

Commission Energie – Groupe 2

**PERSPECTIVES DE L'OFFRE ET DE LA
DEMANDE MONDIALES**

Annexes

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.

BOUTTES Jean-Paul : *Production d'électricité dans le monde*, diaporama, 28 septembre 2006.

CORNOT-GANDOLPHE Sylvie : *Réserves de charbon*, diaporama, 28 septembre 2006.

COUPIN Yves : *Réserves d'uranium*, diaporama, 12 octobre 2006.

DRON Dominique : *Les impacts du climat sur les perspectives énergétiques : risques directs et dérivés*, 5 septembre 2006.

MANDIL Claude : *Scénarios de l'AIE, WEO 2006*, 23 octobre 2006.

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*, diaporama, 5 septembre 2006

LAVERGNE Richard : *Rétrospective des prospectives énergétiques*, diaporama, 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*, diaporama, 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.

WISCART Frédéric : *Scénarios de l'offre de production électrique*, Septembre 2006.

Annexe 1

Le prix du pétrole et des autres énergies fossiles dans le futur

Éléments de réflexion

(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) ¹	17	35	25		
PEL (\$2005) ²	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 lieu une réplique du présent

¹ Global scenarios to 2020, SHELL, 2001.

² World long term oil and energy outlook, may 2005.

- 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 postérieur³ 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 présentes⁴

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 irréprensible de mobilité...

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

³ Global scenarios to 2025, SHELL, 2005.

⁴ 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.

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'inévitabilité.

*La volatilité du
prix du baril :
une*

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.

*caractéristique
intrinsèque*

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 minimale 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'une 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.

RAPPORT D'ETAPE

Annexe 2

Les données sur les évolutions climatiques

(Antoine-Tristan Mocilnikar,
Délégation interministérielle au développement durable)

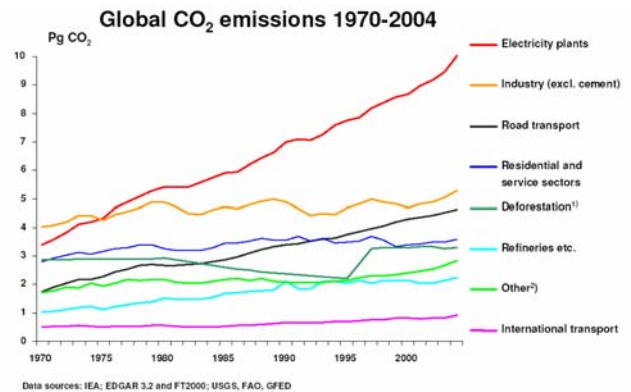
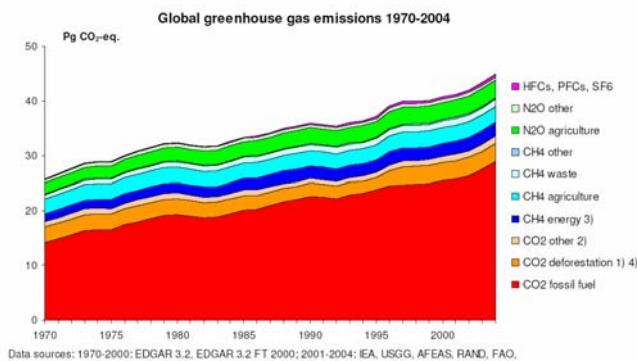
Depuis le dernier et troisième rapport d'évaluation du Groupe d'Experts Intergouvernemental sur l'Evolution du Climat (GIEC) de 2001, beaucoup d'informations nouvelles concernant le climat et les effets du secteur énergétique sur son évolution sont apparues. Pour beaucoup, elles seront mobilisées pour 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^{er} au 3 février 2005 dans le cadre de la préparation du G8. Le rapport, paru en mars 2006, intitulé *Éviter un changement climatique dangereux*⁵, 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

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.

⁵ *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 20^e 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. »

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).

