



PREMIER MINISTRE



Novembre 2006

COMMISSION “ÉNERGIE”

Annexe au rapport d'étape

*Rapport du Groupe 2
“Perspectives offre/demande”*

30 novembre 2006

Centre d'Analyse Stratégique

Commission Énergie

RAPPORT D'ETAPE

Groupe 2

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

Olivier APPERT, président du groupe 2

Hervé POULIQUEN, rapporteur

Annexe au rapport d'étape du 30 novembre 2006 de la commission Énergie

TABLE DES MATIERES

| | |
|---|----|
| Résumé | 4 |
| 1. INTRODUCTION | 7 |
| 2. LES REFERENTIELS DES POLITIQUES ENERGETIQUE | 7 |
| 3. LES SCENARIOS TENDANTIELS REVELENT TROIS DEFIS MAJEURS | 8 |
| 3.1 La hausse inéluctable des besoins | 8 |
| 3.2 La réponse de l'offre | 8 |
| 3.3 Le dérèglement climatique | 9 |
| 4. LES INFLEXIONS | 11 |
| 4.1 Les réserves des différentes énergies | 11 |
| 4.1.1 Le charbon : des réserves très abondantes mais une croissance à maîtriser | 11 |
| 4.1.2 Le pétrole et gaz : des réserves qui appellent une diversification de la production de carburants | 12 |
| 4.1.3 L'uranium | 15 |
| 4.2 La montée des prix des énergies fossiles | 16 |
| 4.2.1 Pétrole | 16 |
| 4.2.2 Gaz | 17 |
| 4.2.3 Charbon | 17 |
| 4.3 Les tendances dans la production d'électricité | 18 |
| 4.3.1 Pour l'électricité de base, l'arbitrage pourrait se faire entre le charbon et le nucléaire | 18 |
| 4.3.2 Synthèse des prix du MWh selon les principales technologies de production d'électricité centralisée | 20 |
| 4.4 La sécurité d'approvisionnement | 22 |
| 5. TROIS HORIZONS CARACTERISTIQUES D'ICI 2050 | 22 |
| 5.1 A long terme (horizon 1 : 2050) | 23 |
| 5.1.1 Des innovations technologiques "radicales" | 23 |
| 5.1.2 Les risques de changement climatique | 23 |
| 5.1.3 Les risques urbains | 25 |
| 5.1.4 Les réserves de pétrole et de gaz en baisse | 27 |
| 5.1.5 Un mix énergétique dé carboné lèverait de nombreux risques | 28 |
| 5.1.6 Conclusion | 31 |
| 5.2 A moyen terme (horizon 2 : 2020-2030) | 32 |
| 5.2.1 La transition énergétique des grands secteurs de consommation | 32 |
| 5.2.2 Organisation et modes de vie : une dimension locale croissante | 35 |

| | |
|--|-----|
| 5.2.3 Un mix énergétique équilibré | 36 |
| 5.2.4 La modification profonde du marché international du pétrole | 37 |
| 5.2.5 La relance mondiale du nucléaire | 37 |
| 5.2.6 Développement des énergies renouvelables | 40 |
| 5.2.7 Conclusion | 41 |
| 5.3 A court terme (horizon 3 : 2012) | 41 |
| 5.3.1 La présence d'un nouveau cycle économique | 41 |
| 5.3.2 Les économies d'énergie : une priorité absolue | 41 |
| 5.3.3 L'accord post 2012 : enjeu climatique et industriel | 44 |
| 5.3.4 L'émergence d'une politique énergétique européenne | 47 |
| 5.3.5 Les marchés du pétrole et du gaz sous l'effet croissant d'une nouvelle géopolitique internationale | 47 |
| 5.3.5.1 Une nouvelle géopolitique du marché pétrolier | 47 |
| 5.3.5.2 Un marché et des besoins de sécurité d'approvisionnement face à une série de risques | 50 |
| 5.3.5.3 Les particularités du secteur gazier | 51 |
| 5.3.6 L'augmentation de la R&D pour préparer le long terme | 52 |
| 5.3.7 Conclusion | 53 |
| 6. RECOMMANDATIONS | 53 |
| 6.1 Propositions répondant à l'horizon 1 | 53 |
| 6.2 Propositions répondant à l'horizon 2 | 54 |
| 6.3 Propositions répondant à l'horizon 3. | 56 |
| | |
| ANNEXES | |
| - Documents des membres du groupe de travail | 60 |
| - Prix du pétrole et des autres énergies | 61 |
| - Données sur les évolutions climatiques | 69 |
| - Scénario trajectoire 550 ppm du WBCSD | 81 |
| - Géopolitique de l'énergie | 89 |
| - Membres du Groupe 2 | 104 |

Résumé

Le groupe Perspectives de l'offre et de la demande mondiales doit éclairer la Commission énergie sur le cadre international du système énergétique.

La note rappelle en introduction les référentiels désormais utilisés par les organisations internationales et les politiques énergétiques ainsi que les principaux défis pour les décennies à venir.

Les scénarios de référence produits notamment par l'Agence internationale de l'énergie ou la Commission européenne mettent en évidence la situation insoutenable que produirait la poursuite tendancielle à l'échelle mondiale des modes actuels de production et de consommation énergétiques.

Les discussions et les auditions du groupe offre/demande de la Commission énergie ont permis de sélectionner et d'approfondir une série de facteurs d'influence importants d'ici 2050.

Le travail de synthèse présenté organise ces différents facteurs selon 3 échelles de temps 2050, 2020-2030 et 2012. Il en découle une mise en forme de 3 « horizons » en regard desquels sont formulés trois jeux de recommandations.

Horizon 1 : Une période de grands risques climatiques et urbains. Vers un mix énergétique dé carboné.

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

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

Facteurs clés

- Risque climatique
- Risque urbain
- Réserves de pétrole et de gaz en baisse
- Formation d'un mix énergétique dé carboné

Recommandations

- Constituer des compétences d'évaluation des risques et instruire une politique de prévention
- Définir une stratégie industrielle de long terme
- Promouvoir une valeur de la tonne de carbone au niveau du G12

Horizon 2 : Une transition énergétique industrielle et sociale. Vers un ré équilibrage du mix par grandes Régions et par secteur.

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

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

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

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

Horizon 3 : Les économies d'énergie en priorité pour la compétitivité. La recherche d'un mix énergétique intégrant les dimensions locales et internationales pour préparer le moyen long terme.

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

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

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

¹ Carbon capture and storage

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

Facteurs clés

- La présence d'un nouveau cycle économique
- Les économies d'énergie : une priorité économique et environnementale
- L'accord pour l'après Kyoto : un enjeu climatique et industriel
- L'augmentation de la R&D pour préparer le moyen long terme

- L'émergence d'une politique européenne de l'énergie

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

Recommandations

- Engager une transition et une stratégie pour les économies d'énergie vers -3% de baisse de l'intensité énergétique en 2012

- Bâtir une stratégie pour le post 2012

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

1. INTRODUCTION

Depuis deux ans, l'énergie est revenue au coeur des préoccupations des opinions publiques et des gouvernements. La flambée des prix du pétrole et de l'ensemble des matières premières a suscité des craintes comparables à celles des chocs pétroliers des années 70. Les opinions publiques sont inquiètes sur les perspectives énergétiques qui pourraient remettre en cause le modèle de développement qui prévaut depuis des décennies. Cette inquiétude se double aujourd'hui d'un défi environnemental lié au changement climatique.

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

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

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

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

2. LES REFERENTIELS DES POLITIQUES ENERGETIQUES

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

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

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

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

- l'accessibilité énergétique (Accessibility³) ;

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

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

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

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

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

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

- économique,
- environnemental,
- sociétal.

3. LES SCENARIOS TENDANTIELS REVELENT TROIS DEFIS MAJEURS

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

3.2 La réponse de l'offre qui doit se hisser à la hauteur des besoins par l'adaptation des systèmes de production actuels ou l'utilisation de nouvelles énergies, ceci avec le développement de nouvelles technologies⁵. En particulier, les combustibles fossiles (qui couvrent aujourd'hui plus de 80 % des besoins énergétiques mondiaux) restent fortement sollicités dans les scénarios tendanciels or ils posent différents problèmes (ressources épuisées à long terme, accessibilité à court - moyen terme, pollution). L'hypothèse d'un plafonnement de la production d'hydrocarbures classique doit donc être sérieusement considérée. La figure 1 décrit la répartition globale de la consommation.

| | 1971 | 2002 | 2010 | 2020 | 2030 | 2002-2030* |
|--|--------------|---------------|---------------|---------------|---------------|-------------|
| Coal | 1 407 | 2 389 | 2 763 | 3 193 | 3 601 | 1.5% |
| Oil | 2 413 | 3 676 | 4 308 | 5 074 | 5 766 | 1.6% |
| <i>Of which international marine bunkers</i> | <i>106</i> | <i>146</i> | <i>148</i> | <i>152</i> | <i>162</i> | <i>0.4%</i> |
| Gas | 892 | 2 190 | 2 703 | 3 451 | 4 130 | 2.3% |
| Nuclear | 29 | 692 | 778 | 776 | 764 | 0.4% |
| Hydro | 104 | 224 | 276 | 321 | 365 | 1.8% |
| Biomass and waste | 687 | 1 119 | 1 264 | 1 428 | 1 605 | 1.3% |
| <i>Of which traditional biomass</i> | <i>490</i> | <i>763</i> | <i>828</i> | <i>888</i> | <i>920</i> | <i>0.7%</i> |
| Other renewables | 4 | 55 | 101 | 162 | 256 | 5.7% |
| Total | 5 536 | 10 345 | 12 194 | 14 404 | 16 487 | 1.7% |

Tab. 1 : Demande mondiale d'énergie en Mtep (Source AIE 2004)

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

⁵ Effet des nouvelles technologies non inclus dans les scénarios tendanciels.

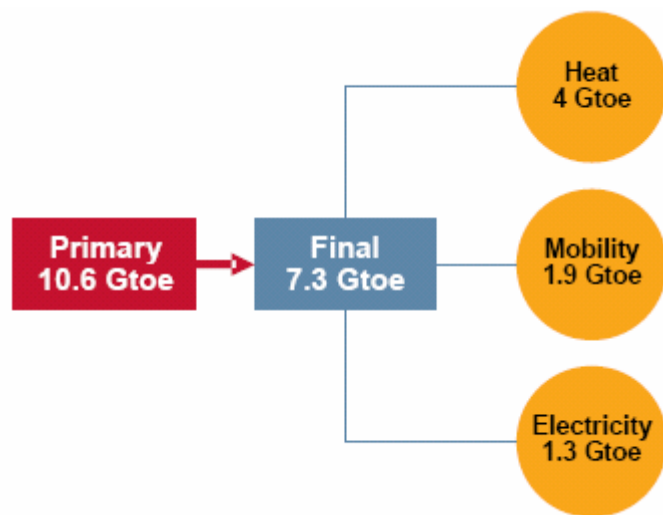


Fig. 1 : Consommation globale d'énergie en 2005
(Source AIE 2003)

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

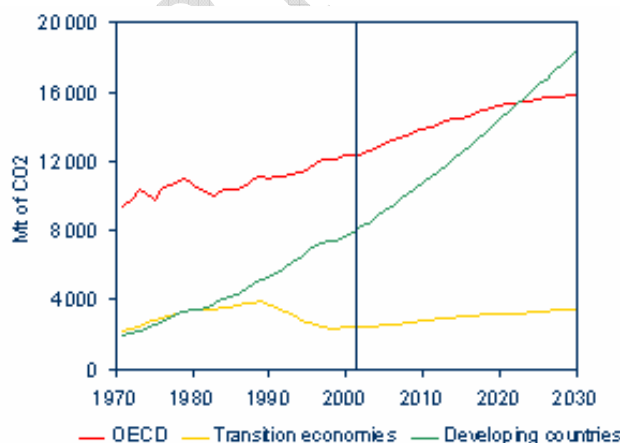


Fig. 2 : Emissions mondiales de CO₂ en 2005
(Source AIE 2006)

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

Les trois défis s'inscrivent dans un contexte géopolitique tendu. Il n'existe pas de panacée immédiate permettant de les résoudre tous les trois. Les politiques mises en oeuvre doivent

rechercher dans un contexte incertain le meilleur compromis entre des objectifs contradictoires par nature.

