Gtep entre les années 1945 et 1980) et elles incluent une part croissante (environ 40 % aujourd'hui) de réserves difficilement exploitables (offshore profond, pétroles lourds). Notre observation qui rejoint celle d'une part importante de la communauté énergétique, est que le **pic pétrolier marquant le début de raréfaction de la ressource se situerait entre 2020 et 2030**. Cette opinion repose principalement sur l'observation du maintien d'une demande tendancielle forte résultant d'une croissance économique soutenue et d'une faiblesse des découvertes depuis trente ans ;
- la dimension géopolitique (*overground risk*) est caractérisée par toute une série de risques : de conflits, de transport et d'évacuation des hydrocarbures, de fermeture croissante de l'amont aux compagnies internationales et d'un pouvoir de marché des producteurs qui s'affirme. **Ces risques géopolitiques participent à la montée des prix puisqu'il faut les couvrir. Ils justifient une diplomatie internationale accrue.**

Pour éviter d'affronter les conséquences d'une insuffisance de l'offre, soit par la contrainte géopolitique, soit par la contrainte d'épuisement, il est nécessaire d'**accélérer les efforts de transition énergétique**, en particulier trouver les substituts dans les secteurs très dépendants du transport et de la pétrochimie. **Les biocarburants constituent une alternative à considérer sérieusement dans une dimension mondiale.**

Mais la sécurité d'approvisionnement concerne toutes les sources d'énergie ; elle ne s'arrête pas aux frontières et va jusqu'au consommateur final. En l'occurrence, l'électricité soulève de nouveaux grands risques de continuité de fourniture comme l'ont montré les « *black-out* » aux États-Unis, en Italie et en Allemagne.

Le prix des énergies redevient une variable forte des politiques énergétiques. Notre groupe de travail a conclu sur 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.

À court terme, le prix du pétrole réagit comme une commodité selon un équilibre offre/demande, sous le contrôle de l'OPEP devenue très vigilante sur les évolutions à la baisse. Les cinq prochaines années devraient 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**. En complément, la contrainte de limitation du 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.

L'existence de marchés dans l'énergie est en principe un facteur favorable à la formation du meilleur prix. Le marché mondial du pétrole est ainsi un atout que les pays consommateurs doivent conforter pour éviter le pouvoir des producteurs et les risques de dérive importante des prix pour les raisons évoquées ci-dessus.

Le marché international du gaz est en cours de formation en particulier sous l'effet du GNL (gaz naturel liquéfié). En position de dépendance croissante aux importations (57 % à 84 % en 2030), l'Europe a intérêt à participer au renforcement de l'efficacité du marché du gaz. L'Europe a jusqu'ici construit des liens forts avec les pays producteurs de gaz. La relation est caractérisée par une interdépendance forte. De ce fait, il y a besoin d'un vrai dialogue politique particulièrement entre l'Europe et la Russie principal fournisseur (27 % des réserves mondiales) sur les perspectives énergétiques à moyen terme pour d'une part sécuriser les approvisionnements et d'autre part sécuriser les investissements à l'amont.

Le marché de l'électricité est marqué par un niveau d'échanges beaucoup plus faible comparé au gaz et au pétrole, compte tenu des infrastructures nécessaires aux transits entre les pays et au caractère non stockable de l'électricité.

Le mix énergétique devrait connaître des changements importants pour s'adapter à la croissance de la demande d'énergie (1,7 %/an au niveau mondial d'ici 2030) et aux contraintes environnementales. Les principaux exercices de prospective énergétique mondiale volontaristes pour limiter les émissions de CO₂ à 2050 (550 ppm) apportent des premiers repères de la part des énergies dans le mix primaire : pétrole (20%, division par 2 par rapport à aujourd'hui), gaz 20 % à 30 % (+50 %), énergies renouvelables 30 % (multiplication par 2), nucléaire ou charbon entre 4 et 15 % chacun (des chiffres très différents, le nucléaire étant plutôt en augmentation et le charbon plutôt en baisse). Dans ces scénarios, **la consommation mondiale s'établirait entre 18 et 25 Gtep, au double d'aujourd'hui ; les émissions de CO₂ seraient seulement ramenées au niveau actuel**.

Malgré une prise de conscience croissante de l'enjeu environnemental et climatique, le charbon a connu dans le monde une exceptionnelle croissance tirée par la production électrique, de 34 % entre 2000 et 2005 contre 8 % pour le pétrole et 13 % pour le gaz naturel.

Il est souhaitable que les coûts de la production électrique (grand pollueur) intègrent au plus tôt une valeur du carbone ce qui modifierait sensiblement la compétitivité des différents moyens de production d'électricité.

Pour l'instant, le nucléaire et le charbon devraient être les sources principales pour la production en base et les cycles combinés à gaz pour la semi-base et la pointe. La production électrique à base de charbon est de loin la plus polluante tant que les dispositifs de capture et stockage du CO₂ ne sont pas

prêts, ce qui ne devrait pas être le cas à une échelle significative avant la décennie 2020. La compétitivité du gaz naturel baisse néanmoins rapidement par rapport au charbon au-delà d'un prix actuel de l'ordre de 5 €/Mbtu. Le nucléaire est compétitif en base et ne souffrira pas d'un surcoût carbone à terme. Les énergies renouvelables devraient connaître une poursuite de leur bonne croissance et pour l'éolien, dans les bons sites, se placer en concurrence des autres énergies à partir de 2020.

En complément, **l'Agence internationale de l'énergie recommande des politiques massives d'économies d'énergie** soutenues par la réglementation ; des gisements très importants sont rentables avec les technologies actuelles.

Au plan macro-économique, il faut tenir compte des évolutions actuelles de la mondialisation. Celles-ci ne sont pas des phénomènes nouveaux mais c'est l'accélération de ses processus, les ruptures potentielles engendrées et l'émergence de nouveaux pays acteurs qui sont des faits nouveaux auxquels l'énergie est aussi de plus en plus confrontée. La mondialisation dans l'énergie peut se caractériser par une double approche :

- d'une part un processus d'intégration des marchés qui est le résultat de l'augmentation des flux d'échanges. Il concerne les sources d'énergie, pétrole, gaz, charbon, demain les biocarburants, mais aussi les technologies, les produits et les services. C'est donc un enjeu fort pour notre industrie énergétique dans son ensemble de participer à ce mouvement. Compte tenu des alliances qui se forment notamment entre les États-Unis, la Chine et l'Inde, **il y a une urgence à examiner en fonction des filières les stratégies d'internationalisation et les recompositions industrielles des acteurs français de l'énergie pour répondre aux enjeux technologiques et industriels au plan mondial**. Il faut en particulier dégager les quelques technologies clés et y concentrer les moyens car une part de la compétition se joue déjà sur la R & D. **Après une croissance très rapide entre 1974 et 1980, les niveaux de R & D ont subi un long déclin (40 %). Ils devraient connaître un retour face aux nouveaux enjeux énergétiques ;**
- d'autre part, la prise de conscience de l'existence de biens publics mondiaux qui doivent être gérés collectivement dans l'intérêt de la communauté internationale. Ceci pose un problème d'action collective et de coopération internationale.

Cela concerne le risque de changement climatique causé par les émissions de GES dont la production d'électricité et certains usages (transports) sont les principaux responsables. C'est le domaine du Protocole de Kyoto et du **choix de la stratégie à retenir pour le post-2012 dans le cadre européen, attendue par de nombreux acteurs**.

Cela concerne aussi plus généralement l'empreinte énergétique des sociétés modernes (augmentation de la pollution et de la dégradation du milieu naturel). **Les risques causés par l'urbanisation à grande échelle qui s'accélère appellent une modification des processus de fonctionnement et d'organisation des sociétés** avec de nouvelles pratiques et technologies plus efficaces et moins polluantes.

Résumé

Le groupe « Perspectives de l'offre et de la demande mondiales » a été chargé d'éclairer la Commission énergie sur le cadre international du système énergétique. Ce rapport rappelle en introduction les référentiels désormais utilisés par les organisations internationales et les politiques énergétiques ainsi que les principaux défis pour les décennies à venir.

Les scénarios de référence produits notamment par l'Agence internationale de l'énergie ou la Commission européenne mettent en évidence la situation insoutenable que produirait la poursuite tendancielle à l'échelle mondiale des modes actuels de production et de consommation énergétiques. Les discussions et les auditions du groupe offre/demande ont permis de sélectionner et d'approfondir une série de facteurs d'influence importants d'ici 2050. Le travail de synthèse présenté organise ces différents facteurs selon 3 échelles de temps 2050, 2020-2030 et 2012. Il en découle une mise en forme de 3 « horizons » en regard desquels sont formulés trois jeux de recommandations.

- **Horizon 1 : Une période de grands risques climatiques et urbains. Vers un *mix* énergétique décarboné**

La situation de référence à 2050 fait ressortir des risques majeurs climatiques et urbains. L'anticipation de ces risques recommande que l'ensemble des pays poursuive un objectif commun de développement durable, les pays industrialisés pour réduire leur empreinte écologique et les autres pour augmenter leur développement.

Côté offre, le choix du *mix* énergétique à très faible émission qui pourra être retenu au plan mondial n'est pas stabilisé comme le montre les scénarios mondiaux volontaristes encore différents sur la part du charbon et du nucléaire. Côté demande et avant tout en matière d'émissions de gaz à effet de serre (GES), l'horizon 2050 doit être marqué par un aboutissement tangible des profondes transformations des grands secteurs de consommation : transport, habitat, production électrique qui auront marqué la période précédente.

Facteurs clés	Recommandations
<ul style="list-style-type: none">• Risque climatique• Risque urbain• Réserves de pétrole et de gaz en baisse• Formation d'un <i>mix</i> énergétique décarboné	<ul style="list-style-type: none">• Constituer des compétences d'évaluation des risques et instruire une politique de prévention• Définir une stratégie industrielle de long terme• Promouvoir une valeur de la tonne de carbone au niveau du G12

- **Horizon 2 : Une transition énergétique industrielle et sociale. Vers un rééquilibrage du *mix* par grande région et par secteur**

La période 2020-2030 devrait voir se concrétiser les débuts significatifs de la transition énergétique dans plusieurs grands secteurs d'utilisation finale ou de transformation de l'énergie, notamment le transport, l'habitat, la ville, la production d'électricité, etc.

A cet horizon, un champ d'action important prioritaire est à donner au progrès incrémental (rendement, optimisation des systèmes) améliorant et étendant les possibilités des techniques existantes et ouvrant la voie à différents relais de croissance.

La substitution entre les sources d'énergie à des niveaux de l'ordre de 20 % à 30 % doit mobiliser les grands secteurs de consommation qui vont aller vers un *mix* énergétique final plus équilibré. Il s'agit en priorité des transports (biocarburants 2G, véhicule hybride, etc.), de la production électrique (nucléaire 3G, charbon avec capture et stockage du CO₂ (CCS¹), éolien et solaire, procédés de conversion, etc.), de l'organisation des villes et des modes de vie, de l'habitat (rendement des bâtiments existants, énergies renouvelables intégrées au bâti, etc.).

Facteurs clés	Recommandations
<ul style="list-style-type: none"> • Début de transition énergétique des grands secteurs de consommation (transport, production d'électricité et de chaleur, habitat) • Modification du marché international du pétrole par l'émergence de substituts • Organisation et modes de vie : une dimension locale croissante • Relance mondiale du nucléaire • Formation d'un <i>mix</i> énergétique plus équilibré par grande région et par secteur 	<ul style="list-style-type: none"> • Renforcer la veille stratégique et les stratégies sectorielles et intersectorielles pour préparer la place de l'industrie dans les différents grands marchés correspondant aux transitions • Définir une stratégie technologique tenant compte du cadre de coopération internationale • Lancer plusieurs initiatives de coopérations bilatérales ou multilatérales • Examiner de nouveaux modèles d'organisation de la société urbaine dans le but de réduire les flux énergivores • Promouvoir le débat européen sur le nucléaire • Préparer le renouvellement des compétences dans les métiers de l'énergie
<ul style="list-style-type: none"> • Horizon 3 : Les économies d'énergie en priorité pour la compétitivité. La recherche d'un <i>mix</i> énergétique intégrant les dimensions locales et internationales pour préparer le moyen-long terme 	

A l'horizon 2012, les économies d'énergie sont prioritaires. Elles peuvent contribuer de façon significative à la compétitivité économique (balance commerciale, marges, pouvoir d'achat, technologies et produits associés, emplois), à la réduction de la pollution et des émissions de GES et indirectement à la sécurité d'approvisionnement.

En ce qui concerne le cadre institutionnel, les deux objectifs majeurs sont la contribution à l'élaboration d'une politique européenne de l'énergie et, vis-à-vis du Protocole de Kyoto, l'accord post-2012 à envisager dans une optique diplomatique et industrielle.

En relation avec la sécurité d'approvisionnement, la dimension géopolitique et les risques des marchés pétroliers et gaziers deviennent des composantes fortes du paysage énergétique. Parmi les conséquences, il faut noter la poursuite des mouvements de recomposition industrielle à l'échelle des grandes régions et du monde (concentration, internationalisation des entreprises).

L'effort de R & D dans l'énergie qui a beaucoup baissé depuis le début des années 1980, devra retrouver les niveaux à la hauteur des enjeux des décennies à venir. Une attention nouvelle est à accorder à la normalisation, processus dans la durée, afin de se préparer aux transitions des différents secteurs évoquées dans le scénario 2.

¹ Carbon capture and storage

Facteurs clés

- La présence d'un nouveau cycle économique
 - Les économies d'énergie : une priorité économique et environnementale
 - L'accord post 2012 : un enjeu climatique et industriel
 - L'augmentation de la R & D pour préparer le moyen long terme
-
- L'émergence d'une politique européenne de l'énergie
 - Les marchés du pétrole et du gaz sous l'effet d'une nouvelle géopolitique internationale

Recommandations

- Engager une transition et une stratégie pour les économies d'énergie vers -3% de baisse de l'intensité énergétique en 2012
- Bâtir une stratégie pour le post 2012
- Stratégie technologique : priorité aux économies d'énergie, à l'amélioration des rendements et à la capture/stockage du CO₂
- Promouvoir et renforcer la normalisation à l'échelle internationale dans de nombreux domaines d'applications : bâtiments, transports, nucléaire, ...
- S'appuyer sur les sujets climat et économies d'énergie pour bâtir la politique énergétique européenne
- Renforcer l'articulation entre l'analyse diplomatique et la stratégie industrielle

> 1. RAPPORT D'ORIENTATION

1.1 Introduction

Depuis deux ans, l'énergie est revenue au cœur des préoccupations des opinions publiques et des gouvernements. La flambée des prix du pétrole et de l'ensemble des matières premières a suscité des craintes comparables à celles des chocs pétroliers des années 1970. Les opinions publiques sont inquiètes sur les perspectives énergétiques qui pourraient remettre en cause le modèle de développement qui prévaut depuis des décennies. Cette inquiétude se double aujourd'hui d'un défi environnemental lié au changement climatique.

Les défis énergétiques sont par nature mondiaux. On ne peut pas envisager une politique énergétique autarcique qui ne prenne pas en compte les équilibres offre/demande mondiaux. Cependant, ces défis sont différenciés par source d'énergie et par grande région.

Le secteur énergétique se caractérise par une grande inertie. Les décisions structurantes prises (*i.e.* programme nucléaire ou de maîtrise de l'énergie) n'ont un impact significatif qu'après une à deux décennies. Le défi du changement climatique impose de placer notre réflexion dans une vision de long terme ; ainsi, il faudra des décennies pour maîtriser la concentration dans l'atmosphère de gaz à effet de serre. Enfin, il y a un décalage majeur entre l'horizon temporel du secteur de l'énergie et celui de la politique ou des médias.

La géopolitique est une dimension intrinsèque du secteur énergétique. Cela tient d'abord à la répartition inégale des ressources d'énergies fossiles ; c'est en particulier le cas des ressources de pétrole et de gaz, à un moindre degré de l'uranium et du charbon. Les débats sur le changement climatique ont aussi une dimension géopolitique, notamment entre pays industrialisés et pays en développement, entre pays producteurs d'énergie propriétaires des ressources et pays consommateurs.

Les rapports de forces entre États sont rarement issus d'un différend lié à la question énergétique. L'énergie et, singulièrement les hydrocarbures, apparaissent néanmoins comme un élément de premier plan qui cristallise les divergences d'intérêts et façonnent les relations géopolitiques. Les conflits géopolitiques ont ainsi un impact à long terme sur le secteur énergétique. Ils peuvent aussi avoir des conséquences majeures à court terme sur l'économie mondiale, comme on l'a constaté lors des chocs pétroliers.

1.2 Les référentiels des politiques énergétiques

La définition d'un cadre général qui constituerait un référentiel pour les enjeux du secteur énergétique et les politiques énergétiques se formalise progressivement. De nombreux organismes se réfèrent désormais au modèle des 3E :

- *Energy security* (sécurité d'approvisionnement),
- *Economic growth* (croissance économique),
- *Environmental protection* (protection de l'environnement).

L'Agence internationale de l'énergie (AIE) y ajoute l'enjeu de l'énergie pour tous (*Energy poverty*)² que l'on pourrait aussi énoncer sous la forme « energy Exclusion » pour former les 4E.

Le Conseil mondial de l'énergie (CME) considère que les défis énergétiques de demain méritent d'être appréciés à l'aune des trois critères suivants (règle des 3A) :

- *Accessibility*³ (l'accessibilité énergétique),

² Matérialisé notamment par le fait que 1,6 milliards de personnes n'ont pas accès à l'électricité et qu'elles seraient encore 1,4 milliards en 2030 selon les scénarios tendanciels

- *Availability* (la disponibilité de l'énergie),
- *Acceptability* (l'acceptabilité de l'énergie).

Les recommandations du sommet du G8 à Gleneagles en 2005, mettent en évidence trois défis : combattre le changement climatique, promouvoir une énergie sûre⁴ et parvenir à un développement durable partout dans le monde.

A l'échelon européen, la Commission européenne, dans le Livre Vert⁵ sur l'énergie, a proposé de sous-tendre une future stratégie européenne par trois principes essentiels formant un équilibre entre durabilité, compétitivité et sécurité d'approvisionnement.

Enfin, la France fait référence pour sa politique énergétique au principe du développement durable qui repose sur le respect des trois critères généraux : économique, environnemental et sociétal.

1.3 Les scénarios tendanciels révèlent trois défis majeurs

1.3.1 La hausse inéluctable des besoins énergétiques mondiaux

La croissance démographique et l'élévation du niveau de vie impliqueront une augmentation significative de la demande mondiale d'énergie, en particulier en provenance des pays en développement. La consommation énergétique passerait de 10,6 Gtep en 2005 à 23 Gtep en 2050, selon une croissance moyenne de 1,7 % par an (*Tableau 1*).

1.3.2 La réponse de l'offre

Elle doit se hisser à la hauteur des besoins par l'adaptation des systèmes de production actuels ou l'utilisation de nouvelles énergies, ceci avec le développement de nouvelles technologies⁶. En particulier, les combustibles fossiles (qui couvrent aujourd'hui plus de 80 % des besoins énergétiques mondiaux) restent fortement sollicités dans les scénarios tendanciels, or, ils posent différents problèmes : ressources épuisées à long terme, accessibilité à court-moyen terme, pollution, etc. L'hypothèse d'un plafonnement de la production d'hydrocarbures classiques doit donc être sérieusement considérée. La figure 1 décrit la répartition globale de la consommation.

³ Cette notion apparaît souvent comme un critère plus fort que l'acceptabilité, en particulier dans les pays en développement

⁴ Des sources d'énergie sûres et fiables à un prix réduit sont essentielles pour la stabilité économique et le développement. L'augmentation de la demande énergétique mondiale constitue un problème pour la sécurité énergétique du fait d'une dépendance accrue à l'égard des marchés mondiaux de l'énergie

⁵ 8 mars 2006

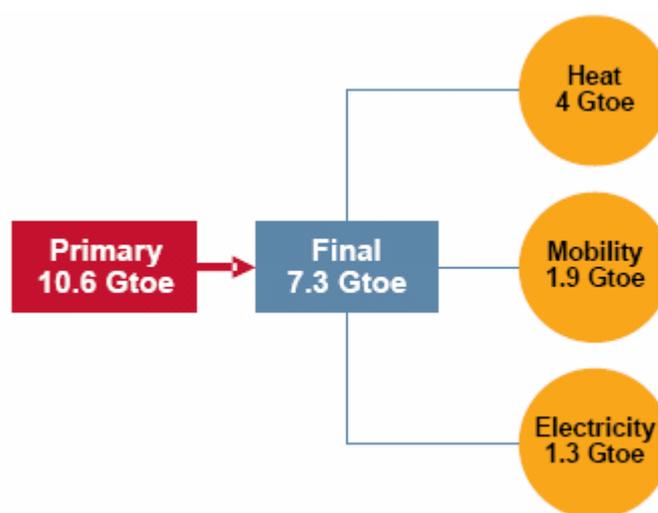
⁶ Effet des nouvelles technologies non inclus dans les scénarios tendanciels

Tableau 1 : Demande mondiale d'énergie en Mtep

	1971	2002	2010	2020	2030	2002-2030
Coal	1407	2 389	2 763	3 193	3 601	1,50 %
Oil	2 413	3 676	4 308	5 074	5 766	1,60 %
<i>Of which international marine bunkers</i>	106	146	148	152	162	0,40 %
Gas	892	2 190	2 703	3 451	4 130	2,30 %
Nuclear	29	692	778	776	764	0,40 %
Hydro	104	224	276	321	365	1,80 %
Biomass and waste	687	1 119	1 264	1 428	1 605	1,30 %
<i>Of which traditional biomass</i>	490	763	828	898	920	0,70 %
Other renewables	4	55	101	162	256	5,70 %
Total	5 536	10 345	12 194	14 404	16 487	1,7 %

Source : AIE, 2004

Figure 1 : Consommation globale d'énergie

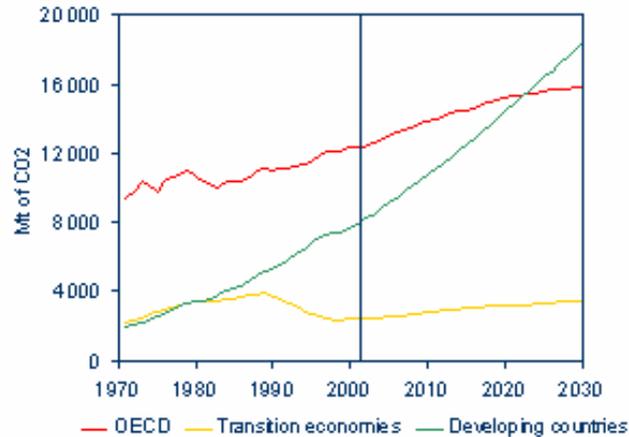


Source : AIE, 2003

1.3.3 Le dérèglement climatique

Il est dû aux émissions de gaz à effet de serre. Les émissions de CO₂ augmenteraient de 60 % d'ici 2030 (Figure 2). Or, le secteur énergétique est responsable aujourd'hui d'environ 80 % des émissions de gaz à effet de serre. Au niveau mondial, la croissance de la demande d'énergie primaire et de la consommation finale est principalement tirée par la production d'électricité et les transports, secteurs à l'origine des émissions de GES les plus élevées.

Figure 2 : Émissions mondiales de CO₂ en 2005



Source : AIE, 2006

Ces défis sont majeurs et l'AIE déclare d'ailleurs que le scénario tendanciel correspondant n'est pas soutenable. Les inflexions sont à trouver au travers de scénarios alternatifs. C'est la mission qu'a confié le G8 à l'AIE lors du sommet de Gleneagles en 2005 : « donner des conseils sur les scénarios et stratégies énergétiques alternatifs ouvrant la voie à un avenir propre, intelligent et concurrentiel ».

Les trois défis s'inscrivent dans un contexte géopolitique tendu. Il n'existe pas de panacée immédiate permettant de les résoudre tous les trois. Les politiques mises en œuvre doivent rechercher dans un contexte incertain le meilleur compromis entre des objectifs contradictoires par nature.

World energy outlook 2006⁷

L'horizon habituel à 2030 des exercices de prospective de l'AIE a été complété par un horizon à 2015. Le scénario tendanciel correspond à la situation où les politiques existantes n'évoluent pas ; le scénario alternatif décrit le système énergétique en tenant compte d'hypothèses réalistes d'ici 2030, notamment d'avancées technologiques.

Pour 2050, il est possible de faire des hypothèses plus radicales sur le progrès technologique, comme le présente les scénarios ACT (Accelerated technology scenarios)⁸ and TECH+⁹, plus optimiste sur les technologies prometteuses.

Les caractéristiques du *Scénario de référence* à 2030 :

- + 50 % d'énergie primaire entre 2004 et 2030 (+ 1,6 %/an) ;
- 70 % de l'accroissement est dû aux pays émergents ou en développement ;
- 50 % de l'accroissement correspond à la production d'électricité supplémentaire¹⁰ ;
- la répartition de la croissance par énergie primaire : charbon (+ 1,8 %/an), pétrole (+ 1,3 %/an soit 112 Mb/j en 2030), gaz (+ 2 %/an), nucléaire (+ 0,7 %/an), biomasse et déchets (+ 1,3 %/an), autres renouvelables (+ 6,6 %/an).

Le *Scénario alternatif* prend en compte les progrès probables des énergies renouvelables, du nucléaire et de l'efficacité énergétique. Ainsi, la demande mondiale diminuerait de 10 % en 2030 par rapport au scénario de référence (passant de 17 Mrd tep à 15,4 Mrd tep pour 11,3 Mrd tep en 2005).

⁷ 8 novembre 2006

⁸ Selon les quatre technologies suivantes : énergies renouvelables, nucléaire, séquestration du carbone (CCS), efficacité énergétique

⁹ Ce scénario considère une baisse des coûts plus importante pour les piles à combustibles, la production d'électricité renouvelable, les biocarburants (2^e génération) et le nucléaire

¹⁰ C'est une bonne nouvelle selon C. Mandil, car les possibilités d'économies d'énergie apparaissent meilleures dans l'électricité

Les consommations des différentes énergies varieraient comme suit par rapport au scénario de référence : charbon (- 20 %), pétrole (- 11 %), gaz (- 13 %), nucléaire (+ 25 %), énergies renouvelables (+ 25 %), biomasse et déchets (+ 3,4 %).

La consommation de **pétrole** atteindrait 100 Mb/j en 2030, (+ 20 Mb/j par rapport à 2005) ; pour l'Union européenne, le pic de la demande se situerait en 2015, suivi par un déclin de la consommation de 0,5 %/an (au Japon - 0,7 %/an, aux États-Unis stabilisation). Le WEO 2006 estime le prix du pétrole à 47 \$ les premières années puis en augmentation lente jusqu'en 2030. Le prix du gaz resterait largement indexé sur le prix du pétrole par suite du maintien de contrats à long terme indexés sur le prix du pétrole et de la persistance d'une capacité de « *fuel switching* » gaz/pétrole en Amérique du Nord.

L'AIE recommande des politiques massives d'accroissement de **l'efficacité énergétique** soutenues par la réglementation ; des pans entiers du problème sont rentables avec les technologies actuelles. Il s'agit d'une stratégie sans regret contribuant à l'efficacité économique, à la sécurité d'approvisionnement et à la réduction des émissions de CO₂.

La transition dans les **transports** va être essentielle, secteur dépendant à 95 % du pétrole. Elle comporte aussi un aspect réglementaire important. La Chine et l'Inde semblent faire des efforts dans le sens de la réglementation européenne.

En matière d'**émissions de CO₂**, le scénario de référence montre une augmentation de 15 Mrd t CO₂ en 2030 (atteignant 40 Mrd t), et de 9 Mrd t pour le scénario alternatif. Les émissions de CO₂ baisseraient dans les pays de l'OCDE à partir de 2020.

Mais l'utilisation accrue du **charbon** dans le monde (+ 34 % entre 2000 et 2005), place la planète sur une tendance à court terme très dangereuse. La technologie de séquestration du carbone apparaît donc prioritaire.

1.4 Les inflexions

1.4.1 Les réserves et les marchés des différentes énergies

1.4.1.1 Le charbon : des réserves très abondantes mais une croissance à maîtriser

L'intérêt du charbon vient de l'abondance de ses réserves en Europe et dans le reste du monde. La question de l'épuisement des réserves (454 Gtep) et des ressources (2 400 Gtep) ne se pose pas avant longtemps. Le ratio réserves/production approche les 200 ans.

Le charbon représente près d'un quart de l'énergie consommée sur terre, mais surtout 40 % de la fabrication d'électricité.

Les réserves de charbon sont réparties sur la planète de manière beaucoup plus homogène (*Tableau 2*) que celles du pétrole et du gaz, et ne créent pas de risque géopolitique. Parmi les pays développés, on doit noter que le Japon et l'Europe sont moins bien pourvus, le charbon européen ayant été exploité depuis les débuts de l'ère industrielle.

Tableau 2 : Economie mondiale du charbon

En Mt	Consommation	Production	Réserves	Réserves/Prod. (années)
Chine	1498	1596	114 500	72
Etats-Unis	959	970	246 600	254
Union européenne	778	602	97 900	163
Inde	401	377	74 700	198
Australie	131	339	90 400	267
Russie	230	29	157 000	584
Afrique du Sud	169	239	55 300	231
Indonésie	30	120	5 200	43
Asie industrialisée	290	3	900	25
Autres	572	545	142 200	261
Monde	5 057	5 061	984 700	195

Source : Enerdata, 2003

Avec 25 % de l'énergie primaire mondiale, les principaux débouchés du charbon sont pour 66 % la production d'acier et pour 40 % la production d'électricité¹¹ (pour la Chine 80 %, l'Inde 70 %, les États-Unis 50 %, l'Allemagne 51 %, l'Afrique du Sud 93 %).

Le marché se répartit entre les usages de la houille (majoritaire) et de la lignite. La croissance du marché de la houille a été de 34 % entre 2000 et 2005, à comparer avec 8 % pour le pétrole et 13,5 % pour le gaz naturel. Le marché atteint 5 000 Mt. Les marchés régionaux de lignite à 75 % européens sont stables depuis 5 ans, à 1 000 Mt.

Selon le scénario de référence de l'AIE (WEO, 2005), la consommation continuerait d'augmenter de 1,4 %/an en moyenne pour atteindre 7 300 Mt en 2030. Le charbon resterait la deuxième énergie en 2030 derrière le pétrole.

La consommation en 2005 : Chine 2 200 Mt, États-Unis 1 900 Mt, Europe 375 Mt (18 % du bilan énergétique européen). Les grands pays consommateurs sont également les grands producteurs. Il y a peu d'échanges internationaux, 15 % de la consommation totale contre 30 % pour le gaz et 60 % pour le pétrole.

Une tension sur la demande pourrait s'établir vers 2015-2020 en Asie, si les besoins de la Chine et de l'Inde continuent au rythme actuel (Chine + 80 % entre 2000 et 2005)¹².

Situé en moyenne entre 30 \$/t et 40 \$/t depuis longtemps, le prix du charbon – *CAF Europe* est marqué par une hausse sensible depuis janvier 2003, passant de 40 \$/t à 60 \$/t en juillet 2006 et presque 70 \$/t aujourd'hui. La volatilité est de l'ordre de 10 \$/t, à cause de la tension sur le fret. Le prix répond principalement à l'équilibre offre/demande. On ne trouve pas de corrélation avec les prix du pétrole, les deux marchés étant très différents. Mais l'augmentation importante des prix du pétrole et du gaz ouvre la voie d'une utilisation plus importante du charbon. Par contre, il y a des corrélations avec les taux de change.

Le prix comparé des énergies fossiles, pétrole (brut daté), gaz et charbon (prix CAF Europe), donne un net avantage au charbon depuis 2003. En 2005, les chiffres (à corriger néanmoins des rendements) sont les suivants : pétrole 400 \$/tep, gaz 250 \$/tep, charbon 100 \$/tep.

¹¹ Les commandes de centrales électriques au charbon devraient croître en volume et part du total de centrales commandées (tous combustibles confondus). De 2006 à 2015, elles devraient représenter de 30 % à 40% des nouvelles centrales commandées, alors qu'elles représentaient, hors Chine, moins d'un quart du total les années précédentes. A ce niveau de commandes soutenu s'ajoutera le marché de la rénovation des centrales existantes (pour en améliorer le rendement et en prolonger la durée de vie) qui est en plein essor

¹² Les États-Unis sont importateurs nets depuis 2003 (50 Mt/900 Mt produits aux États-Unis)

Pour l'avenir, le charbon fait face à trois enjeux :

- Les émissions de CO₂ : les solutions résident dans l'amélioration des rendements des centrales, et à moyen terme (à partir de 2015), dans les nouvelles technologies de capture/stockage du CO₂. Le problème de la pollution locale (émissions d'oxydes de soufre et d'azote, de poussières) peut d'ores et déjà être traité par des technologies existantes et efficaces.
- Le nouveau débouché du « *coal to liquid* » (CTL) : ce carburant présente un intérêt de plus en plus marqué suite aux hausses du prix du brut et à l'insécurité croissante sur les approvisionnements (géopolitique et pic pétrolier). La technique de transformation est prouvée et rentable à un prix du brut de 40-45 \$/b¹³. La Chine a trois projets en construction et une trentaine en prévision, avec l'objectif de produire 1 Mb/j en 2020. Pour les États-Unis, l'AIE prévoit une consommation de 170 Mt de charbon pour le CTL en 2030. En 2030, le CTL pourrait représenter 5 % de la demande mondiale de pétrole, soit environ 600 Mt/an de charbon (sur 7,3 Gt prévus).
- L'augmentation des investissements en infrastructures : capacité de production, transport terrestre, terminaux, vraquiers.

1.4.1.2 Le pétrole : des réserves qui appellent une diversification de la production de carburants

Les données publiées sur les réserves pétrolières concernent uniquement les réserves prouvées. Le tableau 3 présente les chiffres publiés en 1973 et 2000.

Tableau 3 : Réserves prouvées

	1973		2000	
	Gtep	Nombre d'années de consommation	Gtep	Nombre d'années de consommation
Réserves mondiales de pétrole	86	30	140	40

Source : P.-R. Bauquis

Les réserves ultimes décomposées comme suit représentent mieux la situation des réserves :

- quantités déjà produites cumulées,
- réserves prouvées,
- réserves à découvrir (par extrapolations statistiques etc.),
- effet de l'évolution des techniques (ex. : taux de récupération).

Le niveau des réserves ultimes de pétrole conventionnel reste très stable, en moyenne 2000 Gbep avec des pointes à 3 000 Gbep pour certains experts. Les estimations dans cette fourchette n'ont pas varié depuis 40 ans.

La théorie de Hubbert prévoit que la production de pétrole atteint un maximum lorsque la moitié des réserves est produite. On observe par ailleurs un parallélisme entre courbe de découvertes et courbe de production avec un retard de 30 ans.

Le pic de découverte des pétroles conventionnels s'est situé environ en 1970. Nous serions donc actuellement au pic de production des gisements classiques les plus « facilement accessibles ». Depuis 1980, les découvertes sont faibles environ 12 Gbep par an, à comparer avec des niveaux entre 30 et 60 Gbep entre les années 1945 à 1980. Parmi celles-ci l'offshore profond augmente régulièrement pour atteindre une part d'environ 40 %. Aujourd'hui, le monde consomme donc 2,5 fois plus qu'il ne découvre de pétrole¹⁴.

¹³ Pour le coût de cette technologie, il faut considérer le prix du charbon plus le coût de traitement des émissions. Par exemple, les chinois ont du charbon bon marché et n'intègrent aucun coût pour le CO₂, d'où une rentabilité qui s'obtient vers 40 \$/b de pétrole

¹⁴ Consommation actuelle de 30 Gb/an

Les courbes des découvertes de gaz sont assez similaires : en moyenne 15 Gbep/an de découvertes depuis 1980 contre 30 à 65 entre les années 1960 à 1980. Ce constat n'inclut pas les gisements de pétrole non conventionnels.

Il est assez difficile de faire un pronostic sur une date du pic pétrolier. Comme l'illustre en effet le *tableau 3*, les réserves prouvées ont augmenté entre 1973 et 2000 alors même que la production s'est fortement accrue. À titre indicatif, dans une hypothèse plutôt tendancielle, en particulier, sous les conditions que le niveau des découvertes reste bas (comme il l'est depuis 30 ans), et que la demande se maintienne (tirée par une croissance économique soutenue, 2,5 % par an en moyenne mondiale d'ici 2050 dont environ 4 % à 5 % pour les grands pays émergents comme l'Inde et la Chine), une large communauté d'experts estime désormais que le pic pétrolier se situerait entre 2020 et 2030, pour un niveau mondial de production d'environ 100 Mb/j et un prix entre 100 \$/b et 200 \$/b.

Les pistes de progrès doivent donc s'ouvrir dans plusieurs directions si l'on veut repousser l'échéance du pic pétrolier :

- augmenter les taux de récupération¹⁵ ;
- développer l'offshore profond et très profond¹⁶ ainsi que l'extraction des pétroles non conventionnels. Les pétroles lourds et l'offshore très profond représenteraient 10 Mb/j en 2020 ;
- améliorer la part des liquides provenant du gaz (condensats) qui pourrait atteindre 20 % de la consommation de carburants en 2010 (corrélation liquide-gaz) ;
- préparer des substituts pour fournir des carburants liquides : « *coal to liquid* » (CTL), « *gas to liquid* » (GTL), « *biomass to liquid* » (BTL) ;

Le recours à des cycles très courts de production de carburants à partir de la biomasse (1^e ou 2^e génération) pourrait donner à court terme 2 Mb/j de biocarburants dans le monde. Cette valeur contribuerait en bonne partie au volume d'ajustement nécessaire au marché pétrolier.

La production de carburants (BTL) à partir de la biomasse peut être fortement augmentée sous les conditions suivantes :

- doublement par apport d'énergie supplémentaire ;
- triplement par apport d'hydrogène.

Le même raisonnement s'applique au CTL.

Il existe un continuum complet des sources d'énergie pour produire des carburants liquides. Les compagnies pétrolières sont d'ailleurs en train de se préparer à faire face à la perspective d'un pic pétrolier d'ici une vingtaine d'années. Pour la production de ces substituts, on observe donc une perspective à moyen-long terme de combinaisons entre les différentes sources d'énergie (biomasse, nucléaire, charbon, etc.) permettant de combler l'effacement progressif des réserves de pétrole conventionnel, et de tenir compte des quantités accessibles de non-conventionnel jugées limitées à l'horizon considéré.

Si l'on fait intervenir les carburants synthétiques, alors il n'y a plus de problème de pic pétrolier. À 100 \$/b, les carburants synthétiques peuvent être produits en grande quantité, ce qui peut définir un ordre de grandeur limite de prix du pétrole à long terme.

Les Américains, les Chinois et les Indiens sont très actifs en R & D sur les carburants synthétiques BTL et CTL. Si l'on admet que le pic pétrolier (conventionnel) crée une discontinuité alors cela nécessite de mettre en œuvre une nouvelle politique de R & D, pour se préparer à la combinaison de différents substituts aux usages du pétrole conventionnel.

Par ailleurs, l'hypothèse d'un plafonnement de la production pétrolière peut être lié à une insuffisance d'investissements ou à des conflits géopolitiques¹⁷. Un plafonnement aux alentours de 100 Mb/j en 2010 serait une valeur envisageable.

¹⁵ Comparé à un niveau actuel d'environ 35 %, les perspectives de taux maximum de récupération varient selon les sources : ex. Schumberger 60 %, P.R. Bauquis 45 %, ASPO 40 %

¹⁶ Depuis 1996, les découvertes s'élèvent en moyenne à 4,5 Gbep/an

Pour éviter d'affronter les conséquences d'une insuffisance de l'offre, soit par la contrainte géopolitique (*aboveground risk*), soit par la contrainte d'épuisement (*underground risk*), il est nécessaire d'accélérer les efforts de transition énergétique, en particulier trouver les substituts dans les secteurs très dépendants du transport et de la pétrochimie. En complément, la contrainte de limitation du CO₂ (*climate risk*) devrait entraîner des actions conduisant à réduire la consommation de pétrole.

1.4.1.3 Le gaz : des perspectives fortes de croissance face à une répartition inégale des réserves

La chaîne physique du gaz présente toute une série d'activités, en amont proches de celle du pétrole et en aval proches de celle de l'électricité et d'une industrie de réseau. Le maillon du transport est essentiel au regard de son coût, 7 à 10 fois plus que pour une même quantité d'énergie sous forme de pétrole, qu'il s'agisse de GNL ou de gazoducs.

L'économie du gaz naturel s'est d'abord développée sur une base locale (25 % de la production mondiale de gaz naturel est exportée, contre plus de 50 % pour le pétrole). Le marché est caractérisé par 3 zones régionales : Amérique du Nord, Europe, Asie de l'Est.

Les efforts d'exploration ont été très inférieurs à ceux du pétrole, les ressources gazières ayant été développées plus tardivement. On estime les réserves prouvées à environ 180 000 Gm³¹⁸: 40 % au Moyen-Orient (Iran et Qatar 29 %) et 36 % en Europe et Eurasie (Russie 27%). La répartition des réserves prouvées est très inégale puisque l'Europe et l'Eurasie en détiennent 64 Mrds m³ et le Moyen-Orient 72 Mrds m³, contre environ 15 Mrds m³ chacun pour l'Amérique du Nord, l'Asie Pacifique et l'Afrique. Les ressources ultimes se situeraient entre 450 000 Gm³ et 530 000 Gm³¹⁹. Le rapport réserves/ production est estimé à 65 ans au rythme de la consommation actuelle.

Le marché mondial devrait passer de 413 Mrds m³/an à 900 Mrds m³/an à l'horizon 2030, avec un rôle croissant du GNL (+6 %/an d'ici 2030). Cette situation de croissance n'est toutefois pas acquise. En effet, l'utilisation du gaz pour la production d'électricité (origine d'un fort décollage du gaz depuis une vingtaine d'année), se trouve en compétition à moyen terme avec les autres sources. En particulier :

- le retour du charbon dépendra beaucoup de la nature de la contrainte environnementale et du surcoût des systèmes de dépollution ;
- le gaz se maintiendra dans la production d'électricité si son prix est modéré.

Le scénario tendanciel de l'AIE place la croissance du gaz naturel en tête parmi les sources d'énergie dans le bilan mondial en énergie primaire avec 2 %/an d'ici 2030²⁰. Entre les estimations 2002 et 2004, dans le bilan primaire, la part du gaz naturel baisse toutefois légèrement (25 % à 23 %) au profit du charbon (22 % à 26 %).

La géopolitique du gaz intervient à trois niveaux : les risques de sécurité d'approvisionnement pour les pays importateurs, la recherche d'un accès au marché final pour les producteurs et le rôle des pays de transit.

Au plan environnemental, le gaz naturel reste l'énergie fossile la moins polluante. Néanmoins, plus globalement, la pollution et les pertes occasionnées par le torchage du gaz naturel posent problème sur les plates-formes pétrolières. La suppression du torchage (réinjection, collecte du gaz) ne sera pourtant résolue que très progressivement car elle nécessite des remises à niveau assez lourdes des installations.

¹⁷ Voir en détail le rapport du Cambridge Energy Research Associates (CERA), *The Oil Industry Growth Challenge*, Robert W. Esser, 7/12/04

¹⁸ BP, *Statistical Review of World Energy*, 2005

¹⁹ Source Cedigaz

²⁰ Hydraulique : 2% /an ; Nucléaire 0,7% / an ; Pétrole 1,3% / an ; Charbon 1,8 % / an

1.4.1.4 L'uranium

Le prix de l'uranium est en forte hausse depuis 2003 (multiplication par 3 du prix passant de 40 \$/kgU à 130 \$/kgU). En dollar courant, le prix est supérieur de 10 % au prix atteint entre 1976 et 1980. Mais, il est encore deux fois moins élevé en dollar constant et la hausse depuis 2003 est moins rapide qu'après 1973.

La production minière d'uranium satisfait moins de 60 % des besoins, le reste étant couvert par le recours à des matières en stock. De nouveaux investissements miniers sont donc à prévoir. Les ressources²¹ sont classées comme suit :

- ressources identifiées (gisements existant et leurs extensions) de 4,7 MtU, qui peuvent couvrir 70 ans de consommation au rythme d'aujourd'hui (avec les réacteurs de type actuel et à un coût inférieur à 130 \$/kgU).
Ces ressources sont relativement bien réparties géographiquement. Pour les réserves identifiées à moins de 40 \$/kgU, soit environ 2,8 MtU, la répartition est la suivante : Australie 37%, Kazakhstan 16 %, Canada 15 %, Niger 8 %, Afrique du Sud 7 %, etc. ;
- ressources non découvertes (raisonnement ou spéculations géologiques) d'environ 10 MtU ;
- ressources non conventionnelles pour un potentiel total de 15 à 25 MtU.