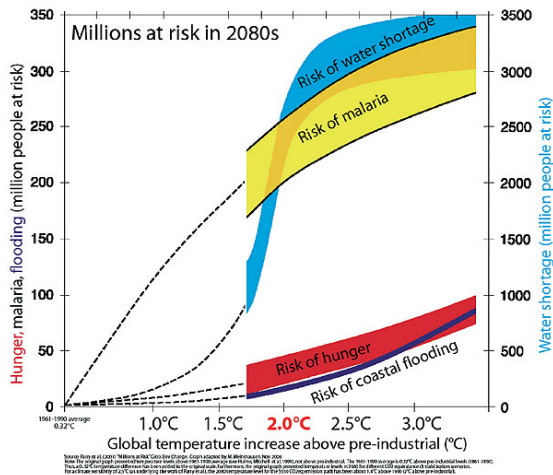


Figure 2 - Impacts sur les écosystèmes de différentes régions (Source : Hare, 2003 "Assessment of knowledge on impacts of climate change – contribution to the specification of Article 2 of the UNFCCC". Report to the German Advisory Council on Global Change (WBGU), Special Report 94).

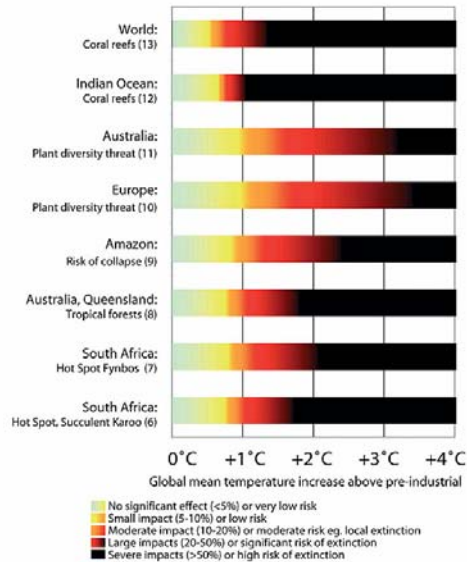


Figure 3 - Impacts sur les écosystèmes de différentes régions (Source : Hare, 2003)

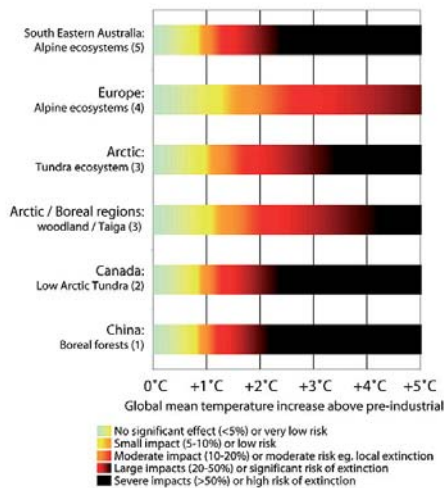


Figure 4 - Impacts sur les espèces de différentes régions (Source : Hare, 2003)

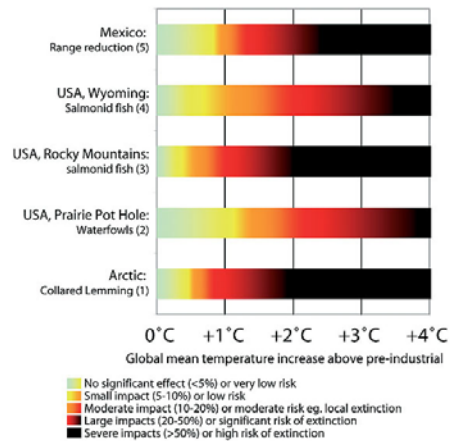


Figure 5 - Impacts sur les espèces de différentes régions
(Source : Hare, 2003)