World energy outlook 2006⁶

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

Pour 2050, il est possible de faire des hypothèses plus radicales sur le progrès technologique, comme le présente les scénarios ACT (Accelerated technology scenarios)⁷ and TECH+⁸, plus optimiste sur les technologies prometteuses.

Les caractéristiques du scénario de référence à 2030 :

- + 50 % d'énergie primaire entre 2004 et 2030 (+ 1,6 %/an) ;
- 70 % de l'accroissement est dû aux pays émergents ou en développement ;
- 50 % de l'accroissement correspond à la production d'électricité supplémentaire⁹ ;
- La répartition de la croissance par énergie primaire : charbon (+ 1,8 %/an), pétrole (+ 1,3 %/an soit 112 Mb/j en 2030), gaz (+ 2 %/an), nucléaire (+ 0,7 %/an) biomasse et déchets (+ 1,3 %/an), autres renouvelables (+ 6,6 %/an).

Le scénario alternatif prend en compte les progrès probables des énergies renouvelables, du nucléaire et de l'efficacité énergétique.

Ainsi, la demande mondiale diminuerait de 10 % en 2030 par rapport au scénario de référence (passant de 17 Mrd tep à 15,4 Mrd tep pour 11,3 Mrd tep en 2005). Les consommations des différentes énergies varieraient comme suit par rapport au scénario de référence : charbon (- 20 %), pétrole (- 11 %), gaz (- 13 %), nucléaire (+ 25 %), énergies renouvelables (+ 25 %), biomasse et déchets (+ 3,4 %).

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

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

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

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

⁶ 8 novembre 2006.

⁷ Selon les quatre technologies suivantes : énergies renouvelables, nucléaire, séquestration du carbone (CCS), efficacité énergétique.

⁸ Ce scénario considère une baisse des coûts plus importante pour les piles à combustibles, la production d'électricité renouvelable, les biocarburants (2^{ème} génération) et le nucléaire.

⁹ C'est une bonne nouvelle selon C. Mandil car les possibilités d'économies d'énergie apparaissent meilleures dans l'électricité.

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

4. LES INFLEXIONS

4.1 Les réserves des différentes énergies

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

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

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

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

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

Tab. 2 : Economie mondiale du charbon (Source Enerdata, 2003)

Avec 25 % de l'énergie primaire mondiale, les principaux débouchés du charbon sont pour 66 % la production d'acier et pour 40 % la production d'électricité¹⁰ (pour la Chine 80 %, l'Inde 70 %, les Etats-Unis 50 %, l'Allemagne 51 %, l'Afrique du Sud 93 %).

¹⁰ Les commandes de centrales électriques au charbon devraient croître en volume et part du total de centrales commandées (tous combustibles confondus). De 2006 à 2015, elles devraient représenter 30 à 40% des nouvelles centrales commandées, alors qu'elles représentaient, hors Chine, moins d'un quart du total les années précédentes. A ce niveau de commandes soutenu s'ajoutera le marché de la rénovation des centrales existantes (pour en améliorer le rendement et en prolonger la durée de vie) qui est en plein essor.

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

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

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

Une tension sur la demande pourrait s'établir vers 2015-2020 en Asie, si les besoins de la Chine et de l'Inde continuent au rythme actuel (Chine + 80 % entre 2000 et 2005) ¹¹.

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

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

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

- Les émissions de CO₂ : les solutions résident dans l'amélioration des rendements des centrales, et à moyen terme (à partir de 2015), dans les nouvelles technologies de capture/stockage du CO₂. Le problème de la pollution locale peut d'ores et déjà être traité par des technologies existantes et efficaces.
- Le nouveau débouché du "Coal to liquid" (CTL) : ce carburant présente un intérêt de plus en plus marqué suite aux hausses du prix du brut et à l'insécurité croissante sur les approvisionnements (géopolitique et pic pétrolier). La technique de transformation est prouvée et rentable à un prix du brut de 40-45 \$/b¹². La Chine a trois projets en construction et une trentaine en prévision, avec l'objectif de produire 1 Mb/j en 2020. Pour les Etats-Unis, l'AIE prévoit une consommation de 170 Mt de charbon pour le CTL en 2030.
En 2030, le CTL pourrait représenter 5 % de la demande mondiale de pétrole, soit environ 600 Mt/an de charbon (sur 7,3 Gt prévus).
- L'augmentation des investissements en infrastructures : capacité de production, transport terrestre, terminaux, vraquiers.

¹¹ Les Etats-Unis sont importateurs nets depuis 2003 (50 Mt/900 Mt produits aux Etats-Unis).

¹² Pour le coût de cette technologie, il faut considérer le prix du charbon plus le coût de traitement des émissions. Par exemple, les chinois ont du charbon bon marché et n'intègrent aucun coût pour le CO₂ d'où une rentabilité qui s'obtient vers 40 \$/b de pétrole.

4.1.2 Le pétrole et gaz : des réserves qui appellent une diversification de la production de carburants

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

| | 1973 | | 2000 | |
|-------------------------------|------|---------------------------------|------|---------------------------------|
| | Gtep | Nombre d'années de consommation | Gtep | Nombre d'années de consommation |
| Réserves mondiales de pétrole | 86 | 30 | 140 | 40 |
| Réserves mondiales de gaz | 52 | 48 | 140 | 65 |

Tab. 3 : Réserves prouvées (source P.R. Bauquis)

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

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

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

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

Le pic de découverte des pétroles conventionnels s'est situé en 1970 environ. Nous serions donc actuellement au pic de production des gisements classiques les plus « facilement accessibles ».

Depuis 1980, les découvertes sont faibles environ 12 Gbep par an, à comparer avec des niveaux entre 30 et 60 Gbep entre les années 1945 à 1980. Parmi celles-ci l'offshore profond augmente régulièrement pour atteindre, une part d'environ 40 %.

Aujourd'hui, le monde consomme donc 2,5 fois plus qu'il ne découvre de pétrole¹³.

Les courbes des découvertes de gaz sont assez similaires : en moyenne 15 Gbep/an de découvertes depuis 1980 contre 30 à 65 entre les années 60 à 80.

Ce constat n'inclut pas les gisements de pétrole non conventionnels.

Le jeu de valeurs suivantes commence donc à faire un assez large consensus :

- date du pic pétrolier : 2020 \pm 5 ans ;
- production mondiale : 100 Mb/j \pm 5 Mb/j ;
- évolution à moyen long terme du prix du baril dans la fourchette 100 à 200 \$/b \pm 20 \$¹⁴(cf § 4.2 La montée des prix des énergies fossiles).

¹³ Consommation actuelle de 30 Gb/an.

¹⁴ Les pétroliers ont abandonné l'idée de prévoir les prix futurs. Ils élaborent des hypothèses et des scénarios qu'ils maintiennent constants pendant un certain temps. Les prix objectifs pris en compte pour les décisions

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

- augmenter les taux de récupération ¹⁵;
- développer l'offshore profond et très profond¹⁶ ainsi que l'extraction des pétroles non conventionnels. Les pétroles lourds et l'offshore très profond représenterait 10 Mb/j en 2020 ;
- améliorer la part des liquides provenant du gaz (condensats) qui pourrait atteindre 20 % de la consommation de carburants en 2010 (corrélation liquide-gaz) ;
- préparer des substituts pour fournir des carburants liquides : coal to liquid (CTL), gaz to liquid (GTL), biomasse to liquid (BTL) ;

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

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

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

Le même raisonnement s'applique au CTL.

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

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

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

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

d'investissements sont à environ 1/2 des prix courants : de l'ordre de 12 \$ quand les prix se situaient à 20 \$, 30 \$ aujourd'hui.

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

¹⁶ Depuis 96, les découvertes s'élèvent en moyenne à 4,5 Gbep/an.

¹⁷ Voir en détail le rapport du Cambridge energy research associates (CERA) : the oil industry growth challenge, Robert W. Esser, 7/12/04.

Pour éviter d'affronter les conséquences d'une insuffisance de l'offre, soit par la contrainte géopolitique (aboveground risk), soit par la contrainte d'épuisement (underground risk), il est nécessaire d'accélérer les efforts de transition énergétique, en particulier trouver les substituts dans les secteurs très dépendants du transport et de la pétrochimie.

A court terme, le prix réagit comme une commodité selon un équilibre offre/demande, sous le contrôle de l'OPEP devenue très vigilante sur les évolutions à la baisse. Les cinq prochaines années devraient connaître une certaine détente résultant de l'ajout récent de capacités de production. Ensuite, survient une période d'incertitude correspondant au pic de production des pays non OPEP. Puis, au-delà de 2020-2030, le prix devrait être dirigé en fonction des substituts (CTL, GTL, BTL).

En complément, la contrainte de limitation du CO₂ (climate risk) devrait entraîner des actions conduisant à réduire la consommation de pétrole.

4.1.3 L'uranium

Le prix de l'uranium est en forte hausse depuis 2003 (multiplication par 3 du prix passant de 40 \$/kgU à 130 \$/kgU). En \$ courant, le prix est supérieur de 10 % au prix atteint entre 1976 et 1980.

Mais, le prix est encore deux fois moins élevé en \$ constant et la hausse depuis 2003 est moins rapide qu'après 1973.

La production minière d'uranium satisfait moins de 60 % des besoins, le reste étant couvert par le recours à des matières en stock. De nouveaux investissements miniers sont donc à prévoir. Les ressources¹⁸ sont classées comme suit :

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

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

On ne décèle aucun signe avant-coureur de l'épuisement des ressources. Malgré une production cumulée de 2,3 MtU à fin 2005, le niveau global des ressources est resté stable dans le temps.

La génération IV de réacteurs pourrait multiplier par 50 le potentiel énergétique de l'uranium.

En France, l'uranium est importé en totalité (6 000 t d'uranium contre 120 Mt de pétrole) mais la capacité de stock est de 3 ans et en ajoutant le retraitement des combustibles usés, il est possible de passer une rupture totale des approvisionnements d'environ 5 ans.

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

¹⁸ cf. Livre rouge OCDE-AIEA

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

Tableau 4 : Comparaison des réserves fossiles et d'uranium
(sources BP 2004, OECD-NEA, AIEA 2003)

4.2 La montée des prix des énergies fossiles

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

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

4.2.1 Pétrole

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

Le tableau 5 propose un scénario pour le prix du pétrole.

| Scénarios pétroliers | Caractéristiques | Fourchette de prix (\$ 2006) |
|----------------------|--|------------------------------|
| 2006 - 2015 | <ul style="list-style-type: none"> Ralentissement économique mondial. Arrivée de nouvelles capacités de production et de raffinage. | 50 à 80 \$ |
| 2015 - 2030 | <ul style="list-style-type: none"> L'OPEP devra faire la preuve de son potentiel minier, technique et financier, voire organisationnel et politique afin de pallier le plafonnement irréversible de la production hors OPEP même en tenant compte des innovations technologiques les plus pointues. | 100 à 150 \$ ¹⁹ |

¹⁹ P.R. Bauquis propose un scénario de prix évoluant vers 100 \$ d'ici 2015 puis une crise propulsant le prix du baril vers 200 \$ entre 2015 et 2020 à l'approche du pic pétrolier. Ensuite, le prix se stabiliserait sur le long terme autour de 100\$/b. En effet, au-delà du pic pétrolier, la formation des prix change de logique. Ils

| | | |
|------------------------|--|---|
| Au-delà de 2030 | <ul style="list-style-type: none"> • Cette période ne peut être envisagée que sous l'angle des substituts. La satisfaction de la demande de carburants reposera sur un mix faisant intervenir d'autres énergies primaires, charbon, gaz naturel, biomasse. • En première approche, le prix du pétrole sera donc essentiellement déterminé à long terme par le coût marginal le plus élevé parmi les différents substituts. • Des épisodes de forte volatilité des prix dans une fourchette de 50 à 200\$ doivent être envisagés sous l'effet des saturations et des excès périodiques de capacités de production. | <p>Un équilibre de long terme de 100 \$</p> <p>Volatilité forte dans une fourchette de 50 à 200\$</p> |
|------------------------|--|---|

Tab. 5 : Scénarios d'évolution du prix du pétrole (Source IFP 2006)

4.2.2 Gaz

Toutes proportions gardées, l'industrie gazière vit actuellement une transition comparable à celle du marché pétrolier au début des années quatre-vingt. A l'horizon 2020, les arbitrages gaz se combineront avec les arbitrages inter énergies pour jouer la modération des prix dans une bande de fluctuation de 6 à 15 \$/MTU pour les volumes marginaux, l'essentiel des volumes conservant le lien organique avec le prix du pétrole à travers les formules d'indexation. Un facteur de volatilité proviendra du degré croissant de dépendance des principaux marchés que resteront l'Amérique du Nord (Etats-Unis essentiellement) et l'Europe de l'Ouest.