L'uranium de l'eau de mer représente une ressource ultime, d'un potentiel de 4 000 MtU, mais dont la récupération n'est pas à l'ordre du jour.

On ne décèle aucun signe avant-coureur de l'épuisement des ressources. Malgré une production cumulée de 2,3 MtU à fin 2005, le niveau global des ressources est resté stable dans le temps. La génération IV de réacteurs pourrait multiplier par 50 le potentiel énergétique de l'uranium. En France, l'uranium est importé en totalité (6 000 t d'uranium contre 120 Mt de pétrole) mais la capacité de stock est de 3 ans et en ajoutant le retraitement des combustibles usés, il est possible de passer une rupture totale des approvisionnements d'environ 5 ans.

Le bilan des réserves prouvées entre énergies est donné par le tableau 4.

Tableau 4 : Comparaison des réserves fossiles et d'uranium

	Réserves prouvées (Gtep)	Réserves/production (années)
Charbon	501	170
Gaz naturel	158	70
Pétrole conventionnel	157	40
Uranium PWR sans recyclage	35	70
Uranium PWR mono recyclage	46	
Uranium surgénérateur	1 760	

Sources : BP 2004, OECD-NEA, AIEA 2003)

²¹ cf. Livre rouge OCDE-AIEA

1.4.1.5 Les biocarburants

- Contexte

Les grands chiffres concernant l'évolution de la démographie et des surfaces cultivables au niveau mondial sont données par le *tableau 5*.

Tableau 5 : Evolution des surfaces agricoles

	1960	1990	2050
Démographie	3 Mrd	5,3 Mrd	9 à 10 Mrd
Développement/consommation (Produit mondial brut)		20 000 Mrd \$	80 000 Mrd \$
Surfaces agricoles disponibles	0,5 ha/h	0,3 ha/h	0,1 à 0,2 ha/h
Terres agricoles cultivées		1,5 Mrd ha	3,5 Mrd ha (potentiel théorique)
Part potentielle de terre à consacrer à l'énergie, la chimie et les matériaux			500 à 800 M ha env. 1,5 Gtep

Ces évolutions posent des problèmes d'équilibre alimentaire, de disponibilité en eau²², et d'épuisement des matières premières et ressources énergétiques. Le potentiel théorique de terres cultivables pourrait représenter 3,5 Mrd ha, soit 2 Mrd ha de plus qu'aujourd'hui, mais dont beaucoup de forêts et de territoires difficiles d'accès.

Les différents facteurs (eau, énergie, changement climatique) amènent à s'interroger sur la réelle capacité de production agricole. Mais inversement, un profond changement dans la gestion des sols et le développement des filières biomasse énergie et matériaux pourraient sensiblement prévenir les causes et pallier les effets du changement climatique.

La biomasse pourrait ainsi contribuer à une réduction des émissions mondiales de carbone dans trois directions :

- par les économies d'énergie dans toutes les activités agricoles et forestières et les filières de l'industrie agro-alimentaire et du bois/fibre.
- par la substitution des sources d'énergie et de matières premières fossiles en faisant appel aux bioénergies, biomatériaux, biomolécules, biocarburants en plus du nucléaire, de l'éolien et du solaire.
- par l'examen du potentiel de l'augmentation du stock de carbone naturellement absorbé par la séquestration au travers des filières biomasse énergie et matériaux, bioproduits, gestion des sols et conchyliculture qui permettrait de gagner sur la dérive de l'effet de serre.

La biomasse provient de sept grands types de ressources :

- alimentaires,
- bio déchets,
- déchets et sous-produits celluloseux,
- bois et assimilés,
- cultures celluloseuses dédiées, agricoles et forestières,
- cultures spécifiques (fruits, graines et tubercules),
- biomasse aquatique et marine.

Il y a huit grands types de filières de valorisation et de marchés :

- amendements organiques des sols,
- alimentation,

²² L'eau douce ne présente que 3 % des ressources en eau de la planète

- matériaux renouvelables traditionnels,
- néo-biomatériaux,
- biomolécules,
- biocarburants,
- biochaleur,
- bioélectricité cogénérée.

L'exploitation intensive de l'agriculture et de la forêt à des fins d'alimentation, de matériaux et d'énergie impliquera à moyen long terme des arbitrages pour l'usage des terres.

• Potentiel français de bioénergie

Les chiffres de l'énergie primaire consommée en France, rappelés sur le *tableau 6*, permettent de situer la place des bioénergies.

Tableau 6 : Répartition de l'énergie primaire en France

Sources	Mtep/an
Electricité nucléaire	115
Pétrole	95
dont : - carburants	40
- pétrochimie	15
- fuel domestique	20
Gaz	39
Charbon	14
Energies renouvelables	18
dont bioénergies	11 dont 7,5 bois domestique
TOTAL	280

Le potentiel français de bioénergie pourrait s'élever à 50 Mtep²³ primaire à l'horizon 2050 sans menacer les filières alimentaires, les filières matériaux et les sols. Cela représenterait 10 M ha dédiés, agricoles et forestiers dont les $\frac{3}{4}$ pour les biocarburants, la chimie et les matériaux et $\frac{1}{4}$ pour la chaleur et l'électricité. L'économie en CO₂ serait de 150 Mt/an (*Tableau 7*).

Tableau 7 : Evolution estimée du potentiel de bioénergie en France à 50 \$/b de pétrole

	2006	2010/2015	2040/2050
Mtep/an	11	20	50

Source : C. Roy

• Prix des biocarburants

Le différentiel de prix avec l'essence et le gazole dépend de paramètres assez fluctuants :

- le prix du pétrole brut,
- la parité eurodollar,
- le coût des matières premières agricoles.

Le biodiesel s'avère compétitif pour un prix de pétrole entre 60 et 80 \$/b et l'éthanol pour un prix entre 90 et 150 \$/b (*Tableau 8*).

²³ Le rendement passerait progressivement de 15-20 % aujourd'hui à 40 %, sachant que les déchets éventuels sont valorisables dans d'autres usages

Le coût de défiscalisation des biocarburants se monte aujourd'hui à 300 M €/an et devrait atteindre 1 Mrd €/an d'ici quelques années. La défiscalisation à vocation à disparaître puisqu'elle vise à sécuriser des investissements lourds pendant les 3 à 4 premières années.

Tableau 8 : Prix comparatifs des carburants et des biocarburants hors taxes fin 2005

	Prix du gazole Rotterdam (pétrole 70 \$/b)	Prix de l'essence	Prix de production sorti usine du diester corrigé du PCI (0,9)	Prix de production sorti usine de l'éthanol corrigé du PCI (0,54)
€/hectolitre (HT)	50	45	52-53	55-60

Source : C. Roy

• Perspectives et objectifs

Le plan biocarburants 2010 fixe un objectif de 7 % d'incorporation. Il représente l'activité de 20 usines, 20 à 30 000 emplois, 2,5 à 3 M ha, 3,5 Mtep/an et 2,5 Mrd € d'investissement.

A l'horizon 2015, l'objectif est de 20 Mtep primaire incluant 5 Mtep d'apport d'énergie.

Un tel niveau de transition sera réservé aux pays disposant de terres et d'énergie d'origine nucléaire. Le sujet pourrait être fortement structuré par quelques grands acteurs, en particulier les États-Unis, la Chine et l'Inde. Il existe une incertitude sur la date émergence d'un tel marché entre 2015 et 2025 (et donc sur les options technologiques à prendre d'ici là). Les États-Unis visent 15 % de part de biocarburants en 2017²⁴ substitués aux carburants classiques.

A l'horizon 2040-2050, il faut un recours massif à la biomasse cellulosique de 2ème génération pour les biocarburants.

On notera dans le tableau 9, les potentiels des différentes filières et marchés : bioproduits, biocarburants, chaleur et électricité.

Les options présentées par l'AIE dans *Technologies perspectives 2006* (encart ci-après) montrent qu'en l'absence de politique climatique, les biocarburants sont remplacés par les carburants à base de charbon (« coal to liquid »).

Évolution des parts des substituts aux carburants issus du pétrole entre *baseline* et scénarios réducteurs en CO₂ (MAP et TECH+).

Dans le scénario de référence, la demande d'énergie pour les transports augmente de 136 % entre 2003 et 2050. La demande globale approche 4 500 Mtep en 2050 contre 1 900 en 2003. Les hydrocarbures en représentent 94 % dont ¼ de carburants produits à partir de gaz et de charbon par le procédé Fischer-Tropsch. Les biocarburants, biodiesel et éthanol, contribuent à hauteur de 3 % soit pour 2,6 Mb/j. Le reste est assuré par le gaz naturel, l'électricité et le charbon pour certains usages ferroviaires.

Dans le scénario MAP, la demande d'énergie pour les transports en 2050 est moindre de 17 % (767 Mtep) par rapport au scénario de référence. Dans le scénario TECH+, la réduction est de 1 011 Mtep en 2050, soit - 23 %.

La part des carburants synthétiques est réduite de 67 % dans le scénario MAP et de 70 % dans le scénario TECH+, comparé au scénario de référence. La part des carburants synthétiques se réduit donc à 9 % dans les deux scénarios.

A l'inverse, la production de biocarburants (faible dans le scénario Baseline, 70 Mtep) augmente de façon significative dans le scénario MAP atteignant 480 Mtep en 2050. La part des biocarburants dans

²⁴ cf. Discours de l'Union du 23/01/07

la demande de transport s'élève donc à 13 % en 2050 dans le scénario MAP et à 25 % (850 Mtep) dans le scénario plus optimiste TECH+.
 Dans le scénario TECH+, l'hydrogène apparaît pour un équivalent de 250 Mtep (5,5 %).

Source : Energy technology perspective, AIE 2006

Le débat est désormais bien ouvert sur les différents usages potentiels de la biomasse. Les bioproduits, les biocarburants et la chaleur présentent à l'horizon 2050 des perspectives de parts de marché d'environ 30 %. Les biocarburants apparaissent comme la seule alternative significative à court terme pour les carburants liquides. C'est une problématique européenne et mondiale.

Le rôle de la technologie va être déterminant autour des nouvelles techniques de fabrication de carburants de synthèse, utilisant le nucléaire et l'hydrogène. Il faudra des apports d'énergie et d'hydrogène dans les fonctions de fabrication futures des hydrocarbures synthétiques, BTL 2^e génération ou CTL. Deux technologies sont clés : la gazéification et le procédé Fischer Tropsch.

A l'heure où les États-Unis, la Chine et l'Inde se positionnent ensemble sur ces technologies, il est nécessaire d'avoir une analyse mondiale.

Tableau 9 : Potentiels des applications de la biomasse

Filières et marchés		Parts de marché indicatives en % : (hypothèse : pétrole à 50 €/baril)		
		Référence 2005	Prévisions 2010-2015	Prospective 2040 – 2050
BIOPRODUITS (nouvelles filières) (hors filière bois)		1 à 2 % (cultures : 0,6 M ha)	5 à 10 % ? (cultures : env 2 M ha)	30 % ? (cultures et forêts : env 4 M ha)
BIOCARBURANTS		1 % (cultures : 0,35 M ha env. 0,4 Mtep/an)	7 à 10 % (cultures : env 2 M ha env. 4 Mtep/an)	30 % à 40 % ? (1ère et 2ème génération ; cultures et forêts : 4 M ha env. 14 Mtep/an)
CHALEUR		10 % (déchets, sous produits et petits bois ; environ 40 Mt/an ; env. 10 Mtep/an)	15 % (idem + cultures et forêts sur 0,2 M ha ; environ 60 Mt/an ; env. 15 Mtep/an)	30 % ? (idem + cultures et forêts sur 2 M ha ; environ 100 Mt/an env. 30 Mtep/an)
ELECTRICITE (cogénération ; bio incinération ; méthanisation)		0,6 % (3,5 TWh)	1,2 % (10 TWh)	< 1 % (10 TWh)
TOTAL	<ul style="list-style-type: none"> • équivalent tep primaires • équivalent surface • équivalent CO₂ évité net • emplois directs 	env. 11 Mtep/an env. 1 M ha env. - 30 Mt CO ₂ /an env. 30 000 emplois	env. 20 Mtep/an env. 4 M ha (surtout agricoles) env. - 60 Mt CO ₂ /an env. 60 000 emplois	≥ 50 Mtep/an env. 10 M ha (dont agricole 6, forêts 4) env. - 150 Mt CO ₂ /an env. 150 000 emplois

Source : C. Roy

1.4.2 La montée des prix des énergies fossiles

Après les chocs de la décennie soixante-dix et le contre-choc de 1986, la question du prix du pétrole et de l'énergie a été reléguée au second plan pendant une quinzaine d'années, dans un contexte d'offre abondante et de croissance modérée de la demande. L'envolée du prix du pétrole depuis 2003 marque le retour de la problématique de la formation de ce prix.

Depuis des décennies, le pétrole a joué un rôle déterminant sur les prix des énergies compte tenu de sa part de marché prédominante. Le rappel des prévisions antérieures appelle à la modestie : n'y avait-il pas un consensus dans les années 1970 d'une croissance inéluctable des prix du pétrole de 3 % par an en dollars constants ? Avec autant de certitudes, une des compagnies pétrolières internationales avait affirmé en 1999 (lorsque le prix du pétrole était descendu à 9 \$/b) que le pétrole devait connaître durablement des prix inférieurs à 15 \$/b.

Il faut noter que les compagnies pétrolières ne se risquent plus à ce genre de prévision, même si elles ont leur propre scénario d'évolution des prix pour leurs décisions d'investissements.

Il est cependant indispensable de disposer d'un scénario de prix du pétrole qui permette de cadrer les décisions de politique énergétique. Le scénario esquissé repose sur les fondamentaux suivants :

- le marché du pétrole, comme de toute matière première, est cyclique et dépend de l'équilibre de l'offre et de la demande ;
- le marché pétrolier est par nature instable compte tenu du déséquilibre géopolitique de localisation des réserves ;
- les souplesses créées par les chocs pétroliers des années 70 ont été résorbées et il est peu probable qu'elles se recréent (du moins volontairement) ;
- le marché restera tendu et donc volatil et réagira fortement à toute évolution du contexte énergétique, économique et politique ;
- la raréfaction des ressources pétrolières hors OPEP conduira à une dépendance accrue vis-à-vis des pays de l'OPEP, alors même que certains de ces pays connaissent des difficultés à augmenter leur production.

En un mot, le prix du pétrole restera cyclique, mais on devrait connaître une tendance significative à la hausse.

L'annexe 1 fournit une analyse prospective des scénarios de prix du pétrole, du gaz et du charbon, à court moyen et long terme, résumée ci-après.

1.4.2.1 Pétrole

Avant le premier choc pétrolier, le pétrole était l'énergie dominante, autant pour la production d'électricité que pour le transport. Aujourd'hui, le pétrole reste quasiment sans alternative dans le transport. En revanche, il joue un rôle de plus en plus marginal dans la production d'électricité. Cependant, le pétrole demeure la source d'énergie d'ajustement pour l'ensemble du système énergétique, c'est pourquoi le plafonnement éventuel de la production de pétrole, à court et moyen terme, représente un enjeu majeur pour l'ensemble du secteur énergétique et, au-delà, pour l'économie mondiale.

Les perspectives d'évolution des prix peuvent être présentées au travers de deux hypothèses.

- **Hypothèse 1**

A court terme, le prix 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 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 (CTL, GTL, BTL).

Tableau 10 : Scénarios d'évolution du prix du pétrole

Horizons	Caractéristiques	Fourchette de prix (\$ 2006)
2006 - 2015	<ul style="list-style-type: none"> • Ralentissement économique mondial. • Arrivée de nouvelles capacités de production et de raffinage. 	50 à 100 \$
2015 - 2030	<ul style="list-style-type: none"> • L'OPEP devra faire la preuve de son potentiel minier, technique et financier, voire organisationnel et politique afin de pallier le plafonnement irréversible de la production hors OPEP même en tenant compte des innovations technologiques les plus pointues. 	100 à 150 \$ ²⁵
Au-delà de 2030	<ul style="list-style-type: none"> • Cette période ne peut être envisagée que sous l'angle des substituts. La satisfaction de la demande de carburants reposera sur un <i>mix</i> faisant intervenir d'autres énergies primaires : charbon, gaz naturel, biomasse. • En première approche, le prix du pétrole sera donc essentiellement déterminé à long terme par le coût marginal le plus élevé parmi les différents substituts. • Des épisodes de forte volatilité des prix dans une fourchette de 50 à 200 \$ doivent être envisagés sous l'effet des saturations et des excès périodiques de capacités de production. 	<p>Un équilibre de long terme de 100 \$</p> <p>Volatilité forte dans une fourchette de 50 à 200\$</p>

Source : IFP 2006

• Hypothèse 2

L'observation du passé et les caractéristiques du secteur (investissements en perspective de cycle haut de prix, désinvestissements en période de prix bas) montrent un comportement cyclique des prix. Celui-ci se superpose à une tendance haussière liée, d'une part, à une demande d'énergie qui augmente tendanciellement avec la croissance, et d'autre part, à la raréfaction progressive des ressources et des matières premières.

L'évolution des prix passés prolongée par les hypothèses du tableau 10, montrerait une succession de cycles haut et bas caractérisés par une demi période d'environ 15 à 20 ans.

1.4.2.2 Gaz

Toutes proportions gardées, l'industrie gazière vit actuellement une transition comparable à celle du marché pétrolier au début des années quatre-vingt. À l'horizon 2020, les arbitrages gaz se combineront avec les arbitrages inter énergies pour jouer la modération des prix dans une bande de fluctuation de 6 à 12 \$/Mbtu pour les volumes marginaux, l'essentiel des volumes conservant le lien organique avec le prix du pétrole à travers les formules d'indexation. Un facteur de volatilité proviendra du degré croissant de dépendance des principaux marchés que resteront l'Amérique du Nord (Etats-Unis essentiellement) et l'Europe de l'Ouest.

Même si les avis divergent, la poursuite du rythme tendanciel de production devrait être difficilement soutenable à partir de la décennie 2030. La volatilité du prix associée à un tel scénario est virtuellement illimitée et amplifiée par le caractère non substituable et non stockable de l'électricité, principal débouché des ressources gazières, dont le prix est lui-même très volatil, tout au moins dans le cadre d'un marché libéralisé.

L'industrie gazière sera marquée à plus long terme par une élasticité-prix de la production et du renouvellement des réserves très affaiblie. Seules l'intensité et l'efficacité de l'exploration seront

susceptibles d'assurer la continuité des mises en production au fil du temps face à une demande d'électricité inextinguible.

1.4.2.3 Charbon

Le prix du charbon est étroitement lié aux coûts de production et de transport. La logique de la transaction « spot » ne s'est pas encore propagée au sein de cette industrie même si quelques cas sont apparus au cours des années récentes, notamment de la part d'acheteurs de la région Asie/Pacifique (Corée/Japon)²⁶. La fixation des prix résulte toujours de négociations directes entre les principaux acteurs du marché, sur un mode assez éloigné des pratiques des marchés pétrolier et gazier.

L'ampleur des réserves et l'absence de contrainte perceptible sur les capacités de production et d'exportation des grands pays charbonniers ont permis de modérer la hausse des prix même dans le contexte de prix des hydrocarbures depuis 2003. Rien pourtant ne garantit que ceci perdure dans le scénario d'intégration des différents marchés énergétiques. Des arbitrages, là où ils sont possibles d'un point de vue technique et logistique vis-à-vis du gaz, seront inévitables et créeront une rente différentielle en faveur du charbon dont les coûts de production ne devraient pas connaître de grande dérive à l'horizon de temps considéré. De par sa position médiane sur la carte des flux mondiaux, entre les bassins atlantique et asiatique, l'Afrique du Sud pourrait jouer un rôle identique à celui des exportateurs de GNL localisés au Moyen-Orient.

Au-delà de la possible intégration du prix du charbon au jeu des arbitrages géographique et énergétique, la véritable inconnue concernant le prix du charbon et dans une moindre mesure le gaz, réside dans la contrainte carbone.

1.4.3 Les tendances dans la production d'électricité

1.4.3.1 Pour l'électricité de base, l'arbitrage pourrait se faire entre le charbon et le nucléaire

Dans tous les pays du monde, la politique énergétique répond à trois grandes préoccupations, avec des pondérations différentes entre les zones : garantir une certaine indépendance énergétique, un bon niveau de compétitivité ainsi que la protection de l'environnement. L'atteinte de ces objectifs nécessite une diversification des sources d'énergie et des techniques de production d'électricité utilisées, ces dernières devant permettre d'épouser les variations de la demande en fournissant des modes de production de base, semi-base et pointe. Les producteurs d'électricité ont de plus en plus tendance à équilibrer leur propre *mix* de technologies combinant charbon, gaz, nucléaire et renouvelables au mieux : c'est notamment une façon pour eux d'assurer une certaine « sécurité énergétique ».

Quel que soit le potentiel de croissance qu'on leur accorde, les énergies renouvelables sont en général pénalisées par leur caractère intermittent : elles ne répondent pas à la question de la base. De plus, le problème d'insertion dans les réseaux apparaît si l'on va au-delà de 10 % de puissance (l'Allemagne est à 6 % pour 20 GW installés soit 25 % de la production installée). C'est un problème européen puisque les autres pays doivent participer à la régulation du système avec leurs moyens de production thermique.

Pour l'électricité en base, le nucléaire et le charbon sont les énergies les plus en vue.

• Nucléaire

La synthèse objective est bien sûr délicate sur un sujet qui a toujours été sensible.

- Le nucléaire est la vraie alternative aux énergies fossiles. C'est l'énergie la plus compétitive pour produire de l'électricité dans un contexte de contrainte environnementale. De plus, le nucléaire a

²⁶ L'utilisation d'instruments dérivés sur le charbon porterait sur 200 Mt/an en Asie, 6 à 700 Mt/an en Europe, soit un pourcentage très faible par rapport à ce qui se pratique sur les marchés pétroliers

l'avantage d'un prix stable car la composante combustible du kWh d'origine nucléaire est très faible. Une forte augmentation du prix du combustible n'a qu'un impact très limité sur le prix de l'électricité produite, à la différence des combustibles fossiles.

- L'électricité d'origine nucléaire pourrait apporter une contribution significative à la réduction des gaz à effet de serre prévue par le protocole de Kyoto. Elle réduit aussi la dépendance vis-à-vis des pays producteurs d'énergie fossiles.
- L'option nucléaire est clairement maintenue ou ré-ouverte pour 35 pays représentant plus de 60 % de la population mondiale, et qui ont exprimé publiquement cette position à un colloque organisé par l'OCDE en mars 2005 à Paris. Parmi ceux-ci figurent de grands pays du monde (États-Unis, Chine, Inde, Russie, Japon) dont personne ne peut sous-estimer l'importance à la fois économique et géopolitique.
- Les États-Unis ont amorcé un processus de relance du nucléaire. Des facilités sont notamment accordées aux 6 000 premiers MW, à titre d'incitation et pour aider l'industrie à arriver à maturité sur la génération III+.
- La Chine et l'Inde représentent de par leur puissance économique plus de 35 % de la croissance des émissions à venir ; on imagine mal qu'un effort de la communauté mondiale ne se traduise pas par des négociations avec ces deux pays, dans le cadre ou non d'un G12.
- Là où il est présent, le nucléaire est essentiel à la stabilité du prix des biens industriels et donc à la localisation stable d'un certain nombre d'usines.

Cependant :

- Il ne doit pas y avoir de nucléaire dans les pays qui ne disposent pas :
 - des autorités de sûreté indépendantes, évaluables par d'autres et tenant compte de leur action ;
 - d'un haut niveau de formation technique.
- Il faut un débat public et des discussions avec les autorités de sûreté dans les pays, au préalable, au risque de ralentir les constructions par des procédures de licences et d'autorisations.
- Le sujet de la standardisation (règles, installations) apparaît important pour le développement de cette technologie, d'autant que l'industrie nucléaire est mondiale.
- La question des déchets est majeure pour le nucléaire car elle est fortement liée à l'acceptabilité de la technologie nucléaire, notamment en Europe, et conditionne l'obtention de l'étiquette « développement durable ». Ce sujet est souvent perçu comme un point particulièrement technique et difficile.
- La France a beaucoup avancé ces derniers temps en fixant le contexte institutionnel de la gestion des déchets à long terme, ce qui définit les étapes sur la manière de prendre les décisions et l'éventail des solutions à examiner. Ces avancées montrent que le stockage sur durée longue peut être maîtrisé. Cela laisse du temps pour trouver d'autres traitements. Les États-Unis semblent évoluer vers la solution française.
- Les questions de non prolifération évoluent enfin graduellement vers des situations, où les usines d'enrichissement, de retraitement et les gros réacteurs de recherche devraient être situés dans des pays, peu nombreux, ayant souscrit à des accords internationaux très précis.
- L'intérêt du nucléaire peut dépasser la seule production d'électricité. En effet :
 - d'une part, le nucléaire peut permettre demain de fabriquer de l'hydrogène dans des processus continus, en co-production avec de la chaleur et de l'électricité. L'hydrogène peut être mélangé ou non à du gaz naturel, ou aider dans les filières « *coal to liquid* ».
 - d'autre part, il devrait être possible de doubler voire tripler la productivité de la fabrication de biocarburants par hectare si on apporte une triple source d'énergie, chaleur, électricité et hydrogène, comme l'a bien souligné en France l'Académie des technologies.

- Charbon

Le charbon est utilisé pour 40 % de la production d'électricité. Hors CO₂, il est intéressant pour son prix et sa disponibilité ; pour les pays peu pourvus en ressources hydrauliques et ayant renoncé au nucléaire, les centrales au charbon, caractérisées par des coûts assez faibles (mais en contrepartie par des coûts fixes importants et une longue période de démarrage), sont très adaptées.

Au total, le charbon, bien réparti sur la planète mais peu vertueux du point de vue du CO₂, n'est pas le choix privilégié par les producteurs européens, qui ont plutôt tendance à privilégier la filière gaz, moins capitalistique et avec des coûts d'externalités environnementales moindres. Mais c'est une option très compétitive pour les grands pays en développement ne choisissant pas le nucléaire ou voulant garder plusieurs options ouvertes. Les technologies charbonnières pourraient par ailleurs connaître un regain de popularité plus large en cas de ruptures technologiques soit dans la production (rendements) soit dans la séquestration du carbone (même si les cavités pour le stockage ne seront pas forcément disponibles au même endroit que les centrales, etc.). Au total, le charbon sera un enjeu énergétique mondial de premier plan à moyen terme.

Il est évidemment contestable de vouloir faire des prévisions précises des coûts à 30 ans. Mais il est possible qu'à très long terme et pour la planète il y ait un équilibre des prix et des volumes, ou une concurrence de performances entre le charbon rendu beaucoup plus propre et le nucléaire de quatrième génération.

- Grand hydraulique

Enfin, si l'hydraulique a été largement utilisée en Europe, elle reste aussi un atout majeur dans bien des zones du monde. Le potentiel économique accessible est très important : 3 à 4 fois la production mondiale actuelle (Asie, Afrique, Amérique latine). L'hydraulique très capitalistique pose des problèmes de financement dans les pays en développement et son impact sur l'environnement et les populations est non négligeable. Cette problématique particulière doit être traitée en relation avec la banque mondiale et les ONG²⁷.

1.4.3.2 Synthèse des coûts du MWh selon les principales technologies de production d'électricité centralisée

- *Benchmark* des travaux récents

L'exercice de comparaison des coûts de la production d'électricité s'avère difficile :

- pour une même technologie, les écarts peuvent être significatifs d'un projet à l'autre, aussi bien sur les coûts d'investissement que les coûts de maintenance ;
- le coût du combustible est une variable qui a une influence significative, surtout pour les centrales à gaz ;
- les coûts de l'électricité selon la technologie peuvent varier fortement en fonction du pays, de la nature du combustible (ex. différentes sortes du charbon), des conditions logistiques, etc.
- les coûts varient également en fonction du type d'utilisation des moyens de production base, semi-base ou pointe.

Toutefois, sur la base d'études externes et internes, un *benchmark* des coûts de référence de la production électrique (production de base), en retenant les meilleures technologies disponibles et avec des hypothèses de calcul homogènes pour toutes les technologies, est synthétisé dans le *tableau 11*.

Les chiffres indiqués par plusieurs organismes de référence sont présentés dans le *tableau 12*.

²⁷ Comme EDF en fait l'expérience avec le projet Nam Theun 2 au Laos

Tableau 11 : Benchmark des coûts de la production d'électricité (production de base)

	Cycle combiné à Gaz (CCG)	Charbon pulvérisé supercritique (PC)	Cycle combiné charbon (IGCC)	Nucléaire	Grand hydraulique	Eolien terrestre	Eolien offshore
Rendement	57 %	45 %	40 %		-	-	-
Facteur de charge	93 %	90 %	85 %	85 %	50 %	25 %	35 %
Durée de vie (années)	30	40	30	40-60	40	20	25
Prix du combustible (€/Mbtu)	5,6	2,2	2,2	40 \$/lb	-	-	-
Fourchette de coût (€/MWh)	41-44	35-41	47-59	36-46²⁸	20-48	44-69	63-96

NB : Prix du charbon : 2,2 €/Mbtu env. 55 US\$/t, 1€ = 1,25 \$; 9% de taux d'actualisation et de charge de capital

²⁸ L'écart est important entre la tête de série et la série (10 unités)

Tableau 12 : Coûts de la production électrique selon plusieurs études récentes

	MIT	University of Chicago 2004 ²⁹	États-Unis, DoE <i>Annual energy outlook</i>	UE 2006 2005 et 2030
« <i>Integrated Gazeification Combined Cycle</i> » (IGCC)		44 \$/MWh Capital 1 350 \$/kW		2005 : 52 - 65 \$/MWh
IGCC + CCS « <i>Carbone capture and storage</i> »				2030 : 71 - 91 \$/MWh (32\$/tCO ₂ # 120\$/tC)
Charbon pulvérisé (PCC)	42 \$/MWh		38 \$/MWh Capital 1 169 \$/kW	2005 : 39 - 52 \$/MWh
PCC + CCS	66 \$/MWh (100 \$/tC)			2030 : 58 - 78 \$/MWh (32\$/tCO ₂ # 120\$/tC)
Cycle combiné gaz naturel (NGCC)	52 - 65 \$/MWh (6,72 \$/Mrd btu)	38 \$/MWh Capital 590 \$/kW	41 \$/MWh Capital 466 \$/kW	2005 : 45 - 58 \$/MWh
NGCC + CCS	60 - 67 \$/MWh (100 \$/tC)			2030 : 52 - 71 \$/MWh (32\$/tCO ₂ # 120\$/tC)
Nucléaire classique (Génération II)		70\$/MWh Capital 2000 \$/kW	63 - 68 \$/MWh ³⁰ Capital 1 752 - 1928 \$/kW	
Nucléaire avancé (Génération III et III+) Horizon 2015	67 \$/MWh Moyen terme 51 \$/MWh Avec aide à l'investissement des premières unités : 44 \$/MWh	AP 1 000 : 46 \$/MWh Capital : 1 365 \$/kW	43-53 \$/MWh ³¹ Capital 1 080 - 1 555 \$/kW	2005 : 52 - 58 \$/MWh
Réacteur rapide (Génération IV)		57 €/MWh Capital : 1 126 \$/kW		
Éolien		55 \$/MWh	2005 : 41 \$/MWh 2010 : 30 \$/MWh 2020 : 27 \$/MWh	Onshore : 2005 : 45-143 \$/MWh Onshore : 2030 : 36-104 \$/MWh Offshore : 2005 : 65-195 \$/MWh Offshore : 2030 : 52-156 \$/MWh
Solaire PV		202 \$/MWh		2005 : 181-558 \$/MWh 2030 : 71-338 \$/MWh

Sources : Union européenne : *An energy policy for Europe*, 10 janvier 2007 ; université de Chicago : *The economic future of nuclear power*, août 2004 ; Energy information administration (EIA/DOE) : *Annual energy outlook*, 2006 ; Massachusetts institut of technology (MIT) : *The future of nuclear power*, 2003

²⁹ Taux d'emprunt : 10 %, taux d'actualisation : 8 %

³⁰ Taux d'emprunt : 10 %, taux d'actualisation : 10 %

³¹ Taux d'emprunt : 10 %, taux d'actualisation : 10 %

Ces éléments comparatifs suggèrent ainsi que :

- du fait des prix actuels du gaz, les centrales à cycles combinés ne sont aujourd'hui pas plus compétitives que les centrales charbon pour la production d'électricité de base (seuil autour de 5 €/Mbtu) ; leur coût d'investissement initial est toutefois moindre ;
- le grand hydraulique fait partie, avec le nucléaire, des technologies les moins coûteuses sous contrainte environnementale ;
- dans les cas les plus favorables, l'éolien terrestre peut être considéré comme compétitif, indépendamment de sa limitation en terme de disponibilité.

- **Eolien**

Les coûts de la production électrique par éoliennes ont beaucoup diminué dans les dernières décennies. Dans le monde, la capacité installée double environ tous les trois ans. Le coût du MWh est fortement influencé par le coût d'investissement.

La taille maximale des machines augmente régulièrement, environ 1,5 MW en 2007 vers 2 MW en 2015. Les progrès technologiques à venir concernent les réductions de poids, la régulation, les générateurs, la hauteur des masts, la standardisation des rotors, l'aérodynamisme. En particulier, il y a beaucoup à gagner sur l'amélioration du rendement à moyen et faible vent.

Le potentiel d'économie résiderait principalement dans les économies d'échelles (production en série et logistique) à hauteur de 50 % des gains et dans le design (réduction de poids) à hauteur de 30 % (Source : BTM consult 2004).

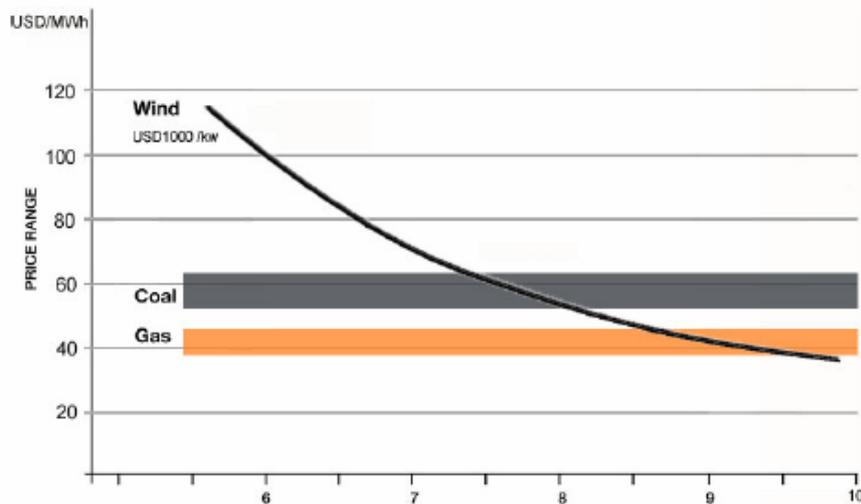
Tableau 13 : Evolution passée et perspectives des coûts de l'éolien aux États-Unis (Leverage cost of electricity), hypothèse vent 7m/s, facteur de charge 30 à 45% en 2020

	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020
\$/MWh	120	80	60	41	30	28	27

Source : DOE

Le nombre de machines installées influe sensiblement sur le coût du MWh ainsi que la vitesse du vent (*figure 3*). Un bon site dépasse une capacité de 5000 MW et dispose d'une vitesse de vent d'au moins 7 à 8 m/s.

Figure 3 : Coûts de l'éolien en fonction de la vitesse du vent



Source : Windpower monthly news magazine, vol. 20, 2004

- Thermique à flamme

L'évolution des coûts des filières charbon et gaz doit être examinée au travers des variations potentielles du coût d'investissement, des prix des énergies fossiles et des contraintes environnementales.

- Cycles combinés à gaz

Dans les années 1990, les cycles combinés à gaz avaient évincé le charbon avec un prix de 2 \$/ Mbtu. Il faut désormais considérer plutôt un prix du gaz à 6 \$/Mbtu et un prix du pétrole de 60 \$/b.

- Charbon

Si on prend comme base le type de centrale le plus répandu depuis 40 ans (à charbon pulvérisé avec traitement des fumées), qui est une technologie maîtrisée permettant des puissances unitaires allant jusqu'à environ 1 000 MW, le coût de production pour une unité typique de 600 MW et de rendement 45% se situe entre 35 et 41 €/MWh, suivant la qualité du charbon et le cours du dollar.

Si dans les années à venir une poursuite du protocole de Kyoto voit le jour, et si une pénalisation des émissions de gaz à effet de serre est mise en place, un coût externe viendra s'ajouter aux coûts internes. Selon les pays et les auteurs, les estimations de cette pénalisation varient.

Les premiers bénéfices vont être obtenus par des améliorations des performances des centrales pour atteindre des rendements compris entre 50 et 55 % d'ici 2020. Ensuite, il faut faire appel aux systèmes de capture et de stockage. Les procédures de capture en post combustion fonctionnent déjà à un coût compris entre 50 et 100 \$ par tonne de CO₂. La séquestration offre sûrement des perspectives prometteuses pour 30 % du CO₂ émis par les centrales électriques mondiales. Des progrès technologiques sont possibles en matière de capture en amont, pendant la combustion, et en post-combustion par traitement des fumées. Des démonstrations d'envergure de ces nouvelles technologies sont ou vont être lancées, notamment en Europe et aux États Unis. S'il est peu honnête de laisser miroiter la solution miracle du charbon propre, il l'est tout autant de ne pas espérer à coût raisonnable une diminution d'au moins 10 %, peut-être 15 %, des émissions mondiales de carbone par le développement de ces diverses technologies.

Selon l'AIE³², le coût des dispositifs de capture et stockage du CO₂ se situe entre 40 \$/t et 90 \$/t, dont (avec les meilleures technologies) 20 \$/t à 40 \$/t pour la capture et 10 \$/t pour le transport (avec évidemment une forte variabilité en fonction des distances à parcourir). En 2030, les coûts pourraient descendre à moins de 25 \$/t pour la capture qui représenterait la part principale du coût. Le stockage serait de l'ordre de 2 \$/t.

Plusieurs cas doivent être distingués :

- l'utilisation des dispositifs CCS dans une centrale charbon augmenterait le coût du MWh de 30 \$ à 67 \$ (hypothèses : 40 à 90 \$/t pour le CCS ; émissions de 0,74 tCO₂/MWh dans une centrale ayant un rendement de 45 %, cas des nouvelles centrales) ;
- l'utilisation des dispositifs CCS dans une centrale gaz augmenterait le coût du MWh de 16 à 36 \$ (hypothèses : 40 à 90 \$/t pour le CCS ; émissions de 0,4 tCO₂/MWh dans une centrale à cycle combiné ayant un rendement de 58 %, cas des nouvelles centrales) ;
- d'ici 2030, en faisant l'hypothèse d'un coût de 30 \$/t pour le CCS et avec des hypothèses de rendement des centrales inchangées, ce surcoût pourrait être ramené à 22 \$/MWh pour le charbon et à 12 \$/MWh pour le cycle combiné gaz. À ce niveau de coût additionnel, le charbon peut rester compétitif comme combustible pour la production d'électricité.

Concernant les performances comparées avec et sans capture des centrales à charbon pulvérisé ultra-supercritiques et des centrales cycle combiné à charbon gazéifié (IGCC), les études récentes sur les deux technologies, qui utilisent des méthodes d'évaluation similaires, aboutissent aux résultats suivants :

³² *Energy technology perspectives 2006*

- en 2005, le coût de l'électricité de l'IGCC sans capture est supérieur de 30 % au coût du PC, du fait de coûts d'investissement nettement supérieurs, et de performance inférieure en termes de disponibilité, rendement et flexibilité ;
- en 2005, le coût de l'électricité « théorique » de l'IGCC avec capture est supérieur de 5 à 10 % à celui du PC avec capture ; l'écart se réduit donc, la capture du CO₂ étant facilitée et moins coûteuse sur un IGCC ;
- en 2015, le coût de l'électricité de l'IGCC sans capture est estimé supérieur de 20 % au coût du PC ; la réduction de l'écart sera due avant tout aux progrès réalisés par la technologie IGCC, plutôt qu'à ceux réalisés par la technologie PC ;
- en 2015, le coût de l'électricité de l'IGCC avec capture est estimé supérieur de 10 % au coût du PC avec capture, les progrès les plus notables étant réalisés sur les technologies de capture post-combustion appliquées au PC (alors que l'IGCC utilise des technologies de capture pré-combustion).

La technologie IGCC est encore au stade de prototype industriel ; il n'y a que sept installations dans le monde, construites entre 1998 et 2003, (2 aux États-Unis, 4 en Europe, 1 au Japon). Sur les 140 projets de centrales au charbon planifiées aux États-Unis (85 GW), 14 seraient des IGCC dont 1 équipée de CCS (projet Futurgen 275 MW, 1 Mrd \$, d'une installation IGCC avec CCS, à échéance 2012). D'ici à 2012, 9 des 14 installations seront achevées.

Par ailleurs, il a été estimé dans les études économiques menées au Canada, que l'option CCS couplée avec les centrales IGCC reviendrait à une contrainte sur les émissions de CO₂ quantifiées par une taxe carbone ou équivalent de 90 \$/tC.

L'étude du MIT donne des enseignements sur l'effet d'un coût de la tonne de carbone appliqué aux installations charbon (PC) et gaz (CCGT) comme l'indique le *tableau 14*³³.

Tableau 14 : Coûts de production dus à l'application d'une taxe carbone ou de dispositifs CCS

Durée de vie 40 ans, 85 % charge	0 \$/tC (\$/MWh)	50 \$/tC (\$/MWh)	100 \$/tC ³⁴ (\$/MWh)	200 \$/tC (\$/MWh)
Charbon pulvérisé (PC)	42	54	66	90
Hyp. 1 : gaz 3,5 \$/Mbtu+ 0,5 %/an pendant 40 ans (moyen : env. 3,77 \$/Mbtu)	38	43	48	59
Hyp. 2 : gaz 3,77 \$/Mbtu + 1,5 %/an (env. 4,42 \$/Mbtu)	41	47	52	62
Hyp. 3 : gaz 4,5 \$/Mbtu + 2,5 %/an (env. 6,72 \$/Mbtu)	56	61	67	77
Hyp. 4 : Hyp. 3 + amélioration de 10 % du rendement	51	56	60	70

Source : MIT

³³ Hypothèses :

	Charbon (PC)	Gaz (CCGT)
Overnight cost	1300 \$/kW	500 \$/kW
Coût du combustible	1,2 \$/Mbtu	3,5 \$/Mbtu à 4,5 \$/Mbtu
Évolution du coût du combustible	0,5 %/an	0,5 à 2,5%/an
Durée de construction	4 ans	2 ans
Taux de combustion	9300 Btu/bWh	7200 Btu/kWh, Hyp. 4 : 6400 Btu/kWh

³⁴ Selon l'étude, ces valeurs correspondent aux surcoûts à prévoir des dispositifs de CSS (capture transport et stockage). Les valeurs 100 et 200 \$/tC correspondent à 27 à 54 \$/t CO₂

- Nucléaire

Le **coût d'investissement** est la variable déterminante pour la compétitivité économique du nucléaire. La réduction de ce coût doit être mis en perspective. L'étude EIA/AEO 2006 estime une réduction tendancielle de 31 % entre 2005 et 2030 du coût overnight (2 014 \$/kW à 1 387 \$/kW, \$ 2004).

Les données du groupe de travail du DOE relatives à l'AP 1000 (Westinghouse Advanced Pressurised Water Reactor) indiquent, de façon similaire, une baisse potentielle de 31,5 % entre 2010 et 2030 (1 659 \$/kW à 1 136 \$/kW).

Le **surcoût d'ingénierie** pour le ou les premiers réacteurs croît avec le niveau technologique comme l'indique l'étude 2004 de l'université de Chicago. Concernant les réacteurs ABWR, CANDU ACR-700, AP 1000 et SWR 1000 considérés comme candidat pour le déploiement du nucléaire aux États-Unis à l'horizon 2015, il faut considérer les valeurs moyennes suivantes (tableau 15).