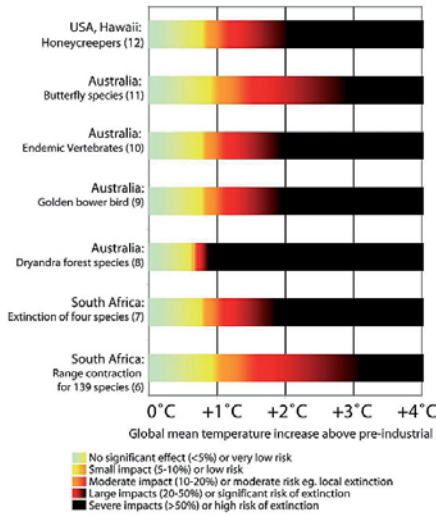
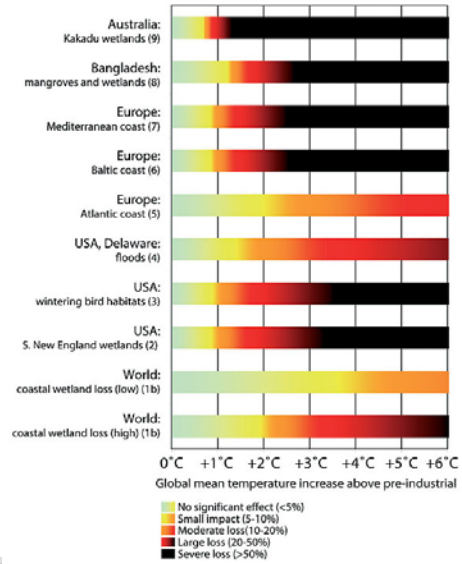


Figure 6 - Impacts sur les zones côtières et humides
(Source : Hare, 2003)



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)

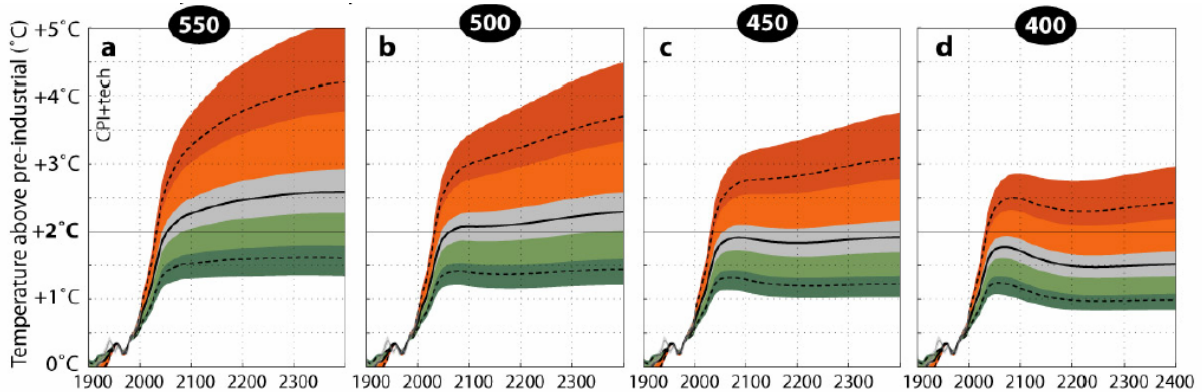
Sans idée de faire une revue complète, il peut être intéressant de noter les études suivantes :

- 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.

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 eq 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