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

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

4.2.3 Charbon

Le prix du charbon est étroitement lié aux coûts de production et de transport. La logique de la transaction spot ne s'est pas encore propagée au sein de cette industrie même si quelques cas sont apparus au cours des années récentes, notamment de la part d'acheteurs de la région Asie / Pacifique (Corée / Japon)²⁰. La fixation des prix résulte toujours de négociations directes entre les principaux acteurs du marché sur un mode assez éloigné des pratiques des marchés pétrolier et gazier.

L'ampleur des réserves et l'absence de contrainte perceptible sur les capacités de production et d'exportation des grands pays charbonniers ont permis de modérer la hausse des prix même dans le contexte de prix des hydrocarbures depuis 2003. Rien pourtant ne garantit que ceci perdure dans le scénario d'intégration des différents marchés énergétiques. Des arbitrages, là où ils sont possibles d'un point de vue technique et logistique vis-à-vis du gaz, seront inévitables et créeront une rente différentielle en faveur du charbon dont les

deviennent liés à leurs substituts. L'OPEP perdrait alors son rôle de régulateur des prix. L'horizon 2030-2050 deviendrait donc une période plus prévisible des prix des hydrocarbures car liée aux prix des substituts.

²⁰ L'utilisation d'instruments dérivés sur le charbon porterait sur 200 Mt/an en Asie, 6 à 700 Mt/an en Europe, soit un pourcentage très faible par rapport à ce qui se pratique sur les marchés pétroliers.

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.

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

4.3 Les tendances dans la production d'électricité

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

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

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

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

Nucléaire

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

- Le nucléaire est la vraie alternative aux énergies fossiles. C'est l'énergie la plus compétitive pour produire de l'électricité. De plus, le nucléaire a l'avantage d'un prix stable car la composante combustible du kWh d'origine nucléaire est très faible. Une forte augmentation du prix du combustible n'a qu'un impact très limité sur le prix de l'électricité produite, à la différence des combustibles fossiles.
- L'électricité d'origine nucléaire pourrait apporter une contribution significative à la réduction des gaz à effet de serre prévue par le protocole de Kyoto. Elle réduit aussi la dépendance vis-à-vis des pays producteurs d'énergie fossiles.
- L'option nucléaire est clairement maintenue ou ré ouverte pour 35 pays représentant 2/3 de la population mondiale, et qui ont exprimé publiquement cette position à un colloque organisé par l'OCDE en Mars 2005 à Paris. Parmi ceux-ci figurent de grands pays du monde, Etats-Unis, Chine, Inde, Russie, Japon dont personne ne peut sous-estimer l'importance à la fois économique et géopolitique.

Les Etats-Unis ont amorcé un processus de relance du nucléaire. Des facilités sont notamment accordées aux 6 000 premiers MW, à titre d'incitation et pour aider l'industrie à arriver à maturité sur la génération III +.

- La Chine et l'Inde représentent de par leur puissance économique plus de 35% de la croissance des émissions à venir ; on imagine mal qu'un effort de la communauté mondiale ne se traduise pas par des négociations avec ces deux pays, dans le cadre ou non d'un G12.
- Là où il est présent, le nucléaire est essentiel à la stabilité du prix des biens industriels et donc à la localisation stable d'un certain nombre d'usines.
- Il ne doit pas y avoir de nucléaire dans les pays qui ne disposent pas :
 - o des autorités de sûreté indépendantes, évaluables par d'autres et tenant compte de leur action ;
 - o un haut niveau de formation technique.
- Les leçons doivent être tirées des échecs économiques aux Etats-Unis et au Royaume-Uni. Il faut préférer un débat public et des discussions avec les autorités de sûreté, au préalable, au risque de ralentir les constructions par des procédures de licences et d'autorisations.
- Le sujet de la standardisation (règles, installations) apparaît important pour le développement de cette technologie, d'autant que l'industrie nucléaire est mondiale.
- L'intérêt du nucléaire peut dépasser la seule production d'électricité. En effet :
 - a- Le nucléaire peut permettre demain de fabriquer de l'hydrogène dans des processus continus, en co-production avec de la chaleur et de l'électricité. Lequel peut ou non être mélangé à du gaz naturel, ou aider dans les filières "coal to liquid".
 - b- Il devrait être possible de doubler voire tripler la productivité de la fabrication de biocarburants par hectare si on apporte une triple source d'énergie, chaleur, électricité et hydrogène, comme l'a bien souligné en France l'Académie des technologies.
- La question des déchets nucléaires est souvent perçue comme un point particulièrement technique et difficile. Ce sujet est majeur pour le nucléaire car il est fortement relié à l'acceptabilité de la technologie nucléaire en Europe et conditionne l'obtention de l'étiquette développement durable.

La France a beaucoup avancé ces derniers temps en fixant le contexte institutionnel de la gestion des déchets à long terme, ce qui définit les étapes sur la manière de prendre les décisions et l'éventail des solutions à examiner. Ces avancées montrent que le stockage sur durée longue peut être maîtrisé. Cela laisse du temps pour trouver d'autres traitements. Les Etats-Unis semblent évoluer vers la solution française.
- Les questions de non prolifération évoluent enfin graduellement vers des situations, où les usines d'enrichissement, de retraitement et les gros réacteurs de recherche devraient être situés dans des pays, peu nombreux, ayant souscrit à des accords internationaux très précis.

Charbon

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

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

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

Grand hydraulique :

Enfin, si l'hydraulique a été largement utilisée en Europe, elle reste aussi un atout majeur dans bien des zones du monde. Le potentiel économique accessible est très important : 3 à 4 fois la production mondiale actuelle (Asie, Afrique, Amérique latine). L'hydraulique très capitaliste pose des problèmes de financement dans les pays en développement et son impact sur l'environnement et les populations est non négligeable. Cette problématique particulière doit être traitée en relation avec la banque mondiale et les ONG²¹.

4.3.2 Synthèse des prix du MWh selon les principales technologies de production d'électricité centralisée

Pour les 10 à 15 ans à venir la fourchette de prix de marché (en coût complet) est de 45 à 55 €/MWh (avec l'hypothèse²² d'une valorisation du CO₂ entre 0 et 10 €/t). Les coûts de l'électricité selon la technologie peuvent varier fortement en fonction du pays, de la nature du combustible (ex. différentes sortes de charbon), des conditions logistiques, etc.

Les cycles combinés à gaz, les centrales charbon et le nucléaire rentrent dans cette plage.

- **L'éolien** coûte entre 70 et 80 €/MWh sur une base de 2 000 h/an (Europe). Par contre, il faut retenir plutôt 3 500 à 4 000 h/an par exemple au Maroc, au Québec, au Mexique. L'évolution descendante des coûts de l'éolien le placerait dans le marché d'ici 10 à 15 ans.
- **Cycles combinés à gaz** : Dans les années 90, les cycles combinés à gaz avaient évincé le charbon avec un prix de 2 \$/MTU. Il faut désormais considérer plutôt un prix du gaz à 6 MTU et un prix du pétrole de 60 \$/b. Hors CO₂, le coût du MWh est d'environ 50 €.
- **Charbon** : Si on prend comme base le type de centrale le plus répandu depuis 40 ans (à charbon pulvérisé avec traitement des fumées), qui est une technologie maîtrisée permettant des puissances unitaires allant jusqu'à environ 1 000 MW, le coût de production pour une unité typique de 600 MW et de rendement 45% se situe entre 33 et 40 €/MWh, suivant la qualité du charbon et le cours du dollar.

²¹ Comme EDF en fait l'expérience avec le projet Nam Theun 2 au Laos.

²² Hypothèse non validée.

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

Selon les pays et les auteurs, les estimations de cette pénalisation varient. Mais aujourd'hui les procédures de capture en post combustion fonctionnent déjà à un coût de 100\$/t de carbone. La séquestration offre sûrement des perspectives prometteuses pour 30% du CO₂ émis par les centrales électriques mondiales. Des progrès technologiques sont possibles en matière de capture en amont, pendant la combustion, et en post-combustion par traitement des fumées. Des démonstrations d'envergure de ces nouvelles technologies sont ou vont être lancées, notamment en Europe et aux Etats Unis. S'il est peu honnête de laisser miroiter la solution miracle du charbon propre, il l'est tout autant de ne pas espérer à coût raisonnable une diminution d'au moins 10%, peut-être 15%, des émissions mondiales de carbone par le développement de ces diverses technologies.

Selon l'AIE²³, le coût des dispositifs de capture et stockage du CO₂ se situe entre 40 et 90 \$/t, dont (avec les meilleures technologies) 20 à 40\$/t pour la capture et 10\$/t pour le transport. En 2030, les coûts pourraient descendre à moins de 25\$/t pour la capture qui représenterait la part principale du coût. Le stockage serait de l'ordre de 2\$/t.

L'utilisation des dispositifs CCS avec la turbine à gaz ou à charbon augmenterait le coût du MWh de 20 à 30\$. D'ici 2030, ce surcoût pourrait être ramené entre 10 et 20\$. A ce niveau de coût additionnel, le charbon peut rester compétitif comme combustible pour la production d'électricité.

- **Nucléaire** : Le coût de référence DIDEM 2003, prenant appui sur des données 2001 est de 28 €/MWh ;
 - Cette valeur a été réactualisée à 33-36 €/MWh avec les données 2005. Il s'agit d'un coût série (type EPR) ;
 - A l'unité, le coût est de 45 €/MWh ;
 - Le taux d'actualisation pris était de 6,8 %.

Le coût du MWh nucléaire de série en base place donc cette technologie bien en deçà de la fourchette de marché, 45-55 €/MWh.

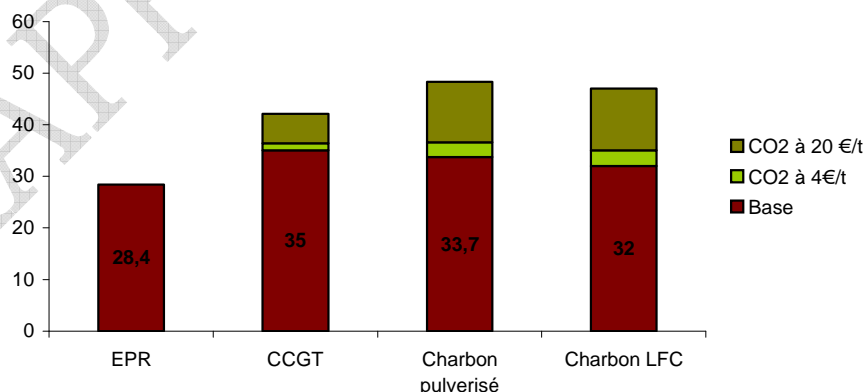


Fig. 3 : Coûts de référence pour la production en base
(Source DGEMP en € 2001/MWh) → (À réactualiser)

²³ Energy technology perspectives 2006.