Tableau 15 : Evolution du coût du capital en fonction des surcoûts d'ingénierie et de la technologie de réacteur

Type de réacteur	Coût <i>overnight</i>
Classique	1 200 \$/kW
Classique + ingénierie spécifique	1 500 \$/kW
Avancé (Gen III ou III+) + ingénierie spécifique	1 800 \$/kW

Source : université de Chicago

L'**effet de série** induit un taux d'apprentissage qui réduit le coût d'investissement, favorise la standardisation des matériels et contribue à réduire les temps de construction.

Les **risques** (en particulier délais de réalisation) sont considérés comme supérieurs dans la réalisation des équipements nucléaires. Cela se traduit par un relèvement du coût de la dette et du coût du capital. À titre illustratif, le surcoût du MWh correspondant à un retard de 2 ans est évalué à environ 13 % (Source : université de Chicago, 2004).

La variation du **taux d'utilisation** (85 à 95 %) conduit à une baisse de l'ordre de 10 % sur le coût du MWh.

En revanche, l'augmentation de la **durée de vie** a peu d'influence car les bénéfices obtenus sur la durée supplémentaire sont fortement affectés par le taux d'actualisation.

L'étude du MIT en 2003³⁵ donne des indications sur les éléments possibles de réduction des coûts du nucléaire (tableau 16).

Le coût de 67 \$/MWh de l'étude s'explique par des coefficients financiers élevés habituellement pris aux États-Unis correspondant à des valeurs de rendement du capital de 15 % et des intérêts d'emprunt de 8 %.

³⁵ *The future of nuclear power*

Tableau 16 : Evaluation des gains sur le coût du MWh nucléaire

Moyen d'action	Cible	Effet sur le coût du MW (Coût de référence : 67 \$/MWh, \$02)
Réduction des coûts (à moyen terme) de construction de 2 000 \$/kW à 1 500 \$/kW	- 25 %	- 18 % (soit 55 \$/MWh)
Réduction du délai de construction	5 à 4 ans	- 3 % (soit 53 \$/MWh)
Objectif de coût de fonctionnement et de maintenance (pour un taux de charge de 85 %)	13 \$/MWh	- 3 % (soit 51 \$/MWh)
Adaptation des coûts du capital à ceux des installations gaz et charbon : - rendement du capital : de 15 % à 12 % - répartition (capital, dette) : de (50 %, 50 %) à (40 %, 60 %)	- 9 \$/MWh	- 5 % (soit 44 \$/MWh)

Source : MIT, 2003

1.4.4 La sécurité d'approvisionnement

La sécurité des approvisionnements en énergie revient au premier plan des inquiétudes des opinions publiques et des gouvernements. En 1973, cette notion était claire ; il s'agissait de se prémunir d'une rupture d'approvisionnement du pays en pétrole brut. Aujourd'hui, la notion mérite d'être redéfinie.

La sécurité d'approvisionnement ne s'arrête pas aux frontières du pays, elle concerne toute la chaîne énergétique jusqu'au consommateur final ; elle concerne notamment la sécurité des infrastructures à tous les niveaux de la chaîne mais plus particulièrement aux points de passage critiques (*pipelines*, *détroits*, etc.) contre les désastres naturels, les menaces terroristes, etc.

Elle concerne toujours le pétrole brut, mais aussi la fourniture de produits pétroliers aux consommateurs, le gaz et l'électricité. Les ruptures d'approvisionnement aux États-Unis après les ouragans Katerina et Rita, le récent choc gazier au Royaume-Uni ou encore les *black out* en Californie ou en Italie sont là pour nous rappeler que toutes les énergies sont concernées.

Le fait que de nouveaux grands ensembles entrent dans le système énergétique mondial. Cette notion ne signifie pas non plus la même chose dans les différents pays.

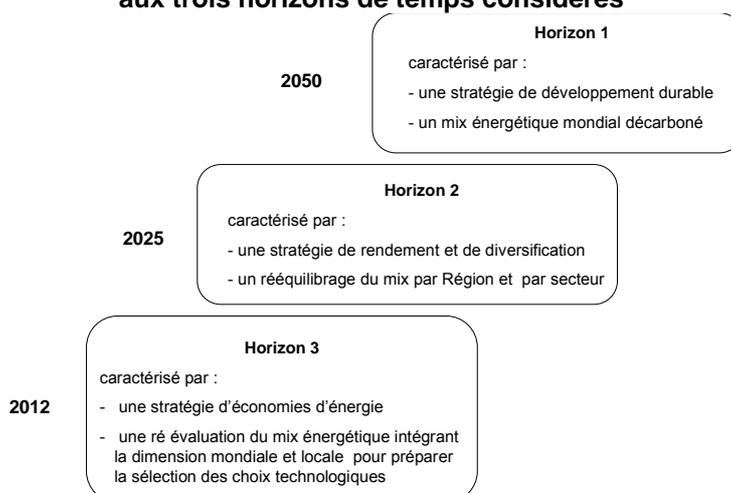
1.5 Trois horizons caractéristiques d'ici à 2050

La clarification d'une situation énergétique compliquée recommande de chercher à séparer autant que possible les phénomènes. Nous suivons la méthode retenue par la Commission Énergie de classer les facteurs d'influence du système selon trois horizons prospectifs :

- 2012 : 5 ans (quinquennat) ;
- 2020-2030 : 20 ans (référence utilisée par l'UE : 2020, et par l'AIE : 2030) ;
- 2050.

L'analyse de la situation du système énergétique aux trois échéances de temps considérées et les événements susceptibles d'intervenir nous conduit à caractériser les 3 horizons chacun de façon simple par une stratégie et une forme du mix énergétique, comme indiqué par la figure 4.

Figure 4 : Proposition de caractérisation du système énergétique aux trois horizons de temps considérés



Pour chacun des horizons de temps, les principaux facteurs d'influence sont présentés ci-après.

1.5.1 À long terme (horizon 2050) : Un horizon de grands risques climatiques et urbains ; vers un mix énergétique mondial décarboné

1.5.1.1 Des innovations technologiques « radicales »

Il faut distinguer les technologies qui existent aujourd'hui mais qui doivent encore être « démontrées » avant d'être éventuellement déployées à grande échelle, des ruptures technologiques qui pourraient avoir lieu dans le futur et qui permettraient un changement radical du paysage énergétique.

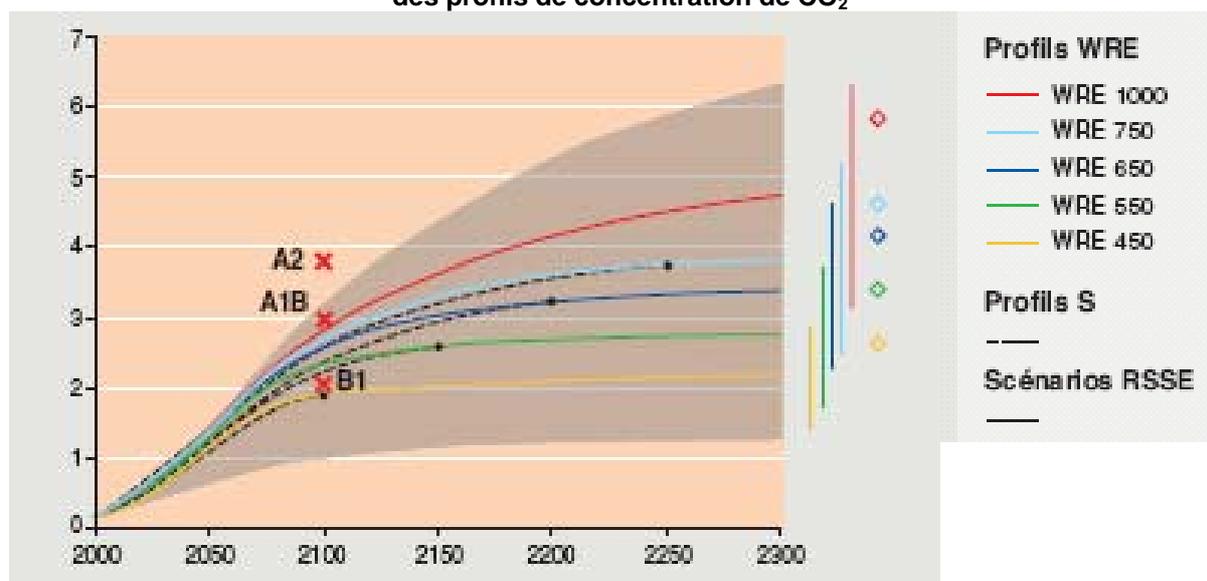
Sur ce sujet de vitesse d'adoption des nouvelles technologies ou de formes alternatives (ex: éolien), il convient de souligner l'importance de l'inertie globale du système. Au-delà des questions de durée de vie, il y a aussi l'adaptation (voire le développement) des infrastructures, par exemple de transmission et distribution pour l'électricité, de transport pour le CO₂, etc. qui peuvent potentiellement changer le paysage énergétique.

L'émergence de ces innovations radicales est incertaine de même que leur calendrier. On se reportera aux conclusions du Groupe de travail « technologies » de la Commission Énergie.

1.5.1.2 Les risques de changement climatique

Comme l'indique la *figure 5*, les scénarios pessimistes du Groupe intergouvernemental d'étude du climat (GIEC) indiquent un début de dépassement de la référence de +2° à partir de 2050. L'objectif défendu par l'UE est une stabilisation à 2°C avec comme résultante des taux de concentration des GES qu'il reste à préciser de manière plus fine et qui pourraient être de l'ordre de 450 ppm.

Figure 5 : Variation de la température moyenne mondiale en fonction des profils de concentration de CO₂



Source : GIEC

De nombreux risques découlent de l'élévation de la température : pénurie d'eau, baisse de la production et des rendements agricoles, réduction des forêts, imprévisibilité météorologique, effondrement d'écosystèmes, catastrophes locales (inondations, cyclones, etc.), mouvements migratoires de grande ampleur.

Pour fixer de premiers ordres de grandeurs des risques financiers, le rapport de juillet 2006 de la Lloyds *S'adapter ou s'effondrer* chiffre par exemple les dégâts climatiques : 148 G \$ pour la décennie 70 à plus de 700 G \$ pour la décennie 90 et déjà 350 G \$ pour les seules années 2004-2005.

Les effets qui résulteraient du franchissement de seuils globaux de température (par rapport à 1990) sont alarmants. Par exemples :

- + 1°C : perte des récifs coralliens,
- + 2°C : 1,5 Mrds de personnes en pénurie d'eau,
- + 2,7°C : forêt amazonienne totalement remplacée par la savane (d'où + 1,5°C sur le globe),
- + 4°C : jusqu'à 30 % de risques d'arrêt du Gulf Stream avant 2100.

Signalons le cas particulier des relations entre les villes et l'environnement : modification du cycle de l'eau, micro-climat urbain (+8 à 15°C), dégradation de la qualité de l'air, pluies acides et nouveaux types de maladies (qui par migration vont représenter des dangers mondiaux), etc.

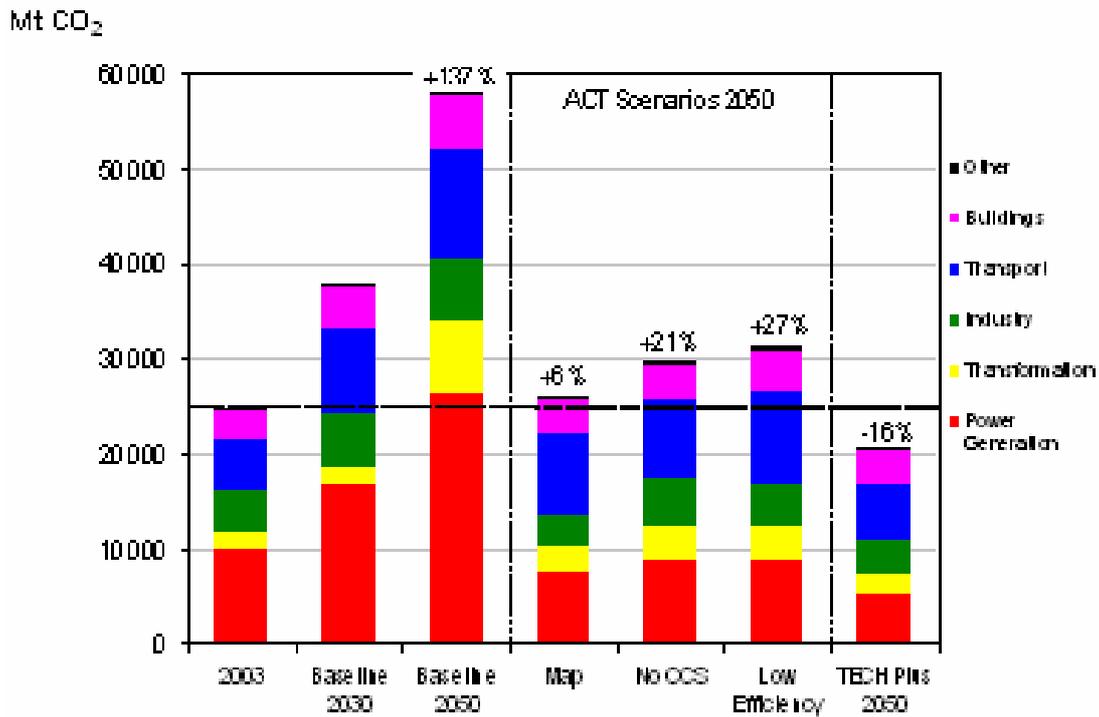
Le monde produit aujourd'hui 24 Mrds tCO₂ par an en augmentation de 500 Mt par an.

L'AIE estime dans son dernier rapport *Energy technology perspectives 2006*, que la stabilisation des émissions peut être atteinte en 2050 en utilisant toutes les formes d'améliorations à un coût acceptable, calculé aujourd'hui pour une valorisation du CO₂ à 25 \$/t. Le meilleur des scénarios technologiques produits par l'AIE (TECH+) conduit ainsi à une baisse de 16 % des émissions par rapport à 2003 (*figure 6*).

On notera *figure 7* les contributions majoritaires qui ont été attribuées aux économies d'énergie et à la génération d'électricité en recourant à la technologie de captage et stockage du carbone³⁶.

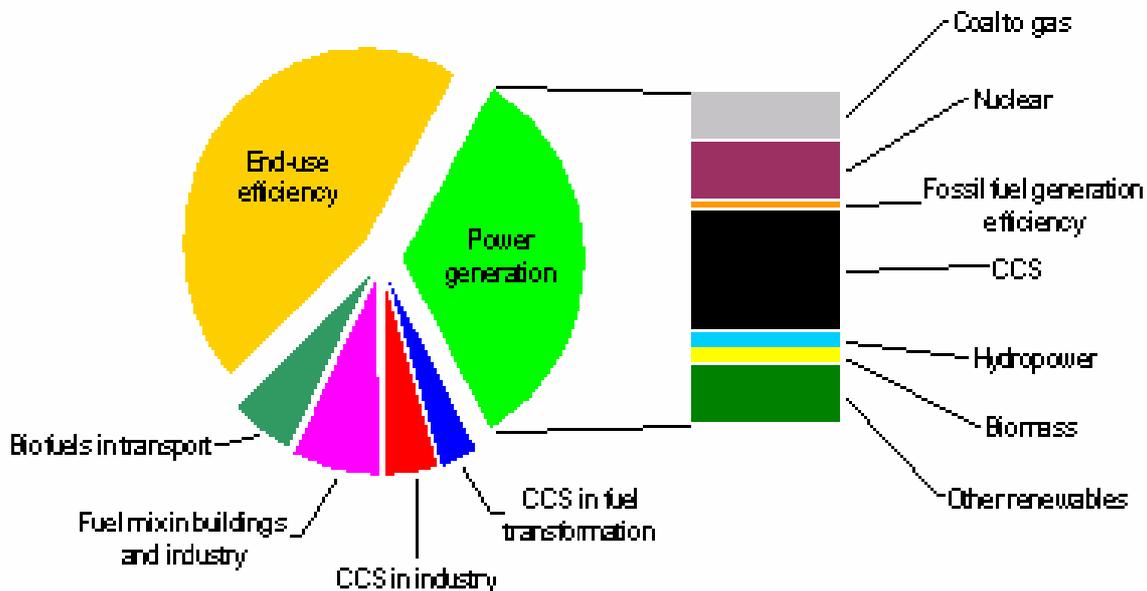
³⁶ Même si le résultat est le même, ce scénario met peu en valeur la première étape d'amélioration des centrales à charbon par l'augmentation des rendements, potentiellement fort et encore peu exploité aujourd'hui. C'est de plus un levier immédiatement disponible, ce qui n'est pas le cas du CCS (voir §5.2.1)

Figure 6 : Emissions de CO2 en fonction des scénarios de référence 2030, 2050 et des scénarios alternatifs de nature technologique



Source : AIE 2006

Figure 7 : Réduction des émissions par type de technologies pour le scénario ACT MAP



Source : AIE 2006

1.5.1.3 Les risques urbains

Les transitions de société qui ont mis plusieurs siècles à s'accomplir pour les sociétés occidentales se déroulent en quelques décennies pour 3 à 4 milliards d'individus. Il s'agit d'un facteur 100 (10 pour le temps et 10 pour la population) entre l'actuelle transition urbaine asiatique et la transition urbaine occidentale précédente.

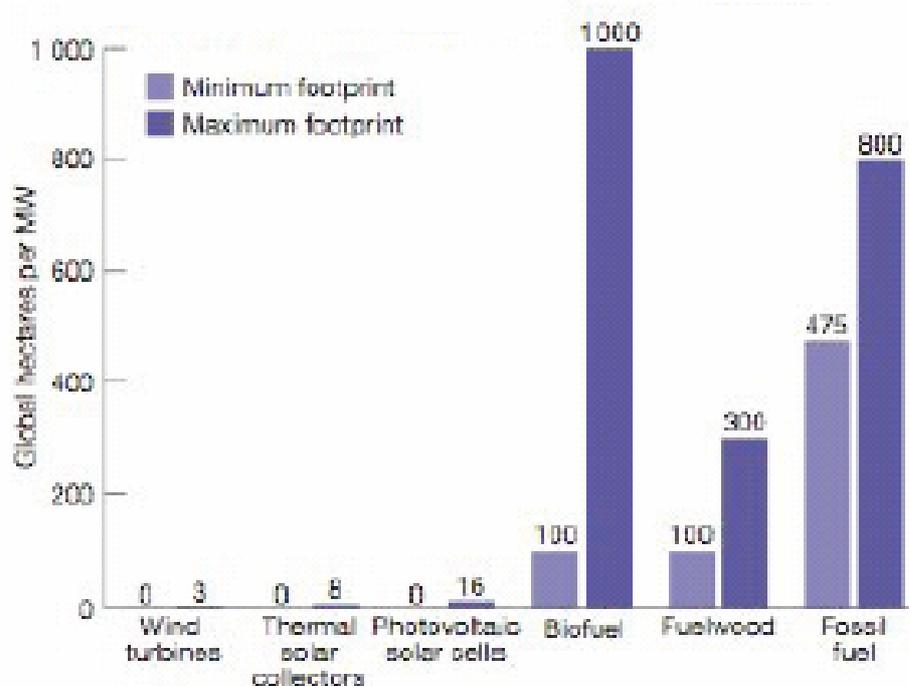
L'instabilité et les menaces sur les approvisionnements en matières premières et en énergie élèvent considérablement les risques liés à la dépendance des villes par rapport à des écosystèmes de plus en plus éloignés.

Dans ce contexte, le cas de la Chine, par exemple est alarmant (voir le Scénario tendanciel établi par le CSTB à 2040) : empreinte écologique³⁷ excessive (6 à 7 ha/habitant pour une référence fixée à 2 ha/hab.), forte croissance d'énergie et faible efficacité, déficit écologique.

La Chine a besoin de l'équivalent de 3 planètes Terre pour assurer ses besoins en ressources et recycler ses déchets avec les technologies et les pratiques énergétiques inefficaces actuelles ; elle aurait encore besoin de l'équivalent d'une planète Terre avec les technologies analogues à celles des pays développés³⁸.

Les solutions résident dans une augmentation de la densité³⁹ (ville, logement, etc.), une conception douce des transports, l'usage des technologies de l'information et de la communication, la création de boucles fermées écologiques (transformation des déchets en chaleur, cogénération, etc.). Mais, comme le montre la *figure 8*, l'empreinte écologique des énergies selon leur type et leur mode d'exploitation est très différente. Un raisonnement de long terme doit donc en tenir compte.

Figure 8 : Comparaison des empreintes écologiques de différentes sources d'énergie



Source : CSTB

Dans une recomposition de la ville, le sujet de la consommation des bâtiments est central. La généralisation de l'efficacité énergétique dans le bâtiment est nécessaire avec l'objectif d'atteindre en 2050 une généralisation de la construction de bâtiments à énergie positive.

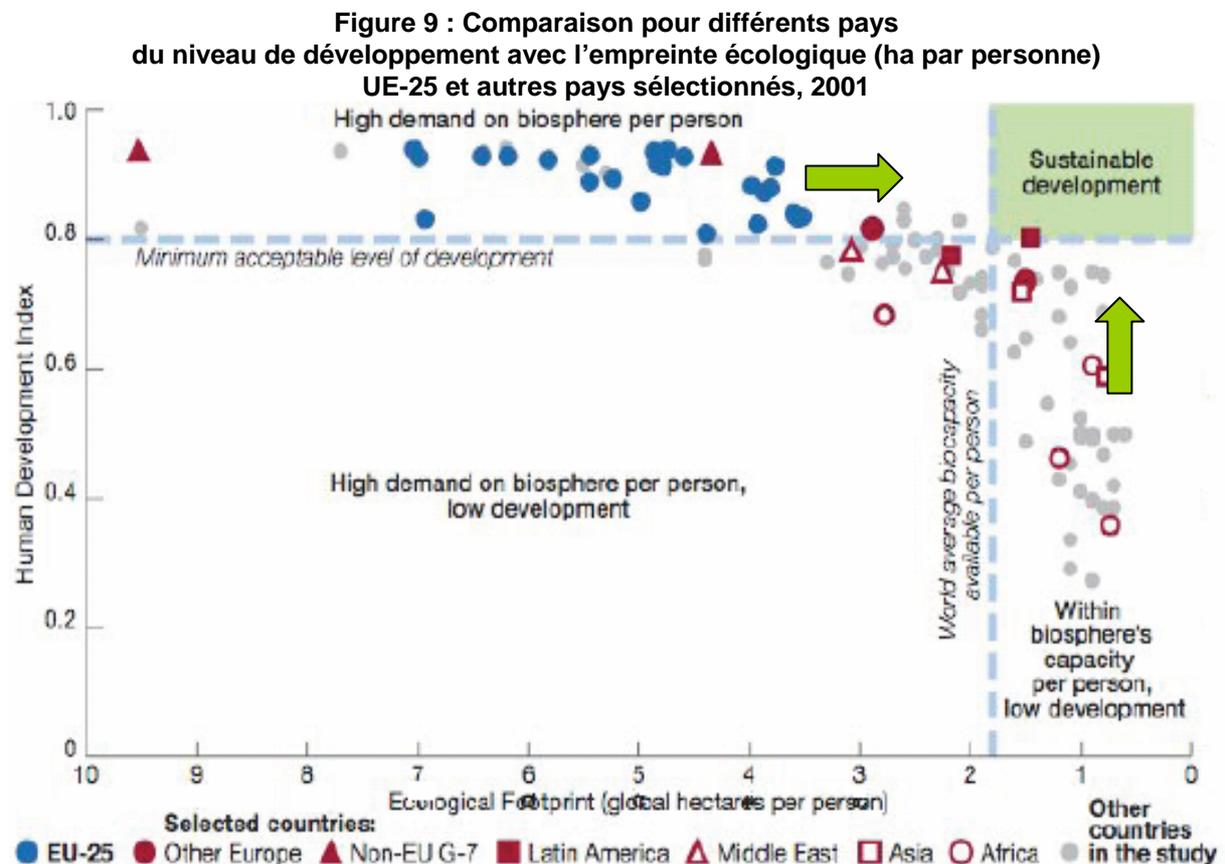
³⁷ Empreinte écologique : surface de terre et d'eau nécessaire pour produire les ressources consommées et pour assimiler les déchets générés par une population de manière continue, quelle que soit la localisation sur la Terre de ces surfaces

³⁸ On aboutit au scénario américain multiplié par 5 alors que l'empreinte écologique cumulée des États-Unis représente 2,25 fois son territoire et que les 10 mégapoles américaines utilisent 20 % des ressources écologiques de la planète

³⁹ Les mégapoles chinoises sont dans les moins denses parmi les 25 plus grandes mégapoles mondiales

Plus globalement, la *figure 9* montre la position des différents pays en terme d’empreinte écologique, particulièrement influencée par le nombre et la taille des grandes agglomérations. L’objectif idéal, commun à l’ensemble des pays, serait d’atteindre un scénario de développement durable. Deux orientations en découlent :

- diminuer l’empreinte des pays développés, à niveau de vie au moins égal ;
- augmenter le niveau de développement des pays émergents, à empreinte écologique stable.



1.5.1.4 Les réserves de pétrole et de gaz en baisse

Au rythme de consommation actuel du pétrole, les valeurs fournies par plusieurs organismes⁴⁰ donnent un ratio consommation/production d’environ 40 ans (figure 10). Le « pic » du pétrole est identifié peu après 2020 (cf §1.4.1.2). À l’approche de ce point, l’offre et la demande divergent, occasionnant une flambée des prix. Les réserves économiquement exploitables peuvent être augmentées des réserves de pétroles lourds qui contribueraient à reculer le « pic » vers 2030.

Par contre, les progrès technologiques élargissent le champ, notamment aux réserves à découvrir et aux hydrocarbures synthétiques : offshore très profond, baisse du coût d’extraction, augmentation des taux de récupération, fabrication de carburants liquides à partir de gaz (GTL, *gas to liquid*), de charbon (CTL), de biomasse (BTL), etc. comme le présente la *figure 11*.

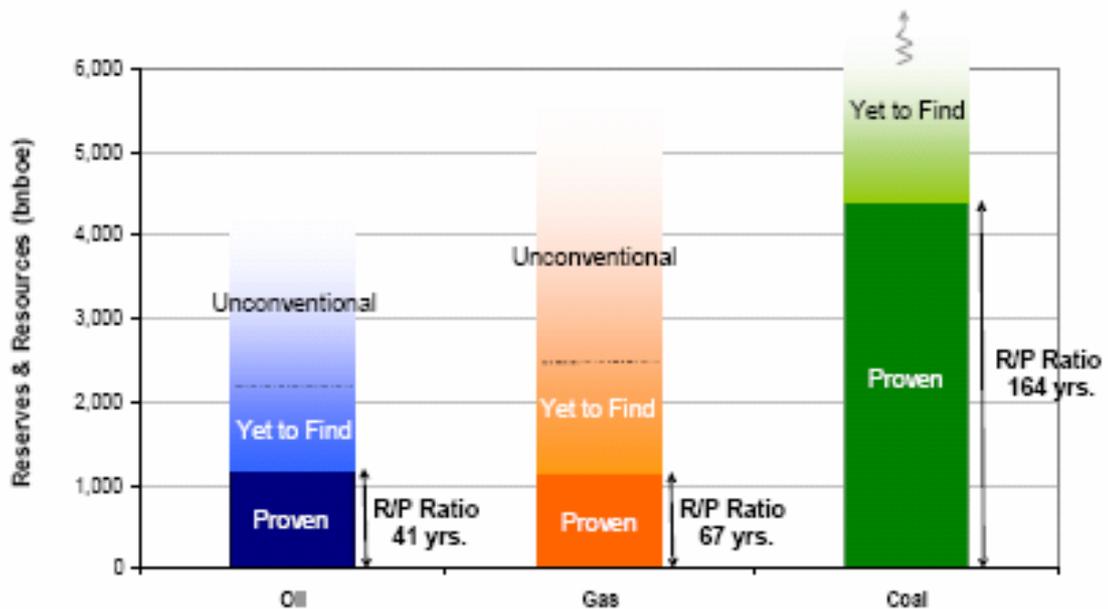
Les coûts techniques de production incluant le développement vont de 4 \$/b (au Moyen-Orient) à environ 12 \$/b pour les gisements les plus difficiles d’accès et baissent avec le progrès technique⁴¹. En 2004, le seuil de prix du brut que se fixaient les compagnies pétrolières pour leurs décisions d’investissement était de l’ordre de 20 \$/b.

⁴⁰ Voir US Geological survey, Institut français du pétrole, Académie des technologies, etc

⁴¹ Voir en détail le rapport de l’Académie des technologies (P.-R. Bauquis, D. Babusiaux, novembre 2004)

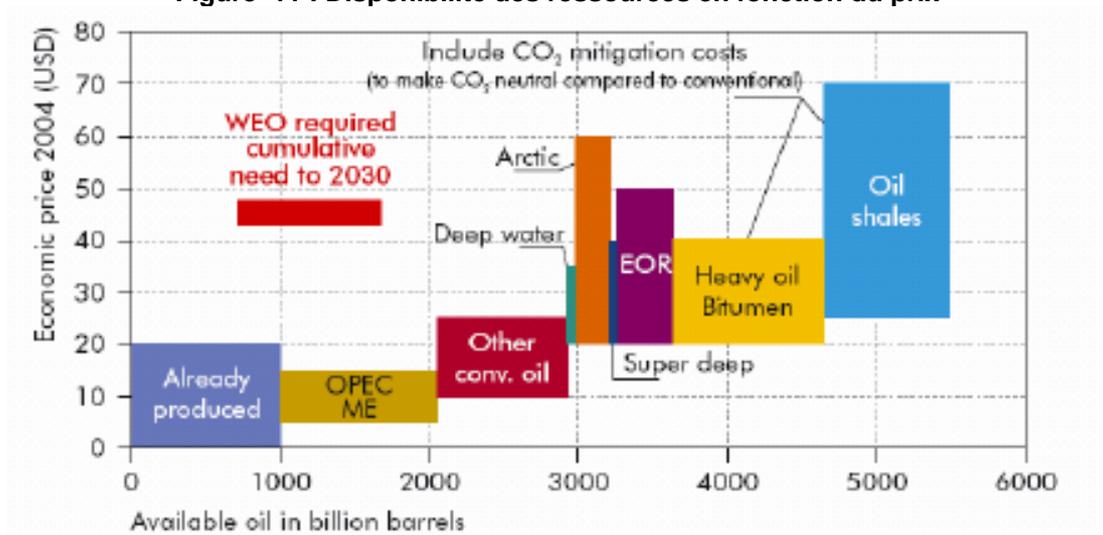
En ce qui concerne le gaz, les échéances sont plus lointaines. Pour le charbon, les réserves actuelles donnent un ratio réserve sur production de plus de 150 ans.

Figure 10 : Réserves et ressources



Source : BP

Figure 11 : Disponibilité des ressources en fonction du prix



Sources : BP, AIE

1.5.1.5 Un mix énergétique décarboné lèverait de nombreux risques

Il convient d'examiner parmi les principaux scénarios ceux qui présentent un objectif de faible émission (référence 550 ppm) tel que présenté dans le *tableau 17*, pour fixer les ordres de grandeur d'un mix possible à l'horizon 2050.

Tableau 17 : Répartition de l'énergie primaire en fonction de plusieurs scénarios

2050	AIE 2002	AIE Baseline	AIE TECH+ (550 ppm)	GIEC B1 (450 ppm)	WBCSD (550 ppm)	CME A3
Energie primaire	2002 AIE : 10,3 Gtep	22 Gtep	17,5 Gtep	19,9 Gtep	22,6 Gtep	25 Gtep
Intensité énergétique		-1,4 %/an (OCDE -2 %/an)	-1,8% /an (OCDE -2.7 %/an)		0,12 tep pour 1000 \$	0,21 tep pour 1000 \$
Charbon	23 %	34,1 %	15 %	4,4 %		9 %
Pétrole	36 %	26,5 %	21 %	22,9 %		18 %
Gaz	21 %	24,6 %	21,7 %	35,4 %		32 %
Nucléaire	6,7 %	3,8 %	12 %	4,3 %		11 %
Renouve- lables	13,3 % dont 2,0 (hydro+ géothermie) 0,5 (éolien + solaire) 10,8 (biomasse)	11 % dont 1,5 (hydro+géo- thermie) 9,5 (éolien + solaire, biomasse)	30,3 % dont 2,2 (hydro+géo- thermie) 28,1 (éolien + solaire, biomasse)	33 % dont 18,6 (hydro + éolien + solaire) 14,4 (biomasse)		30 %
Emissions de CO₂	23,6 Gt CO ₂	58 Gt CO ₂ par an (dont PED 32)	21 Gt CO ₂ par an	40 Gt/an	33 Gt/an	34 Gt/an

Ces scénarios faibles émissions montrent :

- une assez bonne convergence sur les parts du pétrole (20%, division par 2 par rapport à aujourd'hui) et du gaz (20 à 30%, +50%) ;
- les différences sont significatives sur le charbon, selon vraisemblablement qu'il est associé ou non à des dispositifs de capture et de stockage : variation du simple au triple, de 4,4 % à 15 % (en diminution) ;
- la part des énergies renouvelables s'établit autour de 30 % (plus du double) ;
- pour le nucléaire, l'écart va du simple au triple, 4 à 12 % (en augmentation).

• Production électrique

À horizon long terme, le système de production d'électricité pourrait être très différent de celui connu aujourd'hui, en fonction notamment des ruptures technologiques qui pourraient advenir dans les prochaines années et susceptibles d'être ensuite déployées à grande échelle, de la capacité d'investissement des différents acteurs, de l'évolution du contexte géopolitique, etc.

Le mix électrique de différents scénarios à 2050 est comparé dans le tableau 18. On note de forts écarts sur le charbon, le nucléaire et les renouvelables. Après 2030, un développement de l'éolien comparable à celui présenté dans le scénario du WBCSD (annexe 3) devra au préalable résoudre des obstacles techniques de taille (notamment : nécessaire continuité de la production d'électricité imposant des capacités de production « de secours » ou des moyens de stockage à grande échelle de l'électricité; stabilité et régulation du réseau de transmission et de distribution).

**Tableau 18 : Scénarios du mix de production électrique à 2050
en pourcentage**

	AIE 2002	AIE 2030	REF IMACLIM POLES 2030 (tendanciel)	REF IMACLIM POLES 2050 (tendanciel)	AIE baseline 2050	AIE TECH plus 2050 550 ppm	WBCSD 2050 550 ppm
Charbon	37	39	36	31	47	21	11
Pétrole	7	3	3	3	3	2	0
Gaz	19	30	23	14	27	20	16
Nucléaire	17	9	19	29	7	22	13
Renouve- lables	3	6	9 dont 4 (biomasse) 5 (éolien)	16 dont 3 (biomasse) 10 (éolien) 2 (solaire) 1 (hydrogène)	6	20	50
Hydraulique	17	13	10	7	10	15	10

Exemple du scénario alternatif 9Gt de carbone du WBCSD

L'analyse du scénario 550 ppm du WBCSD⁴² apporte une illustration de la situation correspondant à un *mix* décarboné en 2050 (détaillé dans l'*annexe 3*) :

- *Répartition du mix par région (tableau A2)* : on observe que les énergies renouvelables connaissent partout un développement fort ; le nucléaire augmente davantage en Chine et au Japon. La part fossile est beaucoup plus élevée pour la Chine.
- *Emissions de carbone (tableau A3)* : elles sont maintenues à 9 Gt au niveau mondial, soit proche du niveau de 2000 de 8 Gt. Le scénario offre une alternative au doublement à 16 Gt des émissions dans le cas d'un scénario de continuité.

La production électrique, et dans une moindre mesure le transport, sont les secteurs qui nécessitent une forte intervention pour réduire les émissions de CO₂.

On notera que depuis trente ans, l'intensité de carbone a sensiblement diminué en Europe (-26 %) et au Japon (-27 %) ; elle a baissé faiblement aux États-Unis (-6 %) et très fortement augmenté en Chine (+57 %). Ce chiffre illustre pour ce pays des choix énergétiques et un fonctionnement des systèmes peu efficaces de ce point de vue.

A l'horizon 2050, l'ensemble des grandes régions considérées envisage le même effort de réduction des émissions. Les États-Unis rejoindraient un niveau d'intensité carbone équivalent à celui de l'Europe. Le Japon se donne un objectif plus ambitieux. Pour les États-Unis, la baisse indiquée équivaldrait à combiner -2 % d'efficacité énergétique par an (ce qui est la pente actuelle des États-Unis) et -1,4%/an de dé-carbonisation (soit près du double du rythme européen ou japonais ces 30 dernières années).

- *Caractéristiques de la consommation (tableau A4)* : conformément à l'hypothèse de croissance soutenue du scénario, l'ensemble du monde connaît en 2050 un accroissement de sa richesse, mené avec des quantités d'énergie moindre. L'Amérique du Nord reste deux fois plus énergivore

⁴² Le WBCSD regroupe 170 entreprises internationales unies par leur engagement commun pour un développement durable, au service du progrès social, sans impact insupportable sur l'équilibre écologique et compatible avec la croissance économique. Les membres représentent plus de 30 secteurs industriels majeurs, répartis dans 35 pays. Le WBCSD bénéficie aussi d'un réseau mondial de 50 organismes professionnels et organisations partenaires au niveau régional et national. Le projet énergie et climat, ayant contribué à l'élaboration des scénarios, a été présidé par Anne Lauvergeon (AREVA), John Manzoni (BP), Egli Myklebust (Norsk Hydro). Le groupe de travail a impliqué des représentants de 75 entreprises membres et 12 partenaires BCSD régionaux.

que l'Europe ou le Japon. La Chine se situe dans le même ratio consommation/ricesse que les États-Unis.

L'effort mondial d'intensité énergétique est de 1,5 % d'ici 2050, ce qui apparaît moyennement ambitieux.

Le scénario 2050 montre que le transport participe activement d'ici 2050 à la maîtrise des consommations d'énergie (davantage que l'habitat) et à la réduction des émissions.

- *Secteur du transport* (tableau A5) : hormis en Chine, les consommations sont appelées à baisser (Amérique du Nord -36 %, Europe -27 %, Japon -22 %), en même temps que les carburants se diversifient. La part des carburants d'origine fossile descendrait à environ 50 % en Amérique du Nord et en Europe, 25 % serait consacré aux biocarburants et 25 % à l'hydrogène.

Le Japon poursuivrait un objectif 100 % hydrogène, la Chine utiliserait encore 80 % de carburants classiques (ce qui peut paraître étonnant compte tenu d'un marché de l'automobile de plus en plus mondialisé).

1.5.1.6 Conclusion

La situation de référence à 2050 fait ressortir des risques majeurs climatiques et urbains. L'anticipation de ces risques recommande que l'ensemble des pays poursuive un objectif commun de développement durable, les pays développés pour réduire leur empreinte écologique et les autres pour augmenter leur développement.

Côté offre, le choix du mix énergétique à très faible émission qui pourra être retenu au plan mondial n'est pas stabilisé ; des premières convergences sur le pétrole, le gaz et les énergies renouvelables se font jour ; mais des écarts importants sur le nucléaire et le charbon apparaissent aussi. Côté demande et avant tout en matière d'émissions de polluants, l'horizon 2050 doit être marqué par un aboutissement tangible des profondes transformations des grands secteurs de consommation transport, habitat, production électrique qui auront marqué la période précédente.

1.5.2 À moyen terme (horizon 2020-2030): une transition énergétique industrielle et sociale ; vers un rééquilibrage du mix énergétique par grandes régions et par secteur

1.5.2.1 La transition énergétique des grands secteurs de consommation

Le progrès technologique ne peut être programmé et considéré comme sûr. Toutefois, de nombreux progrès paraissent possibles à l'horizon 2020-2030. D'ici là, le progrès technologique dans l'énergie mettrait la priorité sur l'innovation incrémentale⁴³ (augmenter les rendements, optimiser les systèmes), et développerait les substitutions énergétiques (ex. : biocarburants pour l'automobile, etc.). Ainsi, le moyen terme serait l'amorce d'un réel découplage entre croissance et consommation marqué par une mutation profonde des grands secteurs : transport, habitat, production d'électricité et de chaleur. Cette période verrait la concrétisation des efforts redoublés d'une vingtaine d'années de modification substantielle des modes de production, d'utilisation de l'énergie et des comportements individuels et collectifs. En particulier, cela concernerait un effort massif d'économies par les rendements et une diversification de l'utilisation des sources d'énergie dans les principaux usages.

La croissance des consommations sectorielles dans les pays émergents, voire en développement, va être nettement plus élevée que dans les pays développés. Cela pose le problème du développement

⁴³ Ce point de vue est concordant avec l'hypothèse du scénario alternatif de l'AIE dans le World energy outlook 2006. Le scénario tendanciel correspond à la situation où les politiques existantes n'évoluent pas ; le scénario alternatif décrit le système énergétique en tenant compte d'hypothèses réalistes d'ici 2030, notamment d'avancées technologiques.

Pour 2050, on pourra se reporter au rapport de l'AIE *Energy Technology Perspectives 2006* ; il est possible à cet horizon, de faire des hypothèses plus radicales sur le progrès technologique, comme le présente les scénarios ACT (Accelerated technology scenarios) et TECH+, plus optimiste sur les technologies prometteuses

de la production d'électricité, des transports et des services énergétiques dans ces pays dans des contextes bien différents. Il s'agit de s'interroger sur les transitions énergétiques à opérer en tenant compte de la situation mondiale, au risque de voir proliférer à grande échelle des solutions peu efficaces et polluantes. Un ensemble de dispositifs va être nécessaire afin de permettre la diffusion mondiale des produits efficaces : normalisation, transferts de technologies, mécanismes de développement propre, etc.

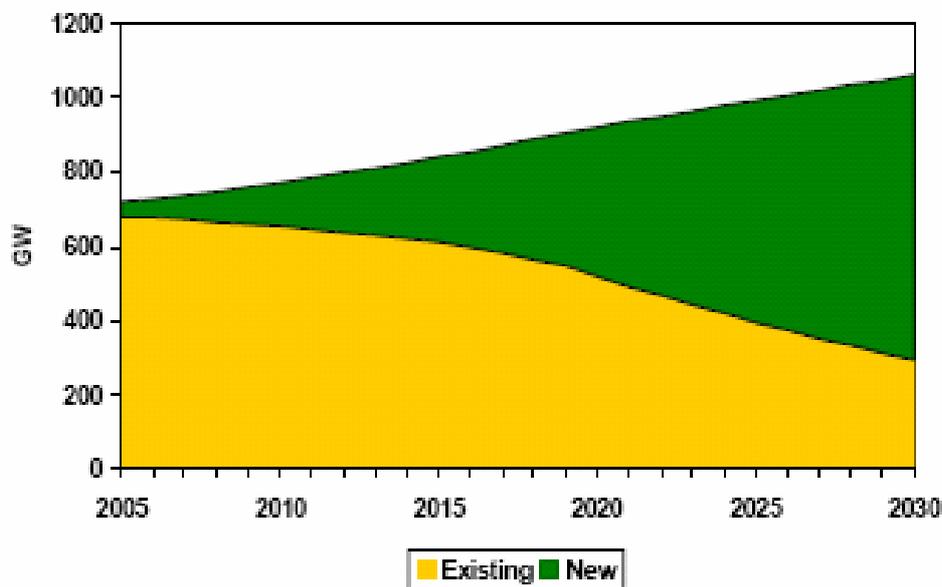
Il convient dès lors de faire les distinctions sectorielles ci-après en rappelant au préalable la durée de vie particulièrement longue des installations de production et de consommation d'énergie : 15 ans pour le parc automobile, 30 à 40 ans pour les transports ferroviaires ou aériens, 40 à 50 ans pour les centrales électriques, 80 à 100 ans pour les logements.

- Production électrique, priorité à l'augmentation des rendements

La nature et la capacité de production électrique ne pourront pas changer radicalement à cet horizon, du fait de l'inertie globale du système. La durée de vie d'une centrale est de 40 ans ; seul le tiers des centrales installées dans le monde aujourd'hui ont plus de 30 ans. Il n'y a pas aujourd'hui de technologie radicalement nouvelle de production d'électricité qui soit prête à être déployée à grande échelle. De plus, même si elle était techniquement possible, la montée en puissance de nouveaux modèles (par exemple : systèmes distribués, énergies renouvelables dominantes...) demanderait des investissements bien supérieurs à ceux nécessaires à la croissance et à l'adaptation progressive du système actuel. Ces investissements concerneraient la production d'électricité, mais aussi les infrastructures de transmission et de distribution.

Pour l'Union européenne (UE), la problématique d'un remplacement massif des capacités de production se situe clairement entre 2020 et 2030 (*figure 12*).