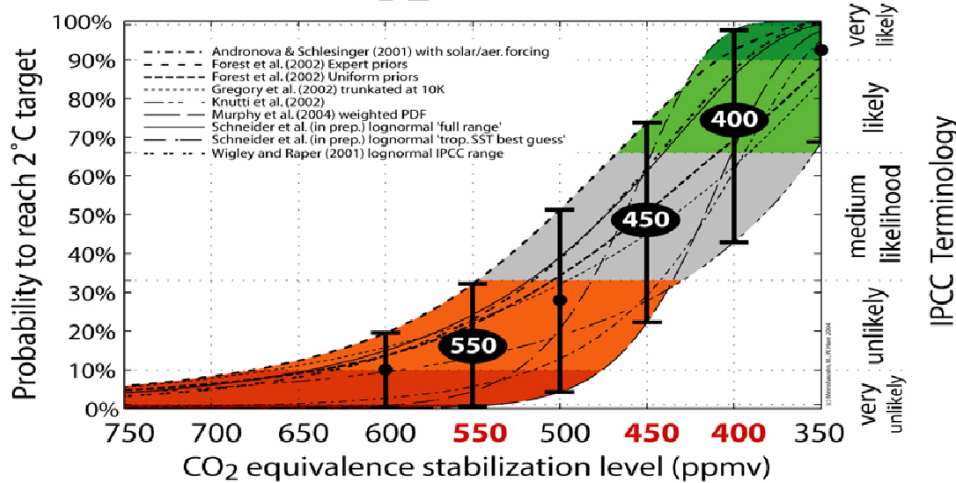


Shown are the median (solid lines), and 90% confidence interval boundaries (dashed lines), as well as the %, 10%, 33%, 66%, 90% and 99% percentiles (borders of shaded areas). The historic temperature record and its uncertainty is shown from 1900 to 2001 (grey shaded band)

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 %.

The probability of reaching the 2°C target



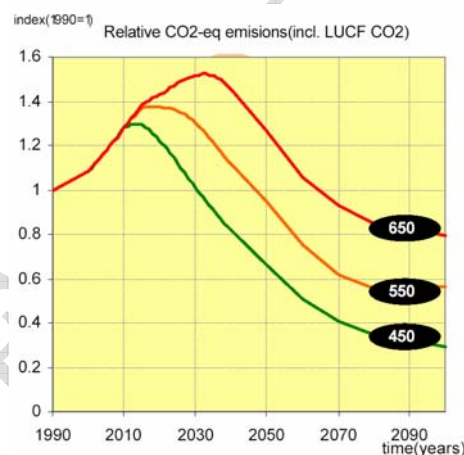
Source: B. Hare and M. Meinshausen

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)

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 changements⁶ 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 contribuent 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 2050. 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

⁶ 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.

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.

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.

Annexe : 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 CO₂ 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 CO₂ 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 CO₂ dans l'atmosphère au cours des dernières années sont dues à la combustion de combustibles fossiles (pétrole, charbon, gaz),
- La concentration atmosphérique du méthane (CH₄) s'est accrue de 151% depuis 1750. La concentration du CH₄ n'avait jamais atteint le niveau actuel depuis 420 000 ans,
- La concentration atmosphérique d'oxyde nitreux (N₂O) a crû de 17% depuis 1750 et elle continue d'augmenter. La concentration du N₂O 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°C au niveau mondial et de 0,95°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 CO₂ 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

Scénario 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 (WBCSD⁷, 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 GGj⁸ soit plus du double de la consommation actuelle (309 GGj en 2000⁹). On notera l'effet des économies d'énergie que l'on peut déduire du

⁷ 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.

⁸ 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.

même type de scénario économique auquel n'est pas appliquée une forte contrainte carbone (A1B-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 2050¹⁰.

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.

⁹ soit 7,35 Gtep

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

Tableau 1 : répartition de l'énergie primaire

2050	LEPII-EPE IMACLIM POLES (tendanciel)	GIEC-IPCC B1	WBCSD 550 ppm	WEC A3	RITE 550 ppm
Energie 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)
Emissions 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.

RAPPORT D'ENERGIE

ANNEXE 1¹¹ :

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

¹¹ 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				16 Gt	9Gt	
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 unite 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

GÉOPOLITIQUE DE L'ÉNERGIE

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 Etats 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./.

Annexe

L'inégale répartition des ressources en hydrocarbures

Les ressources pétrolières

Pays	Réserves	Pays	Production (2005)	
Arabie Saoudite	22%	Arabie Saoudite	13.5%	11Mb/j
Iran	11.5%	Russie	12.1%	9.5Mb/j
Irak	9.6%	Etats-Unis	8%	6.8Mb/j
Koweït	8.5%	Iran	5.1%	4Mb/j
EAU	8.1%	Mexique	4.8%	3.7Mb/j
Venezuela	6.6%	Chine	4.6%	3.6Mb/j
Russie	6.2%	Canada	3.7%	3 Mb/j

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%
Etats-Unis	3%	Royaume-Uni	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.

RAPPORT D'ETAPE

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/Lukoïl, 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).

RAPPORT D'ETAPE

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 iraqiennes 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 chiïtes, 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 Sotchi 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, 10^{ème} producteur mondial et fournisseur privilégié des Etats-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'Etat 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