4.4 La sécurité d'approvisionnement

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

- La sécurité d'approvisionnement ne s'arrête pas aux frontières du pays, elle concerne toute la chaîne énergétique jusqu'au consommateur final ; cela concerne notamment la sécurité des infrastructures à tous les niveaux de la chaîne mais plus particulièrement aux points de passage critiques (pipeline, détroits, ...) contre les désastres naturels, les menaces terroristes, etc.
- Elle concerne toujours le pétrole brut, mais aussi la fourniture de produits pétroliers aux consommateurs, le gaz et l'électricité. Les ruptures d'approvisionnement aux Etats-Unis après les ouragans Katerina et Rita, le récent choc gazier en Angleterre, ou les black out en Californie ou en Italie, sont là pour nous rappeler que toutes les énergies sont concernées.
- Le fait que de nouveaux grands ensembles entrent dans le système énergétique mondial. Cette notion ne signifie pas non plus la même chose dans les différents pays.

(A compléter)

5. TROIS HORIZONS CARACTERISTIQUES D'ICI 2050

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

- 2012 : 5 ans (quinquennat),
- 2020-2030 : 20 ans (référence utilisé par la CEE 2020, et l'AIE 2030),
- 2050.

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

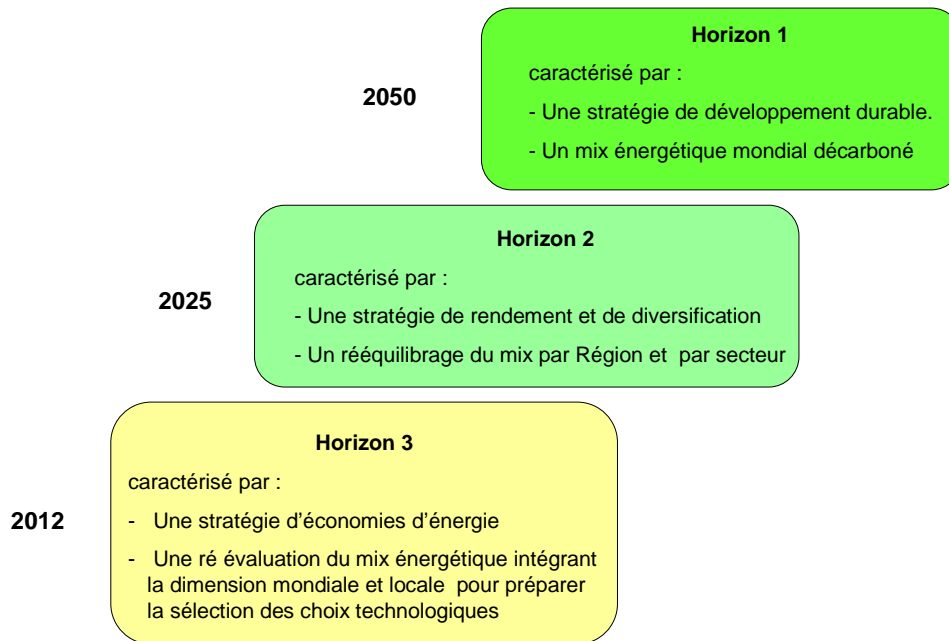


Fig. 4 : Proposition de synthèse du système énergétique aux trois horizons de temps considérés.

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

5.1 A long terme (horizon 2050)

Un horizon de grands risques climatiques et urbains

Vers un mix énergétique mondial dé-carboné

- **5.1.1. Des innovations technologiques "radicales"**

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

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

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

- **5.1.2 Les risques de changement climatique**

Comme l'indique la figure 5, les scénarios pessimistes du Groupe intergouvernemental d'étude du climat (GIEC) indiquent un début de dépassement de la référence de +2° à

partir de 2050. L'objectif défendu par l'UE est une stabilisation à 2°C avec comme résultante des taux de concentration des GES qu'il reste à préciser de manière plus fine et qui pourraient être de l'ordre de 450 ppm.

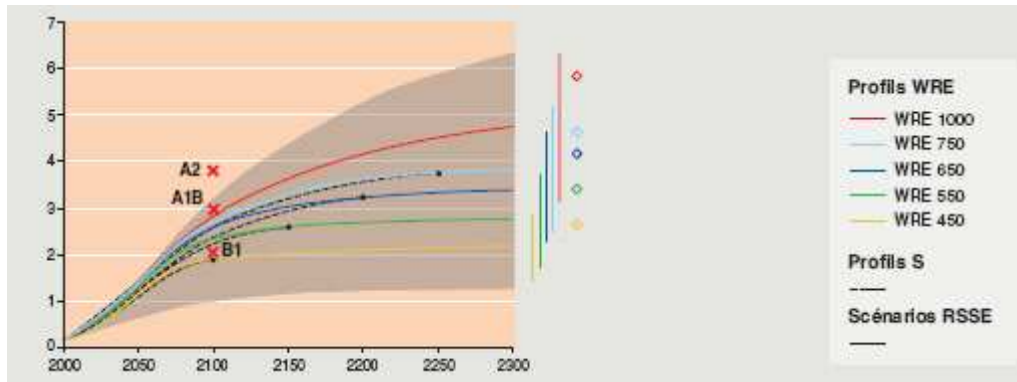


Fig. 5 : Variation de la température moyenne mondiale en fonction des profils de concentration de CO₂ (Source GIEC)

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

Pour fixer de premiers ordres de grandeurs des risques financiers, le rapport de juillet 2006 de la Lloyds « S'adapter ou s'effondrer » chiffre par exemple les dégâts climatiques : 148 G \$ pour la décennie 70 à plus de 700 G \$ pour la décennie 1990 et déjà 350 G \$ pour les seules années 2004-2005.

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

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

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

Le monde produit aujourd'hui 24 Mrds t CO₂ par an en augmentation de 500 Mt par an. L'AIE estime dans son dernier rapport Energy technology perspectives 2006, que la stabilisation des émissions peut être atteinte en 2050 en utilisant toutes les formes d'améliorations à un coût acceptable, calculé aujourd'hui pour une valorisation du CO₂ à 25 \$/t. Le meilleur des scénarios technologiques produits par l'AIE (TECH+) conduit ainsi à une baisse de 16% des émissions par rapport à 2003 (fig. 6).

On notera figure 7 les contributions majoritaires qui ont été attribuées aux économies d'énergie et à la génération d'électricité en recourant à la technologie de captage et stockage du carbone²⁴.

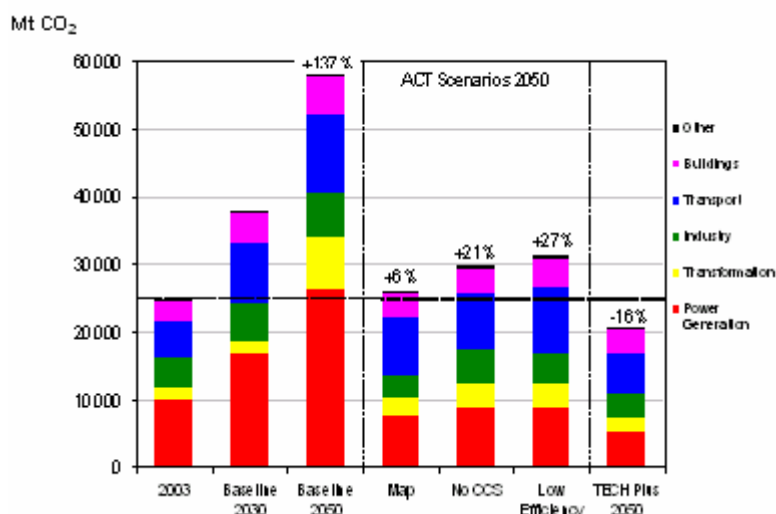


Fig. 6 : Emissions de CO2 en fonction des scénarios de référence 2030, 2050 et des scénarios alternatifs de nature technologique (Source AIE 2006)

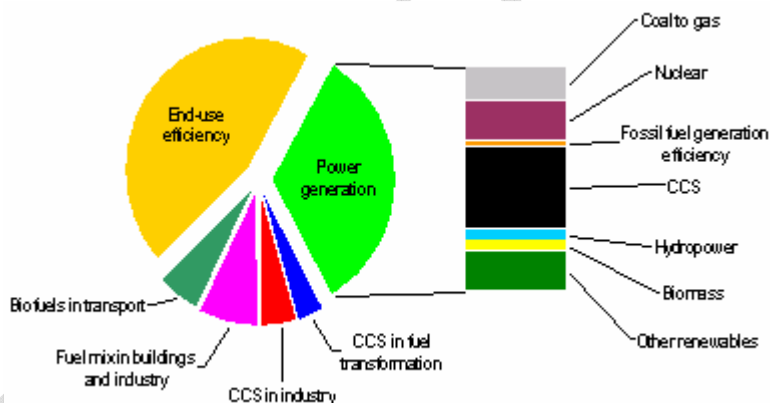


Fig. 7 : Réduction des émissions par type de technologies pour le scénario ACT MAP (Source AIE 2006)

• 5.1.3 Les risques urbains

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

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

Dans ce contexte, le cas de la Chine, par exemple est alarmant : (voir le scénario tendanciel établi par le CSTB à 2040) : empreinte écologique²⁵ excessive (6 à

²⁴ Même si le résultat est le même, ce scénario met peu en valeur la première étape d'amélioration des centrales à charbon par l'amélioration des rendements, potentiellement fort et encore peu exploité aujourd'hui. C'est de plus un levier immédiatement disponible, ce qui n'est pas le cas du CCS (voir §5.2.1).

7 ha/habitant pour une référence fixée à 2 ha/hab.), forte croissance d'énergie et faible efficacité, déficit écologique. La Chine a besoin de 3 planètes Terre pour assurer ses besoins en ressources et recycler ses déchets avec les technologies et les pratiques énergétiques inefficaces actuelles ; elle aurait besoin d'une planète avec les technologies analogues à celles des pays développés²⁶.

Les solutions résident dans une augmentation de la densité²⁷ (ville, logement, ...), une conception douce des transports, l'usage des technologies de l'information et de la communication, la création de boucles fermées écologiques (transformation des déchets en chaleur, cogénération, ...). Mais, comme le montre la figure 8, l'empreinte écologique des énergies selon leur type et leur mode d'exploitation est très différente. Un raisonnement de long terme doit donc en tenir compte.

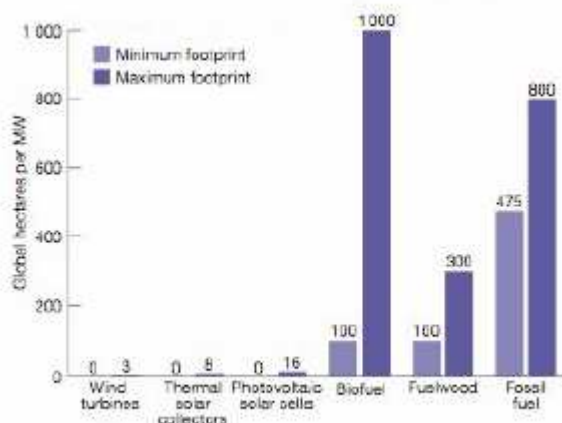


Fig. 8 : Comparaison des empreintes écologiques de différentes sources d'énergie (Source CSTB)

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

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

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

²⁵ Empreinte écologique : surface de terre et d'eau nécessaire pour produire les ressources consommées et pour assimiler les déchets générés par une population de manière continue, quelle que soit la localisation sur la Terre de ces surfaces.