Figure 12 : Capacité de production de l'UE 25 d'ici 2030.

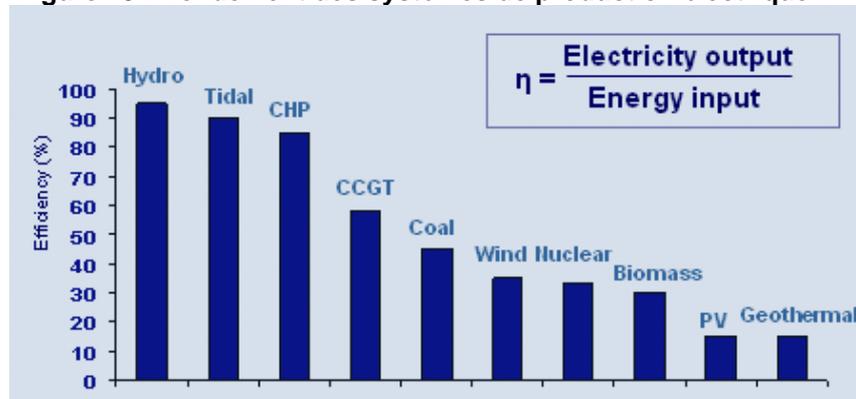


Source : AIE 2004

L'utilisation et le rendement des capacités de production augmentent sensiblement, quelle que soit la technologie considérée, fruit notamment des progrès techniques réalisés sur les centrales mais aussi de l'amélioration de la gestion du système de production, de transmission et de distribution.

Pour la production d'électricité, l'augmentation des rendements va être poussée par la libéralisation des marchés et par les réglementations (notamment réduction de la pollution). Selon Eurelectric⁴⁴, les rendements thermiques sont passés en moyenne dans le monde, de 36 % en 1995 à 40 % en 2005, et devrait atteindre 49 % en 2030.

Figure 13 : Rendement des systèmes de production électrique



Source : EURELECTRIC, VGB

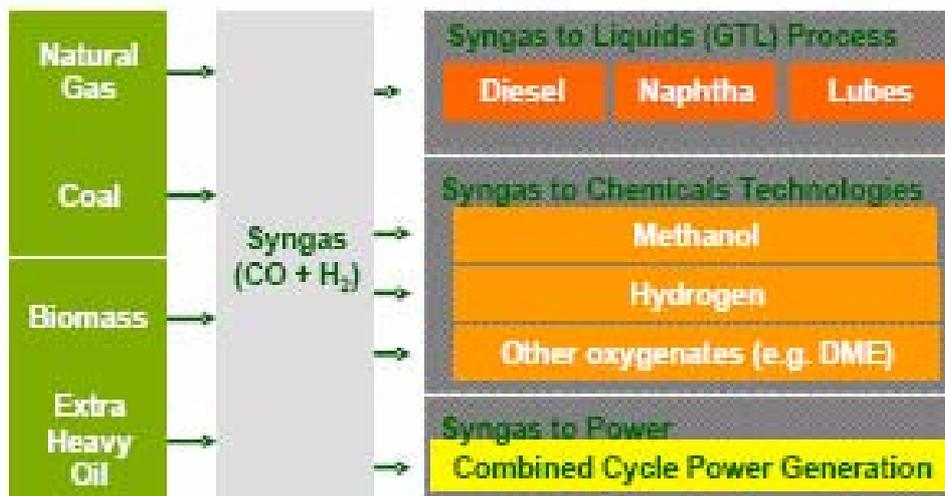
Le début d'un déploiement significatif des technologies de CCS à partir de 2020. Plusieurs options technologiques seraient disponibles résultant des différents projets de démonstration à taille réelle menés lors de la précédente décennie (cf. projets FuturGen (États-Unis), Castor (UE)).

- Nouveaux systèmes de conversion d'énergie

On peut s'interroger à cet horizon sur plusieurs inflexions :

- la mise au point de nouveaux procédés de transformation des énergies primaires fossiles (figure 14),

Figure 14 : Potentiel des procédés multi-entrées/sorties de conversion à base de fossiles



Source : BP

- l'augmentation des systèmes de production décentralisée raccordés aux réseaux. Il est néanmoins nécessaire que les différents systèmes (éolien, solaire, piles à combustibles stationnaires, ...) progressent sur divers plans (coûts, fiabilité, sécurité, etc.) notamment par des effets d'échelle ou de standardisation.

⁴⁴ Source EURELECTRIC, Eurprog juin 2003

- **Transport, priorité aux substituts du pétrole et généralisation des motorisations hybrides.**

Le plafonnement prévisible de la production d'hydrocarbures classiques à l'échéance 2020-2030 et les contraintes des émissions de CO₂ appellent une amélioration de l'efficacité énergétique dans les transports et la diversification significative des sources d'énergie au travers des substituts aux hydrocarbures naturels :

- les hydrocarbures synthétiques (CTL, GTL, BTL),
- l'hydrogène carboné,
- l'électricité au travers de l'hybride rechargeable.

Pour fixer un premier point de repère des ordres de grandeurs de la part des substituts, on peut se reporter au *tableau 19* :

Tableau 19 : Scénarios de substitution aux carburants classiques

	2005 (IFP)	2050 (AIE, <i>Energy Technology Perspectives 2006</i>)			2003-2100 (Source : P.R. Bauquis)			
		Réf. 4,5	MAP 3,7	TECH+ 3,5	2003 2	2012 2,7	2030 3,4	2050 3,8
Consommation des transports (Gtep/an)	1,78							
Hydrocarbures naturels	1,75 (98,1 %)	4,2 (94 %)	3 (81 %)	2 (57 %)	2	2,7	2,8 (82 %)	2 (52 %)
Electricité	1 %	2 %					Hybride rechargeable	
							0,2 (6 %)	0,6 (16 %)
Hydrocarbures conventionnels synthétiques (Fischer-Tropsch gaz et charbon)		0,93 (20 %)	0,3 (8,3 %)	0,28 (8 %)			0,2 (6 %)	0,6 (16 %)
Hydrocarbures conventionnels synthétiques (biocarburants : biodiesel et éthanol)	0,5 %	0,13 (2,8 %)	0,48 (13 %)	0,85 (24 %)				
Hydrogène carboné (synthétiques de 2^e génération)				0,25 (7 %)			0,2 (6 %)	0,6 (16 %)
Charbon (autres)	0,3 %	2 %						
Gaz naturel (autres)		2 %						

Sources : IFP 2005, AIE 2006, P.R. Bauquis 2003

On note que les perspectives pourraient être une part des substituts de l'ordre de 25 % en 2030 et de 40 % à 50 % en 2050.

Deuxième point de repère : l'Advanced energy initiative (AEI) aux États-Unis, au travers de l'Initiative Biofuels définit l'objectif de produire en 2030 un volume de biocarburants équivalent à 30 %⁴⁵ de la consommation de carburants fossiles d'aujourd'hui et de disposer d'éthanol de 2^e génération (biomasse cellulosique) compétitifs à partir de 2012. L'AEI soutient aussi le développement des technologies avancées de batteries et des piles à combustible pour les transports en 2020.

Troisième point de repère : pour l'UE, nous nous reportons aux résultats de la plate-forme technologique Biofuels. Le chiffre qui semble constituer un objectif raisonnable au niveau européen à l'échéance 2020-2030 est de l'ordre de 25 % pour la part des biocarburants : 6 % à 8 % pour les biocarburants de 1^e génération, de 10 % à 12 % pour les biocarburants de 2^e génération et le solde

⁴⁵ 15 % en 2017 selon le dernier discours de l'Union de janvier 2007

provenant de l'importation de biocarburants extrêmement compétitifs⁴⁶ (éthanol brésilien ou huile de palme indonésienne).

La production d'électricité pourrait aussi venir contribuer au transport *via* le développement du véhicule hybride ou électrique (conjointement avec les progrès des batteries) et des énergies renouvelables pour certains auxiliaires (ex. : solaire).

En matière d'efficacité énergétique, un gisement considérable d'économies réside dans la rationalisation des déplacements.

- **Bâtiments : priorité à la réduction des consommations**

Les bâtiments représentent 40 % à 50 % de la consommation d'énergie finale. Les technologies existantes permettraient de réduire la consommation de 50 %.

Sur une consommation annuelle totale d'énergie finale en France de 162 Mtep (industrie, transports, construction, etc.), le bâtiment consomme 70 Mtep (43 %) se répartissant pour environ 2/3 pour le résidentiel et 1/3 pour le tertiaire. Cette part de la consommation se subdivise en 49 Mtep pour le chauffage et 21 Mtep pour les autres besoins (eau chaude sanitaire ; cuisson ; éclairage domestique ; climatisation notamment pour le tertiaire). La réduction des consommations d'énergie des bâtiments existants est un enjeu majeur. On rappelle les objectifs définis dans la proposition PREBAT qui situe les résultats à 2010 et l'horizon 2050 avec des objectifs intermédiaires en 2020.

2010 : disposer de solutions permettant d'atteindre les performances actuelles du neuf lors de réhabilitations lourdes.

2020 : réduire les consommations énergétiques des bâtiments neufs de 40 % par rapport aux constructions actuelles. Prévoir l'augmentation continue des performances requises par la réglementation telle que prévue par le Plan climat.

2050 : viser le bâtiment à énergie positive. Le bâtiment assure alors ses propres besoins et l'énergie non consommée est restituée dans le réseau.

1.5.2.2 Organisation et modes de vie : une dimension locale croissante

L'exigence d'efficacité économique et environnementale va nécessiter d'examiner les changements possibles des modes de vie, de l'organisation de la ville et des processus économiques. Le problème de compatibilité d'une civilisation de plus en plus urbaine avec l'énergie et la pollution est fortement posé dès l'horizon 2020-2030.

En 2030, la population urbaine mondiale atteindra 4,9 Mrds d'habitants, soit 60 % de la population. La croissance démographique se situera dans les villes du sud dont la population doublera de 2 à 4 Mrds (croissance de 2,3 %/an contre 0,4 %/an dans les pays développés). En 2015, 23 villes dépasseront 10 millions d'habitants contre 5 en 1975. Il s'agit donc d'un scénario de croissance urbaine massive. Le type de croissance urbaine des villes du sud dans les 25 prochaines années va déterminer pour longtemps leur consommation énergétique et leurs émissions de gaz à effet de serre. La consommation énergétique des grandes villes est en effet très différente. En particulier, la consommation des transports urbains varie d'un facteur 1 à 10 entre des villes de taille similaire (*figure 15*).

Une croissance de 150 % de l'urbanisation entre 1990 et 2025 conduit en tendancier à une multiplication par 4 de la consommation énergétique et des émissions de CO₂ associés. 40 % du problème se situe en Chine avec environ 800 millions d'habitants dont l'urbanisation est à venir, avec la construction de 30 Mrds de m² dans les 20 prochaines années et une dépense d'énergie 5 fois supérieure par unité de PIB par rapport aux États-Unis, essentiellement fondée sur le charbon.

⁴⁶ Olivier Appert, vice-président de la plateforme Biofuels - colloque IFP, « Energie et pétrole du futur », 6 juin 2006

Figure 15 : Consommation énergétique dans les transports en fonction de la densité de la ville



Source CERNA/ENSPM, *Les défis énergétiques de la croissance urbaine du Sud*

A moyen terme, il est nécessaire d'aller vers des systèmes plus intégrés et plus optimisés de l'utilisation de l'énergie dans les grandes villes.

Les alternatives aux modes d'organisation urbains actuels concernent en particulier, d'une part la logistique des secteurs industrie, transport, habitat, et d'autre part les mécanismes de participation du niveau local à l'optimisation énergétique.

La question énergétique est jusqu'à présent principalement traitée par des systèmes centralisés. L'équilibre offre/demande à l'avenir pourrait passer aussi par des mécanismes plus décentralisés de fabrication d'une offre et d'une demande locales.

En particulier, la question des transports routiers est majeure compte tenu de leur croissance continue et des conséquences en terme de nuisance : congestions, pollution de l'air et de l'atmosphère, emprise sur les territoires, pertes de temps, etc. Certains experts expliquent qu'il faut trouver l'origine de ces difficultés dans le constat d'une mobilité urbaine finalement très subventionnée :

- l'automobile paye peu pour l'usage des infrastructures dont elle provoque la congestion ;
- les transports en commun sont financièrement soutenus pour garder une compétitivité suffisante face à l'automobile.

Cette forte subvention, combinée avec un gradient élevé du prix des terrains, du centre à la périphérie des villes, est une incitation efficace à la dispersion de l'urbanisation.

En contrepartie, il faut néanmoins s'interroger sur la relation entre ce constat et les taxes très élevées affectées aux carburants payés par l'automobiliste. De plus, un coût limité des transports pour les différents agents a souvent été retenu comme facteur favorisant les échanges et donc la croissance de l'économie. Quelles seraient les conséquences d'un choix inverse ?

L'action sur la demande est nécessaire pour modifier la tendance que d'aucun juge préoccupante : augmentation du nombre de véhicules, des trajets routiers, étalement urbain, croissance très faible des transports collectifs. Les solutions peuvent être classées selon quatre concepts comme l'ont montré les travaux du Laboratoire d'économie de transport (LET, Lyon) dans le cadre du PREDIT.

Le recours préférentiel aux organisations et à des processus collectifs de régulation :

- volontarisme technologique ;
- amélioration des processus d'organisation par une transaction politique.

Le recours préférentiel aux marchés et à des incitations individuelles :

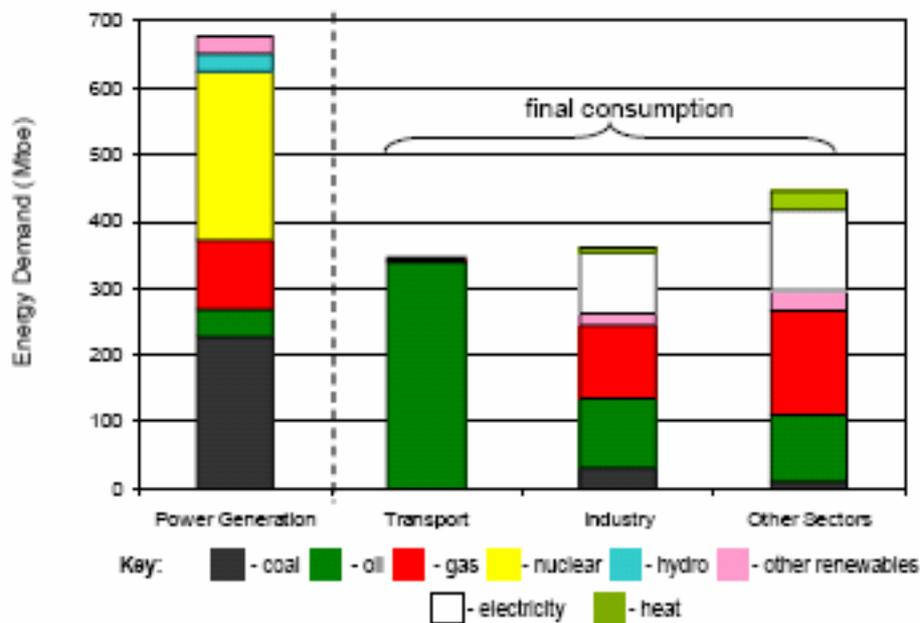
- tarification et prix ;
- rationnement (ex. : péages urbains).

Les responsables politiques agissent souvent avec des structures fixes de la ville. Il faudrait aussi rechercher de nouveaux schémas de transports avec l'idée d'une évolution permanente de la ville, ce qui correspond davantage à la réalité.

1.5.2.3 Un mix énergétique équilibré

C'est à cette échéance de moyen terme qu'on peut constater les premières inflexions sur la structure de consommation du déploiement des technologies économes⁴⁷ et des solutions moins polluantes disponibles aujourd'hui ou à court terme conduisant à un mix diversifié et plus équilibré par secteur (voir figure 16 la situation actuelle, en particulier dans les transports). Mais cela implique la mise en œuvre de politiques claires et continues pour éviter l'effet de « stop and go » que l'on a constaté depuis 1973. Pour y parvenir, les politiques devront s'appuyer sur un couple investissement/risques et veiller à ce que la diversification nécessaire n'entraîne pas la dispersion des moyens (R & D, etc.) réduisant les effets d'échelle sur chaque filière énergétique.

Figure 16 : Consommation finale par secteur dans l'UE-25



Sources : AIE WEO 2004, BP

1.5.2.4 La modification profonde du marché international du pétrole

Elle est liée à la croissance de la demande des pays en développement (PED), à la montée en puissance des pays de l'OPEP et à l'arrivée des substituts. Deux scénarios peuvent être distingués :

- soit l'amélioration des mécanismes de marché par collaboration des acteurs et maintien des équilibres, du contrôle des prix et de la volatilité ;
- soit l'éclatement au profit de relations bilatérales comportant un risque de forte augmentation des prix.

L'arrivée à des niveaux significatifs des substituts aux carburants issus du pétrole par toutes les voies exposées en 1.4.1.2 entraîne une modification importante de la formation du prix sur le marché du pétrole.

Le récent programme américain « Advanced energy initiative » (AEI) montrent les objectifs poursuivis à court et moyen terme. L'AEI a été lancé à la suite de l'Energy policy act du 8 août 2005, par le Président Bush, lors du discours 2006 sur l'Etat de l'Union. Ce programme vise à promouvoir les nouvelles technologies énergétiques pour réduire la dépendance des États-Unis aux hydrocarbures

⁴⁷ Economies d'énergie et efficacité énergétique

importés⁴⁸, protéger l'environnement et stimuler la croissance économique. L'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 avancé, du solaire et de l'éolien. Le volume de réduction estimé de pétrole à l'horizon 2025 correspondrait à environ 5,26 Mb/j (pour 20 Mb/j en 2005).

1.5.2.5 La relance mondiale du nucléaire

Le nucléaire représente 17 % de la production d'électricité dans le monde et 30 % en Europe. C'est à l'échéance 2020-2030, qu'une grande partie des réacteurs arriveront en fin de vie. Compte tenu des besoins considérables en énergie, de la part croissante de l'électricité et des contraintes des émissions, l'option nucléaire s'imposera vraisemblablement dans le renouvellement et le développement des installations de production d'électricité à l'horizon 2020-2030, aux côtés du gaz et du charbon équipés de CCS. Par contre, si le charbon (bien que fortement doté en réserves) n'a pas résolu le problème de la capture et du stockage de CO₂, et que les concentrations se vérifient être alarmantes, le seul recours pour les besoins massifs d'électricité en base deviendrait le nucléaire (cf. 1.4.3.1).

Représentant environ 400 GW produits par 444 réacteurs, le nombre de centrales nucléaires pourrait donc s'accroître sensiblement à moyen et long terme en raison des atouts dont dispose cette source d'énergie.

Quelques points importants caractérisent le nucléaire :

- la technologie nucléaire existante dans les différents pays a été souvent développée dans les années 1970 - 1990 avec un soutien fort de la puissance publique selon des objectifs d'indépendance nationale, à la fois énergétique et industrielle et de compétitivité économique ;
- la compétitivité du nucléaire, comme le montre le cas français, est fortement sensible à l'effet de série ;
- l'introduction de marchés concurrentiels à la production défavorise aujourd'hui les technologies à haute intensité capitalistique : investissement initial élevé, économies d'échelles retardées, insertion plus difficile dans les réseaux.

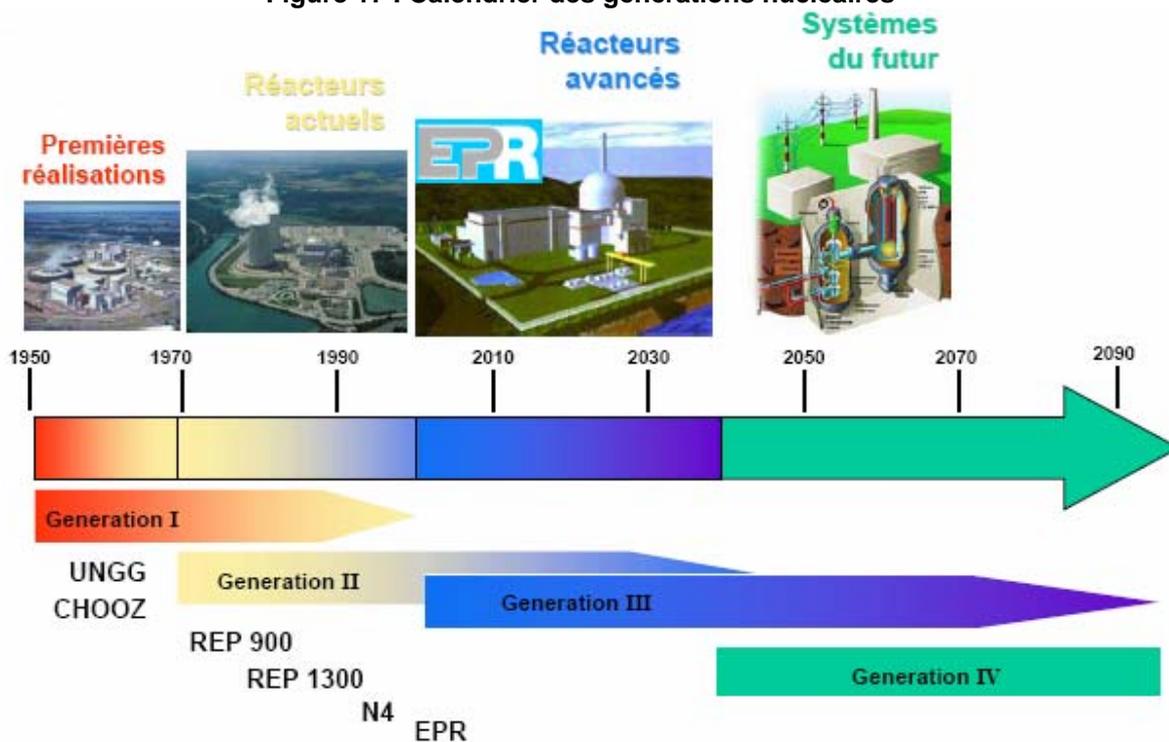
L'évolution dans le temps des différentes générations de réacteurs mérite d'être rappelée (*figure 17*). La période 2020-2030 pourrait être marquée par une relance significative du nucléaire pour répondre aux forts besoins de la croissance énergétique dans les pays en développement et au renouvellement des installations dans les pays développés.

Cette période concerne clairement la prolongation de la durée de vie de la génération II existante et de la diffusion de la génération III. Cette dernière ne représente pas de rupture technologique. Considérant l'ensemble du cycle, elle apporte des améliorations en termes de compétitivité économique (environ -15 % de combustible) et de recyclage plus élevé des déchets (gain de 30 %).

Représentant une véritable rupture, les systèmes de la génération IV ne pourraient guère être déployés industriellement avant 2040. Les prototypes de recherche dans les programmes du Forum international génération IV ne seront en effet pas au point avant 2015-2020.

⁴⁸ En 2005, elles représentent 11,8 Mb/j (215 Mrds \$/an) soit 54 % de la consommation totale contre 23 % en 1970. On notera le poids de 25 Mrds\$ du pétrole dans la balance commerciale déficitaire des Etats-Unis de 64 Mrds\$ en mai 2006

Figure 17 : Calendrier des générations nucléaires



Source : CEA

L'avenir à 2020-2030 laisse entrevoir des perspectives positives permettant à différentes grandes régions, en particulier l'Europe, de lancer, de maintenir ou de développer l'industrie nucléaire et de profiter des avantages de l'électricité nucléaire. Ces perspectives doivent être appréciées au regard des points suivants :

Parmi les conditions :

- promouvoir la standardisation : si les constructeurs entendent encore bénéficier de l'effet de série, il convient qu'ils puissent construire la même centrale partout dans le monde. Un préalable est alors que les règles de sûreté soient le plus possible internationalisées. Il s'agit donc d'amplifier la diffusion des règles de sûreté communes notamment européennes vers les marchés émergents :
- promouvoir l'intégration : les actions les plus économiques se situent d'abord dans la valorisation des unités existantes (durée de vie, disponibilité, puissance). En ce qui concerne l'étape suivante de construction de nouvelles centrales, la tendance récente à l'intégration des marchés (européen et américain) et au rapprochement des producteurs sur ces marchés devrait conférer à la plupart des acteurs présents des perspectives de marché et des capacités financières suffisantes. Celles-ci permettraient de lancer de nouvelles séries de réacteurs nucléaires, sachant que le processus de développement évolutif à partir des réacteurs existants, type EPR, aboutit à un modèle largement compétitif s'il est fabriqué en série d'au moins 10 unités.

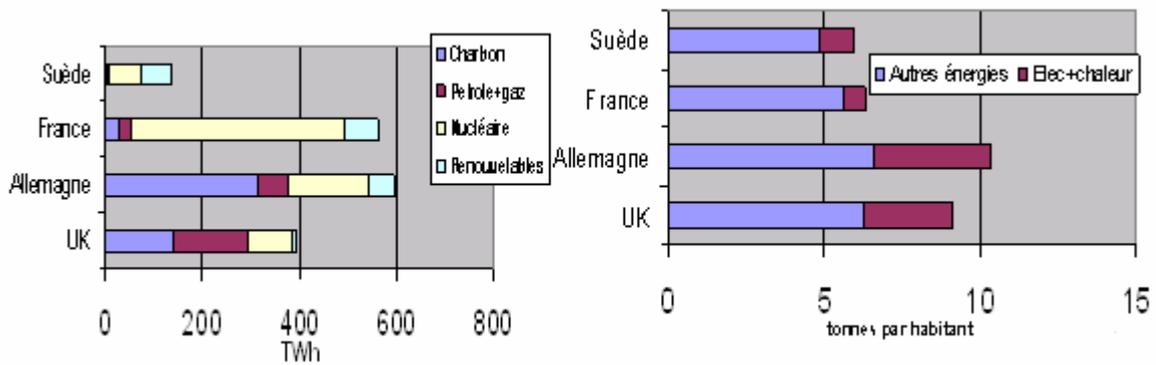
Les conséquences seraient les suivantes :

- *garantie de prix bas et stables de l'électricité* : l'ouverture des marchés européens de l'électricité et du gaz a montré l'importance d'une programmation de long terme suffisante des capacités de production pour garantir un prix compétitif et moins fluctuant de l'électricité dont l'économie a besoin.

Grâce au nucléaire, la France dispose par exemple d'une électricité parmi les moins coûteuses d'Europe. Le choix finlandais a également montré l'avantage du nucléaire sur ce point. Le coût en capital bien plus élevé est en effet compensé par des coûts de combustibles très inférieurs. Par comparaison, un doublement des prix des combustibles se traduit par des coûts de production augmentant de 9 % pour l'électricité nucléaire, 31 % pour les centrales au charbon, et 66 % pour les centrales à gaz.

- *obtention d'un mix électrique décarboné* : le nucléaire peut fortement contribuer à réduire les émissions de CO₂ comme le montre les comparaisons entre quelques pays européens *figure 18*.

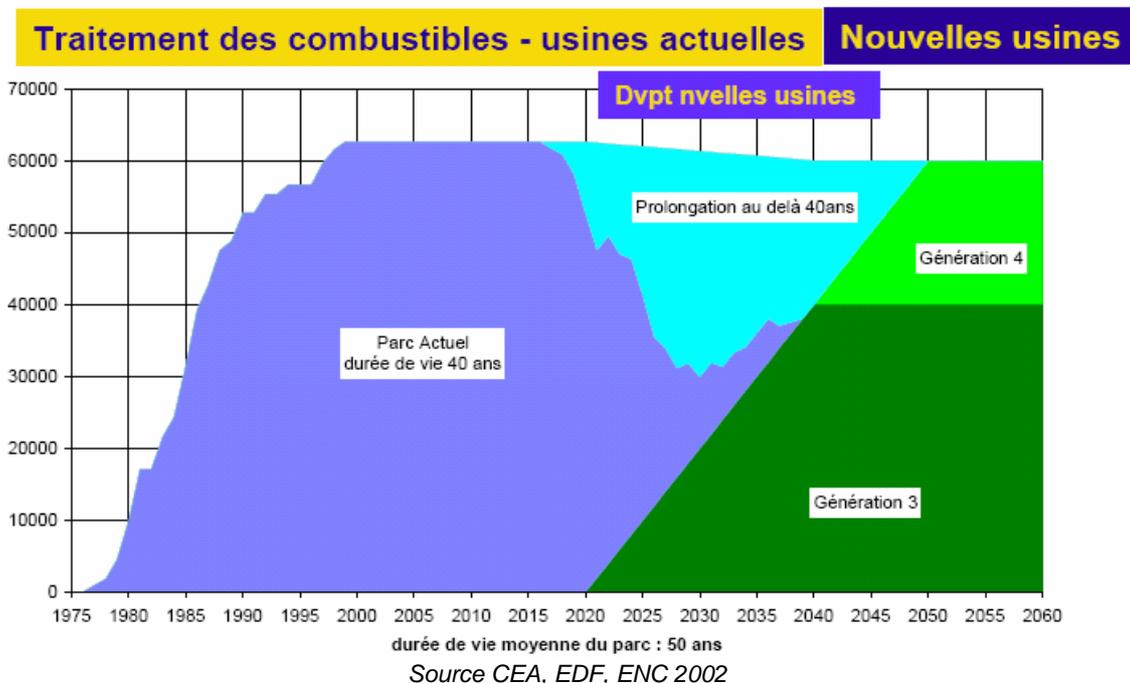
Figure 18 : Structure de la production d'électricité et émission de CO₂ par habitants



Source : EDF

La figure 19 donne la situation des perspectives pour la France.

Figure 19 : Situation de la France : position des trois générations de réacteurs



Source CEA, EDF, ENC 2002

1.5.2.6. Conclusion

La période 2020-2030 devrait voir se concrétiser les débuts significatifs de la transition énergétique dans plusieurs grands secteurs d'utilisation finale ou de transformation de l'énergie, notamment le transport, l'habitat, la ville, la production d'électricité, etc. À cet horizon, un champ d'action important prioritaire est à donner au progrès incrémental (rendement, optimisation des systèmes) améliorant et étendant les possibilités des techniques existantes et ouvrant la voie à différents relais de croissance.

La substitution des sources d'énergie à des niveaux de l'ordre de 20 % à 30 % doit mobiliser les grands secteurs de consommation qui vont aller vers un mix énergétique final plus équilibré. Il s'agit en priorité des transports (biocarburants 2G, véhicule hybride, etc.), de la production électrique (nucléaire 3G, charbon avec CCS, éolien et solaire, procédés de conversion, etc.), de l'organisation des villes et des modes de vie, de l'habitat (rendement des bâtiments existants, énergies renouvelables intégrées au bâti, etc.).

1.5.3 À court terme (horizon 2012) : les économies d'énergie en priorité pour la compétitivité ; la recherche d'un mix énergétique intégrant les dimensions locales et internationales pour préparer le moyen long terme

1.5.3.1 La présence d'un nouveau cycle économique

Les prochaines décennies devraient être marquées par une nouvelle combinaison : croissance forte, demande forte, prix élevés, phénomène général d'accélération.

1.5.3.2 Les économies d'énergie : une priorité absolue

Les principaux résultats de la dernière étude 2004 du Conseil mondial de l'énergie et de l'ADEME⁴⁹ résument le panorama mondial du sujet :

- 1,5 % d'amélioration de l'intensité énergétique au niveau mondial depuis 1980 ;
- Parmi les comparaisons européennes :
 - L'Europe obtient une amélioration de l'intensité énergétique de 0,8 %/an entre 1990 et 2002 mais il n'y a plus de progrès dans le résidentiel depuis 1996 ;
 - avec 11 % d'amélioration de l'efficacité énergétique sur la période 1990-2003, la France se place en 6^e position derrière, l'Irlande, l'Autriche, le Danemark, la Finlande et l'Allemagne.
- La consommation électrique des ménages augmente dans toutes les régions du monde. Elle monte fortement avec des prix bas (< 10 c\$(95)/kWh) et sature rapidement avec des prix de plus en plus élevés ;
- Les réglementations sur les produits de grande diffusion sont de plus en plus harmonisées à cause de la globalisation des marchés ;
- La baisse de l'intensité énergétique mesurée entre 1990 et 2002 est plus rapide dans certaines grandes régions qu'en Europe : États-Unis -1,4 %, Chine -6,2 %, Inde -1,7 %, Europe -0,9 %. Ces régions partent d'un niveau plus élevé ;
- Les valeurs d'intensité énergétique corrigées du pouvoir d'achat réduisent les différences entre les pays ;
- Des variations fortes apparaissent entre les périodes 1990-2000 et 2000-2005 (*tableau 20*).

Entre 1990 et 2005, l'intensité CO₂ baisse ou stagne dans presque toutes les régions. Alors que l'Europe stagne à 0,45 kCO₂/\$, l'Amérique du Nord baisse de 0,75 à 0,56 pour un niveau de richesse un tiers plus élevé.

⁴⁹ Depuis 1992, le Conseil mondial de l'énergie (CME) et l'ADEME ont collaboré au projet commun « Politique et indicateurs d'efficacité énergétique ». L'objectif consistait à suivre et évaluer les politiques d'efficacité énergétique et leurs impacts à travers le monde. Le dernier rapport, publié en août 2004, présente et évalue les politiques d'efficacité énergétique dans 63 pays avec une attention spéciale pour cinq mesures phares :

- réglementation sur l'efficacité minimale des équipements électroménagers,
- fonds innovants pour l'efficacité énergétique,
- accords volontaires/négociés sur l'efficacité énergétique et le CO₂,
- centres locaux d'information sur l'efficacité énergétique,
- paquets de mesures.

En particulier, le rapport identifie les mesures qui sont apparues les plus efficaces, et qui peuvent être recommandées aux pays qui se sont récemment impliqués dans le développement et la mise en œuvre de politiques de maîtrise de la demande énergétique

Tableau 20 : Evolution de l'intensité énergétique finale et de l'intensité CO₂ par région

Régions	Intensité énergétique finale		k CO ₂ /US \$
	1990-2000	2000-2005	
Chine	- 6,5 %	- 0,5 %	1,3 à 0,7
Amérique du Nord	- 1,5 %	- 2,5 %	0,75 à 0,56
Inde	-1,7 %	- 3,5 %	0,43 à 0,38
Europe	-1,2 %	- 0,5 %	0,45 à 0,45
CEI	+ 0,5%	- 5,0 %	1,5 à 1,2
OECD - Asie – Pacifique	+ 0,6 %	- 1,3 %	0,5 à 0,4
Autre Asie	- 0,7 %	- 0,3 %	0,44 à 0,45
Amérique latine	- 0,7 %	+ 0,1 %	0,36 à 0,36
Afrique	+ 0,2 %	- 0,8 %	
Moyen-Orient	+ 1,3 %	+ 0,8 %	0,97 à 1,1
Monde	- 1,7 %	- 1,2 %	

Source : ADEME, CME, 2004

Plusieurs éléments ressortent parmi les voies de progrès :

1. Deux pré-requis :

- la nécessité d'un cadre institutionnel et de lois sur l'efficacité énergétique dans les politiques énergétiques,
- une ou plusieurs agences (deux pays européens sur trois en sont équipés), au niveau central ou local.

2. La relation entre efficacité énergétique et prix de l'énergie ; le signal-prix n'est pas suffisant pour maximiser les économies.

3. La nécessité de raisonner en « paquet » de mesures cohérentes. En Europe, un tiers des efforts ont été obtenus par des politiques de subvention et un tiers par les contraintes de réglementation.

4. Les moyens d'actions :

- l'audit et le benchmark s'avèrent des outils efficaces et de plus en plus utilisés. La réalisation d'une base de données mondiales est en discussion avec l'AIE. L'Europe est en avance sur les audits énergétiques dans les bâtiments et en retard dans l'industrie, par rapport à la moyenne mondiale. L'évaluation révèle que les audits sont coûteux, ce qui invite à associer des aides à cette demande ;
- les compagnies de services énergétiques (ESCO) pour le marché des entreprises ;
- la coordination des politiques et mesures par la normalisation, les labels et l'échange d'informations ;
- les certificats d'économies d'énergie⁵⁰.

L'efficacité énergétique apparaît désormais en premier plan des enjeux dans l'énergie. Il faut mettre l'accent sur de nouveaux objectifs et sur la stratégie pour y parvenir. Les politiques menées en sa faveur pourraient contribuer à augmenter la crédibilité des pays développés dans les négociations internationales post-2012.

L'efficacité énergétique progresse presque partout. Néanmoins les évolutions des cinq dernières années en Chine tranchent avec les grands progrès entre 1990 et 2000.

⁵⁰ On notera les objectifs (France : 55 TWh/3 ans, Italie : 34 TWh/5 ans, Grande-Bretagne : 130 TWh/3 ans).

Le schéma d'obligation d'efficacité énergétique en Grande-Bretagne montre les résultats suivants :

- coût : 690 M Livres ;
- économies d'énergie : 37,7 TWh d'électricité et 53 TWh d'énergie fossile ;
- gains pour les consommateurs : 3,7 Mrd Livres ;
- 50 % des économies ciblées sur les ménages les plus pauvres ;
- gain équivalent sur le kWh : électricité 1,3 p/kWh pour un prix de 6,7 p/kWh ; gaz 0,5 p/kWh pour un prix de 1,7 p/kWh.

(Source : Eoin Lees Energy (2006), « Evaluation of the energy efficiency commitment 2002-2005 », *Report to DEFRA*, février)

Rappelons les priorités d'action : la réglementation thermique des bâtiments, les audits énergétiques et le *benchmarking* (démarche à valoriser à l'échelon communautaire en liaison avec l'AIE), le financement des actions par partenariat public/privé, l'innovation, l'intégration de l'efficacité dans les politiques sectorielles.

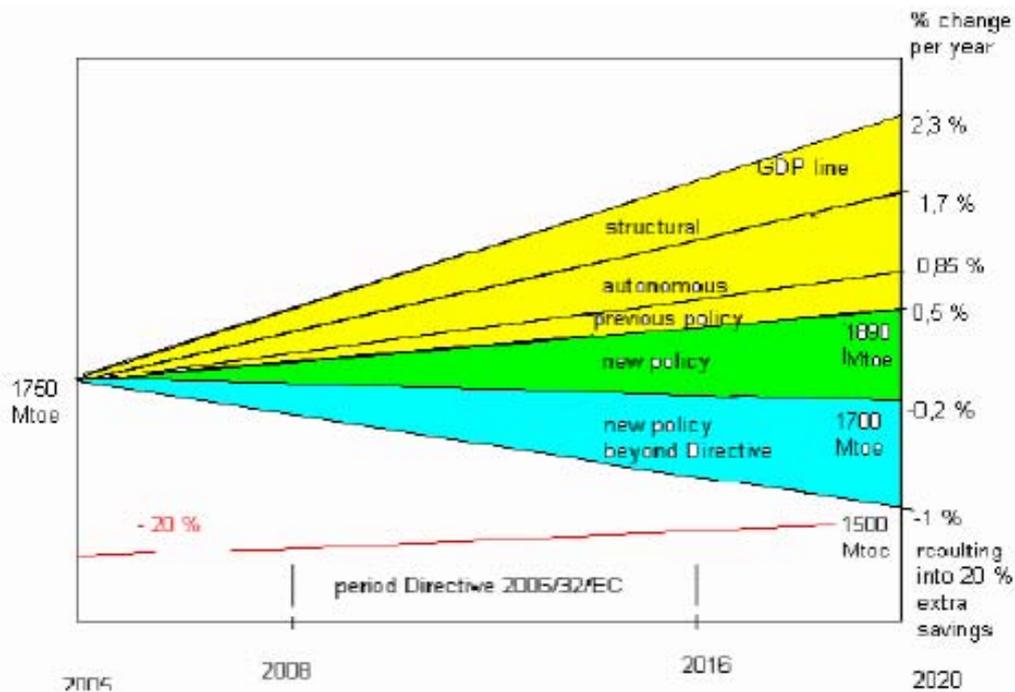
- L'Europe

Les estimations du World energy assessment, (PNUD) de septembre 2000 pour l'Europe de l'Ouest, montrent des économies potentielles de 10 % à 20 % à l'horizon 2010 et de 20 % à 40 % à l'horizon 2020.

Dans le Livre Vert de juin 2005 sur l'efficacité énergétique, la Commission estime le potentiel d'économies de l'UE à 60 Mrds d'euros en 2020, pour un gain d'énergie de 20% ; ce résultat apporterait conjointement 50 % des objectifs de réduction des émissions de CO₂ et la création d'environ 1 million d'emplois. Lors du Conseil de l'énergie du 14 mars 2006, les ministres européens de l'Énergie ont exprimé le vœu que l'Europe devienne le numéro 1 en terme d'efficacité énergétique et d'énergies renouvelables. La moitié du potentiel doit pouvoir être obtenue au travers d'une application rigoureuse des directives actuelles.

La première version du Plan d'actions européen pour l'efficacité énergétique a été publiée le 19 octobre 2006. Ce plan fixe un objectif ambitieux pour 2020, repris dans le paquet énergie du 10 janvier 2007⁵¹ : une baisse supplémentaire de l'efficacité énergétique de -1,5 %/an (linéaire) en plus des évolutions structurelles estimées à -1,8 %/an soit au total -3,3 %/an⁵².

Figure 20 : Amélioration annuelle de l'intensité énergétique



⁵¹ 20 % supplémentaire d'amélioration en 2020 au-delà d'une compensation de l'effet de croissance.

⁵² 1,5 % d'amélioration pour l'énergie primaire venant s'ajouter au 1,8 % de la tendance "statu quo" d'amélioration pour l'intensité énergétique, qui se compose de l'impact, sur l'efficacité énergétique, de la législation communautaire en vigueur (0,35 % par an) ainsi que d'autres effets (0,6 % dû aux changements structurels et 0,85 % dû aux "améliorations indépendantes", comme le remplacement normal du parc technologique par an). L'ensemble de ces améliorations représente une réduction de l'intensité énergétique de 3,3 % par an, ce qui limitera la hausse annuelle moyenne de la consommation d'énergie à 0,5 %, en supposant une croissance annuelle du PIB de 2,3 %. La référence à la directive 2006/32/CE a pour but d'illustrer la cible de 9 % d'économies pour la période 2008-2016. À côté du potentiel d'efficacité énergétique à réaliser au niveau de la consommation, des économies importantes (environ 20 %) peuvent être réalisées en évitant les gaspillages d'énergie pendant la conversion et le transport d'énergie

Dans la loi du 13 juillet 2005, la France a fixé des objectifs à moyen terme : baisse de l'intensité énergétique finale à 2 % par an dès 2015 et à 2,5 % par an d'ici à 2030.

La France se place en 6^e position au dessus de la moyenne européenne avec 11 % de réduction de l'intensité énergétique entre 1990 et 2002. Depuis 1995, l'intensité énergétique baisse de 1,4 %/an (contre 3,1 % entre 1975 et 1985). En augmentant son effort dès l'horizon 2012, on peut estimer que la France pourrait rejoindre progressivement à cette date, une cible d'économies supplémentaires de 5 à 10 Mrds euros/an et le double d'ici 2020.

Alors que les quinze dernières années ont été marquées par un relâchement des efforts en matière d'efficacité énergétique, compte tenu d'un prix faible de l'énergie, les politiques d'économies d'énergie devront à l'avenir redoubler d'intensité. Elles constitueront, en effet, un enjeu majeur pour la compétitivité et pour la réduction des émissions polluantes. Ce constat est désormais quasi unanimement admis au sein de toutes les instances internationales. Mais, la traduction en actions efficaces apparaît difficile tant le système énergétique est devenu varié et complexe, des sources aux usages et aux services énergétiques. Le nombre d'acteurs à impliquer est également très important, en particulier au niveau local.

Les retombées des investissements dans les économies d'énergie profitent à l'ensemble de l'économie car les gains sont réalloués de différentes façons : réduction des importations d'énergie, stimulation de la compétitivité et de la croissance par des progrès sur les procédés, l'amélioration des produits et le développement de nouveaux services autour des usages, innovation technologique, création d'emplois, réduction des coûts sociaux et environnementaux.

• Le Japon

Le vecteur des économies d'énergie et de l'efficacité énergétique apparaît dans les trois priorités de la politique énergétique japonaise caractérisée par les 3E : *Energy security*, *Economic growth* et *Environmental protection*. Les actions en faveur des économies d'énergie décidées en 1997 ont été multipliées et renforcées par une nouvelle loi en 2002.