²⁶ On aboutit au scénario américain multiplié par 5 alors que l'empreinte écologique cumulée des Etats-Unis représente 2,25 fois son territoire et que les 10 mégapoles américaines utilisent 20% des ressources écologiques de la planète.

²⁷ Les mégapoles chinoises sont dans les moins denses parmi les 25 plus grandes mégapoles mondiales.

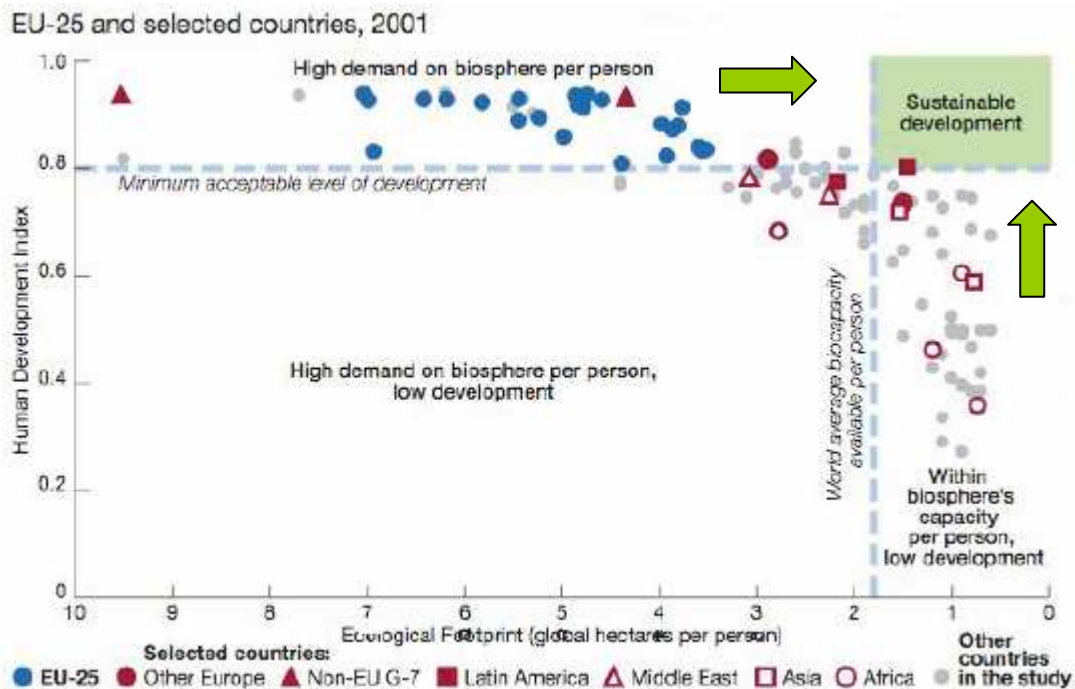


Fig. 9 : Comparaison pour différents pays du niveau de développement avec l'empreinte écologique (ha par personne) (Source CSTB)

• 5.1.4 Les réserves de pétrole et de gaz en baisse

Au rythme de consommation actuel du pétrole, les valeurs fournies par plusieurs organismes²⁸ donnent ratio consommation/production d'environ 40 ans (fig. 10). Le "pic" du pétrole est identifié peu après 2020 (cf §4.1.2). A l'approche de ce point, l'offre et la demande divergent, occasionnant une flambée des prix. Les réserves économiquement exploitables peuvent être augmentées des réserves de pétroles lourds qui contribueraient à reculer le "pic" vers 2030.

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

Les coûts techniques de production incluant le développement vont de 4 \$/b (au Moyen-Orient) à environ 12 \$/b pour les gisements les plus difficiles d'accès et baissent avec le progrès technique²⁹. En 2004, le seuil de prix du brut que se fixaient les compagnies pétrolières pour leurs décisions d'investissement était de l'ordre de 20 \$/b.

En ce qui concerne le gaz les échéances sont plus lointaines. Pour le charbon, les réserves actuelles donnent un ratio réserve sur production de plus de 150 ans (figure 10).

²⁸ Voir US Geological survey, Institut français du pétrole, Académie des technologies, ...

²⁹ Voir en détail le rapport de l'Académie des technologies (P.R. Bauquis, D. Babusiaux, nov. 2004)

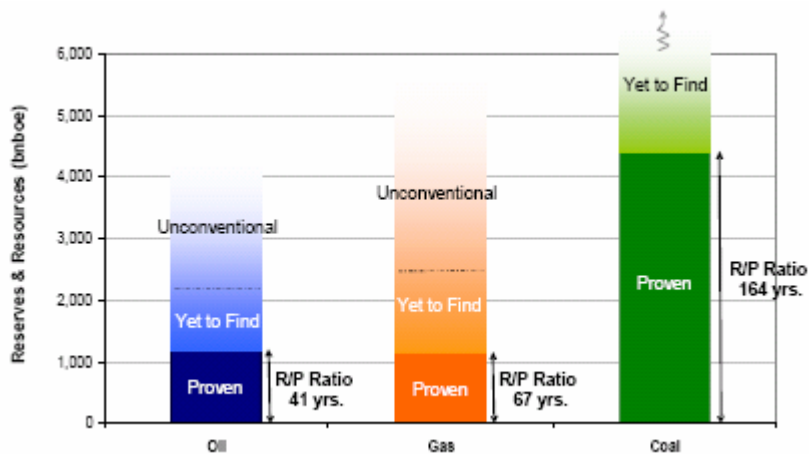


Fig. 10 : Réserves et ressources
(Source BP)

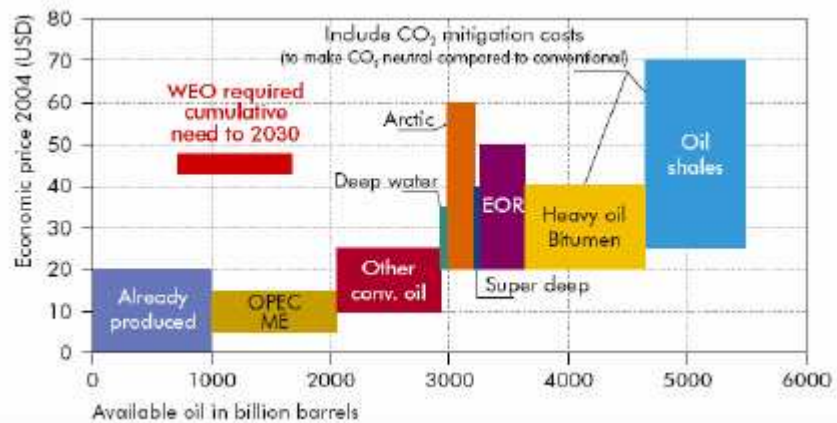


Fig. 11 : Disponibilité des ressources en fonction du prix
(Source BP, AIE)

• 5.1.5 Un mix énergétique décarboné lèverait de nombreux risques

Il convient d'examiner parmi les scénarios disponibles ceux qui présentent un objectif de faible émission (référence 550 ppm) tel que présenté dans le tableau 6, pour fixer les ordres de grandeur des mix possibles à l'horizon 2050.

| 2050 | AIE 2002 | AIE Baseline | TECH+ (550 ppm) | GIEC B1 (450 ppm) | WBCSD (550 ppm) | WEC A3 | RITE (550 ppm) |
|----------------------------------|---|--|---|--|-----------------------------|-----------------------------|---|
| Energie primaire | 2002 AIE : 10,3 Gtep | 22 Gtep | 17,5 Gtep | 19,9 Gtep | 22,6 Gtep | 25 Gtep | 17 Gtep |
| Intensité énergétique | | -1,4%/an (OCDE -2% /an) | -1,8% /an (OCDE -2.7% /an) | | 0,12 tep pour 1000 \$ | 0,21 tep pour 1000 \$ | |
| Charbon | 23% | 34,1 % | 15 % | 4,4 % | | 9 % | 12 % |
| Pétrole | 36% | 26,5 % | 21 % | 22,9 % | | 18 % | 29 % |
| Gaz | 21% | 24,6 % | 21,7 % | 35,4 % | | 32 % | 38 % |
| Nucléaire | 6,7% | 3,8 % | 12 % | 4,3 % | | 11 % | 2 % |
| Renouvelables | 13,3 % dont 2,0 (hydro+géothermie) 0,5 (éolien + solaire) 10,8 (biomasse) | 11 % dont 1,5 (hydro+géo thermie) 9,5 (éolien + solaire, biomasse) | 30,3 % dont 2,2 (hydro+géothermie) 28,1 (éolien + solaire, 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 | 58 Gt CO ₂ par an (dont PED 32) | 21 Gt CO ₂ par an | 11 Gt/an | 9 Gt/an | 9,3 Gt/an | |

Tab. 6 : Répartition de l'énergie primaire en fonction de plusieurs scénarios

Les scénarios à 550 ppm montrent une assez bonne convergence du pétrole et du 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 15%. La part des énergies renouvelables va environ du simple au double, 19 % à 33 %.

Pour le nucléaire, l'écart va du simple au sextuple, 2 % à 12 %.

5.1.5.1 Production électrique

A horizon long terme, le système de production d'électricité pourrait être très différent de celui connu aujourd'hui, en fonction notamment des ruptures technologiques qui pourraient advenir dans les prochaines années et susceptibles d'être ensuite déployées à grande

échelle, de la capacité d'investissement des différents acteurs, de l'évolution du contexte géopolitique, etc.

Le mix électrique de différents scénarios à 2050 est comparé dans le tableau 7. On note de forts écarts sur le charbon, le nucléaire et les renouvelables. Après 2030, un développement de l'éolien comparable à celui présenté dans le scénario WBCSD (annexe 3) devra au préalable résoudre des obstacles techniques de taille (notamment : nécessaire continuité de la production d'électricité imposant des capacités de production "de secours" ou des moyens de stockage à grande échelle de l'électricité; stabilité et régulation du réseau de transmission et distribution).

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

Tableau 7 : Production électrique

Exemple du scénario alternatif 9Gt de carbone du WBCSD

L'analyse du scénario 550 ppm du WBCSD³⁰ apporte une illustration de la situation correspondant à un mix décarboné en 2050 (détaillé dans l'annexe 3) :

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

³⁰ 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.

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

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

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

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

- *Caractéristiques de la consommation* (tableau A4) : conformément à l'hypothèse de croissance soutenue du scénario, l'ensemble du monde connaît en 2050 un accroissement de sa richesse, mené avec des quantités d'énergie moindre. L'Amérique du Nord reste deux fois plus énergivore que l'Europe ou le Japon. La Chine se situe dans le même ratio consommation/richeesse que les Etats-Unis.

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

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

- *Secteur du transport* (tableau A5) : 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).

5.1.6 Conclusion

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

Côté offre, le choix du mix énergétique à très faible émission qui pourra être retenu au plan mondial n'est pas stabilisé comme le montre les scénarios très différents sur ce point. Côté demande et avant tout en matière d'émissions de polluants, l'horizon 2050 doit être marqué par un aboutissement tangible des profondes transformations des grands secteurs de consommation transport, habitat, production électrique qui auront marqué la période précédente.

5.2 A moyen terme (horizon 2020-2030):

Une transition énergétique industrielle et sociale

Vers un rééquilibrage du mix énergétique par grandes Régions et par secteur

- **5.2.1 La transition énergétique des grands secteurs de consommation**

Le progrès technologique ne peut être programmé et considéré comme sûr. Toutefois, de nombreux progrès paraissent possibles d'ici l'horizon 2020-2030. Ainsi, à cet horizon, le progrès technologique dans l'énergie mettrait la priorité sur l'innovation incrémentale³¹ (augmenter les rendements, optimiser les systèmes), et développerait les substitutions énergétiques (ex. biocarburants pour l'automobile, ..). Ainsi, le moyen terme serait l'amorce d'un réel découplage entre croissance et consommation marquée par une mutation profonde des grands secteurs transport, habitat, production d'électricité et de chaleur. Cette période verrait la concrétisation des efforts redoublés d'une vingtaine d'années de modification substantielle des modes de production, d'utilisation de l'énergie et des comportements individuels et collectifs. En particulier, cela concernerait un effort massif d'économies par les rendements et une diversification de l'utilisation des sources d'énergie dans les principaux usages.

La croissance des consommations sectorielles dans les pays émergents voire en développement va être nettement plus élevée que dans les pays développés. Cela pose le problème du développement de la production d'électricité, des transports et des services énergétiques dans ces pays dans des contextes bien différents. Il s'agit de s'interroger sur les transitions énergétiques à opérer en tenant compte de la situation mondiale, au risque de voir proliférer à grande échelle des solutions peu efficaces et polluantes. Un ensemble de dispositifs vont être nécessaires afin de permettre la diffusion mondiale des produits efficaces : normalisation, transferts de technologies, mécanismes de développement propre, ...

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

a- Production électrique : priorité à l'augmentation des rendements :

- La nature et la capacité de production électrique ne pourront pas changer radicalement à cet horizon, du fait de l'inertie globale du système. La durée de vie d'une centrale est de 40 ans ; seul 1/3 des centrales installées dans le monde aujourd'hui ont plus de 30 ans. Il n'y a pas aujourd'hui de technologie radicalement nouvelle de production d'électricité qui soit prête à être déployée à grande échelle. De plus, même si elle était techniquement possible, la montée en puissance de nouveaux modèles (par exemple : systèmes distribués, énergies renouvelables dominantes...) demanderait des investissements bien supérieurs à ceux nécessaires à la croissance et à l'adaptation

³¹ Ce point de vue est concordant avec l'hypothèse du scénario alternatif de l'AIE dans le World energy outlook 2006. Le scénario tendanciel correspond à la situation où les politiques existantes n'évoluent pas ; le scénario alternatif décrit le système énergétique en tenant compte d'hypothèses réalistes d'ici 2030, notamment d'avancées technologiques.

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

progressive du système actuel. Ces investissements concerneraient la production d'électricité, mais aussi les infrastructures de transmission et distribution.

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

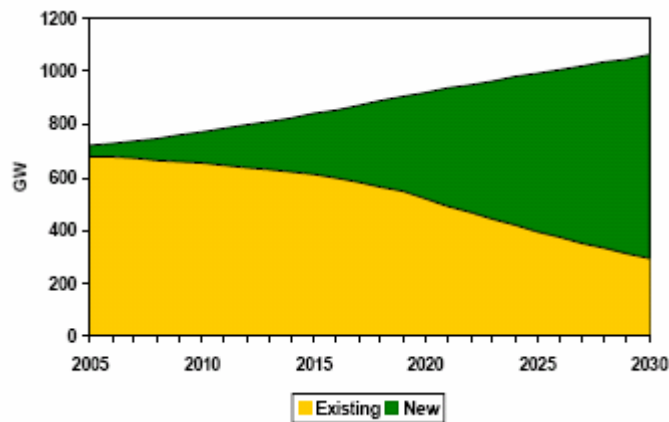


Fig. 12 : Capacité de production de l'UE 25 d'ici 2030.
(Source AIE 2004)

- L'utilisation et le rendement des capacités de production augmentent sensiblement, quelle que soit la technologie considérée, fruit notamment des progrès techniques réalisés sur les centrales mais aussi de l'amélioration de la gestion du système de production et du système de transmission et distribution. La production d'électricité va accélérer l'augmentation des rendements poussée aussi par la libéralisation des marchés et les réglementations (notamment réduction de la pollution). Selon Eurelectric³², les rendements thermiques sont passés en moyenne dans le monde, de 36% en 1995 à 40% en 2005 et devrait atteindre 49% en 2030.

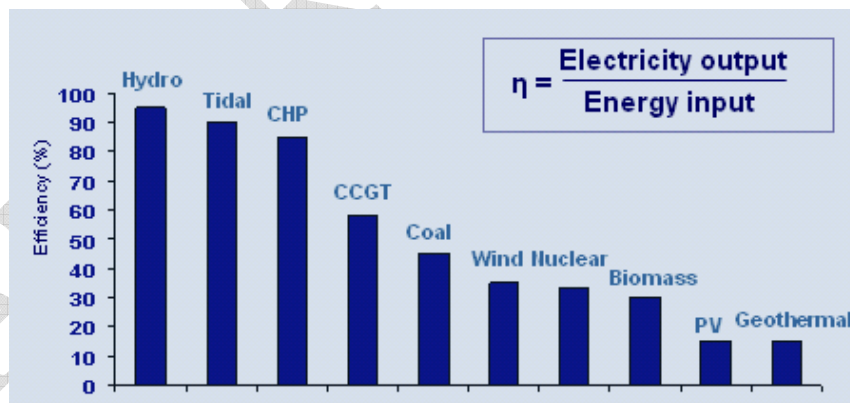


Fig. 13 : Rendement des systèmes de production électrique
(Source EURELECTRIC, VGB)

b-. Nouveaux systèmes de conversion d'énergie

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

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

³² Source EURELECTRIC, Eurprog juin 2003.

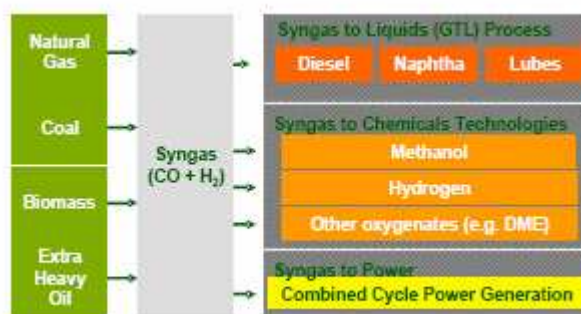


Fig.14 : Potentiel des procédés multi entrées/sorties de conversion à base fossile
(Source BP)

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

c- Transport : priorité aux substituts du pétrole et généralisation des motorisations hybrides.

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

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

Pour fixer un 1^{er} point de repère des ordres de grandeurs de la part des substituts, on peut se reporter au scénario réalisé par P.R. Bauquis :

- en 2030 une part des substituts de 15 Mb/j sur un total de 70 Mb/j (environ 20 %) ;
- en 2050, une part de 36 Mb/j sur un total de 77 Mb/j (environ 50 %).

La part du pétrole consacrée au transport pourrait évoluer de 45 Mb/j aujourd'hui à 58 Mb/j en 2020 pour redescendre à 42 Mb/j en 2050 et 20 Mb/j en 2100.

Cette transition permettrait de revenir en 2050 au niveau actuel d'émissions du secteur des transports.

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

3^{ème} point de repère : pour l'UE, nous nous reportons aux résultats de la plateforme technologique biofuels. Le chiffre qui semble constituer un objectif raisonnable au niveau européen à l'échéance 2020-2030 est de l'ordre de 25 % pour la part des biocarburants : 6 à 8 % pour les biocarburants de 1^{ère} génération, de 10 à 12% pour les biocarburants de 2^{ème} génération et le solde provenant de l'importation d'éthanol brésilien extrêmement compétitif³³.

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

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

d- Bâtiments : priorité à la réduction des consommations

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

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

- 2010 : disposer de solutions permettant d'atteindre les performances actuelles du neuf lors de réhabilitations lourdes.
- 2020 : réduire les consommations énergétiques des bâtiments neufs de 40 % par rapport aux constructions actuelles. Prévoir l'augmentation continue des performances requises par la réglementation telle que prévue par le Plan climat.
- 2050 : viser le bâtiment à énergie positive. Le bâtiment assure alors ses propres besoins et l'énergie non consommée est restituée dans le réseau.

• 5.2.2 Organisation et modes de vie : une dimension locale croissante

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

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

³³ Olivier Appert, Vice-Président de la plateforme Biofuels - colloque IFP, Energie et pétrole du futur (6 juin 2006).

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

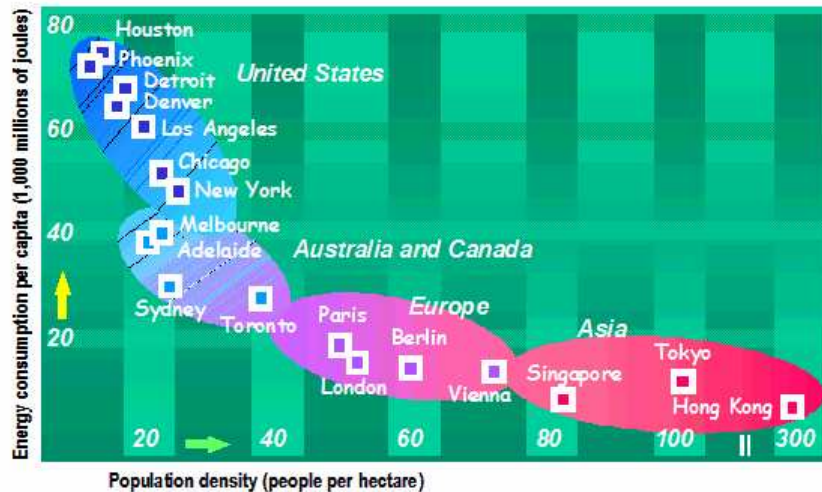


Fig. 15 : Consommation énergétique dans les transports en fonction de la densité de la ville (Source CERNA/ENSPM, Les défis énergétiques de la croissance urbaine du Sud)

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

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

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

• 5.2.3 Un mix énergétique équilibré

C'est à cette échéance de moyen terme qu'on peut constater les premières inflexions sur la structure de consommation du déploiement des technologies économes³⁴ disponibles aujourd'hui ou à court terme vers un mix diversifié et équilibré par secteur (voir fig. 16 la situation actuelle, en particulier dans les transports). Mais cela implique la mise en œuvre de politiques claires et continues pour éviter l'effet de "stop and go" que l'on a constaté depuis 1973. Pour y parvenir, les politiques devront s'appuyer sur un couple investissement/risques et veiller à ce que la diversification nécessaire n'entraîne pas la dispersion des moyens (R&D, ...) réduisant les effets d'échelle sur chaque filière énergétique.

³⁴ Economies d'énergie et efficacité énergétique.

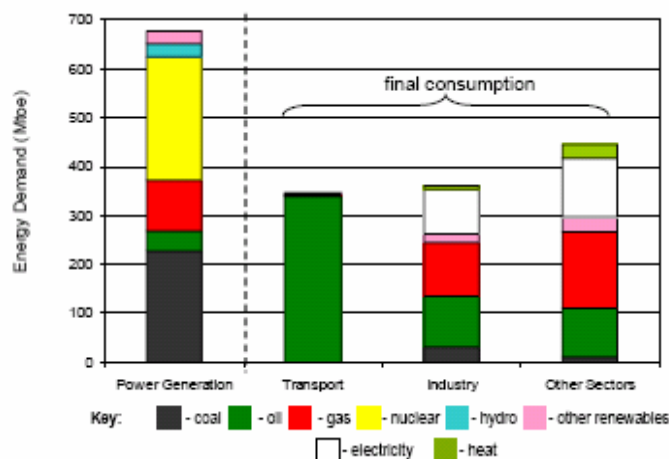


Fig. 16 : Consommation finale par secteur dans l'UE-25
(Source AIE WEO 2004, BP)

• 5.2.4 La modification profonde du marché international du pétrole

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

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

L'arrivée à des niveaux significatifs des substituts aux carburants issus du pétrole par toutes les voies exposées au § 4.1.2, entraîne une modification importante de la formation du prix sur le marché du pétrole.