Le Japon, dont l'efficacité énergétique devance celle de la France d'environ 20 %, a relevé en juin 2004 l'objectif 1998 de baisse de la consommation d'énergie finale à 52 Mtep/an pour maintenir sa consommation d'énergie finale à 320 Mtep en 2010, soit 2,8 %/an en linéaire (la baisse est de 53 Mtep/an en 2002 par rapport à 1990). L'« Energy conservation center » est l'organisme central de pilotage.

Le Japon met principalement l'accent dans l'industrie sur le processus d'évaluation (on compte 70 000 personnes certifiées ou diplômées en efficacité énergétique).

La méthodologie « Top runner » corrige régulièrement la norme en fonction du produit le plus performant. La liste des appareils établie en 1998⁵³ a été fortement élargie en 2002. En 2010, tous les appareils concernés devront respecter la nouvelle norme revue en 2004.

En matière de services, les « Energy service companies » (ESCO) contribuent à la réalisation des économies dans les secteurs industriel, tertiaire et résidentiel sur un marché estimé à 17 Mds de dollars (en 2000, le marché américain des ESCO a été d'environ 2 Mrds de dollars).

Le programme "Top runner" est également appliqué dans l'automobile afin d'améliorer l'efficacité énergétique des véhicules. L'objectif visé est une réduction de consommation de 23 % par rapport au niveau de 1995. Le gouvernement développe également différentes mesures pour la gestion du trafic.

• Les États-Unis

La variation d'intensité énergétique finale aux États-Unis a progressé d'environ 2 % /an entre 1990 et 2002 (UE : 1,2 – Japon : 0,9), partant d'un système initial plus énergivore. 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.

⁵³ Pour le groupe de 1998, les experts considèrent que cette norme sur les appareils permettra d'économiser 90 TWh/an et couvrira 16 % des objectifs de Kyoto

Le seul programme « Energy Star » sur les appareils, désormais de portée internationale au travers de partenariats avec l'Union européenne et le Japon, a permis d'économiser environ 6 Mrds de dollars en 2004.

Mais, les économies d'énergie recouvrent aussi une ambition sociale. Un programme d'assistance aux foyers les plus démunis contribue chaque année à l'amélioration de l'efficacité énergétique de plus de 100 000 foyers et a évalué la réduction moyenne de leur facture d'énergie à 274 dollars par an.

Le Department of Energy (DoE) coopère avec les industries du bâtiment et les équipementiers sur la technologie, sur les pratiques et apporte des financements. L'« Office of hearing and appeals » joue un rôle jugé indispensable de régulateur dans le domaine de l'efficacité énergétique.

La R & D du DoE consacrée à l'efficacité énergétique et les énergies renouvelables est menée au sein de l'EERE (Energy efficiency and renewable energies). L'évolution des budgets est donnée par le tableau 21.

Tableau 21 : Répartition des budgets de R & D du DoE/EERE
En M \$

	2005	2006	Obj. 2007	Remarques et variation 2006-2007
Biomasse et bio-raffineries	87	90	149	+ 65 %
Technologies du bâtiment résidentiel et commercial	65	69	77	1/3 de l'énergie consommée et 2/3 de l'électricité : 240 Mrd \$ + 11,6 %
Distribution d'énergies réparties	59	0	0	Programme transféré à l'office Electricity Distribution and Energy Reliability
Assistance aux opérations d'efficacité énergétique ou d'enr	20	19	17	- 11 %
Technologie pour la géothermie	25	23	0	- 100 %
Technologie pour l'hydrogène	116	155	196	Programme Hydrogène – Fuel initiative (5 ans 1,2 Mrd \$) + 25 %
Hydraulique	5	0,5	0	- 100 %
Technologies industrielles pour l'efficacité énergétique	73	57	45	1/3 de l'énergie est consommée dans l'industrie - 20 %
Energie solaire	84	83	148	+ 78 %
Energie pour les véhicules	161	182	166	- 9 %
Assistance aux foyers démunis pour la maîtrise de l'énergie	325	316	225	- 29 %
Eolien	40	39	44	Evolution < 1 % de la production d'électricité + 12 %
TOTAL	1 234	1 173	1 176	

Source : DoE

1.5.3.3 L'accord post-2012 : enjeu climatique et industriel

La conclusion du rapport « Les enjeux de l'après Kyoto » présenté par le Conseil économique et social le 25 avril 2006, dresse un point de vue de la situation⁵⁴ selon les quatre points suivants :

- l'effet positif de Kyoto est d'avoir posé les jalons d'une nouvelle forme de gouvernance mondiale ;
- le caractère universel de la problématique requiert l'implication des pays en développement dans les objectifs qui seront définis dans le cadre de « l'après Kyoto ». (voir figure 21, en pourcentage des émissions, les pays adhérents à Kyoto) ;
- les mêmes principes sont à envisager au niveau de l'Union européenne. La Commission doit directement et activement être impliquée et les États membres doivent faire preuve d'initiative ;

⁵⁴ Ces propos n'engagent pas le groupe de travail. Le sujet sera débattu lors d'une prochaine réunion du groupe

- la France est un pays sensible à la lutte contre le réchauffement climatique. Du fait de sa position au sein des Nations unies, de sa diplomatie et de son action en faveur du développement des pays les moins avancés, elle est en mesure de jouer un rôle clé pour que les négociations internationales aboutissent à une mobilisation de tous les pays pour la sauvegarde de notre planète et des pays émergents (Chine, Inde).

Le débat est fortement dépendant de la position américaine. La participation des États-Unis est la condition nécessaire qui permettra au sujet du climat d'être pris au sérieux. La prise en compte du risque environnemental pourrait prendre une nouvelle tournure suite à la récente initiative californienne qui s'ajoute aux nombreuses autres initiatives locales dans différents États.

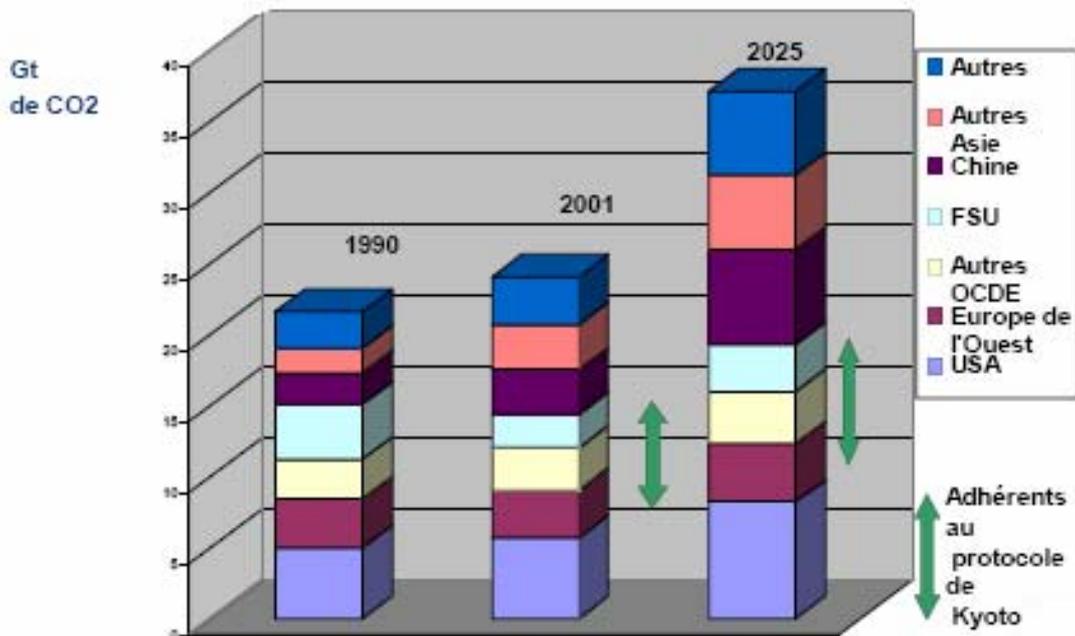
Si l'on fait le pari de l'inversion de la tendance à l'augmentation des émissions vers 2020-2030, alors il faut considérer toutes les opportunités en termes de R & D et de marchés que cela représente. Certains pays auront considéré ainsi la variable CO₂ comme une opportunité alors que d'autres l'auront vue comme une contrainte.

Les technologies réellement disponibles et à la mesure du problème existeront entre 2020 et 2030 et pourront être développées à grande échelle. L'Europe devrait donc plaider pour la mise à plat des perspectives de la technologie, le plus tôt possible au risque de se voir largement devancée par les États-Unis qui misent déjà depuis plusieurs années sur une stratégie technologique de dimension mondiale sur le sujet énergie-environnement.

- **L'enjeu est également industriel**

Comme l'a exprimé le délégué interministériel au Développement durable⁵⁵ : « Nous ne pourrions demander aux pays en plein développement que sont l'Inde et la Chine de réduire leurs émissions de CO₂, si parallèlement on ne leur propose pas des solutions, techniques et financières, pour y parvenir. C'est d'ailleurs ce que les États-Unis commencent à vouloir faire avec le partenariat Asie - Pacifique. Alors qu'ils n'ont même pas ratifié le protocole de Kyoto, les Américains cherchent à vendre leurs futurs savoir-faire et leurs techniques aux pays en développement. Le mécanisme de développement propre sera un des leviers à utiliser. Mais malheureusement il est très insuffisant car ne concernant pas les technologies amont. Il y a donc bien une compétition internationale, qui est une course de vitesse, tout autant qu'une course technologique et industrielle. »

Figure 21 : Evolution des émissions mondiales de CO₂



Source : TOTAL, 2004

⁵⁵ Lors de son intervention à l'inauguration du projet européen CASTOR

Figure 22 : Dispositif du Protocole de Kyoto (Pays dits de l'annexe B)

MtCO ₂	Emissions 1990	Variation effective 2001/1990	Objectif 2008-2012 fixé à Kyoto
Europe des 15	4 200	-2,0%	-8,0%
France	568	0,0%	0,0%
Allemagne	1 213	-18,0%	-21,0%
UK	744	-11,7%	-12,5%
Italie	509	7,2%	-6,5%
USA	6 140	13,0%	-7,0%
Canada	608	18,5%	-6,0%
Russie	3 040	-38,3%	0,0%
Japon	1 187	11,2%	-6,0%

Source UNFCC, TOTAL, 2004

Les dernières études du Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat (GIEC) permettent d'identifier quatre chiffres clés qui serviront de référence aux futures discussions (annexe 2) :

- 2°C d'élévation maximum de température ;
- une concentration limite en CO₂ de 450 ppm (scénario de réduction forte) se substituant à 550 ppm (scénario de réduction moyenne) ;
- l'efficacité énergétique est le facteur clé à améliorer tous azimuts ;
- le coût du changement pour respecter les objectifs est estimé entre 2 % et 5 % PIB.

Extrait de la déclaration franco-allemande sur le climat

« La France et l'Allemagne sont très préoccupées par l'accélération du changement climatique dont les effets se font déjà sentir dans nos deux pays. L'UE doit continuer à jouer un rôle moteur dans la politique climatique internationale et agir afin d'éviter un réchauffement de la planète de plus de 2°C ; nos deux pays s'engageront ensemble en faveur du développement du régime international de protection du climat qui permettra d'atteindre cet objectif. À cet effet, ils s'engageront de manière constructive dans les processus de consultation internationale en ce qui concerne l'avenir du protocole de Kyoto et la convention-cadre sur le climat.

La France et l'Allemagne sont convaincues que le changement climatique ne pourra être maîtrisé qu'en continuant de réduire les émissions de CO₂ dues à l'énergie dans tous les secteurs, et qu'en conséquence, les investissements dans les technologies à fort rendement énergétique et pauvres en émissions, notamment dans le secteur énergétique, ainsi que dans les énergies renouvelables doivent être augmentés. Les mécanismes de flexibilité du protocole de Kyoto jouent un rôle crucial à cet égard, tant au sein de l'UE dans le cadre du système communautaire d'échange de droits d'émission, qu'au plan international, notamment dans le cadre des projets en matière de protection du climat (Mécanisme de mise en œuvre conjointe et de développement propre). Il sera important de renforcer l'efficacité de ces mécanismes comme instrument de protection du climat.

Le problème climatique étant par nature mondial, des efforts conjoints de tous les pays sont nécessaires à l'échelle internationale, y compris des efforts de réduction notablement accrus de tous les pays économiquement plus avancés. La France et l'Allemagne rappellent que dans un cadre futur équilibré et flexible, le groupe des pays industrialisés doit réduire ses émissions de 15 % à 30 % d'ici 2020 et de 60 % à 80 % d'ici 2050 par rapport à 1990. Parallèlement, les deux pays entendent agir, dans le cadre du développement du régime international de protection du climat, en faveur d'une participation réelle de tous les gros émetteurs de gaz à effet de serre et de l'adoption de modalités nouvelles et différenciées pour associer les grands pays en développement et les pays émergents à cet effort. En outre, la France et l'Allemagne considèrent qu'il est important de prendre en compte

dans le régime international de protection du climat les émissions du secteur du transport aérien et la déforestation dans les pays en voie de développement.

Nos deux pays mèneront des projets communs en matière de réduction des émissions de gaz à effet de serre dans les grands pays émergents (Brésil, Chine, Inde), en utilisant le mécanisme de développement (Mécanisme de développement propre) du protocole de Kyoto. »

1.5.3.4 L'émergence d'une politique énergétique européenne

À la suite de la demande des chefs d'États et de gouvernement lors du sommet de Hampton Court et du Conseil européen de la mi-décembre 2005, la Commission européenne a publié, le 8 mars 2006, le Livre vert « Une stratégie européenne pour une énergie sûre, compétitive et durable ». Le mémorandum intitulé « Pour une relance de la politique énergétique européenne dans une perspective de développement durable », présenté le 24 janvier 2006, a constitué la contribution française à la réflexion européenne sur l'élaboration d'une stratégie énergétique pour l'Europe.

Le plan d'action volontariste proposé par l'UE dans le « paquet énergie » du 10 janvier 2007 a pour objectif stratégique de conduire la transformation de l'Europe vers une économie hautement efficace et peu polluante au plan énergétique. Cette transformation est présentée comme une véritable révolution industrielle accélérant le changement vers une croissance sobre en carbone dans les prochaines décennies. L'enjeu est d'atteindre le résultat escompté en assurant conjointement une meilleure compétitivité de l'économie européenne et en limitant le coût des mesures. Les principaux chiffres des objectifs sont résumés dans le *tableau 22*.

Tableau 22 : Objectifs chiffrés proposés par l'UE dans le « paquet énergie » du 10 janvier 2007

	Objectifs de l'UE
Emissions de GES⁵⁶	20 % de réduction d'ici 2020 (base 1990). Un objectif pour les négociations internationales de 30 % de réduction des émissions de GES en 2020 et 50 % en 2050 (soit une réduction de 60 % à 80 % pour les pays développés en 2050).
Economies d'énergie	Réduire la consommation d'énergie primaire de 20 % en 2020, soit une économie d'énergie de 13 % par rapport à 2006 en tenant compte de la croissance (gain estimé de 100 Mrds€ et de 780 MtCO ₂ /an)
Energies renouvelables	20 % du <i>mix</i> énergétique en 2020 (7 % aujourd'hui) ⁵⁷ . Production d'électricité ⁵⁸ à partir de renouvelables : 21 % en 2010.
Transports	Minimum d'incorporation de 10 % ⁵⁹ de biocarburants dans les carburants pour les transports en 2020 (indicatif de 14 %).

Source : UE

On se reportera aux travaux du groupe 4 de la Commission Énergie sur ce sujet.

⁵⁶ Répartition des émissions de GES au niveau européen (2004) : énergie 59 % (charbon 30 %), transport 21 %, agriculture 9 %, industrie 8 %, déchets 3 %.

⁵⁷ Selon l'UE, l'Europe est leader mondial dans les énergies renouvelables avec un chiffre d'affaires de 20 Mrds€. 300 000 personnes sont employées dans ce secteur.

⁵⁸ *Mix* actuel de la production d'électricité : charbon 30 %, gaz 20 %, pétrole 4 %, nucléaire 31 %, énergie renouvelables 14 % + divers (source Eurostat).

⁵⁹ 1 % en 2005, 5,75 % en 2010.

1.5.3.5 Les marchés du pétrole et du gaz sous l'effet croissant d'une nouvelle géopolitique internationale

On se reportera également aux fiches de l'*annexe 4*.

- Une nouvelle géopolitique du marché pétrolier

Le marché mondial du pétrole par lequel transitent plus des deux tiers des échanges a eu pour objectif initial la recherche d'un prix le plus bas possible ; les enjeux de la performance et de la cohésion du marché sont présentés au travers du rôle des principaux acteurs.

- Les États-Unis

Après une longue période de planification centrale et de protectionnisme, l'ouverture en 1978 du marché pétrolier américain a conduit à la formulation d'une politique pétrolière américaine qui s'appuie sur trois principes :

- *libéralisation du marché mondial* dont l'équilibre offre/demande détermine un prix unique révélé par des marchés de court et long terme ;
- *construction du marché* pour créer les conditions d'accès (capitaux, droit des investissements, réformes institutionnelles, diplomatie, traités, etc.) à une offre pétrolière abondante et diversifiée géographiquement ;
- *sécurisation de l'approvisionnement* par la mise en place d'une réserve stratégique, la présence militaire au Moyen-Orient et en Asie centrale et le contrôle des voies de transit maritimes.

Le marché mondial du pétrole est une réalité puissante défendue par les États-Unis car, en principe, il est censé conduire au prix le plus bas du pétrole, les États-Unis usant désormais d'un recours massif et croissant aux importations⁶⁵. Dans cette logique, l'objectif des États-Unis est également de maximiser la production pétrolière hors OPEP⁶⁰.

- L'OPEP

Avec une production d'environ 30 Mb/j, l'Organisation des pays producteurs de pétrole (OPEP) fournit 38 % des besoins mondiaux. De plus en plus sollicitée pour la stabilité des marchés, l'OPEP peine à jouer seule le rôle de régulateur du marché. Sa capacité de production en réserve s'est en effet considérablement restreinte⁶¹ d'où une plus grande volatilité des cours du brut et un pouvoir plus faible à contrer la hausse.

L'OPEP poursuivrait plutôt une politique de prix d'équilibre malgré des tensions en son sein. Mais, la stabilité du marché va aussi réclamer des différents intervenants une coopération accrue pour limiter la volatilité et fiabiliser la formation des prix de long terme : politiques de stockage, taxes et réglementations, échanges d'informations sur les réserves et les capacités de production des pays, prévisions de la demande.

Les prévisions indiquent que la part de la production de l'OPEP augmenterait et se concentrerait sur les pays du Golfe, qui détiennent environ deux tiers des réserves. Or les principaux foyers de tensions géopolitiques se situent aujourd'hui dans cette région. Les crises successives pèsent sur les cours et la volatilité.

⁶⁰ Canada : 16%, Mexique 16,5%, Venezuela (12,3%), Arabie Saoudite 17,8%, Irak (5,2%). L'ex URSS et le Golf de Guinée occupent une place de plus en plus importante. En 2015, l'Afrique centrale devrait fournir 25% des approvisionnements pétroliers contre 16% aujourd'hui

⁶¹ Les surcapacités de l'OPEP, 1 M de barils/jour en 2004, n'ont jamais été aussi tendues (2003 : 2 Mb/j et 2002 : 3,2 Mb/j)

- Le Moyen-Orient

La majorité des réserves en hydrocarbures est concentrée au Moyen-Orient (63 % des réserves mondiales de pétrole et près de 40 % des réserves en gaz naturel). Dans le scénario de référence de l'AIE, cette région doit tripler sa production gazière, devenant ainsi incontournable parmi les exportateurs de gaz. Le développement de l'industrie du GNL (dont le Qatar reste l'acteur principal avec potentiellement l'Iran) constitue également un avantage pour cette région qui jouit d'une parfaite position géographique pour approvisionner l'Inde, le bassin Pacifique ou le bassin Atlantique. En tout état de cause, la dépendance des consommateurs de gaz à la région Moyen-Orient ira croissante. Si des problèmes politiques venaient entraver le développement des exportations de ces pays, les répercussions seraient mondiales.

Parallèlement, la production de pétrole au Moyen-Orient devrait connaître une expansion rapide : elle augmentera de 75 % et la région produira ainsi 44 % du pétrole mondial en 2030, contre 35 % actuellement. La production pétrolière (liquides de gaz naturel compris) devrait passer de 24,6 Mb/j en 2004 à 45,3 Mb/j en 2030.

Or, le Moyen-Orient abrite les plus fortes tensions internationales (guerre civile en Irak, conflit israélo-arabe, crise nucléaire iranienne). La dégradation de la situation en Irak et dernièrement la crise libanaise viennent compliquer la donne dans un Moyen-Orient de plus en plus instable. Dès l'annonce de l'offensive militaire israélienne au Liban, les cours du pétrole ont recommencé à grimper (sur le Nymex, le baril de « light sweet crude » a dépassé les 78 dollars le 13 juillet 2006), même si les pays impliqués ne sont pas des producteurs de pétrole (à l'exception de la Syrie). La restauration des capacités de production irakiennes et les activités de production sont constamment menacées par les conflits inter ethniques et religieux. L'Irak a produit en juillet dernier près de 2,2 Mb/j, soit 300 000 b/j de moins qu'avant le début de la guerre en mars 2003. Le potentiel de l'Irak est estimé à 7 Mb/j. Depuis août 2005, date de la reprise des activités de conversion puis d'enrichissement de l'uranium par l'Iran, la crise du nucléaire iranien fait peser une épée de Damoclès sur les cours du pétrole.

Hormis l'Iran et l'Iraq, la question de la stabilité des autres grands producteurs de la région (Arabie Saoudite : 13,5 % de la production mondiale de pétrole; Koweït : 3,3 %; Emirats Arabe Unis : 3,3 %) ne se pose pas de manière aussi pressante. Cependant, la conjonction de facteurs multiples (crise de succession, soulèvement des chiites, attentats) est susceptible de déstabiliser la production de ces pays.

- La Russie

La Russie a des réserves de gaz et de pétrole importante. L'augmentation de la demande implique de plus en plus la Russie sur la scène énergétique mondiale et lui permet de jouer un nouveau rôle de régulateur de l'Eurasie. Malgré des incertitudes sur le développement de ses réserves, l'Etat russe compte majoritairement sur les produits énergétiques pour le développement économique du pays. L'énergie est un atout majeur entre les mains du gouvernement pour redevenir la puissance internationale qu'a été la Russie. Dans ces buts, le gouvernement a repris le contrôle de l'ensemble du complexe énergétique russe. Le système énergétique russe est très inefficace. L'absence de mesures de maîtrise de l'énergie fait donc craindre pour les possibilités d'exportations de pétrole et de gaz d'ici 2015 compte tenu de l'ampleur des investissements à réaliser.

Avec le pétrole et surtout le gaz, la Russie met en concurrence (dans une participation toutefois limitée) les grandes régions consommatrices (Europe, États-Unis, Japon, Chine, Inde) dans ses programmes de valorisation de nouveaux gisements en Sibérie orientale. Elle cherche à déployer ses entreprises en Asie centrale et dans la Caspienne mais aussi dans d'autres régions au Moyen-Orient et en Afrique du Nord.

- L'Europe

L'Europe comporte quelques pays producteurs importants tels que le Royaume-Uni ou la Norvège. Mais, face à des productions déclinantes, sa dépendance énergétique est amenée à s'accroître : le taux de dépendance énergétique de l'UE est passé de 44 % à 56 % au cours des dix dernières années et pourrait atteindre 70 % en 2030 (81 % pour le seul gaz naturel).

- La Chine

La Chine est devenue le 2^e importateur de pétrole en 2003. La Chine multiplie ses positions pour peser dans le nouveau jeu : prospection tous azimuts, tentatives de rachat de majors pétrolières, présence accrue dans les pays producteurs par des partenariats bilatéraux (Moyen-orient à 50 %, Asie centrale, Russie, Afrique à 22 %, Amérique latine), surveillance militaire des voies d'approvisionnement. Le volume de ses importations devrait doubler à l'horizon 2010. La Chine semble se lancer dans une politique d'accès aux ressources énergétiques qui rentre en opposition frontale avec les politiques des pays industrialisés.

- L'Afrique

Ce continent va jouer un rôle croissant dans la géopolitique des hydrocarbures. Le golfe de Guinée concentre l'essentiel des réserves pétrolières d'Afrique subsaharienne (4,3 % des réserves mondiales). 15 % des importations françaises proviennent de cette région. Premier producteur de pétrole en Afrique sub-saharienne, 10^e producteur mondial et fournisseur privilégié des États-Unis, le Nigéria dispose de 3 % des réserves prouvées mondiales et d'un fort potentiel y compris gazier, essentiellement offshore. Il assure à lui seul près de 8 % de l'approvisionnement du marché mondial du GNL. Environ 30 % de la production est manquante en raison de différents troubles : tensions communautaires, attaques des infrastructures, etc.

- L'Amérique latine

Après avoir ouvert leur secteur des hydrocarbures aux compagnies internationales dans la décennie 1990, les États producteurs (Venezuela⁶², Bolivie, Equateur, Pérou, Argentine) recourent à un nouveau nationalisme économique, qui remet en cause les investissements réalisés au cours des dernières années. Acteur important de l'OPEP, le Venezuela a recentré sa politique énergétique vers le sous-continent latino-américain en promouvant de grandes initiatives en vue d'accroître l'intégration régionale. La nouvelle donne de l'Amérique du Sud pourrait ralentir les investissements étrangers dans le secteur des hydrocarbures ce qui contraindrait la diversification souhaitée des pays occidentaux.

- Un marché et des besoins de sécurité d'approvisionnement face à une série de risques

L'existence d'un marché pétrolier est un *facteur favorable* à la formation du meilleur prix. Le fait que la sécurité d'approvisionnement en pétrole et en gaz soit devenue un enjeu central des politiques énergétiques des grandes régions consommatrices devrait augmenter les canaux d'échanges et contribuer à la fluidité du marché.

Néanmoins, il faut partiellement compter à court terme avec un **risque de fermeture de l'amont** aux compagnies internationales dans de nombreuses régions. Le risque de tension sur la production s'accroît par une double limitation malgré la richesse des ressources : la fermeture ou quasi-fermeture aux investissements internationaux de certains pays et la faiblesse des investissements nationaux (ex. : Mexique, Russie, Venezuela, Iran).

Il faut y ajouter le **risque de conflits** : Moyen-Orient, Nigéria, etc.

Le marché se trouve de plus en plus soumis aux **risques du transport** des hydrocarbures : près d'un tiers du pétrole est transporté chaque jour par des tankers qui empruntent des routes stratégiques et des détroits. Le risque terroriste se focalise aujourd'hui sur les infrastructures et les voies de transport des hydrocarbures, Ormuz, Suez mais aussi Malacca. Ce type d'attaque est cependant peu susceptible d'entraîner une rupture de l'approvisionnement ou des dommages durables à l'industrie des hydrocarbures. Ces attentats ont en revanche un véritable rôle déstabilisateur et contribuent à la volatilité des cours.

La question de l'évacuation des hydrocarbures est particulièrement importante en Asie centrale. L'accès à ces réserves enclavées constitue un véritable enjeu. Historiquement, la Russie occupe une

⁶² 6^e au rang des réserves mondiales avec 77 Mrds de baril, 1^e place mondiale avec les réserves probables de la ceinture de l'Orénoque (235 Mrds de barils)

position centrale dans les réseaux d'exportation des hydrocarbures. La région de la mer Noire avec deux acteurs clés, la Turquie et l'Azerbaïdjan, renforce son rôle de plaque tournante.

À court terme, le risque d'une disparition du marché international est très peu probable. Par contre, les enjeux géopolitiques deviennent déterminants. L'accès à la ressource va donner une place plus importante à la concurrence entre les pays consommateurs et au pouvoir des producteurs. Un nouveau jeu géopolitique s'accélère autour des relations de long terme à établir avec les pays producteurs qui se trouvent en position de force, des accords pour la construction de lourdes infrastructures de transit et des investissements dans l'exploitation des gisements. En conséquence, il faut s'attendre à un rôle accru de la diplomatie.

- **Les particularités du secteur gazier**

Alors que jusqu'à présent, seul le pétrole se négociait au plan mondial, un processus de mondialisation est à l'œuvre dans le secteur gazier porté par le marché du gaz naturel liquéfié en pleine expansion. Les producteurs gaziers auparavant confinés à des débouchés essentiellement régionaux, vont être amenés à effectuer des arbitrages entre les grands pôles mondiaux de consommation (ex. : arbitrage de la Russie entre les trois grands consommateurs que sont l'Europe, l'Amérique et l'Asie).

Pour l'approvisionnement en gaz, la Russie reste incontournable pour l'Europe, comme nous l'a rappelé la crise russo-ukrainienne. L'analyse de cette crise livre plusieurs enseignements :

- l'Ukraine continuera de jouer sur le long terme un rôle clé dans l'acheminement du gaz vers l'Europe, même une fois achevés les différents projets en cours vers l'Europe de capacités supplémentaires (41 Mrds contre 120 Mrds m³ qui transitent par l'Ukraine) ;
- le déficit croissant de l'Ukraine représente un risque pour les pays européens ;
- une prise de conscience par l'Europe de sa vulnérabilité et de la nécessité de garantir collectivement la sécurité énergétique européenne.

Il est nécessaire de revenir sur le rôle croissant du russe Gazprom, première compagnie gazière au monde et grand conglomérat. Gazprom détient 60 % des réserves gazières russes, en assure 90 % de la production et représente 20 % de la production mondiale de gaz. Les objectifs de Gazprom :

- maintenir sa position dominante dans l'approvisionnement européen ;
- investir dans la filière GNL et développer les « swaps gaziers » avec les partenaires euro-méditerranéens ;
- faire l'acquisition d'actifs à l'étranger à hauteur de 20 % de son capital, en particulier dans les pays Baltes, dans les Balkans et en Europe de l'Ouest (transport, stockage, distribution et production électrique). En particulier, Gazprom a fait dès le début des années 1990 son entrée sur le marché allemand par des accords avec Basf et Eon. Gazprom affiche comme objectifs pour 2015 : 10 % du marché français, 20 % du marché britannique. L'accord en cours entre Gazprom et Eni devrait lui permettre de faire son entrée dans la distribution du gaz en Italie et à Eni de participer à l'exploration d'hydrocarbures en Russie.

Récemment, l'annonce d'accords gaziers signés entre la Sonatrach et Gazprom/Lukoïl a ravivé les craintes de constitution d'un cartel des pays exportateurs de gaz. Dans une certaine mesure, on peut dire qu'un cartel existe déjà de manière informelle par des contacts réguliers entre les principaux producteurs (Gazprom, Sonatrach, Statoil et Gasunie) et n'a pas forcément besoin d'un cadre institutionnel pour exister. En outre, à ce stade, un tel cartel serait essentiellement régional (approvisionnement de l'Europe).

- **Sécurité d'approvisionnement en Europe**

Les grands pays consommateurs européens sont fortement importateurs de gaz naturel en provenance de Russie, d'Algérie et de Norvège.

Tableau 23: Principaux pays gaziers importateurs de l'UE

	Gm ³	Fournisseurs
Grande-Bretagne	90	Norvège, GNL
France	50	Norvège, Russie, Algérie, GNL
Allemagne	95	Russie, Norvège
Espagne	30	Algérie, GNL
Italie	85	Algérie, Russie

Cette problématique s'analyse de la façon suivante :

A court terme, il s'agit d'être en mesure de pallier une rupture provenant d'un problème technique ou d'une crise politique. Les modes de prévention :

- la flexibilité des ressources alternatives ; la France a accès à toutes les ressources qui approvisionnent l'Europe,
- le stockage, de l'ordre de 12 Gm³ de volume utile en France⁶³,
- les contrats interruptibles ;

A long terme, il s'agit de garantir des approvisionnements fiables et compétitifs par les actions suivantes :

- diversifier les ressources : 80 % des réserves mondiales sont à des distances économiquement accessibles,
- favoriser les investissements, par un cadre réglementaire stable et clair et des engagements de long terme (contrats d'achat et de réservation de capacités de transport),
- maintenir des relations équilibrées entre producteurs et opérateurs européens. Ils doivent disposer d'une taille et d'une capacité d'achat suffisante pour être crédibles et fiables pour les vendeurs (1 train de GNL c'est 7Mt, soit 10 Gm³, environ 20 % du marché français),
- développer l'accès direct aux ressources pour les opérateurs (pétroliers et gaziers) ;

L'Europe a construit des liens forts avec les pays producteurs de gaz. La relation est caractérisée par une interdépendance forte :

- les producteurs/vendeurs doivent garantir la compétitivité du gaz, toujours en concurrence avec les autres énergies,
- les producteurs ont peu d'alternatives à court terme sur leurs débouchés compte tenu des contraintes d'infrastructures,
- les recettes tirées des exportations de gaz sont souvent vitales pour les économies,
- il existe une concurrence sur l'amont pour autant que l'on ait anticipé une politique de diversification (marché contestable),
- les contrats comportent des engagements de fourniture.

Du fait des diverses interdépendances, il faut constater que jusqu'ici, il y a eu des accords rapides entre les parties. On notera néanmoins des cas récents de coupures qui n'existaient pas auparavant.

- Le cas particulier de la Russie

55% du gaz russe est acheminé vers l'UE (Tableau 24). Les Russes se sont montrés fiables jusqu'ici en terme de relations commerciales ouest européennes.

⁶³ Destiné à assurer la modulation saisonnière été/hiver (à ne pas assimiler avec le stockage stratégique, même si cette capacité donne de la souplesse lors de difficultés d'approvisionnement). Les pays à fort usage de chauffage ont un besoin plus fort de modulation été/hiver

Tableau 24 : Exportations de gaz de la Russie

	2005 (Gm ³)	Part relative 2005 (%)
UE-25	132	57,4
Autres Europe	12	5,1
Turquie	18	7,8
CEI	68	29,6
Total	230	

La Russie peut-elle répondre à sa demande énergétique interne et assurer les besoins des exportations de gaz, voire leur croissance ? Le pays doit faire face à plusieurs enjeux :

- l'amélioration de l'efficacité du système énergétique,
- la relance du nucléaire en substitution du gaz pour la production d'électricité,
- la filialisation du nucléaire russe au sein de Gazprom et les relations avec le marché clé indien semblent indiquer la volonté de la Russie de prendre part à la compétition pour l'énergie nucléaire dans le monde,
- le développement des nouveaux champs sibériens et des infrastructures d'acheminement,
- la sécurisation de la demande de gaz,
- les relations avec les pays d'Asie centrale, à la fois concurrents vers les grands pays consommateurs et fournisseurs du marché russe,
- les relations avec le Moyen-Orient, en particulier l'Iran et le Qatar respectivement détenteurs de 15 % et 14 % des réserves mondiales de gaz,
- les incertitudes du marché européen au regard des alternatives nucléaires et charbon mais aussi du niveau de la croissance économique,
- les alternatives du marché asiatique.

Il y a donc besoin d'un vrai dialogue politique entre l'Europe et la Russie sur les perspectives énergétiques à moyen terme pour, d'une part, sécuriser les approvisionnements et, d'autre part, sécuriser les investissements à l'amont.

L'ensemble des incertitudes sur le gaz induit des difficultés de choix d'investissements aval et amont :

- *incertitude technologique* : la compétitivité des filières va se jouer sur le surcoût environnemental. La production d'électricité à partir du gaz est moins polluante que les meilleures centrales à charbon même d'ici 10 à 20 ans. Le surcoût de dépollution par CCS reste en faveur des centrales à gaz⁶⁴. La différence de compétitivité des filières gaz et charbon est liée au prix du gaz, susceptible de varier beaucoup plus que celui du charbon,
- *incertitude sur le prix* : le prix du gaz est le paramètre majeur qui peut écarter le gaz de la production d'électricité. Le prix est aujourd'hui globalement indexé sur le pétrole mais ce n'est pas le cas aux États-Unis où il existe un marché propre.

On peut toutefois envisager une évolution qui verrait la déconnexion des prix du gaz et du pétrole et la formation d'un marché international autonome, ce qui est favorisé par le GNL.

Par ailleurs, il semblerait que l'on aille plutôt vers un excès de gaz à l'horizon de la prochaine décennie ; 70 Mrds m³ supplémentaires en perspective pour une production d'environ 400 Mrds m³. Le marché américain se réduit. Ceci conduirait à une baisse des prix.

Enfin, l'horizon de 65 ans apparaît court ; la ressource peut-elle être plus longue (par le recourt aux hydrates par exemple) ;

- *incertitudes géopolitiques* : ouverture de l'amont, routes d'approvisionnement, pouvoirs et crises politiques.

⁶⁴ De plus, il est d'ailleurs peu probable qu'il y ait beaucoup de CCS avant 2030.

1.5.3.6 L'augmentation de la R & D pour préparer le long terme

Les pays industrialisés ont très fortement réduit leur effort de recherche dans les technologies énergétiques, réduisant d'autant les possibilités à maîtriser les problèmes environnementaux et la demande croissante d'énergie. En 2000, on observait en moyenne une diminution de 40 % des budgets des 10 pays les plus impliqués, par rapport à 1980.

Tableau 25 : Dépenses de R & D dans l'énergie

Monde	15 Mrd \$ (2001) Soit 2 % R & D mondiale
États-Unis	4 Mrd \$ Soit 1,5 % R & D des États-Unis
Investissement annuel dans l'énergie au niveau mondial	400 Mrd \$
Valeur du système énergétique mondial	12 000 Mrd \$ (sur 46 000 Mrd World economic product)

L'analyse depuis 1970 des investissements publics dans la R & D de l'énergie montre deux phases caractéristiques : une croissance très rapide entre 1974 et 1980 puis un long déclin jusqu'à aujourd'hui.

Tableau 26 : Dépenses publiques mondiales dans la R & D énergie

1974	4 000 M \$
1980	12 400 M \$
1985	10 900 M \$
2002	7 800 M \$

Parmi la dizaine de pays les plus concernés (US, Japon, UK, France, Allemagne, Danemark, Pays-Bas, Italie, Suède, Canada, Espagne), seuls les États-Unis et le Japon ont maintenu leurs efforts entre 1985 et 2003.

En 2003, les investissements publics de ces deux pays dans le R & D énergie représentent respectivement 3 800 M \$ et 3 000 M \$ soit les $\frac{3}{4}$ du total (leur effort a augmenté de 20 % depuis 1990).

Le nucléaire qui représentait les $\frac{3}{4}$ de la R & D sur l'énergie en 1985, avait en 2003 une part ramenée à 50 %. Les recherches vis-à-vis des énergies fossiles, des énergies renouvelables et de la maîtrise de l'énergie ont à l'inverse augmenté leur part.

Recommandations du Conseil mondial de l'énergie (2001)

- Les dépenses de Recherche & Développement & Démonstration (R & D & D) et les transferts de technologies doivent être augmentés dans tous les pays et au niveau international.
- Les priorités doivent aller vers les technologies qui permettent :
 - l'amélioration de l'efficacité énergétique et la gestion de l'énergie finale,
 - la promotion des énergies renouvelables au niveau local,
 - la réponse aux attentes du public concernant l'énergie nucléaire,
 - la séquestration du carbone.
- Les collaborations régionales de R & D & D doivent être encouragées.
- Les États devraient :
 - fournir des données plus détaillées sur la R & D & D,
 - équilibrer la R & D long terme et court terme,
 - obtenir plus d'information de la R & D & D privée,
 - promouvoir l'augmentation des dépenses de R & D & D privée,
 - utiliser les mécanismes de marché pour encourager les énergies renouvelables.

1.5.3.7 Conclusion

À l'horizon 2012, les économies d'énergie sont prioritaires. Elles peuvent contribuer de façon significative à la compétitivité économique (balance commerciale, marges, pouvoir d'achat, technologies et produits associés, emplois), à la réduction de la pollution et des émissions de GES et indirectement à la sécurité d'approvisionnement.

En ce qui concerne les cadres institutionnels, les deux objectifs majeurs sont la contribution à l'élaboration d'une politique européenne de l'énergie et l'accord post-2012 à envisager dans une optique diplomatique et industrielle.

En relation avec la sécurité d'approvisionnement, la dimension géopolitique et les risques des marchés pétroliers et gaziers deviennent des composantes fortes du paysage énergétique. Parmi les conséquences, il faut noter la poursuite des mouvements de recomposition industrielle à l'échelle régionale et mondiale (concentration, internationalisation des entreprises).

L'effort de R & D dans l'énergie qui a beaucoup baissé depuis le début des années 1980, devra retrouver les niveaux à la hauteur des enjeux des décennies à venir.

Une attention nouvelle est à accorder à la normalisation, processus dans la durée, afin de se préparer aux transitions des différents secteurs évoquées dans le scénario 2.

1.6 Recommandations

Les recommandations proposées par le groupe de travail s'articulent autour des trois horizons (décrits en 1.5) qu'elles visent à préparer.

1.6.1 Propositions répondant à l'horizon 1

Pour l'horizon 2050, il s'agit de se préparer à la maîtrise des grands risques climatiques, urbains, écologiques dont les conséquences sont mondiales et dont la gravité serait sans précédent si les scénarios tendanciels se poursuivaient.

Proposition 1 : Dans la perspective des négociations internationales, disposer d'une instance, pôle ou réseau de compétences organisé, capable de conduire les travaux d'analyse et de modélisation des risques majeurs et de développer les outils scientifiques correspondant (s'appuyant notamment sur le calcul économique). La capacité à argumenter sur les coûts et les bénéfices va peser dans les discussions pour convaincre de nombreux pays d'adhérer aux changements à opérer en la matière.

Évaluation des risques et prévention

Il s'agit en particulier d'être capable de modéliser les aléas et les systèmes en danger, pour d'une part estimer les coûts des impacts, et, d'autre part, structurer les parades : les dispositifs de prévention, l'amélioration de la vulnérabilité des systèmes fragiles.

Proposition 2 : Examiner avec une dimension internationale, les synergies industrielles entre le secteur de l'énergie et les autres secteurs. La composante énergie joue en effet un rôle croissant dans différents domaines (climat, eau, urbanisation, agriculture, etc.).

Stratégie industrielle de long terme

Proposition 3 : Il est impératif qu'une valeur significative soit attribuée au carbone notamment pour permettre des évolutions concertées des grands pays. Soit on parvient à s'accorder sur une valeur commune entre les pays du G12, soit les États

Valeur du

carbone

s'engagent à consacrer une part croissante et commune de leur PIB aux efforts correspondants, et qu'ils utilisent par ailleurs et en complément l'arme réglementaire.

1.6.2 Propositions répondant à l'horizon 2

L'horizon 2020-2030 verra se concrétiser les débuts significatifs d'une transition énergétique dans plusieurs grands secteurs d'utilisation finale ou de transformation de l'énergie. Pour y arriver, cela nécessite qu'une masse critique de décisions soit prise dans les dix prochaines années.

Il s'agit de préparer les mutations majeures que vont connaître ces grands secteurs, notamment le transport, l'habitat, la ville, la production d'électricité, etc.

Il est peu probable que des ruptures technologiques interviennent. Par contre un champ d'action important prioritaire est à donner au progrès incrémental améliorant et étendant les possibilités des techniques existantes (compétitivité) et ouvrant la voie à différents relais de croissance.

On note les points caractéristiques suivants :

- l'objectif accru d'obtention de meilleurs rendements énergétiques,
- l'organisation, la rationalisation des systèmes et l'adaptation des modes de vie, où l'énergie intervient de façon majeure, avec l'utilisation des techniques existantes, disposent d'un grand espace d'intervention, permettant là aussi d'optimiser l'existant,
- la substitution partielle des sources d'énergie va concerner les grands secteurs qui vont aller vers un *mix* énergétique final plus équilibré. Il s'agit en priorité des transports (biocarburants 2G, véhicule électrique, etc.), de la production électrique (nucléaire 3G, charbon avec CCS, éolien et solaire, etc.), de l'organisation des villes et des modes de vie, de l'habitat (rendement des bâtiments existants, énergies renouvelables, etc.).

La difficulté sera d'intégrer la dimension mondiale dans la conception des produits. La normalisation et les perspectives de la standardisation pour réduire les coûts et développer les marchés seront des éléments majeurs.

Proposition 4 :

Veille stratégique et stratégies sectorielles

Renforcer la réflexion stratégique sectorielle et intersectorielle pour préparer la place de la recherche et de l'industrie française dans les différents grands marchés énergétiques futurs :

Au niveau de l'Etat, renforcer le niveau stratégique transverse de veille stratégique internationale de l'énergie et d'analyse des marchés dont la mission serait de comprendre les enjeux et clarifier les besoins futurs de grands secteurs d'application de l'énergie (bâtiments, transports, services énergétiques, etc.).

Proposition 5 :

Stratégie technologique

Contrairement aux États-Unis et au Japon, ni l'Europe, ni la France n'ont eu jusqu'ici la souplesse suffisante pour réellement évaluer les progrès quasi certains et les progrès possibles d'ici 2025.

Deux évaluations pourraient être demandées d'ici 2010 l'une à l'administration, l'autre à une instance neutre comme l'Académie des technologies pour donner lieu à rapport. De même conviendrait-il qu'à l'instar de ce qu'à fait l'administration américaine (DoE), un tableau des perspectives technologiques soit bien clairement établi. Enfin ces évaluations gagneraient à être complétées par une évaluation par l'OPCEST des politiques conduites aux États-Unis et au Japon.

Ces évaluations technologiques devraient tenir compte du cadre de coopérations internationales notamment européennes, et associer étroitement les industriels.

Proposition 6 : Lancer plusieurs initiatives dans les secteurs en transition pour développer les coopérations bilatérales et multilatérales. L'organisme en charge de ces programmes aurait pour mission d'aider à l'amorçage des projets internationaux dans les grands secteurs d'applications de l'énergie et contribuerait à fédérer les acteurs industriels et de la recherche.

Coopération internationale

On se reportera notamment à l'exemple de l'initiative américaine I-NERI lancé en 2001⁶⁵, relatif au secteur nucléaire.

Proposition 7 : Examiner de nouveaux modèles d'organisation de la société urbaine dans le but de réduire les flux énergivores issus de la globalisation au profit de modes de fonctionnement centrés sur le local, les cycles fermés, les circuits courts, les implantations plus denses, etc.

Organisation et modes de vie

Développer les expérimentations et préparer les produits en tenant compte des données du problème au niveau mondial.

Proposition 8 : Promouvoir le débat européen sur le nucléaire. Augmenter le ratio des énergies non fossiles dans le mix européen d'au moins 15 %, par rapport au scénario tendanciel du Livre Vert, pour l'horizon 2020-2030.

Nucléaire

L'Europe gagnerait à avoir des positions beaucoup plus ouvertes sur le nucléaire. Notamment, cela permettrait d'éviter de se montrer exagérément en position de faiblesse dans le gaz.

Proposition 9 : Préparer la mise en place des filières professionnelles et le renouvellement des compétences métiers.

Gestion des compétences

1.6.3 Propositions répondant à l'horizon 3

A l'horizon 2012, les économies d'énergie sont prioritaires. Elles peuvent contribuer de façon significative à l'objectif triple suivant : la compétitivité économique (balance commerciale, marges, pouvoir d'achat, technologies et produits associés, emplois), la réduction de la pollution et des émissions de GES et indirectement la sécurité d'approvisionnement.

En ce qui concerne le cadre institutionnel, les deux objectifs majeurs sont la contribution à l'élaboration d'une politique européenne de l'énergie et l'accord post-2012.

Ces trois objectifs ont un caractère d'urgence dans un nouveau contexte énergétique et une concurrence mondiale qui s'amplifie.

L'effort de R & D dans l'énergie devra retrouver un niveau à la hauteur des enjeux des décennies à venir.

⁶⁵ Le PCAST (Program committee of advisors on science and technology) avait recommandé que le DOE revigore la R & D nucléaire au travers d'une nouvelle initiative destinée à en lever les principaux verrous. En 2001, est lancé l'initiative I-NERI (International Nuclear Energy Research Initiative). Ce programme a pour vocation de développer les coopérations bilatérales et multilatérales. On note les accords suivants :

- en 2002 : Corée, France, Consortium NRC –OCDE regroupant une dizaine de pays. En 2003 : U.E, Brésil, Canada, Japon. En 2005, nouveaux accords avec le Japon, la Corée, le Brésil. En projet, l'Afrique du Sud, l'Angleterre, NERI intervient désormais depuis 2005 en support des programmes plus ciblés suivants :

- Génération IV : réacteurs rapides ;

- AFCI : cycle de combustible, sûr, non proliférant, formé, non polluant ;

- NHI : démonstration de viabilité économique de la production d'hydrogène à partir du nucléaire, dans une vision d'une économie non polluante de l'hydrogène ;

- entre 1999 et 2004, 110 M \$ ont été accordés à 93 projets (répartition des fonds université 32 %, laboratoires nationaux 47 %, industrie 21 %) ;

- en 2005, 32 M \$ ont été alloués à 59 projets répartis budgétairement entre Gen IV (11,8 M \$, (35 %), NHI 4,5 M \$ (15 %), AFCI 16,1 M \$ (50 %)

Les risques géopolitiques sont une nouvelle dimension des marchés du gaz et du pétrole. Ils nécessitent vigilance et stratégie en matière de diplomatie et de recomposition industrielle.

Une attention importante doit être portée à la normalisation, processus dans la durée, dans le but de se préparer aux transitions des différents secteurs dans le scénario 2.

Proposition 10 : S'atteler à un objectif d'économie d'énergie qui nous permette de : rejoindre les meilleurs en 2012, ceci par une triple stratégie : participative, d'incitation/évaluation et technologique/industrielle.

Transition dans la stratégie d'économies d'énergie

Définir des objectifs plus ambitieux jalonnés d'ici 2012 pour la France afin d'atteindre une baisse de 3%/an de l'intensité énergétique en 2012. Intégrer dans la stratégie la dimension internationale.

Cette stratégie vient à l'appui du facteur 4 de réduction de nos émissions de gaz à effet de serre d'ici 2050, qui s'intègre elle-même dans la stratégie internationale de très probable division par 4 des émissions des pays industrialisés.

L'intérêt à court terme est *budgétaire* (commerce extérieur, compétitivité), *technologique* (technologies de base, R & D produits), *industriel* (perspective de marchés internationaux), *social* (emplois, pouvoir d'achat).⁶⁶

Proposition 11 : Bâtir une stratégie pour le post-2012 passe par la définition d'un régime qui préserve les instruments de marché du carbone, afin de conserver la notion de signal-prix sur le carbone, qui doit inciter à une transformation la plus rapide possible de nos économies vers des économies sobres en carbone :

Stratégie européenne post-2012

- la France doit davantage montrer les possibilités des nouvelles technologies et s'en servir comme arguments dans les discussions avec les autres pays ;
- elle doit considérer les besoins dans le monde et pas seulement ceux de la France ;
- elle doit enfin promouvoir une politique européenne climat-efficacité énergétique à destination des pays en développement.

Proposition 12 : Considérer comme une priorité la R & D sur les économies d'énergie et sur les centrales à charbon, qui pourrait réduire d'un facteur 2 les émissions de CO₂ par rapport aux performances actuelles.

Stratégie technologique

Cette stratégie technologique doit être définie en cohérence avec les actions européennes et de concert avec les industriels (notamment, il s'agit de promouvoir et de soutenir des projets de démonstration de CCS à grande échelle).

On se devra donc également de considérer que cette question comme celle du nucléaire, sera critique dans les négociations post-2012 avec l'Inde et la Chine.

Proposition 13 : Promouvoir et renforcer via l'échelon européen, les actions de normalisation à l'échelle internationale dans de nombreux domaines : sûreté nucléaire, réglementation thermique des bâtiments, produits économes et non polluants, etc. Durcir la réglementation vis-à-vis des matériels importés en termes de consommation et d'émissions.

Normalisation

⁶⁶ La stratégie devra être conçue afin que l'effort soit maintenu dans la durée ; l'Europe donne un objectif à 2020. Sur un horizon de long terme (2050), il faut préparer les technologies de base (nanotechnologies, miniaturisation, etc.) et les ruptures organisationnelles (recyclage, changements de société, etc.) susceptibles de conduire à des économies structurelles dont le potentiel est très large

Proposition 14 : Dans le cadre de la construction de la stratégie européenne de l'énergie, s'appuyer sur les axes suivants pour solidifier la dimension européenne : le climat qui peut être fédérateur ; la maîtrise de l'énergie qui n'est pas conflictuelle.

Axes pour la construction européenne

Promouvoir la mise en place d'une analyse prospective à moyen terme de l'offre et de la demande d'énergie.

Proposition 15 : Améliorer la prise en compte des risques de nature géopolitique concernant les marchés pétrolier et gazier, par une meilleure articulation entre analyse diplomatique et réflexion sur les stratégies industrielles, portant notamment sur :

Diplomatie et stratégie industrielle

- la montée en puissance de la demande et l'accès aux sources ;
- l'affirmation des pays producteurs, les nationalisations, l'énergie comme vecteur de puissance sur la scène internationale ;
- l'effet déstabilisateur des crises internationales ;
- les risques liés à la production et au transport des hydrocarbures.

2. Annexes

ANNEXE 1 : INTERVENTIONS ET DOCUMENTS DES MEMBRES DU GROUPE

- Antolini André, Guignard André, *Perspectives des énergies renouvelables*, 12 octobre 2006
- Appert Olivier, *Les perspectives de l'offre et de la demande de matières premières énergétiques dans les 40 ans à venir. Note de cadrage du groupe de travail*, 19 juin 2006
- Bauquis Pierre-René, *Réserves d'hydrocarbures*, 23 octobre 2006
- Bamberger Yves, *Éco-efficacité énergétique : les innovations dans les bâtiments, l'industrie et les transports*, 22 février 2007
- Bosseboeuf Didier, *Efficacité énergétique : comparaisons internationales, indicateurs et politiques*, 10 novembre 2006
- Bouttes Jean-Paul, *Production d'électricité dans le monde*, 28 septembre 2006
- Bucaille Alain, *Les enjeux du nucléaire dans le monde*, 11 décembre 2006
- Cornot-Gandolphe Sylvie, *Réserves de charbon*, 28 septembre 2006
- Coupin Yves, *Réserves d'uranium*, 12 octobre 2006
- Dron Dominique, *Les impacts du climat sur les perspectives énergétiques : risques directs et dérivés*, 5 septembre 2006
- Dupraz Bertrand, *Estimation du coût de la production nucléaire*, 11 décembre 2006
- Hug Frédéric, *Services énergétiques, cogénération et réseaux de chaleur*, 22 février 2006
- Lamy Jean, *Paquet énergie européen du 10 janvier 2007*, 18 janvier 2007
- Mandil Claude, *Scénarios de l'AIE, WEO 2006*, 23 octobre 2006.
- Martin Yves, *Mobilité et urbanisme, quelle demande de transport ?*, 31 janvier 2007
- Mocilnikar Antoine-Tristan, *Les données sur les évolutions climatiques*, 5 septembre 2006
- Moncomble Jean-Eudes, *Scénarios du Conseil mondial de l'énergie*, 28 septembre 2006
- Lapouge Jacques, *Les risques géopolitique dans l'énergie*, 5 septembre 2006
- Lavergne Richard, *Rétrospective des prospectives énergétiques*, 3 juillet 2006
- Pouliquen Hervé, *Comparaison de scénarios à 2050, diaporama*, 3 juillet 2006
- Pouliquen Hervé, *Compte-rendus des réunions du groupe de travail, - 3 juillet 2006, Scénarios énergétiques, - 5 septembre 2006, Géopolitique de l'énergie, - 28 septembre 2006, Réserves, - 12 et 23 octobre 2006, Offre d'énergie*
- Pouliquen Hervé, *Introduction aux scénarios offre/demande de long terme. Scénario trajectoire 550 ppm du WBCSD*, 30 juin 2006
- Pouliquen Hervé, *Synthèse sur les recommandations des rapports récents relatifs à l'énergie*, septembre 2006
- Rech Olivier, *Dynamiques internes de la consommation d'énergie*, 3 juillet 2006
- Rech Olivier, *Compte-rendu de l'entretien avec E. Todd, une grille de lecture sociologique pour éclairer la géopolitique de l'énergie*, 29 août 2006
- Rech Olivier, *Le prix du pétrole et des autres énergies fossiles dans le futur*, 25 septembre 2006
- Roy Claude, *Les enjeux de la biomasse, diaporama*, 10 novembre 2006
- Sire Didier, *Les perspectives du gaz naturel*, 31 janvier 2007
- Wiscart Frédéric, *Scénarios de l'offre de production électrique*, septembre 2006

> ANNEXE 2 : LE PRIX DU PETROLE ET DES AUTRES ENERGIES FOSSILES DANS LE FUTUR - ÉLÉMENTS DE REFLEXION

Olivier Rech, Institut français du pétrole

La prévision du prix dans le passé : du constat d'échec à l'absence d'incitation

Après les chocs de la décennie soixante-dix et le contre-choc de 1986, la question du prix du pétrole et de l'énergie a été reléguée au second plan pendant une quinzaine d'années dans un contexte d'offre abondante et de croissance modérée de la demande.

Les échecs répétés et récurrents de modélisation du prix du pétrole au début de la décennie quatre-vingt ont en outre amené à considérer, dans le cadre des grands exercices de prévision énergétique, la variable prix comme exogène ; les équilibres offre / demande étant modélisés en cohérence avec l'hypothèse de prix.

L'envolée du prix du pétrole depuis 2003 à des niveaux qui soulèvent encore des réactions d'incrédulité marque le retour de la problématique de la formation des prix dans le champ de la prospective.

Les scénarios existants : pas de ligne directrice claire

En dépit de l'existence ancienne de références théoriques telles que la loi de Hotelling, l'intérêt renouvelé pour la formation et l'évolution des prix des matières premières non renouvelables s'appuie sur un faible corpus de connaissances et de certitudes, aucune technique n'ayant jusqu'à présent fait ses preuves en matière de prévision.

De fait, rares sont les travaux de prévision ou de prospective incluant explicitement et de façon argumentée un sentier d'évolution du prix du pétrole, quel que soit l'horizon de temps retenu.

Parmi les références internationales les plus récentes, citons le *World Energy Outlook* de l'AIE, le *International Energy Outlook* du Département américain de l'énergie, les scénarios construits par la compagnie pétrolière SHELL, les prévisions de la société de conseil PEL. Le point commun à ces différents scénarios de prix du pétrole, synthétisés dans le tableau ci-dessous, réside dans leur caractère exogène.

Scénarios de prix du pétrole	2010	2015	2020	2025	2030
AIE – WEO 2004 (\$2000)	22	-	26	-	29
DOE – IEO 2005 (\$2004)	34	37	39	40	-
DOE – IEO 2006 (\$2004)	47	48	51	54	57
SHELL (\$2000) ⁶⁷	17	35	25		
PEL (\$2005) ⁶⁸	49	49	51	52	-

De l'examen et de la comparaison de ces scénarios émergent les conclusions suivantes :

- les valeurs futures sont assez étroitement corrélées au prix prévalant à la date de réalisation du scénario. En cela, toute projection serait en premier

⁶⁷ *Global scenarios to 2020*, SHELL, 2001

⁶⁸ *World long term oil and energy outlook*, may 2005

lieu une réplique du présent

- à l'exception du scénario SHELL datant de 2001, le caractère cyclique à moyen / long terme du prix du pétrole est ignoré. Il convient toutefois d'ajouter que l'exercice de prospective de SHELL postérieur⁶⁹ à celui de 2001 fait de nouveau l'impasse sur un scénario quantifié de prix du baril, avec un implicite d'impuissance et de renoncement
- quel que soit le point de départ de la projection, deux sentiers types se dégagent : hausse tendancielle (AIE et DOE) ou simple valeur plancher considérée comme soutenable (PEL)
- la révision par le DOE, entre les éditions 2005 et 2006 du IEO, du scénario de prix du baril de l'ordre de 13\$ environ sur toute la période de projection illustre le caractère hautement volatil de l'exercice et la sur pondération systématique des conditions présentes⁷⁰

La construction d'un scénario de prix des énergies fossiles à moyen / long terme nécessite de faire la part des éléments de certitude et d'incertitude propres à chacune des énergies et en évaluer l'impact sur la formation du prix. La nature et la stabilité du lien entre prix du pétrole et prix des autres énergies constitue un point clé.

*Pétrole : du
besoin
irrépressible de
mobilité...*

Pétrole

Le développement du marché pétrolier suit une trajectoire impulsée par les chocs des années soixante-dix. Le repli de la consommation sur les secteurs quasi ou totalement captifs que sont les transports et la pétrochimie s'est accentué au cours des trois dernières décennies. La poursuite de ce phénomène ne fait l'objet d'aucune controverse. Le pétrole est et sera de plus en plus en tendance l'énergie des transports. Les implications en sont lourdes : le potentiel de développement des pays hors OCDE, en particulier en Asie, se traduit déjà par une forte demande de transport individuel. Ce seul phénomène est à même d'assurer une croissance régulière du marché pétrolier sur plusieurs décennies.

La forte demande de carburants pétroliers sera a contrario modérée simultanément par :

- le développement de la filière biomasse (bioéthanol et biodiesel). Certaines contraintes de concurrence avec les usages alimentaires doivent d'ores et déjà être envisagées mais le saut technologique vers le potentiel associé à la mise en valeur des ressources ligno-cellulosiques est colossal et permet d'envisager une substitution importante aux carburants fossiles au-delà de 2020.
- la diffusion d'innovations technologiques telles que les motorisations hybrides
- les autres carburants alternatifs (GPL, GNV) mais qui ne contribueront que très marginalement à la satisfaction de la demande mondiale. La pile à combustible embarquée pourrait connaître une phase commerciale vers la fin de l'horizon de temps considéré (2050) mais ne sera donc pas en mesure de peser sur l'équilibre pétrolier mondial.

Une innovation technologique majeure, synonyme de rupture, ne peut être exclue, tant au niveau des motorisations que des processus des différentes filières énergétiques. Mais aucune rupture n'interviendra dans le rythme de diffusion de cette innovation : le renouvellement du stock de capital (parc automobile, capacités

⁶⁹ *Global scenarios to 2025*, SHELL, 2005

⁷⁰ De source officielle, l'AIE dans sa prochaine livraison du WEO (novembre 2006) révisé également son scénario de prix du pétrole d'environ 10\$ / baril sur la période de projection 2005-2030.

de production, infrastructures de stockage et distribution) n'est pas envisageable en moins d'une vingtaine d'années.

La sensibilité du consommateur au prix final constitue une question récurrente et largement débattue dans la littérature. Contrairement à une opinion assez largement répandue, l'élasticité prix de la demande du secteur des transports n'est pas nulle, particulièrement à long terme, quel que soit le niveau de revenu. Le potentiel d'ajustement lié au seul facteur comportemental est loin d'être épuisé, surtout si, comme cela est déjà amorcé en Europe et au Japon, l'offre des constructeurs automobiles accompagne ce mouvement.

La controverse la plus vive concerne l'impact du prix du pétrole sur la croissance économique. Les tenants, tel Hamilton, d'une vulnérabilité systémique et permanente de l'économie mondiale au prix du baril ont en général ignoré dans leur analyse historique des facteurs aussi prédominants que les politiques monétaires et l'état réel du cycle économique. L'effet négatif du prix du pétrole sur la croissance économique des pays développés a été surestimé pour la période des années soixante-dix et s'est par la suite trouvé très amoindri, tout au moins aux niveaux observés jusqu'à présent.

... aux défis d'un approvisionnement continu...

Si des tendances fermes, aussi bien technologiques qu'économiques, se dessinent en matière de demande pétrolière, une incertitude majeure affecte la chaîne des approvisionnements. L'activité du raffinage n'est pas concernée en premier lieu. Si le nombre d'unités d'hydrocraquage doit augmenter pour accompagner la tendance lourde en matière de quantité et de qualité des carburants, on observe que les capacités de production existantes ont été adaptées de façon continue depuis plusieurs décennies à l'évolution de la structure de la consommation finale et des normes des carburants, quel que soit le contexte économique, certes favorable depuis les années 2000 mais très déprimé au cours des vingt années précédentes. Si un début de plafonnement des consommations dans les pays les plus développés est perceptible et ne justifie plus de capacités de distillation additionnelles, les régions Asie / Pacifique et Moyen-Orient voient la multiplication de projets significatifs synonymes d'expansion des capacités en cohérence avec l'évolution attendue de la demande.

L'incertitude maximale concerne le secteur amont de l'industrie pétrolière. Il est désormais acquis que la production de brut conventionnel des pays producteurs hors OPEP vit ses dernières années de croissance. Certes, la faiblesse des taux de récupération caractéristique des gisements d'huile permet d'envisager des progrès non négligeables du fait de la marche endogène du progrès technique et des efforts permanents de recherche. L'élasticité prix de la production hors OPEP est toujours positive mais très déclinante : le facteur prix ne paraît plus de nature à contrebalancer l'effet de la déplétion des bassins les plus matures.

Le plafonnement de la production hors OPEP est partiellement compensé depuis une dizaine d'années par l'arrivée sur le marché des ressources dites non conventionnelles au sens large : offshore profond et sables asphaltiques (Canada). En prenant en compte le potentiel de l'offshore ultra profond (profondeur d'eau supérieure à 1500m) et des réservoirs très enfouis (forage supérieur à 6000m), on ne peut toutefois escompter que l'ordre de grandeur des contributions de ces filières soit suffisant pour stabiliser durablement la production hors OPEP dans son ensemble, a fortiori comparable à celui attendu de la croissance de la demande mondiale.

... dans un environnement de plus en plus contraint

A l'échéance d'une dizaine d'années, la part de marché détenue par les producteurs de l'OPEP est appelée à augmenter de façon régulière. L'ouverture à grande échelle du domaine minier aux investissements des compagnies pétrolières internationales, dans le contexte de ce basculement de rapport de force, apparaît moins probable que par le passé.

La thématique de la complémentarité des moyens techniques et financiers des compagnies internationales et des ressources des compagnies nationales de l'OPEP, largement développée au cours des années quatre-vingt dix dans un contexte de faiblesse du prix du baril, a perdu de son évidence. Les compagnies nationales ont construit une expertise qui certes reste inférieure à celle des majors mais est désormais suffisante pour mettre en valeur des ressources parmi les plus accessibles au monde. Le gonflement de la rente pétrolière généré par la forte montée des prix depuis 2003 favorise en outre des stratégies de développement autonome des Etats producteurs et compromet un peu plus la perspective d'associations avec les investisseurs étrangers, particulièrement dans le domaine pétrolier.

Au mieux, l'accès aux ressources serait conditionné à des investissements dans d'autres secteurs (raffinage, infrastructures de transport). Au pire, on peut envisager des associations visant des projets spécifiques tels que les bruts extra lourds de la ceinture de l'Orenoque mais à des conditions contractuelles dégradées empreintes d'un risque réglementaire et fiscal accru. Le climat des investissements internationaux ici dépeint ne saurait être restreint aux seuls pays producteurs de l'OPEP. Les cas de la Russie et du Mexique présentent de fortes similitudes résultant en partie de la même analyse.

*Le prix du brut :
les facteurs
lourds d'une
tendance à la
hausse*

Le comportement sur long terme du prix du pétrole doit être appréhendé à travers ses deux composantes :

- une valeur fondamentale fonction des perspectives de l'ordre de cinq à dix ans intégrant plusieurs problématiques : le potentiel minier, le rôle de la technologie, la menace des substituts, le contexte réglementaire et fiscal, les rapports de force géopolitiques, le flux d'investissements
- une valeur de très court terme essentiellement fonction de l'état des disponibilités : saisonnalité de la consommation, variations des stocks, perturbations climatiques, incidents industriels (raffineries, pipes), événements politiques et sociaux.

Dans le contexte retenu ici d'une phase d'expansion économique mondiale, condition sine qua none de la poursuite de la croissance de la consommation d'énergie, le caractère non renouvelable des ressources pétrolières, le plafonnement à brève échéance de la production conventionnelle hors OPEP et une stratégie moins coopérative que par le passé des grands pays producteurs constituent les trois éléments décisifs d'un scénario de prix à tendance haussière à travers la composante de long terme. Des épisodes de prix élevés sont d'autant plus probables que les principaux pays producteurs auront à faire face à une forte expansion démographique, synonyme de besoins financiers accrus.

Le baril conservera un mode de formation de prix autonome jusqu'à ce que des filières énergétiques de substitution soient à même de compenser la stagnation puis le déclin de la production mondiale. Une diffusion large et rapide des innovations technologiques en matière de motorisation, eu égard au temps nécessaire au renouvellement des parcs automobiles, contribuera à différer la date critique de basculement du mode de formation du prix mais n'en remet pas en cause l'inéluctabilité.

*La volatilité du
prix du baril :
une
caractéristique
intrinsèque*

Il ne s'agit pas de se prononcer sur la composante de court terme du prix du baril, imprévisible et non pertinente dans le cadre d'un exercice prospectif, mais d'envisager les inflexions de la composante de long terme.

Sur la période 2006-2015, à la faveur d'une phase de ralentissement économique mondial dont nous pensons qu'il est endogène et non pas attribuable à la hausse des prix des matières premières et du pétrole en particulier, la tension du marché pétrolier devrait baisser quelque peu. De nouvelles capacités de raffinage devraient

contribuer à satisfaire plus aisément la demande de produits raffinés. Parallèlement, des projets significatifs de production de brut (Afrique de l'Ouest, Golfe du Mexique, Asie Centrale), au demeurant initiés avant la forte hausse du prix du baril, donneront un (probablement ultime) regain de vigueur à la production hors OPEP. Le scénario de prix sur cette période est celui d'une bande de fluctuation de 50 à 80\$ (monnaie constante de 2006).

La période 2015-2030 sera critique car l'OPEP devra faire la preuve de son potentiel minier, technique et financier, voire organisationnel et politique afin de pallier au plafonnement irréversible de la production hors OPEP même en tenant compte des innovations technologiques les plus pointues. Les prix devraient s'établir à l'intérieur d'une bande de fluctuation de 100 à 150\$ (constants 2006). Ces niveaux élevés génèreront d'une part les conditions favorables à la généralisation des motorisations hybrides, d'autre part une certaine "destruction" de demande.

*Du coût marginal
à l'utilité
marginale*

La période au-delà de 2030 ne peut être envisagée que sous l'angle des substituts :

- filière ligno-cellulosique de biocarburants
- conversion du gaz naturel
- liquéfaction du charbon
- la diffusion de la pile à combustible pour les transports ne devrait pas peser significativement sur le marché d'ici 2050

La satisfaction de la demande de carburants reposera donc sur un mix faisant intervenir d'autres énergies primaires, charbon et gaz naturel. En première approche, le prix du pétrole sera donc essentiellement déterminé à long terme par le coût marginal le plus élevé parmi les différents substituts ("*technologie backstop*"). Il est admis que les coûts marginaux actuels de ces filières alternatives sont d'ores et déjà inférieurs à 120\$. Les prix devraient alors retrouver un équilibre de long terme de 100\$.

En seconde approche, à capacités de production données, le prix reflètera toujours l'utilité marginale la plus élevée parmi l'ensemble des consommateurs. La valeur d'usage des carburants est et restera très supérieure au coût marginal de la "*technologie backstop*". Des épisodes de forte volatilité des prix dans une fourchette de 50 à 200\$ doivent être envisagés sous l'effet des saturations et des excès périodiques de capacités de production. A très long terme, le marché pétrolier pourrait en effet présenter un fonctionnement proche de ceux de la pétrochimie et du raffinage actuels :

- les capacités de production n'évoluent pas de façon lissée comme dans le cas du pétrole conventionnel mais incrémentale par paliers
- la part prépondérante des coûts fixes favorise l'inertie des capacités installées
- l'évolution cyclique de la demande se traduit par des phases de capacités insuffisantes ou excédentaires irréductibles à court terme
- un déséquilibre, même mineur, entre l'offre et la demande génère de fortes réactions du prix à la hausse comme à la baisse

La problématique de la demande à long terme nécessite de prendre en compte des évolutions démographiques (saturation de la population mondiale, vieillissement) hors du propos de cette note.

Le recours à d'autres énergies fossiles amène à s'interroger sur la nature et la stabilité du lien entre prix du pétrole et des autres énergies.

Deux facteurs
clé communs :
demande
d'électricité et
concurrence du
nucléaire

Gaz naturel et charbon

Il est admis que les besoins énergétiques de la population mondiale sont loin d'être pleinement satisfaits. On estime qu'environ 25% de l'humanité n'a pas accès du tout ou dans des conditions peu satisfaisantes à la fourniture d'électricité. Les besoins potentiels, actuels et à venir, en matière d'infrastructures électriques, génération et distribution, sont colossaux. L'AIE estime ainsi que deux tiers du total des investissements énergétiques au cours du prochain quart de siècle seront consacrés à ce seul secteur.

La satisfaction de la demande d'électricité dans le monde et la hausse du prix du pétrole ont ramené au premier plan la problématique de la filière nucléaire. Le repli continu du pétrole sur ses usages quasi captifs, transports et pétrochimie, au détriment de la production d'électricité limite le choix du combustible au gaz naturel et au charbon. De fait, les politiques en matière de développement du nucléaire auront un impact majeur sur les contraintes exercées sur ces deux énergies primaires.

Un scénario volontariste d'expansion de la filière nucléaire est synonyme de tensions très atténuées pour toutes les filières des énergies fossiles et de risques limités en matière d'évolution des prix et présente de fait un intérêt moindre dans le cadre de cette note. Nous nous limitons donc au cas d'une stagnation, ou d'une faible progression, des capacités de génération électrique de la filière nucléaire dans le monde, synonyme de risque maximal pour les énergies carbonées.

Prix du gaz :
découplage
progressif avec
le prix du baril

Le schéma initial de développement de l'industrie gazière, sur une base géographique segmentée (Amérique du Nord, Europe, Asie / Pacifique), évolue progressivement vers une intégration des différents marchés. La globalisation des flux gaziers est indissociable de la multiplication des infrastructures de liquéfaction et regazéification et de la croissance connexe des échanges par méthaniers.

Toutes proportions gardées, l'industrie gazière vit actuellement une transition comparable à celle du marché pétrolier au début des années quatre-vingt. Les nombreuses découvertes de réserves gazières au cours des dernières années, les progrès techniques rapides et la baisse des coûts en matière de liquéfaction et de transport (capacités et flexibilité des méthaniers), maillon capital de la chaîne gazière, sont à l'origine d'un mouvement qui se traduira inévitablement par une convergence des prix par arbitrage des volumes marginaux. La zone du Moyen-Orient tient dans cette perspective une position stratégique, les cargaisons des grands producteurs pouvant être dirigées vers les marchés Ouest (Amérique du Nord / Europe de l'Ouest) ou Est (Asie / Pacifique) selon l'état du marché et la structure des prix sur les marchés à terme.

Outre la tendance déjà visible de réduction d'une part de la durée et d'autre part du caractère contraignant des traditionnels contrats "*take or pay*", la croissance des transactions de court terme ("*spot*") favorise la concurrence gaz-gaz et le découplage progressif vis à vis du prix du pétrole. Rappelons que le marché pétrolier, dans sa forme actuelle, est né d'une fraction minime des échanges "*spot*", de l'ordre de 5 à 10% du total des volumes échangés. Si aujourd'hui, les transactions pétrolières *spot* ne représentent toujours que 35% du total, le prix qui se forme dans ce cadre est directeur pour l'ensemble du marché.

A l'horizon 2020, les arbitrages gaz-gaz se combineront avec les arbitrages inter énergies ("*fuel switching*") pour jouer à la modération des prix dans une bande de fluctuation de 6 à 15 \$/MBTU pour les volumes marginaux, l'essentiel des volumes conservant le lien organique avec le prix du pétrole à travers les formules d'indexation. Un facteur de volatilité proviendra du degré croissant de dépendance des principaux marchés que resteront l'Amérique du Nord (Etats-Unis essentiellement) et l'Europe de l'Ouest.

*Le gaz à long
terme : pas
d'airbag*

L'amélioration des taux de récupération ne constitue pas un enjeu de premier ordre comme dans le cas des réserves d'huile car les gisements de gaz atteignent naturellement des taux élevés de l'ordre de 60 à 90% sans qu'interviennent des techniques de récupération améliorée ou assistée. La conséquence inévitable à terme est que le plafonnement de la production mondiale ne sera pas ou très peu différé par l'effet conjoint du prix et de la technologie. Les avis divergent quant à l'estimation de la date de rupture mais la poursuite du rythme tendanciel de production devrait être difficilement soutenable à partir de la décennie 2030. La volatilité du prix associée à un tel scénario est virtuellement illimitée et amplifiée par le caractère non substituable et non stockable de l'électricité, principal débouché des ressources gazières, dont le prix est lui-même extraordinairement volatil, tout au moins dans le cadre d'un marché libéralisé.

L'industrie gazière à plus long terme sera marquée par une élasticité prix de la production et du renouvellement des réserves très affaiblie. Seules l'intensité et l'efficacité de l'exploration seront susceptibles d'assurer la continuité des mises en production au fil du temps face à une demande d'électricité inextinguible.

*Le prix du
charbon :
prédominance
du coût ou
intégration au
marché ?*

Le prix du charbon est étroitement lié aux coûts de production et de transport. La logique de la transaction spot ne s'est pas encore propagée au sein de cette industrie même si quelques cas sont apparus au cours des années récentes, notamment de la part d'acheteurs de la région Asie / Pacifique (Corée / Japon). La fixation des prix résulte toujours de négociations directes entre les principaux acteurs du marché sur un mode assez éloigné des pratiques des marchés pétrolier et gazier.

L'ampleur des réserves et l'absence de contrainte perceptible sur les capacités de production et d'exportation des grands pays charbonniers ont permis de modérer la hausse des prix même dans le contexte de prix des hydrocarbures depuis 2003. Rien pourtant ne garantit que ceci perdure dans le scénario d'intégration des différents marchés énergétiques. Des arbitrages, là où ils sont possibles d'un point de vue technique et logistique vis à vis du gaz, seront inévitables et créeront une rente différentielle en faveur du charbon dont les coûts de production ne devraient pas connaître de dérive à l'horizon de temps considéré. De par sa position médiane sur la carte des flux mondiaux, entre les bassins Atlantique et asiatique, l'Afrique du Sud pourrait jouer un rôle identique à celui des exportateurs de GNL localisés au Moyen-Orient.

*Les incertitudes
irréductibles*

Au-delà de la possible intégration du prix du charbon au jeu des arbitrages géographiques et énergétiques, la véritable inconnue, concernant le prix du charbon et dans une moindre mesure le gaz, réside dans la contrainte carbone.

Or, la visibilité sur un éventuel marché mondial du carbone est à ce jour officiellement nulle au-delà de 2012. Le marché européen du carbone n'est en outre pas à même de proposer un prix de marché postérieur à 2008, échéance cotée la plus lointaine. Formuler un scénario de prix du CO₂ en se projetant dans l'après protocole de Kyoto nécessite d'échafauder un scénario d'évolution du cadre réglementaire et de stratégie des acteurs, en particulier celle des Etats-Unis.

Tout scénario de prix est par ailleurs entaché d'une incertitude inhérente à l'évolution des taux de change. Le désordre monétaire du début des années soixante-dix avait fourni un cadre favorable à l'aggravation et à la propagation des crises pétrolières latentes. L'hypertrophie des déficits américains d'une part, des excédents chinois et japonais voire des pays exportateurs d'hydrocarbures d'autre part illustre les déséquilibres actuels des échanges mondiaux. La résorption de ces déséquilibres pourrait nécessiter des ajustements monétaires aux conséquences multiples et modifier la donne énergétique.

> **ANNEXE 2 : LES DONNEES SUR LES EVOLUTIONS CLIMATIQUES**

Antoine-Tristan Mocilnikar,

Délégation interministérielle au développement durable

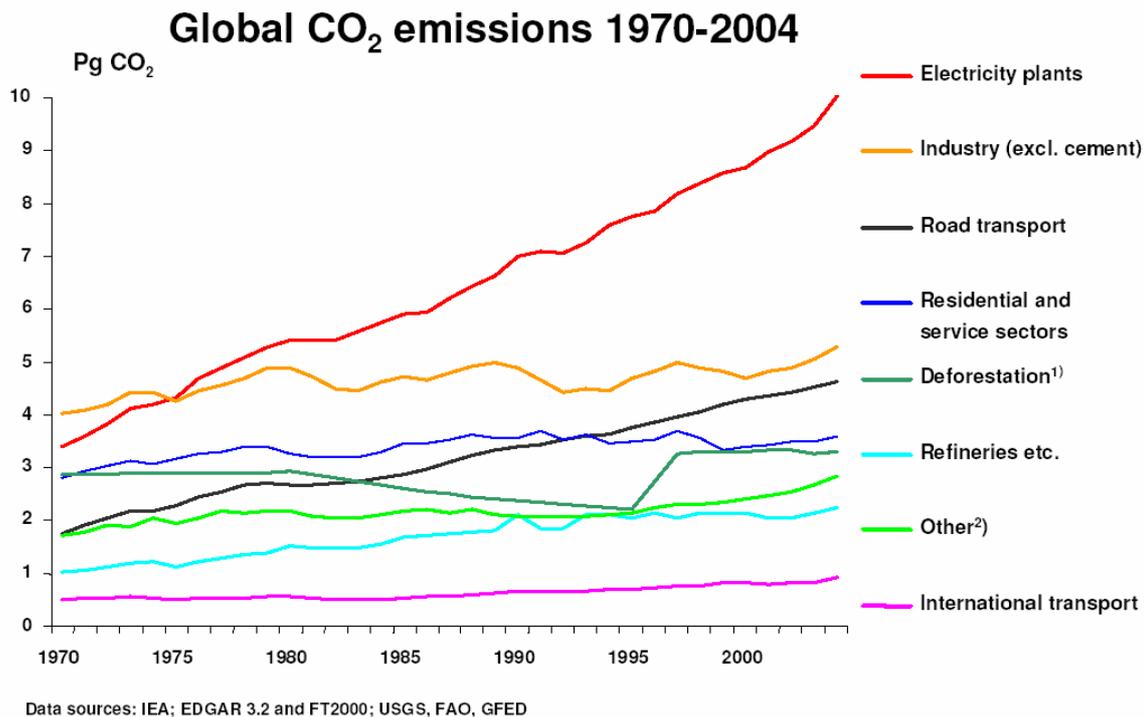
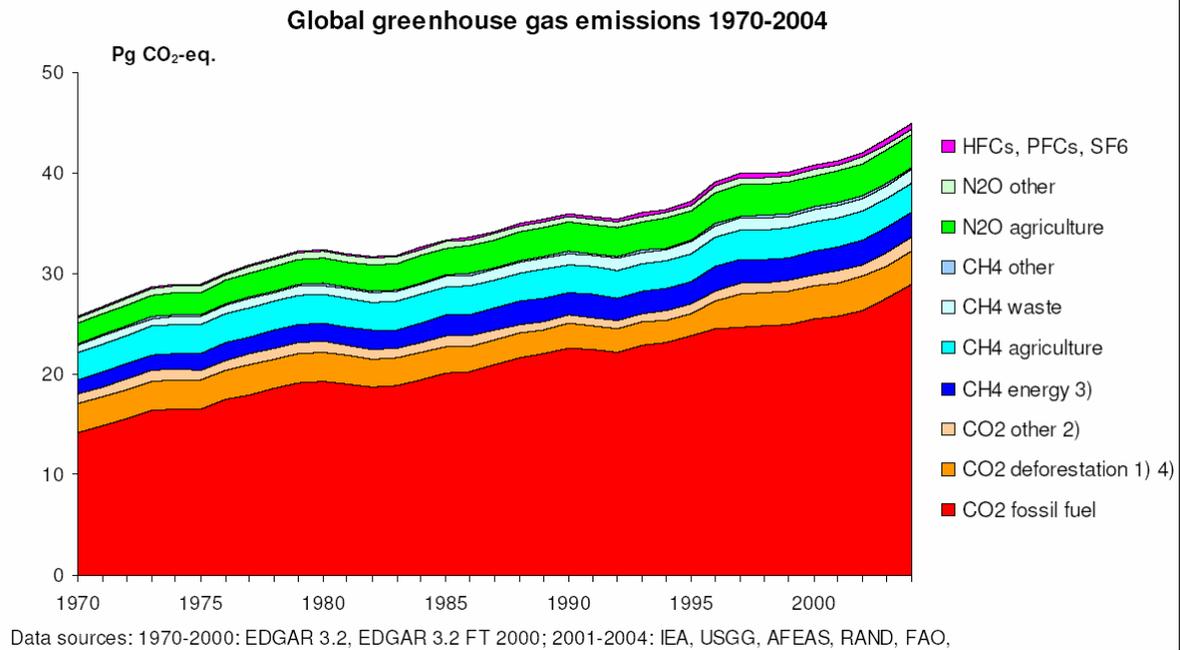
Depuis le dernier et troisième rapport d'évaluation du Groupe d'Experts Intergouvernemental sur l'Evolution du Climat (GIEC) de 2001, beaucoup d'informations nouvelles concernant le climat et les effets du secteur énergétique sur son évolution sont apparues. Pour beaucoup, elles seront mobilisées pour la rédaction du quatrième rapport d'évaluation du GIEC qui sera rendu public en 2007. Il n'est pas possible, à ce stade, bien entendu, de commenter les versions préliminaires qui sont en cours de relecture. Par contre, il est intéressant de passer en revue les études individuelles déjà disponibles sur ces thèmes. Beaucoup de ces éléments ont d'ailleurs été présentés à la conférence d'Exeter, intitulée « Avoiding dangerous Climate Change », organisée sur l'initiative de la Grande-Bretagne, du 1^e au 3 février 2005 dans le cadre de la préparation du G8. Le rapport, paru en mars 2006, intitulé *Éviter un changement climatique dangereux*⁷¹, compile ces travaux. Il affirme qu'il y a à présent "plus de clarté et moins d'incertitudes" concernant l'impact du changement climatique que ne le pensait dans leur rapport de 2001 le GIEC. "Dans bien des cas, les risques sont plus sérieux que précédemment estimé". Pour exemple, il cite "le récent changement qui se produit dans l'acidité de l'océan", ce qui "va probablement réduire la capacité d'absorber le dioxyde de carbone (CO₂) de l'atmosphère et affecter la chaîne alimentaire marine dans sa totalité". **limiter la hausse de la température à 2° C** devient une référence. Les **concentrations correspondantes** sont alors de l'ordre de **450 ppm** ce qui nécessite des **réductions d'émissions importantes**. Les tendances, elles, restent à la hausse, Mais, à l'inverse, de l'analyse des coûts financiers pour mener à bien une telle politique, découle une vision plutôt optimiste et in-fine permettant de dégager un nouveau sentier de croissance. Le nouveau rapport de l'AIE de juin 2006 intitulé *Les perspectives de technologie dans l'industrie : scénarios et stratégies d'ici à 2050* contribue à cet éclairage

1 Un accroissement sans précédent des gaz à effet de serre

Les émissions de gaz à effet de serre se sont accrues annuellement de 2,4 % sur les 30 dernières années. En conséquence, la concentration de gaz s'est également accru en moyenne annuelle de 0,4 % sur la période commençant à la fin des années 1950. En 2004, le niveau de concentration a atteint 380 ppm contre un niveau préindustriel de 285 ppm. En 2004, le premier poste d'émission de CO₂, au niveau de 30 %, était la production électrique (sans même prendre en compte le transport induit de matières premières notamment le charbon).

Avec la tendance au réchauffement rapide que la Terre a connu ces trente dernières années, les températures ont atteint les niveaux les plus hauts de la période interglaciaire, l'Holocène, qui a commencé, il y a 12.000 ans, selon des chercheurs de la NASA.

⁷¹ *Avoiding dangerous Climate Change*, mars 2006, Editions Cambridge University Press



Le climatologue James Hansen (Goddard Institute for Space Studies) a calculé que les températures à la surface de la Terre avait augmenté en moyenne de 0,2°C tous les dix ans depuis trente ans. Plus globalement la température moyenne globale à la surface a augmenté au 20e siècle, d'environ 0,6°C au niveau mondial et de 0,95°C en Europe.