Le récent programme américain "Advanced energy initiative" montrent les objectifs poursuivis à court et moyen terme. L'AEI, a été lancé à la suite de l'Energy policy act du 8 août 2005, par le Président Bush, lors du discours 2006 sur l'Etat de l'Union. Ce programme vise à promouvoir les nouvelles technologies énergétiques pour réduire la dépendance des Etats-Unis aux hydrocarbures importés³⁵, protéger l'environnement et stimuler la croissance économique. L'AEI se focalise en particulier sur la substitution des carburants fossiles des véhicules et sur le basculement des modes de la production électrique vers une utilisation accrue du charbon propre, du nucléaire avancé, du solaire et de l'éolien.

Le volume de réduction estimé de pétrole à l'horizon 2025 correspondrait à environ 5,26 Mb/j (pour 20 Mb/j en 2005).

• 5.2.5 La relance mondiale du nucléaire

Le nucléaire représente 17% de la production d'électricité dans le monde et 30% en Europe. C'est à l'échéance 2020-2030, qu'une grande partie des réacteurs arriveront en

³⁵ En 2005, elles représentent 11,8 Mb/j (215 Mrds \$/an) soit 54 % de la consommation totale contre 23 % en 1970.

On notera le poids de 25 Mrds\$ du pétrole dans la balance commerciale déficitaire des Etats-Unis de 64 Mrds\$ en mai 2006.

fin de vie. Compte tenu des besoins considérables en énergie, de la part croissante de l'électricité et des contraintes des émissions, l'option nucléaire s'imposera vraisemblablement dans le renouvellement et le développement des installations de production d'électricité à l'horizon 2020-2030, aux côtés du gaz et du charbon équipé de CCS.

Par contre, si le charbon bien que fortement doté en réserves n'a pas résolu le problème de la capture et du stockage de CO₂, et que les concentrations se vérifient être alarmantes, le seul recours pour les besoins massifs d'électricité en base deviendrait le nucléaire (cf §4.3.1).

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

La France représente un cas exemplaire de leadership dans la filière d'électricité nucléaire construit à l'origine autour de grands pôles industriels d'Etats, EDF, Framatome, Alstom, Cogema et le CEA. La réussite est aussi économique compte tenu de la compétitivité reconnue du parc nucléaire français. Nous rappelons quelques points importants qui caractérisent le nucléaire :

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

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

Cette période concerne clairement la prolongation de la durée de vie de la génération 2 existante et de la diffusion de la génération 3. Cette dernière ne représente pas de rupture technologique. Considérant l'ensemble du cycle, elle présente des améliorations en terme de compétitivité économique (-15% de combustible) et de recyclage plus élevé des déchets (gain de 30 %).

Représentant une véritable rupture, les systèmes de la génération 4 ne seront disponibles à l'état de prototypes qu'à partir de 2015-2020 (voir les programmes du Forum international génération IV).

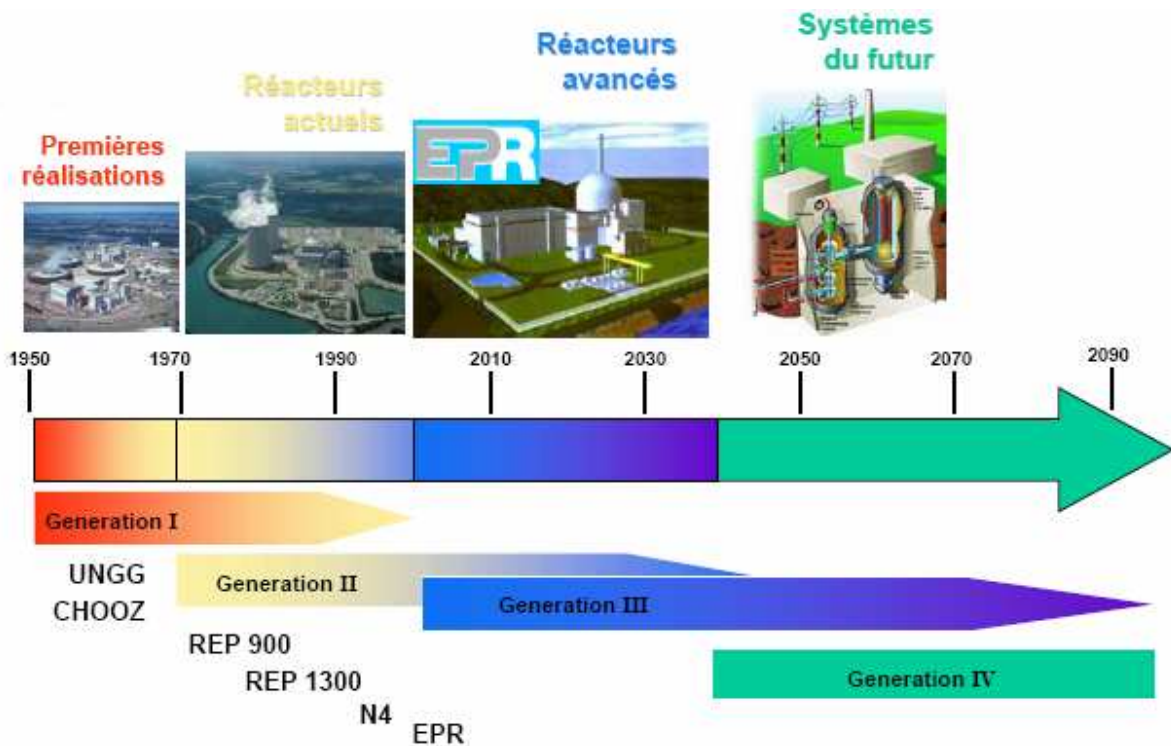


Fig. 17 : Calendrier des générations nucléaires
(Source CEA)

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

- *Promouvoir la standardisation* : il convient, si les constructeurs entendent encore bénéficier de l'effet de série, qu'il puissent construire la même centrale partout dans le monde. Un préalable est alors que les règles de sûreté soient le plus possible internationalisées. Il s'agit donc d'amplifier la diffusion des règles de sûreté communes notamment européennes vers les marchés émergents.
- *Promouvoir des prix bas et stables de l'électricité* : l'ouverture des marchés européens de l'électricité et du gaz a montré l'importance d'une programmation de long terme suffisante des capacités de production pour garantir un prix compétitif et moins fluctuant de l'électricité dont l'économie a besoin. Le prix du MWh de série³⁶ place la production d'électricité en base loin devant la fourchette³⁷ de marché 45 – 55 €/MWh des installations à base de fossiles (cycles combinés gaz et charbon)³⁸.

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

³⁶ Voir §4.3.2.

³⁷ Pour un prix du pétrole de 60\$ et du gaz de 6 \$/Mbtu, une valorisation de 0 à 10 \$/tCO₂.

³⁸ Sans compter les risques de dérive à la hausse de cette fourchette en fonction de la montée des prix du gaz et du prix de la tonne de CO₂.

- *Promouvoir un mix électrique dé-carboné* : le nucléaire peut contribuer fortement à réduction des émissions comme le montre les comparaisons entre quelques pays européens figure 18.

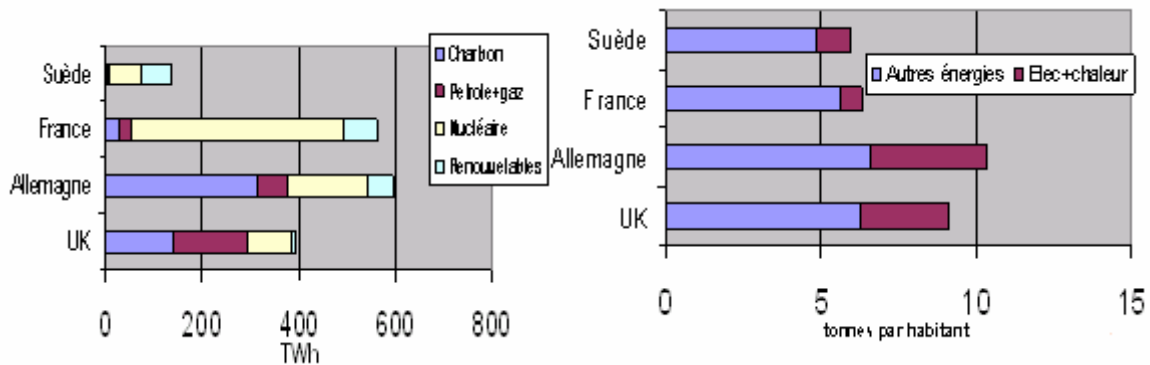


Fig. 18 : Structure de la production d'électricité et émission de CO2 par habitants (Source EDF)

- *Promouvoir l'intégration* : les actions les plus économiques se situent d'abord dans la valorisation des unités existantes (durée de vie, disponibilité, puissance). En ce qui concerne l'étape suivante de construction de nouvelles centrales, la tendance récente à l'intégration des marchés (européen et américain) et au rapprochement des producteurs sur ces marchés devrait conférer à la plupart des acteurs présents des perspectives de marché et des capacités financières suffisantes. Celles-ci permettraient de lancer de nouvelles séries de réacteurs nucléaires, sachant que le processus de développement évolutif à partir des réacteurs existants, type EPR, aboutit à un modèle largement compétitif s'il est fabriqué en série d'environ 10 unités.

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

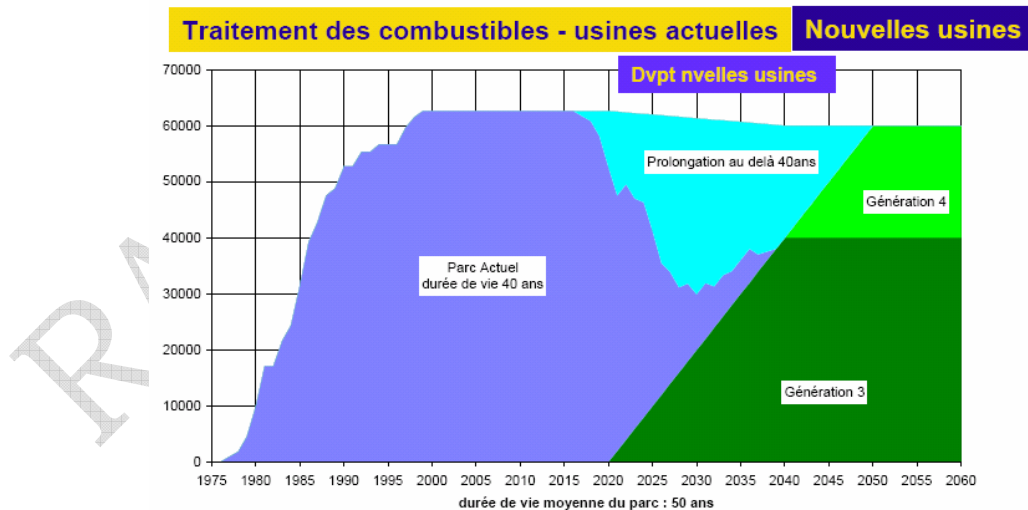


Fig. 19 : Situation de la France : position des trois générations de réacteurs (Source CEA, EDF, ENC 2002)

5.2.6 Développement des énergies renouvelables

(A développer)

5.2.7 Conclusion

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

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

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

5.3 A court terme (horizon 2012) :

Les économies d'énergie en priorité pour la compétitivité

La recherche d'un mix énergétique intégrant les dimensions locales et internationales pour préparer le moyen long terme.

- **5.3.1 La présence d'un nouveau cycle économique** : croissance forte, demande forte, prix élevés, phénomène général d'accélération.

- **5.3.2 Les économies d'énergie : une priorité absolue**

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

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

Les Etats membres travaillent à la mise au point d'un Plan d'actions dont la première version a été publiée le 19 octobre 2006. Ce plan fixe un objectif ambitieux pour 2020 : une baisse supplémentaire de l'efficacité énergétique de -1,5%/an (linéaire) en plus des évolutions structurelles estimées à -1,8%/an soit au total -3,3%/an³⁹.