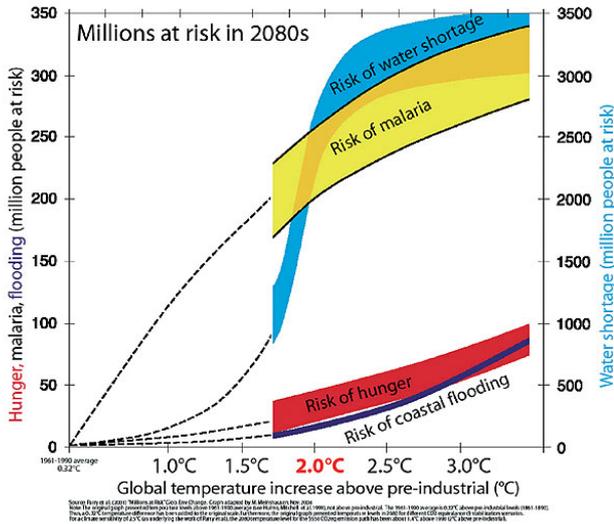
Pour le grand public, des phénomènes commencent à être très visibles. Après le blanchiment accéléré des récifs coralliens, on observe une fonte accrue des glaces. La calotte glaciaire arctique se réduit drastiquement. A la fin de l'été 2005, elle ne s'étendait plus que sur 5,5 millions de km², contre 8 millions au début des années 1980. A l'été 2006, selon l'ESA, de 5 à 10% de la glace qui ne fond normalement jamais s'est fracturée lors des tempêtes de fin d'été, ce qui implique une glace plus

fragile et moins épaisse. Les glaciers du Groenland, deuxième réserve d'eau douce gelée au monde, disparaissent deux fois et demie plus vite qu'il y a deux ans, selon l'analyse d'images satellitaires de la Nasa. En février 2002, la plate-forme glaciaire Larsen-B en Antarctique s'est effondrée d'un coup sur une surface de 3 250 km². La glace à cet endroit mesure 220 mètres d'épaisseur. Ces dernières années, elle aura perdu au total une surface de 12 500 km². Dans ce domaine de la glace, le phénomène est d'ailleurs beaucoup plus rapide que les prévisions de 2001 du GIEC. Sont également maintenant associés au changement climatique, par la communauté scientifique, l'accroissement de la part des cyclones de niveau 4 (le plus fort) dans l'Atlantique nord ainsi que l'accroissement de fréquence des canicules. Une étude récente lie également la recrudescence des incendies aux Etats-Unis au changement climatique. Finalement, l'article de Bryden et al (2005) dans *Nature*, bien qu'encore fragile fit sensation puisqu'il observait un ralentissement de 30 % de la boucle retour du Gulf Stream. A l'inverse, Foukal et al. (2006) dans la revue *Nature*, en utilisant des mesures satellitaires, des modélisations et des reconstructions paléoclimatiques des variations passées de l'activité solaire indique : «Nous ne trouvons aucune preuve de variation de la luminosité solaire d'amplitude suffisante pour diriger les variations climatiques aux échelles du siècle, du millénaire ou même du million d'années.»

2 Le rôle central des 2° C et le risque d'évènements extrêmes

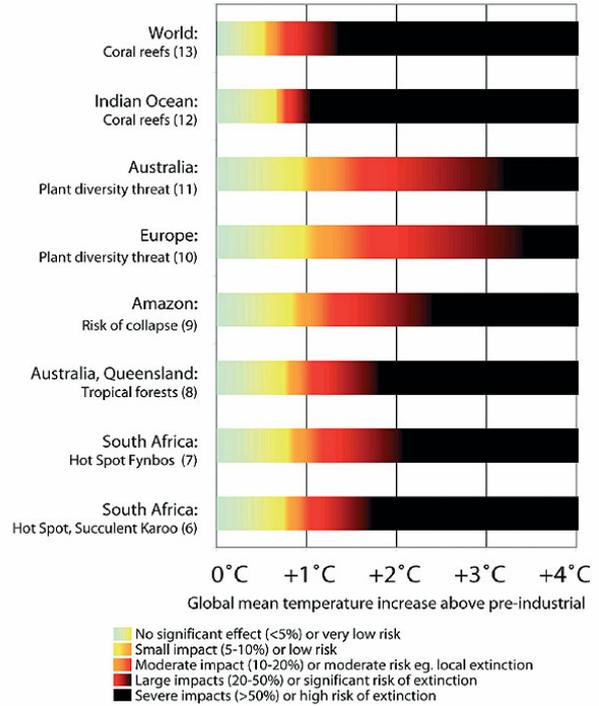
Depuis environ deux décennies, les études se succèdent afin de déterminer le niveau à partir duquel l'augmentation de la température engendre une perturbation dangereuse du système climatique. Déjà pour Rijsberman et Swart (1990), une hausse de température de 2°C était la limite à ne pas dépasser si l'on voulait ne pas prendre un risque important et grandissant d'enclencher des phénomènes non linéaires potentiellement graves. Depuis, cette idée a été confirmée et raffinée. Burkett et al. (2005) notamment confirme le potentiel de non-linéarité pour de nombreux écosystèmes. Il y aurait donc bien un seuil de danger. De nombreuses études étudient les seuils pour différents phénomènes. Ils sont bien sûr différents d'un phénomène à l'autre. Le seuil de 2° C s'impose alors pour limiter la quantité de risque. La série de graphiques suivante rassemblée par Régis Juvanon du Vachat de Météo-France est particulièrement explicite.

Figure 1 - Estimation du nombre de millions de personnes en danger à la suite d'une élévation de température globale en référence à la moyenne 1960-1990



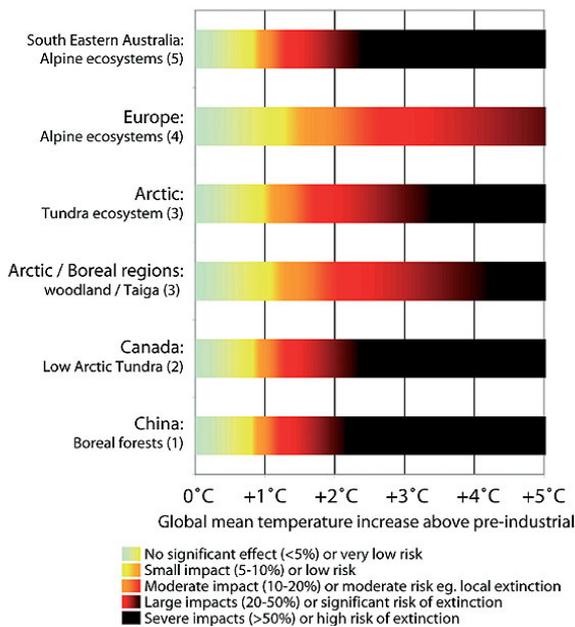
Source : Parry et al., 2001

Figure 2 - Impacts sur les écosystèmes de différentes régions



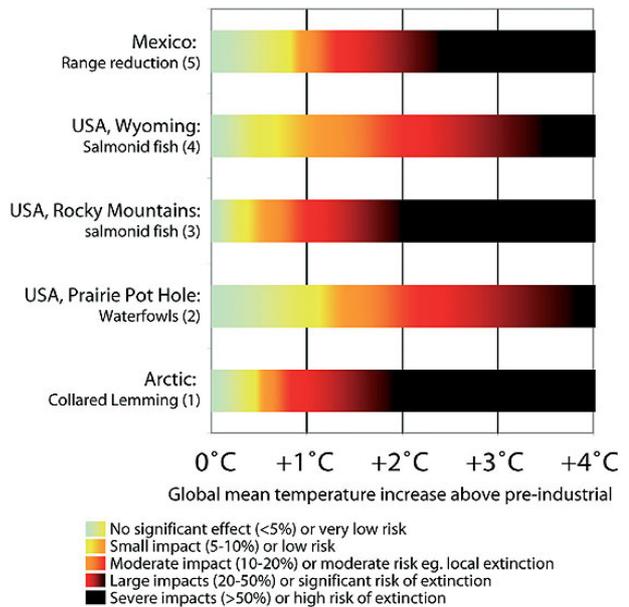
Source : Hare, 2003 "Assessment of knowledge on impacts of climate change – contribution to the specification of Article 2 of the UNFCCC". Report to the German Advisory Council on Global Change (WBGU), Special Report 94

Figure 3 - Impacts sur les écosystèmes de différentes régions



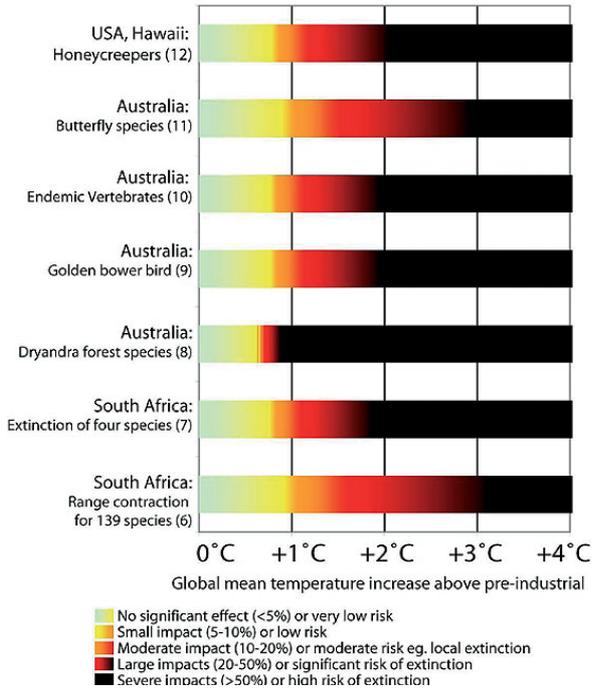
Source : Hare, 2003

Figure 4 - Impacts sur les espèces de différentes régions



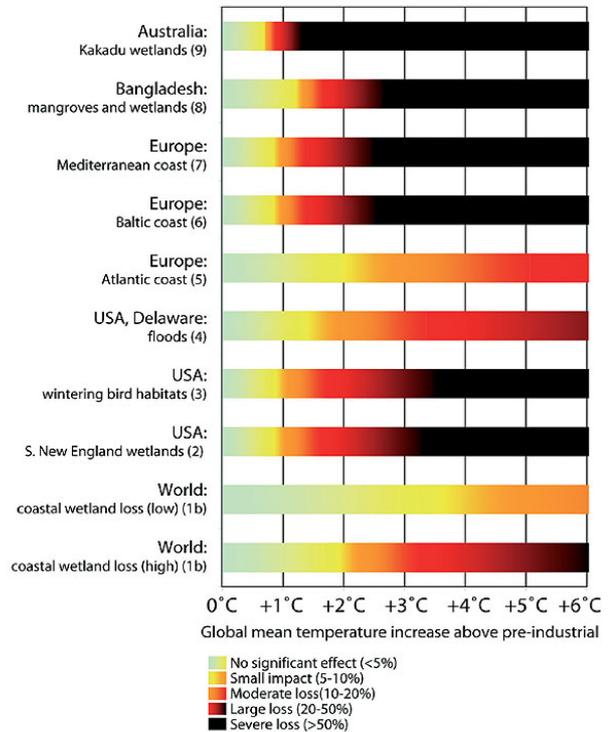
Source : Hare, 2003

Figure 5 - Impacts sur les espèces de différentes régions



Source : Hare, 2003

Figure 6 - Impacts sur les zones côtières et humides



Source : Hare, 2003

Oppenheimer et Petsonk (2005) donne également une synthèse intéressante :

Proposed numerical values of “Dangerous Anthropogenic Interference”

Vulnerability	Global mean limit	Reference
Shutdown of thermohaline circulation	3° C in 100 years 700 ppm CO ₂	O'Neill and Oppenheimer (2002) Keller et al. (in press)
Disintegration of West Antarctic ice sheet	2° C, 450 ppm CO ₂ 2–4 .C, <550 ppm CO ₂	O'Neill and Oppenheimer (2002) Oppenheimer and Alley (2004)
Disintegration of Greenland ice sheet	1° C	Hansen (2005)
Widespread bleaching of coral reefs	>1° C	Smith et al. (2001) O'Neill and Oppenheimer (2002)
Broad ecosystem impacts with limited adaptive capacity (many examples)	1–2° C	Leemans and Eickhout (2004), Hare (2003), Smith et al. (2001)
Large increase of persons at-risk of water shortage in vulnerable regions	450–650 ppm CO ₂	Parry et al. (2001)
Increasingly adverse impacts, most economic sectors	>3–4° C	Hitz and Smith (2004)

Source : Oppenheimer et Petsonk (2005)

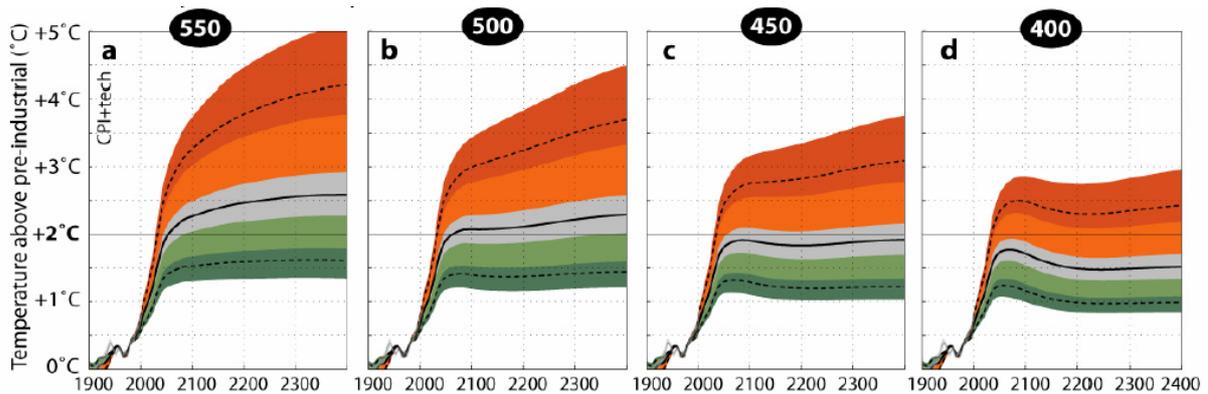
Sans idée de faire une revue complète, il peut être intéressant de noter les études suivantes :

- Pour l'effondrement de la circulation thermo-haline les limites sont 3°C en 100 ans (O'Neill et al. 2002) et 700 ppm (Keller et al. 2004). Schlesinger (2006) avec un modèle simplifié estime que l'effondrement de la circulation thermo-haline a 2 chances sur 3 de se produire dans les 200 ans à venir si aucune réduction n'est entreprise. Une autre étude avec un ensemble de modèles (non calés sur les observations) donne 30% de possibilités dans 100 ans. Wood (2006) estime lui que suite à cet effondrement en 2050 il pourrait résulter un refroidissement plus important que le réchauffement prévu en Atlantique Nord.
- La calotte antarctique de l'ouest se désintègre à partir de 2°C (ou 450 ppm) suivant O'Neill et Oppenheimer (2002) et à partir de 2-4°C (<550 ppm) selon Oppenheimer et Alley (2004, 2005). Pour la calotte du Groenland cela se produit à partir de 1°C d'échauffement (Hansen 2004). J. Lowe examine la situation du Groenland, qui, dans le cas d'une fusion totale de la calotte de glace, conduirait à une hausse moyenne des mers de 7 m. Un risque de diminution de cette calotte, apparaît à partir d'un réchauffement au niveau du Groenland de 2,7°C. En utilisant des scénarios d'émission (stabilisés entre 450 et 1000 ppm équ. CO₂) le déclenchement du phénomène peut se produire dans quelques décades. Cependant, même à 450 ppm 5% des modèles et des scénarios utilisés conduisent à une fonte complète et irréversible à l'échelle de quelques millénaires.
- On trouve des impacts sérieux sur les écosystème à capacité d'adaptation limitée à partir de 1-2°C (Leemans et Eickout (2004) ; Hare (2002)).
- L'augmentation importante de la population en danger par manque de ressources en eau apparaît à 450-650 ppm d'après Parry al. (2001). Enfin l'augmentation des impacts dangereux dans la plupart des secteurs économiques se situe à partir de 3-4° C d'après Hitz et Smith (2004).
- Il ressort de l'étude « Fast-Track» de la DEFRA (réf. Global Environmental Change, Vol. 14, 1, 1-99, avril 2004) qu'une stabilisation à 750 ppm n'évitera pas les effets les plus dangereux, tandis qu'une stabilisation à 550 ppm en évite quelques-uns mais pas tous. Une estimation des millions de personnes en danger du fait du changement climatique est présentée à la figure 1 avec différents seuils (élévation de température globale ou niveau de concentration) pour les risques de manque d'eau, de malaria, de faim ou d'inondations des côtes.

3 Ne pas dépasser 450 ppm

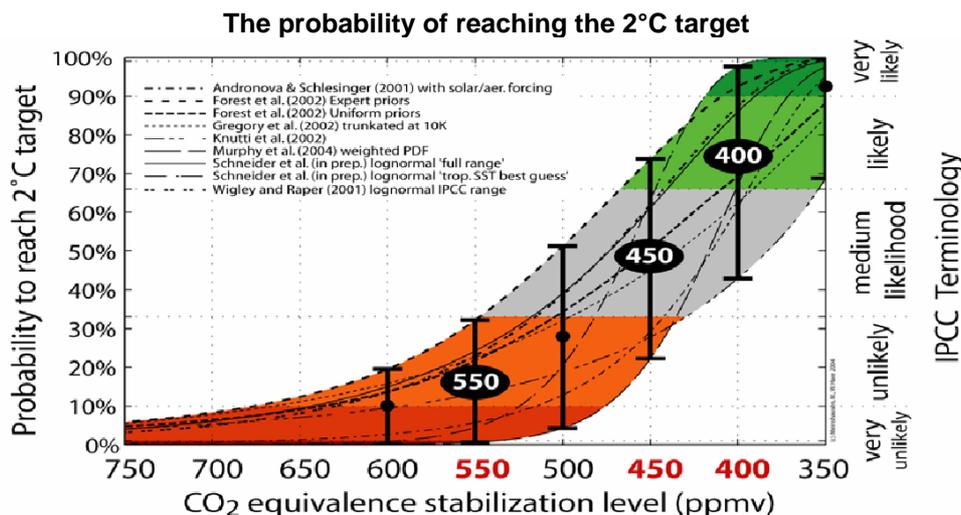
Depuis le rapport du GIEC de 2001, les travaux ont considérablement avancé sur le lien émissions, concentration, température. Dans tous les cas, ces liens restent probabilistes. Michel den Elzen et Malte Meinshausen (2005) donne une synthèse très complète. Pour eux, pour avoir une probabilité de plus de 50 % de ne pas dépasser une hausse de 2° C, les concentrations doivent se stabiliser en équivalant CO₂ à 450 ppm ou plus bas. Cela nécessite de voir les émissions atteindre un maximum au plus dans les vingt ans qui viennent puis de baisser drastiquement au moins de l'ordre de 30 to 50% à l'horizon 2050 (comparé à 1990). En revanche, si les concentrations devaient augmenter à 550 ppm équ CO₂, il est peu probable que la hausse des températures moyennes de la planète reste en dessous de 2°C.

The probabilistic temperature implications for the stabilization scenarios at (a) 550ppm, 500ppm (b), 450ppm, and (c) 400ppm CO₂ equivalent concentrations



Shown are the median (solid lines), and 90% confidence interval boundaries (dashed lines), as well as the %, 10%, 33%, 66%, 90% and 99% percentiles (borders of shaded areas). The historic temperature record and its uncertainty is shown from 1900 to 2001 (grey shaded band)
 Source : Michel den Elzen et Malte Meinshausen (2005)

On peut également représenter la probabilité de ne pas dépasser 2°C pour différente concentration. A 450 ppm, la probabilité de ne pas dépasser 2°C est de 20 à 70 %. A 550 ppm, cette probabilité passe à 0 à 30 %.



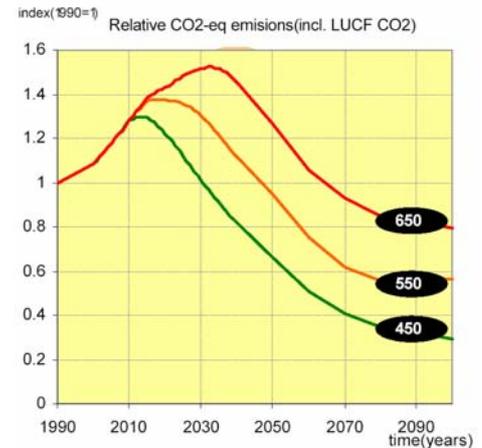
Source: B. Hare and M. Meinshausen

Hegerl et al. (2006) publié dans *Nature* du 20 avril 2006, donne des résultats similaires bien que la méthodologie soit différente. Elle considère qu'un doublement de la teneur en CO₂ aurait pour effet une augmentation des températures de 1,5 °C à 6,2 °C, avec une valeur médiane de 2,6 °C. L'équipe de paléoclimatologies est parvenue à ces conclusions en se basant sur l'observation des anneaux des arbres (dont la taille varie selon les températures) depuis sept cents ans, tout en utilisant un modèle de prévision de climat relativement simple. L'intérêt de cette étude est sa longue durée, à la différence de la plupart des précédentes, qui portent sur des observations du passé limitées à un siècle et demi.

Si nous voulons rester en deçà de 2°C, il faut donc contenir la concentration de gaz à effet de serre dans l'atmosphère à 450 ppm. En termes d'émissions, cela implique de réduire ces émissions, ce qui peut être fait toutefois avec un pic plus haut que les émissions actuelles. Pour Jean Jouzel cela signifie ne pas émettre plus de 10 milliards de tonnes de carbone par an en 2020, contre 7 milliards aujourd'hui, redescendre à 7 milliards vers 2040 et 2 ou 3 milliards vers la fin du siècle. Autant dire que l'objectif français de diviser par quatre les émissions de gaz à effet de serre d'ici à 2050 puise ici toute sa légitimité. Bien d'autres études proposent des profils.

The key role of timing for achieving different stabilisation targets (in 2100): The needed turning point of the emission pathway.

	Stabilisation at 550 ppm. Turning point	Stabilisation at 450 ppm. Turning point
IPCC (2001a)	2020-2050	2010-2040
Eickhout, den Elzen, and van Vuuren (2003)	2020-2060	2010-2030
Hedenus, Azar and Lindgren (2005)	2025	2010
Masui et al. (2005)	2030	2010
Manne and Richels (1997)	2030-2060	2010
Rao, Keppo and Riahi (2005)*	2040	-
den Elzen and Meinshausen (2005)	2050	2010
Gerlagh (2005)	2060	2020
Bosetti, Carraro and Galeotti (2006)	2060-2065	2020-2025



Source: den Elzen, Meinshausen and van Vuuren, 2006

*This paper focuses only on the 500ppm target.

Source : Barbara Buchner and Carlo Carraro (2006)

4 Les scénarios énergétiques et technologiques

Les scénarios énergétiques et technologiques eux même évoluent. Le nouveau rapport de l'Agence internationale de l'énergie (AIE) intitulé *Les perspectives de technologie dans l'industrie : scénarios et stratégies d'ici à 2050* a été édité en juin 2006 suite à un mandat reçu lors de la réunion du G8 à Gleneagles en juillet 2005.

Le rapport de l'AIE montre que les tendances énergétiques actuelles ne sont pas durables. "Les politiques actuelles n'ouvrent pas la voie à un avenir énergétique durable, nous en sommes très éloignés", a ainsi averti à cette occasion le directeur exécutif de l'AIE, Claude Mandil. Le rapport prévoit qu'entre 2003 et 2050, les émissions de CO₂ vont augmenter de 137 %, passant de 24,5 à 58 GtCO₂. La consommation d'énergie, elle, double, avec un quasi triplement de la demande de charbon, une hausse de 138 % de celle de gaz et une hausse de 65 % de celle de pétrole. Dans ce cadre, l'intensité carbone du monde augmente du fait d'un usage accru du charbon pour produire de l'électricité mais aussi des carburants synthétiques, notamment du fait de la hausse du prix du pétrole actuelle et à venir.

Mais, une stratégie alternative est possible et est largement étudiée. Les scénarios d'accélération technologique (ACT) – qui constituent la charpente du rapport de l'AIE – mettent en évidence la possibilité de replacer le monde sur une trajectoire énergétique beaucoup plus durable en utilisant des

technologies existantes ou en cours de développement. Les scénarios ACT prévoient de profonds changements⁷² qui reposent sur :

- D'importants gains d'efficacité énergétique dans les transports, l'industrie et les bâtiments.
- Une décarbonisation très sensible de la production d'électricité, au fur et à mesure que progresseront les parts du nucléaire, des énergies renouvelables, du gaz naturel et du charbon associé à la captation et au stockage du CO₂ (CSC) dans la composition du parc électrique.
- Une hausse de la consommation de biocarburants dans le transport routier.

Si l'on entre un peu dans le détail, on voit que cette réduction vient de 31 à 53 % de l'efficacité énergétique, le captage et stockage de CO₂ contribue de 20 à 28 %, le changement de combustible (essentiellement passage du charbon au gaz) contribue de 11 à 16 %, l'utilisation des énergies renouvelables de 5 à 16 %, l'usage accru du nucléaire de 7 à 10 %, l'utilisation des biocarburants dans le transport de 6% et les autres options de 1 à 3 %. Selon le scénario considéré, de 45 % à 53 % de la réduction totale des émissions de CO₂ sont imputables à l'efficacité énergétique en 2050, en regard du niveau de référence.

Ces scénarios montrent comment ramener les émissions de CO₂ liées à l'énergie à leurs niveaux actuels en 2050 et freiner la croissance de la demande de pétrole. Les scénarios ACT font ressortir, de façon approximative, comment affaiblir sensiblement l'intensité en carbone du secteur de la production d'électricité d'ici à 2050. A l'horizon 2050, la demande d'électricité peut être réduite d'un tiers par rapport au niveau de référence, grâce à des mesures d'efficacité énergétique. Utilisant des techniques beaucoup plus faiblement émettrices de CO₂, en absolu elle voit ses émissions de CO₂ associées diminuer de 20 %. Le secteur électrique est donc sur un sentier de décarbonisation. C'est bien moins le cas dans le transport qui voit sa part passer de 21 % en 2003 à 27 à 32 % en 2005. Comme, il faut continuer après 2050 les émissions de CO₂. La décarbonisation des transports, tâche plus difficile, devra être menée à bien dans les décennies suivantes. Mais les décisions sous jacentes d'infrastructure et d'urbanismes peuvent de doivent être prises dès à présent.

Il ressort de l'analyse deux conclusions principales qui paraissent solides. La première est qu'il existe bel et bien des technologies susceptibles de modifier le cours des choses dans les 10 à 50 prochaines années. La deuxième conclusion est qu'aucune technologie ne peut, à elle seule, jouer un rôle assez déterminant. En misant sur un portefeuille de technologies, on réduit largement les risques, et peut-être aussi les coûts qui y seraient associés, de voir l'une ou plusieurs des technologies envisagées ne pas progresser comme prévu.

Aucune des technologies nécessaires ne devrait – une fois au stade industriel – entraîner une majoration de coûts supérieure à 25 USD par tonne d'émissions évitées de CO₂ dans tous les pays, y compris les pays en développement. A titre comparatif, ce montant est inférieur au prix moyen, sur les quatre premiers mois de 2006, des permis d'émission de CO₂ dans le système européen d'échange de quotas d'émission de gaz à effet de serre. Un prix de 25 USD par tonne de CO₂ entraînerait un surcoût de quelque 0.02 USD par kWh pour l'électricité produite à partir de charbon et d'environ 0.07 USD/litre (0.28 USD/gallon) pour l'essence. Si l'on tient compte de l'ensemble du portefeuille de technologies, le coût moyen par tonne de réduction des émissions de CO₂, quand toutes les technologies seront bien implantées sur le marché, sera inférieur à 25 USD. L'amélioration de l'efficacité énergétique est souvent le moyen le moins coûteux, le plus rapide et le plus respectueux de l'environnement de faire face aux besoins énergétiques mondiaux réduira sensiblement les coûts de la transition vers un avenir énergétique plus durable.

⁷² Mais, ces scénarios ne postulent pas une limitation de la demande de services énergétiques dans les pays en développement ou développés : ils montrent plutôt comment on peut y répondre plus intelligemment, en rejetant moins d'émissions de CO₂, par la mise en œuvre d'une large éventail de politiques, notamment des initiatives de recherche, développement et démonstration (RD&D) et des programmes de déploiement technologique, ainsi que des incitations économiques à adopter plus rapidement les technologies à faible émission de carbone

Pour atteindre les résultats qu'impliquent les scénarios ACT, l'effort à déployer de façon coordonnée au niveau international est immense. Le soutien des secteurs public et privé sera essentiel. Une coopération sans précédent devra s'établir entre les pays développés et en développement, ainsi qu'entre l'industrie et les pouvoirs publics. La tâche est urgente. Il est impératif de la mener à bien avant qu'un « verrouillage technologique » n'impose une nouvelle génération d'infrastructures énergétiques peu performantes et à forte intensité de carbone. Il faudra y consacrer des décennies et des investissements considérables. Cela étant, il y a d'importants avantages à en tirer, qui ne se cantonneront pas à l'environnement.

Les obstacles non économiques doivent aussi retenir l'attention. Plusieurs autres obstacles, qui ne sont ni d'ordre économique ni d'ordre technique, peuvent retarder ou empêcher l'innovation et le déploiement sur le marché des nouvelles technologies de l'énergie. Ils peuvent se présenter sous de multiples formes, par exemple des règles de planification et d'octroi de licences, un manque d'information, des carences dans l'éducation et la formation, des réglementations de santé et de sécurité, ou l'absence de coordination entre différents secteurs. Ce sont autant de facteurs qui appellent l'attention, si l'on veut que le potentiel des technologies prometteuses se concrétise.

La collaboration entre pays développés et en développement sera indispensable. En 2050, les plus gros consommateurs d'énergie dans le monde seront les pays en développement, dont beaucoup affichent une croissance rapide dans tous les secteurs consommateurs d'énergie. Il leur faudra par conséquent réfléchir, eux aussi, à des politiques de sécurité énergétique et de lutte contre les émissions de CO₂. L'économie énergétique mondiale doit se transformer profondément pour répondre aux aspirations légitimes des citoyens des pays en développement à bénéficier de services énergétiques, ainsi que pour garantir les approvisionnements et assurer un développement durable. Les pays développés ont un rôle important à jouer en aidant les pays en développement à brûler les étapes du processus de développement technologique et à adopter des équipements et des pratiques efficaces, à la faveur du transfert de technologies, du renforcement des capacités et des efforts de RD&D en coopération. Les pays en développement en expansion rapide offrent des occasions d'accélérer l'apprentissage technologique et d'abaisser les coûts des technologies, par exemple à haut rendement énergétique.

Bibliographie

Agence Internationale de l'Energie (AIE, IEA en anglais) (2005) *Emissions de CO₂ dues à la combustion d'énergie 1971-2003*, Edition 2005

Agence Européenne pour l'Environnement (EEA) (2004) *Impacts of Europe's changing climate*, EEA, Report n° 2/2004, août 2004

Avoiding dangerous climate change, Cambridge University Press, 2006 - résultats du colloque international sur la stabilisation des concentrations de GES, Centre Hadley sur la Prévision et la Recherche sur le Climat, Exeter, Royaume-Uni (1-3 février 2005) : www.defra.gov.uk/environment/climatechange/internat/dangerous-cc.htm

Conseil consultatif allemand sur les changements mondiaux (WGBU) (2003) *Climate protection strategies for the 21st century. Kyoto and beyond*.

Geoscience, mars 2005 : Incertitudes scientifiques et risques climatiques. Comptes rendus de l'Académie des Sciences, tome 337, N°4.

Hansen J., 2004 : Defusing global warming time bomb. *Scientific American*, 290 (3), 68-77.

Hare W., 2003 : Assessment of knowledge on impacts of climate change –contribution to the specification of Article 2 of the UNFCCC. Report to the German Advisory Council on Global Change (WBGU), *Special Report 94*.

B. Hare, M. Meinshausen (October 2004) *PIK Report No.93* : How Much Warming are we Committed to and How Much Can be Avoided?

Hitz S. and J. Smith, 2004 : Estimating global impacts from climate change. *Global Environmental Change*, 14(3), 201-218.

IPCC, 2003 : *Bilan 2001 des Changements climatiques- Rapport de synthèse*. Contribution des Groupes de travail I, II et III au 3e Rapport d'évaluation du groupe d'experts intergouvernemental sur les changements climatiques. Editeur R. Watson *et al.*, PNUE et Grid-Arendal, Norvège, 205 p.

Keller *et al.*, 2004 : Uncertain climate thresholds and optimal economic growth. *Journal of Environmental Economics and Management*, 48 (1), 723-741.

Leemans R. and B. Eickout, 2004 : Another reason for concern : regional and global impacts on ecosystems for different levels of climate change. *Global Environmental Change*, 14(3), 219-228.

O'Neill B. C. and M. Oppenheimer, 2002 : Climate change-dangerous climate impacts and the Kyoto protocol. *Science*, 296(5575), 1971-1972.

Oppenheimer M. and R.B. Alley, 2004 : The West Antarctic Ice Sheet and Long Term Climate Policy. *Climatic Change*, 64, 1-10.

Oppenheimer M. and R.B. Alley, 2005 : Ice Sheets, Global warming, and Article 2 of the UNFCCC. *Climatic Change*, 68, 257-267.

Parry *et al.*, 2001 : Millions at risk: defining critical climate change threats and targets. *Global Environmental Change*, 11(3), 181-183.

Schellnhuber H. J. , W. Cramer, N. Nakicenovic, T. Wigley and G. Yohe, 2006 : *Avoiding dangerous climate change*. Cambridge University Press Editions.

Smith *et al.*, 2001 : Vulnerability to climate change and reasons for concern: a synthesis. In *IPCC*, 2001b.

Addendum : les trois premiers rapport du Groupe d'Experts Intergouvernemental sur l'Evolution du Climat

En 1988, les gouvernements ont commencé à être suffisamment préoccupés par le problème des changements climatiques pour décider de créer le Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat (GIEC). Son mandat : recueillir des données scientifiques sur les émissions de GES découlant des activités humaines, en évaluer les impacts et identifier des façons de contrer les changements climatiques et de s'y adapter.

Les rapports du GIEC sont préparés à partir de multiples documents scientifiques rédigés par des centaines d'experts réputés œuvrant dans le domaine des changements climatiques (sciences naturelles et sciences sociales) et ils sont révisés par des pairs. Les Résumés à l'intention des décideurs du GIEC sont corédigés par des représentants des gouvernements et par les auteurs scientifiques, et ils sont toujours sujets à l'approbation de ces derniers.

En examinant les trois rapports d'évaluation formels du GIEC (publiés en 1990, 1996 et 2001), on constate que les principales conclusions du Groupe sont devenues de plus en plus assurées et que la compréhension des phénomènes étudiés est de plus en plus complète. Le 3e rapport d'évaluation du GIEC fournit une vue d'ensemble des changements climatiques projetés pour le 21e siècle. Il s'agit de l'analyse de référence la plus fiable à ce jour. Le 4e rapport d'évaluation, en cours d'élaboration, doit être publié en 2007. Le rapport de 2001 concluait que :

- Aujourd'hui, les concentrations atmosphériques des GES sont d'environ 425 ppm, contre 280 ± 10 ppm avant 1750 (niveaux préindustriels). Depuis 1750, elles ont donc augmenté de plus de 50% et continuent à progresser à un rythme moyen de 0,5% par an,
- les concentrations du seul CO_2 dans l'atmosphère s'élevaient à 375 ppm en 2003, contre 280 ppm avant 1750, soit une hausse de 34%, celle-ci s'étant accélérée depuis 1950,
- La concentration actuelle du CO_2 n'avait jamais encore été atteinte au cours des 650 000 dernières années. Le taux d'augmentation actuel est sans précédent depuis au moins 20 000 ans,
- Environ 75% des émissions anthropiques de CO_2 dans l'atmosphère au cours des dernières années sont dues à la combustion de combustibles fossiles (pétrole, charbon, gaz),
- La concentration atmosphérique du méthane (CH_4) s'est accrue de 151% depuis 1750. La concentration du CH_4 n'avait jamais atteint le niveau actuel depuis 420 000 ans,
- La concentration atmosphérique d'oxyde nitreux (N_2O) a crû de 17% depuis 1750 et elle continue d'augmenter. La concentration du N_2O n'avait jamais atteint le niveau actuel depuis au moins les 1 000 dernières années,
- La température moyenne globale à la surface (la moyenne de la température de l'air près de la surface du sol et de la température à la surface de la mer) a augmenté depuis 1861 (début des mesures). Au 20e siècle, cette hausse a été d'environ $0,6^\circ\text{C}$ au niveau mondial et de $0,95^\circ\text{C}$ en Europe, ce qui représente une vitesse de réchauffement sans précédent au cours des 1000 dernières années.
- La majeure partie du réchauffement observé ces 50 dernières années est imputable aux activités humaines.
- globalement, il est très probable que les années 90 ont été la décennie la plus chaude et 1998 l'année la plus chaude depuis 1861,
- Aujourd'hui, la capacité d'absorption des puits de carbone que représentent la biomasse (forêts, cultures et autre végétation) et les océans est d'environ 3,5 GtC par an alors que les émissions mondiales anthropiques de CO_2 s'élèvent à environ 7 GtC. En d'autres

termes, au niveau mondial, nous émettons deux fois plus de CO₂ que ne peuvent absorber les fonctionnements naturels.

- Il est pratiquement certain que les émissions de CO₂ dues à la combustion de combustibles fossiles vont exercer une influence dominante, tout au long du XXI^e siècle, sur les tendances de la concentration de dioxyde de carbone dans l'atmosphère.
- Si nous n'agissons pas de façon énergique pour limiter les émissions de GES d'origine humaine, on estime que la température moyenne à la surface de la Terre aura augmenté de 1,4 à 5,8 °C entre 1990 et 2100. Environ la moitié de cet écart s'explique par les différents modèles climatiques employés, l'autre moitié s'explique par les différents scénarios d'émissions de GES envisagés.

> **ANNEXE 3 : SCENARIO TRAJECTOIRE 550 PPM DU WBCSD**

Hervé POULIQUEN, Centre d'analyse stratégique

1 Introduction

La présente note a pour objectif de contribuer au groupe de travail Perspectives de l'offre et la demande mondiale, de la Commission Energie 2050.

Il s'agit d'établir une vue des variables énergétiques qu'il est intéressant d'observer et de donner des ordres de grandeur aujourd'hui et d'ici 2050.

L'exercice prend comme support les scénarios du World business council for sustainable development (WBCSD⁷³, 08/2004). Lorsque cela est possible, les comparaisons sont effectuées avec les scénarios d'autres organisations ; CME, AIE, RITE (Japon), LEPII (Grenoble).

Dans une première étape, il a été choisi de retenir le ou les scénarios caractérisés par une croissance soutenue et un objectif de trajectoire (type facteur 4) d'émissions à 550 ppm en 2050. Dans ce dernier cas, il a en effet matière à débat sur des ruptures à engager dans le système énergétique. Il peut être fait l'hypothèse qu'un scénario tendanciel ne présente guère d'intérêt, puisqu'il a montré qu'il conduit sur bien des points à des contraintes peu supportables, voir à des catastrophes : gâchis de matière et d'argent, engorgement routier, pollutions locales, changement climatique, maintien de la pauvreté, déséquilibre nord-sud, etc.

2 Scénario 550 ppm du WBCSD en 2050

Le scénario du WBCSD, trajectoire 550 ppm, a vocation à décrire une situation soutenable en 2050. Il s'appuie sur les données du Groupement Intergouvernemental sur le changement climatique (GIEC), celles de l'AIE et les études menées par le WBCSD. Il apporte une vue assez complète du système énergétique traduite dans les différents tableaux de l'annexe 1.

La consommation d'énergie finale est estimée à 705 GGj⁷⁴ soit plus du double de la consommation actuelle (309 GGj en 2000⁷⁵). On notera l'effet des économies d'énergie que l'on peut déduire du même type de scénario économique auquel n'est pas appliquée une forte contrainte carbone (A1B-

⁷³ Le WBCSD regroupe 170 entreprises internationales unies par leur engagement commun pour un développement durable, au service du progrès social, sans impact insupportable sur l'équilibre écologique et compatible avec la croissance économique. Les membres représentent plus de 30 secteurs industriels majeurs, répartis dans 35 pays. Le WBCSD bénéficie aussi d'un réseau mondial de 50 organismes professionnels et organisations partenaires au niveau régional et national.

Le projet énergie et climat, ayant contribué à l'élaboration des scénarios, a été présidé par Anne Lauvergeon (AREVA), John Manzoni (BP), Egli Myklebust (Norsk Hydro). Le groupe de travail a impliqué des représentants de 75 entreprises membres et 12 partenaires BCSD régionaux.

⁷⁴ Soit 16,78 Gtep, dont on peut déduire une consommation d'énergie primaire de 22,61 Gtep, à comparer avec : 24,8 Gtep CME (2050, A3), et 16,5 Gtep AIE (2030).

Les scénarios type A du CME considèrent un monde caractérisé par une forte croissance économique, une augmentation de la consommation et des efforts importants pour l'efficacité énergétique. Le progrès technologique est également considéré comme rapide. La variante A3 met l'accent sur le rôle du gaz naturel, les énergies renouvelables et le nucléaire pour tenter de résoudre le problème des émissions de CO₂.

⁷⁵ soit 7,35 Gtep

AIM du GIEC). L'écart est de 450 GGj ou 10,71 Gtep. A 70 \$/b, cela revient à 5 500 Mrd \$ d'économies, soit 122 Mrd \$/an d'ici 2050⁷⁶.

2.1 Mix énergétique : plusieurs transitions significatives apparaissent par rapport à la situation en 2000.

- L'électricité et dans une moindre mesure le gaz, connaissent une extraordinaire progression, gaz (+ 216 %), électricité (+ 695 %) ;
- Les nouvelles centrales au charbon sont à séquestration (CCS : carbone capture an sequestration) à hauteur de 1 000 GW, soit un équivalent du parc charbon actuel dans le monde ;
- Le fort développement (x 6) des centrales à gaz ;
- L'éolien surclasse toutes les autres énergies passant d'une puissance actuelle de 50 GW à 7 500 GW ;
- L'énergie nucléaire connaît une multiplication par 5 du parc mais l'augmentation est moitié moindre que dans le même scénario de croissance économique hors contrainte carbone ;
- Le solaire représenterait 8,8 % de l'énergie finale ;
- L'énergie hydraulique ou des marées serait multipliée par 4.

En ce qui concerne les émissions, la suppression des centrales à fuel, l'évitement de 1 500 GW de charbon et la substitution dans les transports des véhicules classiques par des véhicules faible émission ainsi que l'usage des biocarburants, conduisent à tenir les émissions de CO₂ à un niveau très proche de celui d'aujourd'hui.

Le mix énergétique de différents scénarios est comparé sur le tableau 1.

⁷⁶ 1 tep = 7,33 boe ; 1GGJ = 23,8 G tep

Tableau 1 : répartition de l'énergie primaire

2050	LEPII-EPE IMACLIMPOLES(tendanciel)	GIEC- IPCCB1	WBCSD550 ppm	WECA3	RITE550 ppm
Énergie primaire (2002 AIE : 10,3 Gtep)	25,9 Gtep	19,9 Gtep	22,6 Gtep	25 Gtep	17 Gtep
Intensité énergétique			0,12 toe/1000 \$	0,21 toe/1000 \$	
Charbon (23%)	25,3 %	4,4 %		9 %	12 %
Pétrole (36%)	25,6 %	22,9 %		18 %	29 %
Gaz (21%)	18,1 %	35,4 %		32 %	38 %
Nucléaire (6,7%)	16,8%	4,3 %		11 %	2 %
Renouvelables (13,3 % dont 2,0 (hydro+géothermie) 0,5 (éolien + solaire) 10,8 (biomasse)	14,2 dont 1,6 (hydro+géothermie) 2,9 (éolien + solaire) 9,7 (biomasse)	33 % dont 18,6 (hydro + éolien + solaire) 14,4 (biomasse)		30 %	19 % dont 6,9 % (hydro) 8,6 % (éolien + solaire) 3,5 % (biomasse)
Émissions de carbone (23,6 Gt CO ₂)	50 Gt CO ₂ par an dont 50% en Asie	11 Gt/an	9 Gt/an	9,3 Gt/an	

Les scénarios à 550 ppm montrent une assez bonne convergence sur pétrole et gaz.

Les différences sont significatives sur le charbon, selon vraisemblablement qu'il est associé ou non à des dispositifs de capture et de stockage : variation du simple au triple, de 4,4 % à 13%. La part des énergies renouvelables va environ du simple au double, 19 % à 33 %. Pour le nucléaire, l'écart va du simple au quintuple, 2 % à 11 %.

Tableau 2 : répartition de l'énergie finale

Mix énergie finale en 2050	WBCSD (550 ppm)	WEC - A3	RITE 550 ppm (IPCC B2)
Solide	10 %	18 %	9 %
Liquide	20 %	33 %	32 %
Gaz	25 %	31 %	25 %
Electricité	45 %	18 %	34 %

Le mix électrique est comparé sur le tableau 3.

Tableau 3 : production électrique

En %	AIE 2002	AIE 2030	REF IMACLIM POLES 2030 (tendanciel)	REF IMACLIM POLES 2050 (tendanciel)	WBCSD 2050 550 ppm
Charbon	37	39	36	31	11
Pétrole	7	3	3	3	0
Gaz	19	30	23	14	16
Nucléaire	17	9	19	29	13
Renouvelables	3	6	9 dont 4 (biomasse) 5 (éolien)	16 dont 3 (biomasse) 10 (éolien) 2 (solaire) 1 (hydrogène)	50
Hydro	17	13	10	7	10

2.2 Répartition du mix par région (tableau A2, annexe 1) : on observe selon le scénario du WBCSD, que les énergies renouvelables connaissent partout un développement fort ; le nucléaire augmente davantage en Chine et au Japon. La part fossile est beaucoup plus élevée pour la Chine.

2.3 Emissions de carbone (tableau A3, annexe 1) : elles sont maintenues à 9 Gt au niveau mondial, soit proche du niveau de 2000 de 8 Gt. Le scénario offre une alternative au doublement à 16 Gt des émissions dans le cas d'un scénario de continuité.

La production électrique et dans une moindre mesure le transport sont les secteurs qui nécessitent une forte intervention pour réduire les émissions de CO₂.

On notera que depuis trente ans, l'intensité de carbone a sensiblement diminué en Europe (- 26 %) et au Japon (- 27 %) ; elle a baissé faiblement aux USA (- 6 %) et très fortement augmenté en Chine (+ 57 %). Ce chiffre illustre pour ce pays des choix énergétiques et un fonctionnement des systèmes peu efficaces de ce point de vue.

A l'horizon 2050, l'ensemble des grandes régions considérées envisage le même effort de réduction des émissions. Les USA rejoindraient un niveau d'intensité carbone équivalent à celle de l'Europe. Le Japon se donne un objectif plus ambitieux. Pour les USA la baisse indiquée équivaldrait à combiner – 2 % d'efficacité énergétique par an (ce qui est la pente actuelle des USA) et – 1,4%/an de décarbonisation (soit près du double du rythme européen ou japonais ces 30 dernières années).

2.4 Caractéristiques de la consommation (tableau A4, annexe 1) : conformément à l'hypothèse de croissance soutenue du scénario, l'ensemble du monde connaît en 2050 un accroissement de sa richesse, mené avec des quantités d'énergie moindre. L'Amérique du Nord reste deux fois plus énergivore que l'Europe ou le Japon. La Chine se situe dans le même ration consommation/richeesse que les USA. L'effort mondial d'intensité énergétique est de 1,5 % d'ici 2050, ce qui apparaît moyennement ambitieux. Le scénario 2050 montre que le transport participe activement d'ici 2050 à la maîtrise des consommations d'énergie (davantage que l'habitat) et à la réduction des émissions.

2.5 Secteur du transport (tableau A5, annexe 1) : sauf en Chine, les consommations sont appelées à baisser (Amérique du Nord – 36 %, Europe – 27 %, Japon - 22 %), en même temps que les carburants se diversifient. La part des carburants d'origine fossile descendrait à environ 50 % en Amérique du Nord et en Europe, 25 % serait consacré aux biocarburants et 25 % à l'hydrogène.

Le Japon poursuivrait un objectif 100 % hydrogène, la Chine serait encore marquée à 80 % par les carburants d'énergie fossile ce qui peut paraître étonnant compte tenu d'un marché de l'automobile de plus en plus mondialisé.

Addendum⁷⁷ : scénarios du WBCSD

- *Tableau A1 : Répartition de l'énergie primaire et de l'énergie finale*
- *Tableau A2 : Mix de la production électrique*
- *Tableau A3 : Emissions de CO₂*
- *Tableau A4 : Caractéristiques de la consommation*
- *Tableau A5 : Transports*
- *Tableau A6 : Données démographiques*

Tableau A1 : Répartition de l'énergie primaire et de l'énergie finale

2050 WBCSD		Situation en 2000 : l'énergie repose principalement sur les énergies fossiles avec des appoints hydrauliques et nucléaires	Scénario croissance économique rapide et introduction accélérée des technologies nouvelles et plus efficaces	Scénario croissance économique rapide avec une utilisation de l'énergie et un contenu carbone faible (trajectoire 550 ppm), obtenue grâce à des changements technologiques et de société
Energie primaire		500 GGj (2000)	A1B-AIM 1400 GGj	Trajectoire 550 ppm (2050) 950 GGj
Energie finale dont :		309 GGj (2000)	A1B-AIM 1002 GGj	Trajectoire 550 ppm (2050) 705 GGj
	Solide	34 GGj	70 GGj	75 GGj
	Liquide	127 GGj	300 GGj	141 GGj
	Gaz	54 GGj	300 GGj	171 GGj
	Electricité	40 GGj	332 GGj	318 GGj
	Non commercial	54 GGj		
	Emission de carbone	8 Gt	16 Gt	9 Gt
	Centrales électriques à charbon	1000 GW	2500 GW	1000 GW
	Centrales électriques à charbon avec séquestration	NS		1000 GW
	Centrales électriques à fuel	500 GW		
	Centrales électriques à gaz	500 GW	1500 GW	3000 GW
	Eolienne	NS	7500 GW	7500 GW
	Solaire	NS	37 GGj (1200 GW)	62 GGj (2000 GW)
	Nucléaire	500 GW	4500 GW	2500 GW
	Hydraulique (maré motrices ou géothermiques)	500 GW	2000 GW	2000 GW
	Véhicules classique carburant pétrole	750 M	1750 M	
	Véhicules classique biocarburant	NS	1000 M	
	Véhicules basses émissions pétrole	NS		1000 M
	Véhicules basses émissions biocarburant	NS		1000 M
	Utilisation directe de combustible fossile	150 GGj	350 GGj	250 GGj
	Utilisation directe biomasse	NS	100 GGj	50 GGj
	Non combustible non commercial	50 GGj		

1 GGj : 278 TWh (consommation d'électricité en France : 450 TWh/an)
Puissance électrique installée en France : 100 GW

⁷⁷ Compte tenu des données disponibles, certains chiffres ont été déterminés de façon approchée.

Tableau A2 : Mix de la production électrique

Production électrique : mix par Région		Situation en 2000 : l'énergie repose principalement sur les énergies fossiles avec des appoints hydrauliques et nucléaires			Scénario croissance économique rapide avec une utilisation de l'énergie et un contenu carbone faible (trajectoire 550 ppm), obtenue grâce à des changements technologiques et de société		
		Fossile (charbon + pétrole + gaz)	Nucléaire	EnR (biomasse, déchets + éolien + solaire + hydro)	Fossile	Nucléaire	EnR
	USA + Canada	11,1 EJ	3,4 EJ	3 EJ	18,6 EJ dont 7,5 gaz et 7,5 charbon CCS	4,9 EJ	24 EJ dont 15 éolien
	Europe 25	6,5 EJ	3,7 EJ	1,6 EJ	8 EJ dont 4 gaz et 3 charbon CCS	4,4 EJ	10,1 EJ dont 6 éolien
	Japon	2,4 EJ	1,1 EJ	0,4 EJ	0,6 EJ dont 0,5 gaz	2,5 EJ	2,8 EJ dont 0,6 biomasse, 0,8 éolien et 0,7 solaire
	Chine	6,6 EJ	0,1 EJ	1 EJ	32,1 EJ dont 15 charbon et 13 charbon CCS	7 EJ	24 EJ dont 14 éolien

1EJ = 1 GGJ

Tableau A3 : Emissions de CO₂

Emissions de CO ₂		Situation en 2000 : l'énergie repose principalement sur les énergies fossiles avec des appoints hydrauliques et nucléaires			Scénario croissance économique rapide et introduction accélérée des technologies nouvelles et plus efficaces	Scénario croissance économique rapide avec une utilisation de l'énergie et un contenu carbone faible (trajectoire 550 ppm), obtenue grâce à des changements technologiques et de société
		8 Gt				
Niveau total		8 Gt			16 Gt	9Gt
dont :	Industrie	1,11 Gt (15%)			1,8 Gt	1,51 Gt (17%)
	Transport	1,45 Gt (20%)			3,3 Gt	1,29 Gt (15%)
	Habitat	0,78 Gt (11%)			1,3 Gt	0,75 Gt (9%)
	Production électrique	2,5 Gt (34%)			6,8 Gt	3,4 Gt (39%)
	Divers	2,16 Gt (27%)			2,8 Gt	1,94 Gt (20%)
	Taux de décarbonisation					1,3 % /an (deux fois plus rapide que sur les 30 dernières années)
	Quantité de CO ₂ par unité d'énergie (évolution d'ici 2050)					
		1971	2002	soit		
	USA	64 t/TJ	60 t/TJ	1,8 Gt	25 t/TJ	0,9Gt -48%*
	Europe 25	69 t/TJ	51 t/TJ	1.1 Gt	28 t/TJ	0,5 Gt -45%
	Japon	66 t/TJ	48 t/TJ	0,35 Gt	20 t/TJ	0,1 Gt -58%
	Chine	49 t/TJ	77 t/TJ	1,2 Gt	43 t/TJ	1,7 Gt -44%

* par exemple : -1,4%/an de décarbonisation et -2%/an d'efficacité énergétique

Tableau A4 : Caractéristiques de la consommation

Consommation finale (→ levier d'efficacité énergétique)		Situation en 2000 : l'énergie repose principalement sur les énergies fossiles avec des appoints hydrauliques et nucléaires	Scénario croissance économique rapide avec une utilisation de l'énergie et un contenu carbone faible (trajectoire 550 ppm), obtenue grâce à des changements technologiques et de société
Par secteur	Industrie	94 GGj (32%)	171 GGj (31%)
	Transport	77 GGj (26%)	100 GGj (18%)
	Habitat	104 GGj (35%)	237 GGj (43%)
	Autre	21 GGj (7%)	44 GGj (8%)
Taux d'amélioration de l'efficacité énergétique			1,5 % / an (soit 20% de mieux que dans les 30 dernières années)
Consommation vs richesse par pays	USA+Canada	(330 Gj per capita ; 35 000 \$ GDP per capita)	(260 Gj per capita ; 60 000 \$ GDP per capita)
	Europe 25	(160 Gj per capita ; 20 000 \$ GDP per capita)	(140 Gj per capita ; 65 000 \$ GDP per capita)
	Japon	(175 Gj per capita ; 25 000 \$ GDP per capita)	(135 Gj per capita ; 55 000 \$ GDP per capita)
	Chine	(40 Gj per capita ; 5 000 \$ GDP per capita)	(110 Gj per capita ; 30 000 \$ GDP per capita)
	Monde	1971 : (60 Gj per capita ; 4 000 \$ GDP per capita) 2002 (70 Gj per capita ; 7 000 \$ GDP per capita)	2025 : (85 Gj per capita ; 12 000 \$ GDP per capita) 2050 : (95 Gj per capita ; 19 000 \$ GDP per capita)

* Growth domestic product

Tableau A5 : Transports

Transports par Région		Consommation Aviation & route (2002)	Route (2002)	Carburant Fossile Bio H2 (2002)	Consommation Aviation & route (2050)	Route (2050)	Carburant : Fossile Bio H2 (2050)
	USA + Canada	25,2 EJ	4,9 Mrd km	99% 1% 0%	16 EJ (-36%)	5,3 Mrd km	48% 25% 27%
	Europe 25	13 EJ	3,7 Mrd km	99% 1% 0%	9,5 EJ (-27%)	3,5 Mrd km	47% 21% 32%
	Japon	3,6 EJ	1,1 Mrd km	100% 0% 0%	2,8 EJ (-22%)	1 Mrd km	0% 0% 100%
	Chine	2,3 EJ	0,44 Mrd km	100% 0% 0%	14,5 EJ (+530 %)	5,6 Mrd km	83% 0% 17%

Tableau A6 : Données démographiques

Population		Situation en 2000 : l'énergie repose principalement sur les énergies fossiles avec des appoints hydrauliques et nucléaires	Scénario croissance économique rapide et introduction accélérée des technologies nouvelles et plus efficaces	Scénario croissance économique rapide avec une utilisation de l'énergie et un contenu carbone faible (trajectoire 550 ppm), obtenue grâce à des changements technologiques et de société
			Monde prospère	Pauvreté réduite
	Pays pauvres	800 M		
	Pays en développement	3200 M	1000 M	2000 M
	Pays émergents	1000 M	2400 M	5000 M
	Pays développés	1000 M	5800 M	2200 M

> ANNEXE 4 : GEOPOLITIQUE DE L'ENERGIE

Jacques LAPOUGE

1 Principales évolutions de la géopolitique de l'énergie.

1.1 *Montée en puissance de la demande et accès aux ressources*

La demande globale d'énergie primaire doit augmenter de plus de 50% d'ici 2030 selon le scénario de référence de l'AIE. Comme les ressources (cf. tableaux en annexe), la demande mondiale d'énergie est très inégalement répartie. Les principaux consommateurs sont : les Etats-Unis (22.2% du total), la Chine (14.7%), la Russie (6.4%), le Japon (5%), l'Inde (3.7%), l'Allemagne (3.1%), et le Canada (3%). Les pays du G8 consomment 46.1% de l'énergie mondiale.

La Chine a contribué à elle seule à quasiment la moitié de l'accroissement de la consommation énergétique mondiale en 2005 (70% pour l'ensemble de l'Asie). L'AIE vient de revoir à la hausse ses prévisions de la demande pétrolière chinoise : +6.5% en 2006, et +5.5% en 2007. A noter que plus de la moitié de l'accroissement de la consommation mondiale d'énergie est représentée par le charbon.

Avec l'entrée en scène de grands pays émergents (Chine, Inde) et dans un contexte de raréfaction des ressources, l'enjeu majeur réside aujourd'hui dans l'accès aux ressources pétrolières (en particulier du Moyen-Orient), l'accès des IOC (International Oil Companies), aux réserves des NOC (National Oil Companies). Les NOC contrôlent 87% des réserves et 56% de la production mondiale de pétrole.

1.2 *L'affirmation des pays producteurs*

L'énergie, hier facteur sous-jacent des relations internationales, est aujourd'hui brandie comme un moyen d'affirmation sur la scène internationale et au plan régional par les États détenteurs des réserves. La rivalité entre pays consommateurs pour accéder aux ressources s'intensifie, tandis que les États producteurs se retrouvent en position de force. La Russie en est sans doute le meilleur exemple.

Or, une double limitation entrave l'exploitation des ressources naturelles dans nombre de pays bien dotés : fermeture ou quasi-fermeture aux investissements internationaux et faiblesse des investissements nationaux limitent le développement des ressources en hydrocarbures, aussi bien pour le marché national, que pour les exportations. Des pays comme le Mexique, la Russie, le Venezuela, ou l'Iran illustrent bien ce phénomène.

1.3 *La mondialisation en cours du secteur gazier*

Alors que jusqu'à présent seul le pétrole se négociait au plan mondial, un processus de mondialisation est à l'œuvre dans le secteur gazier, porté par le marché du gaz naturel liquéfié (GNL) en pleine expansion. Les producteurs gaziers, auparavant confinés à des débouchés essentiellement régionaux, vont être amenés à effectuer des arbitrages entre les grands pôles mondiaux de consommation (cf. arbitrage de la Russie entre les trois grands pôles consommateurs : Europe, Amérique du Nord et Asie).

1.4 L'effet déstabilisateur des crises internationales

Enfin, parmi les nombreux facteurs influant sur les marchés pétroliers, les tensions géopolitiques jouent à l'évidence un rôle de plus en plus significatif. Il n'est en effet aujourd'hui guère plus de crise internationale qui n'ait un impact direct ou indirect sur les marchés pétroliers sur le court terme comme sur le long terme (cf. : la crise récente des missiles nord-coréens, l'escalade israélo-libanaise, la crise iranienne, etc.).

1.5 Vers la relance du nucléaire ?

La reprise du nucléaire concerne schématiquement deux types de pays : ceux des pays développés qui obéissent à une logique avant tout industrielle (Royaume-Uni, Etats-Unis) et ceux des pays émergents où les considérations économiques et politiques se mêlent (Chine, Inde). Aujourd'hui limité (390 gigawatts produits par 444 réacteurs), le nombre de centrales nucléaires pourrait significativement s'accroître à moyen et long terme en raison des atouts dont dispose cette source d'énergie :

- accroissement de l'indépendance énergétique ;
- pas d'émission de CO₂ ;
- compétitivité croissante grâce à l'envolée des cours des hydrocarbures mais aussi aux caractéristiques des réacteurs de nouvelle génération (cf. l'EPR qui consomme 15 % d'uranium en moins et est Moxable à 100%) ;
- importantes ressources en uranium.

Au rythme actuel, les réserves en uranium permettent 70 années de consommation, sachant que les experts estiment que ce chiffre pourrait être multiplié par 2 avec l'actuel redémarrage des activités de prospection. Réparties de manière relativement équilibrée dans le monde (29 % au Canada, 22 % en Australie, 8% en Namibie, en Russie et au Niger), elles ne posent pas, du moins à ce stade, de véritables problèmes d'accès à la ressource.

Cependant, le mouvement actuel de relance du nucléaire reste à confirmer. Il dépendra des solutions que nous saurons apporter aux problèmes de non-prolifération et d'accès aux technologies nucléaires. Plusieurs initiatives substantielles ont été récemment lancées à ce sujet :

- par les Américains avec le GNEP (Global Nuclear Energy Partnership) : développement à l'horizon 2040 d'un nouveau procédé de retraitement des combustibles usés et de nouveaux réacteurs à neutrons rapides par les pays "technologiquement avancés", qui réunis au sein d'un consortium fourniraient aux PVD le combustible et le récupérerait une fois usagé ;
- par les Russes à travers l'initiative Poutine (création d'un centre international de services du combustible, limité à ce stade à l'enrichissement) ;
- et enfin 6 « grands pays » du nucléaire, dont la France, avec les assurances d'accès au combustible. Pour mémoire, les opérateurs industriels d'enrichissement de ces 6 pays s'engageraient collectivement à se substituer à celui d'entre eux qui serait défaillant, pour des raisons politiques imposées par son Gouvernement non liées à un problème de prolifération ni de nature commerciale. Pour être éligible à ces assurances, un pays devrait avoir choisi de lui-même de ne pas développer sur son sol des capacités de retraitement et d'enrichissement. Par ailleurs, une réserve d'uranium enrichi pourrait être constituée, sous le contrôle de l'AIEA.

Mais il sera aussi fonction des réponses que nous trouverons aux problèmes de sûreté nucléaire (notamment au maintien en fonctionnement de centrales de type Tchernobyl dans l'ex-URSS), qui déterminent en grande partie l'acceptation de cette énergie par les opinions publiques.

Tableaux : l'inégale répartition des ressources en hydrocarbures

Les ressources pétrolières				
Pays	Réserves	Pays	Production (2005)	Pays
Arabie Saoudite	22%	Arabie Saoudite	13.5%	Arabie Saoudite
Iran	11.5%	Russie	12.1%	Iran
Irak	9.6%	Etats-Unis	8%	Irak
Koweït	8.5%	Iran	5.1%	Koweït
EAU	8.1%	Mexique	4.8%	EAU
Venezuela	6.6%	Chine	4.6%	Venezuela
Russie	6.2%	Canada	3.7%	Russie

Les ressources gazières			
Pays	Réserves	Pays	Production (2005)
Russie	26.6%	Russie	21.6%
Iran	14.9%	Etats-Unis	19%
Qatar	14.3%	Canada	6.7%
EAU	3.4%	Algérie	3.2%

2 Une géopolitique de la demande : exemple des Etats-Unis et de la Chine

Les deux plus gros consommateurs d'énergie de la planète, Etats-Unis et Chine, sont de plus en plus dépendants de leurs importations pétrolières et ont pour priorité la diversification de leur approvisionnement en hydrocarbures.

2.1 Le « grand jeu » américain

Suite à l'échec de la politique d'indépendance énergétique tentée dans le sillage du premier choc pétrolier, les autorités américaines ont opté, au tournant des années 80, pour une insertion dans les marchés internationaux, ce qui implique un recours massif et croissant aux importations pétrolières.

L'objectif des États-Unis est de maximiser la production pétrolière hors OPEP et plus particulièrement hors du Moyen Orient. Au cours des 20 dernières années, on a ainsi assisté à une régionalisation des importations pétrolières américaines. Les Amériques en représentent près de la moitié: forte dépendance envers le Canada (16 % des importations), le Mexique (16,5 %) et le Venezuela (12,3 %). Par ailleurs si le Moyen-Orient continue de représenter le cœur de l'approvisionnement (Arabie saoudite : 17,8 %, Irak : 5,2%), l'ex-URSS et le Golfe de Guinée (au sens large) occupent une place de plus en plus importante. En 2015, l'Afrique centrale devrait fournir 25% des approvisionnements pétroliers contre 16% aujourd'hui.

2.2 L'insertion de la Chine dans les marchés internationaux

La très forte croissance économique chinoise génère une demande en hydrocarbures que la production nationale n'est pas à même de couvrir. Depuis 1993, la Chine n'est plus autosuffisante sur le plan pétrolier. En 2003, elle a dépassé le Japon en devenant le 2^e importateur mondial de pétrole (160 M de tonnes en 2005, soit la moitié environ de ses besoins).

En sus de la diversification de ses approvisionnements, la Chine mène une politique active de prospection tous azimuts via ses compagnies énergétiques publiques: la China National Petroleum Corporation (CNPC), China National Offshore Oil Corporation (CNOOC) et China Petroleum & Chemical

Corporation (SINOPEC). Elle privilégie la mise en place de partenariats bilatéraux, en particulier avec des pays marginalisés sur le marché pétrolier international tels que le Soudan et l'Iran. Elle profite ainsi de l'absence des autres opérateurs pour investir les marchés laissés vacants.

Le volume de ses importations pétrolières devrait doubler à l'horizon 2010. Le Moyen-Orient représente 50% de ses importations, suivi de l'Afrique (22%, essentiellement en provenance d'Angola, du Soudan, et plus récemment du Nigeria). Les Chinois prospectent également au Congo, Gabon, Algérie, Mali, Mauritanie, et Niger. En 2011, La Russie pourrait fournir 20% des importations chinoises en hydrocarbures, si les accords bilatéraux sur la construction d'un pipe et du gazoduc sont menés à bien. Les futurs pipelines sibériens la mettent en concurrence avec le Japon. La Chine développe ses liens énergétiques avec les pays d'Asie Centrale (le Kazakhstan lui livre du pétrole depuis le mois d'avril). A long terme, elle cherche certainement à acquérir, via l'Asie centrale, une route énergétique terrestre vers le Moyen-Orient. Elle est également présente en Amérique Latine (Venezuela, Cuba, Cône Sud) et même au Canada.

La stratégie énergétique chinoise inclut une dimension militaire en vue de sécuriser ses voies d'approvisionnement maritimes (baptisée « colliers de perles » par les Etats-Unis) : il s'agit d'un chapelet d'accords stratégiques passés avec les pays bordant les routes maritimes du golfe persique à la mer de Chine.

3 De l'amont vers l'aval: la stratégie de Gazprom en Europe

Gazprom est la première compagnie gazière au monde : elle détient 60% des réserves gazières russes, assure 90% de la production gazière russe et 20% de la production mondiale de gaz. Elle est à la tête de 60 filiales et prises de participation au capital d'une centaine de compagnies russes et étrangères.

3.1 Objectifs de Gazprom :

- Maintenir sa position dominante dans l'approvisionnement européen: l'Europe absorbe 83% des exportations totales de Gazprom.
- Investir dans la filière GNL (cf. projet de Chotkman) et développer les swaps gaziers avec les partenaires euro méditerranéens.
- Faire l'acquisition d'actifs à l'étranger à hauteur de 20% de son capital, en particulier en Europe de l'ouest.

3.2 Moyens mis en œuvre

- Gazprom exporte dans 27 pays d'Europe de l'Est. Dans les pays de la CEI situés en aval de son réseau gazier, le gazier russe cherche à consolider sa présence dans les réseaux de transit et de distribution, au moyen notamment de pressions tarifaires. A ce jour, il aurait mis en place dans ces pays une vingtaine de joint-ventures.
- Gazprom envisage de poursuivre son implantation dans les pays baltes, en développant ses prises de participation dans les compagnies gazières nationales. Il contourne ainsi l'Ukraine, pays traditionnel de transit du gaz russe, pour s'ancrer directement sur le marché gazier communautaire.
- Sa stratégie est également active dans les Balkans afin de maîtriser la concurrence potentielle à partir de la Caspienne.
- En Europe de l'Ouest, Gazprom entend se renforcer dans l'aval gazier en prenant position dans le transport, le stockage, la distribution, mais aussi la production électrique (en devenant actionnaire de centrales).

3.3 Le laboratoire allemand

Gazprom a fait, dès le début des années 90, son entrée en direct sur le marché allemand en constituant une joint-venture avec une filiale de BASF dans le Nord du pays: 'Wingas', créée en 1993, est détenue à 35% par Gazprom et 65% par Wintershall AG.

En 1999, Ruhrgas et Gazexport ont constitué la joint-venture ZAO Gerosgaz. Ruhrgas détient 6,5% de parts dans Gazprom (dont 3,5% d'investissements directs). Le Président du CA de Ruhrgas siège au « Board of Directors » de Gazprom.

L'Allemagne joue un rôle majeur dans le transit du gaz en Europe du fait de sa position centrale et de son réseau de gazoducs, qui sera complété par le gazoduc sous la Baltique (North Europe Gas Pipeline), projet mené par un consortium germano-russe regroupant Gazprom, E.ON et BASF (cf. en annexe, carte des grands axes de transport de gaz naturel en Europe).

Le 27 avril dernier Gazprom et BASF ont signé un accord d'échange d'actifs dans les domaines de la production et du commerce gaziers, en vertu duquel :

- la part de Gazprom dans la joint-venture Wingas est passée de 35% à 50% (moins une part), et le gazier russe a obtenu une participation dans une filiale de Wingas en Libye ;
- BASF a obtenu une participation de 25% (moins 1), et 10 % de parts sans droits de vote, dans la compagnie Severneftegazprom, filiale de Gazprom à 100%, propriétaire du champ de Yuzhno-Russkoye, qui alimentera en grande partie le NEPG ;
- Il a été en outre convenu que Gazprom et BASF constitueraient la joint-venture « Wingas Europa » afin de vendre du gaz aux pays européens.

3.4 Autres cibles: les marchés britannique, français et italien

Gazprom affiche comme objectifs: 10% du marché français, 20% du marché britannique en 2015 (cf. son offre sur Centrica, qui lui donnerait accès d'emblée à 40% du marché britannique). La filiale trading de Gazprom au Royaume-Uni a obtenu en 2005 l'autorisation de vendre directement du gaz sur le marché français.

Le partenariat en train de se nouer entre ENI et Gazprom revêt une approche plus globale : cf. l'annonce de la signature d'un accord le 15 octobre prochain portant sur toute la chaîne énergétique (de la production à la commercialisation tant des hydrocarbures que de l'électricité). Cet accord devrait permettre à Gazprom de faire son entrée dans la distribution du gaz en Italie et à ENI de participer à l'exploration d'hydrocarbures en Russie.

3.5 Menace d'un cartel gazier ?

Récemment l'annonce d'accords gaziers signés entre la Sonatrach et Gazprom/Lukoil, qui pourraient porter y compris sur l'aval gazier, a suscité des interrogations en Europe et une vive inquiétude en Italie, en ravivant les craintes de constitution d'une OPEG, cartel des pays exportateurs de gaz. Les experts écartent pour le moment cette possibilité.

Il existe un Forum des pays exportateurs de gaz, créé en 2001 à Téhéran, qui regroupe 15 pays producteurs, dont l'Algérie, l'Iran, le Qatar, la Russie et le Venezuela (à noter que la Bolivie n'en fait pas encore partie). La Norvège y est observateur. Mais sa transformation en OPEG ne semble pas à l'ordre du jour.

Dans une certaine mesure, on peut dire qu'un cartel gazier existe déjà de manière informelle (cf. contacts réguliers entre les principaux producteurs : Gazprom, la Sonatrach, Statoil, et Gasunie), et n'a

pas forcément besoin d'un cadre institutionnel pour exister. En outre, à ce stade, un tel cartel serait essentiellement régional (approvisionnement de l'Europe).

4 Les questions liées au transport et à l'évacuation des hydrocarbures.

4.1 Les risques liés à la production et au transport des hydrocarbures : détroits stratégiques et risque terroriste

Le risque terroriste se focalise aujourd'hui sur les infrastructures et les voies de transport des hydrocarbures, surtout au Moyen-Orient. La menace est plus forte à proximité des côtes ou dans les ports. Le risque pesant sur les oléoducs ou les gazoducs est encore plus tangible, comme le montrent les attaques en Irak. La problématique des infrastructures a fait l'objet de travaux au sein du G8 (groupe de Lyon/Rome) et de l'UE.

Ce type d'attaque est cependant peu susceptible d'entraîner une rupture de l'approvisionnement ou des dommages durables à l'industrie des hydrocarbures. Ces attentats ont en revanche un véritable rôle déstabilisateur et contribuent à la hausse des coûts de l'énergie.

Les menaces pesant sur le trafic maritime ont été illustrées par l'attentat du 6 octobre 2002 contre le pétrolier français Limburg, en route vers un terminal pétrolier yéménite. Près de 30 millions de barils de pétrole sont transportés chaque jour par des tankers qui empruntent des routes stratégiques et des détroits, en particulier :

- le détroit d'Ormuz (environ 14 Mb/j en provenance des pays du Golfe), contrôlé par l'Iran. Le blocage de ce détroit priverait le marché de 40% des importations mondiales. Il n'existe pas de véritable route alternative pour le pétrole du Golfe.
- le détroit de Malacca : 8,2 Mb/j, point de passage des pétroliers qui ravitaillent l'Asie orientale (Chine, Japon, Corée du Sud).
- le détroit de Bab El Mandeb: entre Djibouti, l'Erythrée et le Yémen, 3,3 M b/j.
- le détroit du Bosphore : 1,2 Mb/j, pétrole russe et d'Asie centrale.

4.2 L'Asie centrale, entravée par la question de l'évacuation des hydrocarbures (cf. en annexe, carte des principales voies d'évacuation des hydrocarbures en Asie centrale)

Le potentiel de l'Asie centrale est entravé par la question de l'évacuation des hydrocarbures. Au regard des tensions qui animent le marché des hydrocarbures aujourd'hui, l'accès à ces réserves enclavées constitue un véritable enjeu (3.5% des réserves prouvées mondiales de pétrole comme de gaz).

Historiquement, la Russie occupe une position centrale dans les réseaux d'exportation des hydrocarbures. Ainsi, elle contrôle jusqu'à 90% des exportations de pétrole kazakhstanais et la mise en service de l'oléoduc CPC en 2001 (Atyraou-Novorossiisk) lui a permis de prendre une certaine avance sur d'éventuels tracés concurrents.

Cependant, les républiques d'Asie centrale mettent en place des politiques de diversification des voies d'évacuation de leurs hydrocarbures, notamment avec des contrats de livraison de pétrole destiné à alimenter l'oléoduc qui relie Bakou à Ceyhan (le BTC) qui est entré en service au premier semestre de 2006 et qui symbolise cette volonté d'affranchissement de la tutelle russe. De nombreux autres projets sont en cours de réalisation ou à l'étude: la construction d'un tuyau à destination de la Chine depuis le Kazakhstan ; l'étude d'un projet offrant au Kazakhstan un débouché dans le golfe persique (projet d'oléoduc KTI jusqu'à la frontière iranienne) grâce à des opérations de swap avec l'Iran.

Pour l'évacuation du gaz, la Russie reste incontournable, comme nous l'a rappelé la négociation entre la Russie et l'Ukraine.

Dans cette stratégie, la région de la Mer Noire, qui est une voie traditionnelle pour le transit des hydrocarbures, renforce son pôle de plaque tournante. Les détroits turcs constituent, historiquement, la

principale voie d'évacuation du pétrole russe. La mise en service du CPC a renforcé le rôle aujourd'hui plus de 3 mb/j transitent par le Bosphore. Ce canal d'exportation est proche de la saturation.

Des voies d'évacuation alternatives se développent et visent à acheminer les hydrocarbures en Mer Méditerranée. Le pétrole et le gaz d'Asie centrale seront partiellement exportés par le biais de l'oléoduc BTC et du gazoduc parallèle Bakou-Tbilissi-Erzurum.

Dans ce dispositif, deux Etats jouent un rôle-clé:

- L'Azerbaïdjan, qui est confronté à un double défi : la réalisation de son potentiel pétrolier et gazier et l'évacuation des hydrocarbures du bassin de la Mer Caspienne.
- La Turquie, reliée directement à tous ses voisins producteurs (cf. outre les infrastructures déjà anciennes, la mise en service du gazoduc sous-marin Blue Stream qui la relie directement à la Russie, de l'oléoduc BTC ainsi que les projets comme celui du gazoduc Nabucco).

Les Etats-Unis, qui mènent dans la région leur politique d'extension des règles du marché, favorisent la diversification des voies d'évacuation des hydrocarbures des Républiques d'Asie centrale. Toutefois, la volonté d'exclure l'Iran de ces projets limite les possibilités.

5 Les principaux foyers de tensions géopolitiques et les répercussions sur les marchés

5.1 Au cœur du cyclone : le Moyen-Orient

La majorité des réserves en hydrocarbures sont concentrées au Moyen-Orient (63% des réserves mondiales de pétrole et près de 40% des réserves en gaz naturel). Dans le scénario de référence de l'AIE, cette région doit tripler sa production gazière, devenant ainsi incontournable parmi les exportateurs de gaz. Le développement de l'industrie du GNL (dont le Qatar reste l'acteur principal tant que l'Iran et l'Iraq ne pourront pas développer leur production) constitue également un avantage pour cette région qui jouit d'une parfaite position géographique pour approvisionner l'Inde, le bassin Pacifique ou le bassin Atlantique. En tout état de cause, la dépendance des consommateurs de gaz à la région Moyen-Orient ira croissante. Si des problèmes politiques venaient entraver le développement des exportations de ces pays, les répercussions seraient mondiales.

Parallèlement, la production de pétrole dans le Moyen-Orient devrait connaître une expansion rapide: elle augmentera de 75 % et la région produira ainsi 44% du pétrole mondial en 2030, contre 35% actuellement. La production pétrolière (liquides de gaz naturel compris) devrait passer de 24.6 Mb/j en 2004 à 45.3 Mb/j en 2030.

Or, le Moyen-Orient abrite les plus fortes tensions internationales (guerre civile en Irak, le conflit israélo-arabe, la crise nucléaire iranienne). La dégradation de la situation en Irak et dernièrement la crise libanaise et la question de l'approvisionnement en armes et du soutien du Hezbollah viennent compliquer la donne dans un Moyen-Orient de plus en plus instable.

Dès l'annonce de l'offensive militaire israélienne au Liban, les cours du pétrole ont recommencé à grimper (sur le Nymex, le baril de « light sweet crude » a dépassé les 78 dollars le 13 juillet), même si les pays impliqués ne sont pas des producteurs de pétrole (à l'exception de la Syrie).

La restauration des capacités de production irakiennes et les activités de production sont constamment menacées par les conflits interethniques et religieux. L'Irak a produit en juillet dernier près de 2.2 Mb/j, soit 300000 b/j de moins qu'avant le début de la guerre en mars 2003. Le potentiel de l'Irak est estimé à 7 Mb/j.

Depuis août 2005, date de la reprise des activités de conversion puis d'enrichissement de l'uranium par l'Iran, la crise du nucléaire iranien fait peser une épée de Damoclès sur les cours du pétrole.

L'arme pétrolière a été évoquée par le Président iranien dont les propos ont cependant ensuite été démentis. La simple menace de représailles iraniennes en cas de sanctions de la communauté internationale suffit déjà à peser sur les cours. Ces représailles iraniennes pourraient être ciblées sur les pays ayant contribué le plus aux sanctions ou porter sur l'ensemble des exportations iraniennes pétrolières. La position stratégique de l'Iran qui contrôle le détroit d'Ormuz renforce l'appréhension des marchés.

Si d'un point de vue strictement économique, l'Iran n'a pas intérêt à sacrifier la manne pétrolière (qui représente 80% à 90% de ses recettes d'exportation et 25% de son PIB), l'épreuve de force engagée avec la communauté internationale par un régime nationaliste jusqu'au-boutiste peut laisser la place à des comportements irrationnels.

En dépit du fort risque-pays, les entreprises françaises ont choisi d'être présentes en Iran : Total et GDF projettent d'investir dans la champ gazier de South Pars. Les précédents contrats avaient bénéficié d'un waiver de l'administration américaine (cf. régime des sanctions ILSA).

Hormis l'Iran et l'Iraq, la question de la stabilité des autres grands producteurs de la région (Arabie Saoudite : 13,5% de la production mondiale de pétrole; Koweït : 3,3 %; EAU : 3,3%) ne se pose pas de manière aussi pressante. La forte imbrication des intérêts américains et saoudiens (les Etats-Unis attirent plus de 60 % des investissements saoudiens) constitue par ailleurs une garantie du maintien de la production du Royaume. Seule la conjonction de facteurs multiples (crise de succession, soulèvement des chiites, attentats) semble aujourd'hui susceptible de déstabiliser la production saoudienne.

5.2 Leçons européennes de la crise russo-ukrainienne

La crise qui a opposé Moscou et Kiev au début du mois de janvier a trahi les appétits de la Russie à l'égard du réseau de transport ukrainien de gazoducs. En effet, l'Ukraine continuera sur le long terme à jouer un rôle-clé dans l'évacuation de son gaz vers l'Europe, même une fois achevés les différents projets en cours (gazoduc de la Baltique, augmentation des capacités du gazoduc Yamal – Europe en Biélorussie, prolongement du gazoduc Blue Stream vers l'Europe du Sud...). Au mieux, les capacités supplémentaires d'évacuation se monteraient à 41 milliards de m³, à comparer aux 120 milliards qui transitent par l'Ukraine. Le transfert de la propriété d'entreprise ukrainienne restera donc une priorité pour Moscou.

Le déficit gazier croissant de l'Ukraine représente un risque pour les pays européens (8 Mds de m³ de déficit annoncé à la mi-août pour 2006). Un accord officiel russo-ukrainien pour 2007 n'a toujours pas été atteint. A l'issue du sommet bilatéral de Sochi à la mi-août, le Premier Ministre ukrainien déclarait que le prix actuel (de 95 USD les 1000 m³) serait conservé jusqu'à la fin 2006.

Au-delà des répercussions commerciales (hausse des prix du gaz revendiquée par Moscou pour atteindre le « prix du marché »), cette crise a essentiellement eu un impact politique. Les baisses d'approvisionnement gazier constatées début janvier (qui ont particulièrement affecté l'Italie) ont provoqué une prise de conscience de la nécessité de garantir collectivement la sécurité énergétique de l'Europe. Une première réunion des experts gaziers s'est tenue au niveau européen le 4 janvier et depuis, les conclusions des conseils européens de mars et juin ont appelé à la mise en place d'une véritable politique énergétique européenne, dotée d'un volet externe.

5.3 La crise nigériane, révélatrice du rôle croissant de l'Afrique dans la géopolitique des hydrocarbures

L'Afrique sub-saharienne, du fait des conditions juridiques et fiscales qui y prévalent (ouverture aux investissements étrangers notamment), constitue un véritable enjeu économique pour les compagnies pétrolières internationales. La production pétrolière y croît rapidement: elle est passée de 11,4% de la production mondiale en 2004 à 15% en 2005.

Le Golfe de Guinée concentre l'essentiel des réserves pétrolières d'Afrique sub-saharienne (4,3% des réserves mondiales). Depuis une dizaine d'années, cette région est devenue l'une des plus dynamiques du monde pour l'industrie pétrolière internationale. 15% des importations françaises de pétrole proviennent de cette région. Premier producteur de pétrole en Afrique sub-saharienne, 10ème producteur mondial et fournisseur privilégié des États-Unis, le Nigeria dispose de 3% des réserves prouvées mondiales et d'un fort potentiel, y compris gazier, essentiellement off-shore. Il assure à lui seul près de 8% de l'approvisionnement du marché du GNL.

Environ 800.000b/j, soit 30% de la production du pays est manquante, en raison d'attaques menées par des milices depuis le début de l'année. Le Groupe Royal Dutch Shell est le plus touché. On estime à 10% la production de pétrole détournée avant embarquement.

Le pays fait face à des tensions communautaires (Nord musulman et Sud Chrétien) et en particulier à des troubles récurrents dans la zone pétrolière du delta du Niger. Les populations de cette région reprochent aux compagnies pétrolières et à l'État de ne pas bénéficier de la manne pétrolière. Les

infrastructures et les compagnies pétrolières sont devenues une cible privilégiée pour des milices armées aux agissements mafieux. Ces attaques ont connu une recrudescence depuis le début de l'année (plus de 40 expatriés enlevés).

L'approche des élections présidentielles (avril 2007) pourrait favoriser l'émergence des conflits, compte tenu de la persistance de l'animosité ethno-religieuse nord-sud et de l'appel à la sécession des États du Sud-Est. La répression engagée par les autorités contre les preneurs d'otages pourrait également se traduire par un accroissement des tensions.

5.4 Amérique Latine : insécurité juridique liée à la vague de re-nationalisation

Après avoir ouvert leur secteur des hydrocarbures aux compagnies internationales (décennie « libérale » des années 90), les États producteurs d'Amérique Latine (Venezuela, Bolivie) recourent à un nouveau nationalisme économique, qui vient mettre en péril les investissements réalisés au cours des dernières années.

Dans ce processus, le rôle joué par le Venezuela chaviste est essentiel : ce pays détient les sixièmes réserves mondiales prouvées de pétrole brut (77 Mds de barils). Toutefois, si on ajoute à ce chiffre les réserves probables de la ceinture de l'Orénoque (235 Mds), on dépasse le chiffre des 300 Mds de barils, ce qui placerait le Venezuela à la première place mondiale en terme de réserves de brut. Acteur important de l'OPEP, le Venezuela, a recentré sa politique énergétique vers le sous-continent latino-américain en promouvant de grandes initiatives en vue d'accroître l'intégration régionale. En particulier, le projet de « gazoduc du Sud » devant relier les réserves vénézuéliennes à l'Argentine et au Brésil, avec des ramifications en Bolivie, Paraguay, Uruguay.

La crise bolivienne, depuis l'accession à la Présidence de M. Morales, a eu pour effet la renégociation du prix de vente du gaz bolivien à ses voisins (Argentine, Brésil). Toutefois, sans les investissements et l'appui des compagnies étrangères, la Bolivie n'est pas en mesure d'assurer la mise en valeur de ses ressources gazières.

Devant l'insécurité énergétique régionale croissante, le géant brésilien des hydrocarbures « PETROBRAS » mise de plus en plus sur la filière GNL pour garantir ses approvisionnements gaziers.

La nouvelle donne vénézuélienne et la nationalisation bolivienne, surtout si elles devaient entraîner d'autres pays de la région, pourraient ralentir considérablement les investissements étrangers dans le secteur des hydrocarbures en Amérique du sud et aboutir à une baisse des capacités sur le continent. A terme, et ce d'autant plus que les pays occidentaux cherchent à diversifier leurs sources d'approvisionnement, une telle évolution ne serait pas sans conséquence pour les autres marchés gaziers.

> ANNEXE 5 : MEMBRES DU GROUPE 2

Président : Olivier APPERT

Rapporteur CAS : Hervé POULIQUEN

Membres titulaires		Suppléants
Claude BIRRAUX	Député de la Haute Savoie	
Françoise GROSSETÊTE	Député européen (France)	Jérémy MICHEL
CFTC	Jacques VOISIN (président)	Pierre-Jean COULON
FNSEA	Jean-Michel LEMETAYER (président)	Pierre CUYPERS
CES	Joël DECAILLON (secrétaire confédéral)	Sophie DUPRESSOIR
GDF	Jean-François CIRELLI (président)	Didier SIRE ou Stéphane BRIMONT
LAFARGE	Bertrand COLLOMB (président)	François DUGRENOT ou Jacques LAUVIN
TOTAL	Thierry DESMAREST (président)	Bruno WEYMULLER ou Dominique CHAUVIN
ALSTOM	Patrick KRON (PDG)	Stéphane LE-CORRE Frédéric WISCART
BNP PARIBAS	Baudouin PROT (directeur général)	
Christian de BOISSIEU	Président délégué CAE	
Pierre-Noël GIRAUD	Professeur à l'ENSMP	
CSTB	Alain MAUGARD (président)	
CAP/affaires étrangères	Pierre LEVY (directeur)	
DAEF/affaires étrangères	Jacques LAPOUGE (directeur)	Nicole TAILLEFER