³⁹ 1,5% d'amélioration pour l'énergie primaire venant s'ajouter au 1,8% de la tendance "statu quo" d'amélioration pour l'intensité énergétique, qui se compose de l'impact, sur l'efficacité énergétique, de la législation communautaire en vigueur (0,35% par an) ainsi que d'autres effets (0,6% dû aux changements structurels et 0,85% dû aux "améliorations indépendantes", comme le remplacement normal du parc technologique par an). L'ensemble de ces améliorations représente une réduction de l'intensité énergétique de 3,3% par an, ce qui limitera la hausse annuelle moyenne de la consommation d'énergie à 0,5%, en supposant une croissance annuelle du PIB de 2,3%. La référence à la directive 2006/32/CE a pour but d'illustrer la cible de 9% d'économies

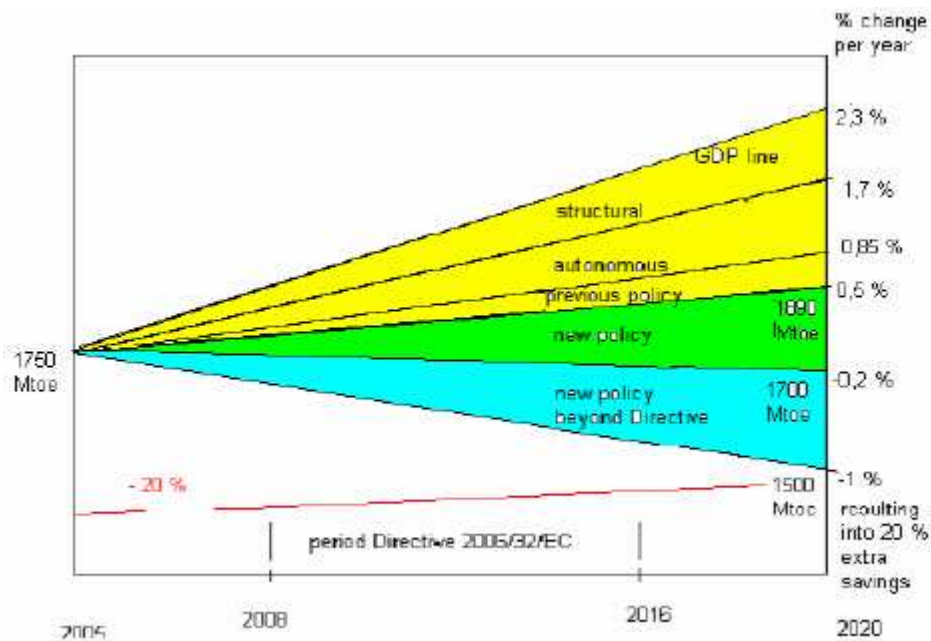


Fig. 20 : Amélioration annuelle de l'intensité énergétique
 (Source Commission européenne 19/10/06) : Plan d'action pour l'efficacité énergétique : réaliser le potentiel)

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

La France se place en 6^{ème} position au dessus de la moyenne européenne avec 11% de réduction de l'intensité énergétique entre 1990 et 2002. Depuis 1995, l'intensité énergétique baisse de 1,4%/an (contre 3,1% entre 75 et 85). En augmentant son effort dès l'horizon 2012, on peut estimer que la France pourrait rejoindre progressivement à cette date, une cible d'économies supplémentaires de 5 à 10 Mrds euros/an et le double d'ici 2020.

Alors que les 15 dernières années ont été marquées par un relâchement des efforts en matière d'efficacité énergétique, compte tenu d'un prix faible de l'énergie, les politiques d'économies d'énergie devront à l'avenir redoubler d'intensité. Elles constitueront, en effet, un enjeu majeur pour la compétitivité et pour la réduction des émissions polluantes. Ce constat est désormais quasi unanimement admis au sein de toutes les instances internationales. Mais, la traduction en actions efficaces apparaît difficile tant le système énergétique est devenu varié et complexe, des sources aux usages et aux services énergétiques. Le nombre d'acteurs à impliquer est également très important, en particulier au niveau local.

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

pour la période 2008-2016. À côté du potentiel d'efficacité énergétique à réaliser au niveau de la consommation, des économies importantes (environ 20%) peuvent être réalisées en évitant les gaspillages d'énergie pendant la conversion et le transport d'énergie.

On peut citer les orientations récentes prises par le Japon et les Etats-Unis pour le court et moyen terme.

Le Japon :

Le vecteur des économies d'énergie et de l'efficacité énergétique apparaît dans les trois priorités de la politique énergétique japonaise caractérisée par les 3E : "Energy security", "Economic growth", "Environmental protection". Les actions en faveur des économies d'énergie décidées en 1997 ont été multipliées et renforcées par une nouvelle loi en 2002. Le Japon, dont l'efficacité énergétique devance celle de la France d'environ 20%, a relevé en juin 2004 l'objectif 1998 de baisse de la consommation d'énergie finale à 52 Mtep/an pour maintenir sa consommation d'énergie finale à 320 Mtep en 2010, soit 2,8%/an en linéaire (la baisse est de 53 Mtep/an en 2002 par rapport à 1990). L'"Energy conservation center" est l'organisme central de pilotage.

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

La méthodologie "Top runner" corrige régulièrement la norme en fonction du produit le plus performant. La liste des appareils établie en 1998⁴⁰ a été fortement élargie en 2002. En 2010, tous les appareils concernés devront respecter la nouvelle norme revue en 2004.

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

Le programme "Top runner" est également appliqué dans l'automobile afin d'améliorer l'efficacité énergétique des véhicules. L'objectif visé est une réduction de consommation de 22,8 % par rapport au niveau de 1995. Le gouvernement développe également différentes mesures pour la gestion du trafic.

Les Etats-Unis :

La variation d'intensité énergétique finale aux Etats-Unis a progressé d'environ 2% /an entre 1990 et 2002 (UE : 1,2 – Japon : 0,9), partant d'un système initial plus énergivore. La loi de programmation sur l'énergie du 8 août 2005 affirme la primauté de la technologie américaine et se donne pour ambition d'utiliser cette technologie pour être leader mondial dans les techniques d'économies d'énergie.

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

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

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

La R&D du DoE consacrée à l'efficacité énergétique et les énergies renouvelables est menée au sein de l'EERE (Energy efficiency and renewable energies). L'évolution des budgets est donnée par le tableau 8.

⁴⁰ Pour le groupe de 1998, les experts considèrent que cette norme sur les appareils permettra d'économiser 90 TWh/an et couvrira 16% des objectifs de Kyoto.

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

Tableau 8 : Répartition des budgets de R&D du DoE/EERE
(source DoE)

• 5.3.3 L'accord post 2012 : enjeu climatique et industriel

La conclusion du rapport "Les enjeux de l'Après Kyoto", du Conseil économique et social du 25 avril 2006, dresse un point de vue de la situation⁴¹ selon les 4 points suivants :

- l'effet positif de Kyoto est d'avoir posé les jalons d'une nouvelle forme de gouvernance mondiale.
- le caractère universel de la problématique requiert l'implication des pays en développement dans les objectifs qui seront définis dans le cadre de «l'après Kyoto». (voir fig. 21, en pourcentage des émissions, les pays adhérents à Kyoto)
- Les mêmes principes sont à envisager au niveau de l'Union européenne. La Commission doit directement et activement être impliquée et les États membres doivent faire preuve d'initiative.
- La France est un pays sensible à la lutte contre le réchauffement climatique. Du fait de sa position au sein des Nations unies, de sa diplomatie et de son action en faveur du développement des pays les moins avancés, elle est en mesure de jouer un rôle clé pour que les négociations internationales aboutissent à une mobilisation de tous les pays pour la sauvegarde de notre planète et des pays émergents (Chine, Inde).

Le débat est fortement dépendant de la position américaine. La participation des Etats-Unis est la condition nécessaire qui permettra au sujet du climat d'être pris au sérieux. La prise en compte du risque environnemental pourrait prendre une nouvelle tournure suite à

⁴¹ Ces propos n'engagent pas le groupe de travail. Le sujet sera débattu lors d'une prochaine réunion du groupe.

la récente initiative californienne qui s'ajoute aux nombreuses autres initiatives locales dans différents Etats.

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

Les technologies réellement disponibles et à la mesure du problème existeront entre 2020 et 2025. L'Europe devrait donc plaider pour la mise à plat des perspectives de la technologie, une première fois en 2012, une seconde en 2020.

L'enjeu est également industriel.

Comme l'a exprimé le Délégué interministériel au développement durable⁴² : « nous ne pourrions demander aux pays en plein développement que sont l'Inde et la Chine de réduire leurs émissions de CO₂, si parallèlement on ne leur propose pas des solutions, techniques et financières, pour y parvenir.

C'est d'ailleurs ce que les Etats-Unis commencent à vouloir faire avec le partenariat Asie - Pacifique. Alors qu'ils n'ont même pas ratifié le protocole de Kyoto, les Américains cherchent à vendre leurs futurs savoir-faire et leurs techniques aux pays en développement.

Le mécanisme de développement propre sera un des leviers à utiliser. Mais malheureusement il est très insuffisant car ne concernant pas les technologies amont.

Il y a donc bien une compétition internationale, qui est une course de vitesse, tout autant qu'une course technologique et industrielle. »

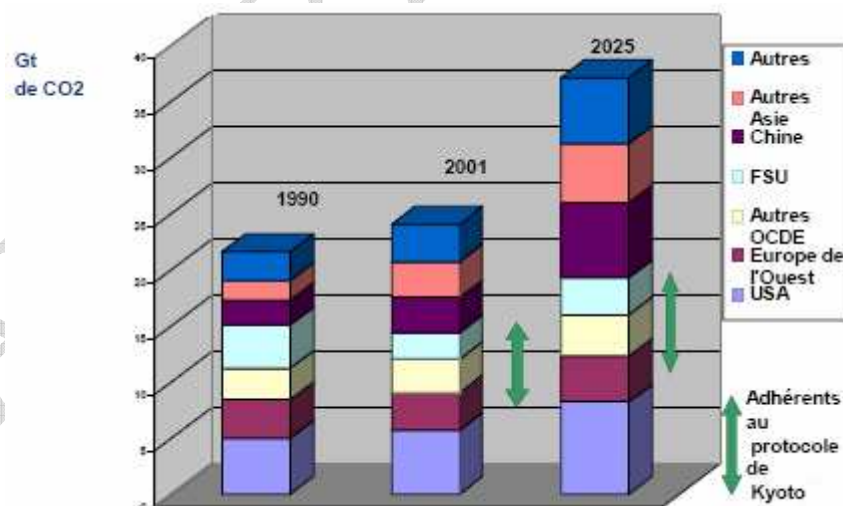


Fig. 21 : Evolution des émissions mondiales de CO₂
(Source TOTAL, 2004)

⁴² Lors de son intervention à l'inauguration du projet européen CASTOR.

| Mt en CO2 - Emissions liées à l'activité humaine seulement | | | |
|--|-------------|-------------------------------|---------------------------------|
| | Emission 90 | Variation effective 2001/1990 | Objectif 2008-2012 fixé à Kyoto |
| Europe des 15 | 4200 | -2,0% | -8,0% |
| France | 568 | 0,0% | 0,0% |
| Allemagne | 1213 | -18,0% | -21,0% |
| UK | 744 | -11,7% | -12,5% |
| Italie | 509 | 7,2% | -6,5% |
| USA | 6140 | 13,0% | -7,0% |
| Canada | 608 | 18,5% | -6,0% |
| Russie | 3040 | -38,3% | 0,0% |
| Japon | 1187 | 11,2% | -6,0% |

Fig. 22 : Dispositif du Protocole de Kyoto (Pays dits de l'annexe B)
(Source UNFCC, TOTAL, 2004)

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

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

Extrait de la déclaration franco-allemande sur le climat

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

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

Le problème climatique étant par nature mondial, des efforts conjoints de tous les pays sont nécessaires à l'échelle internationale, y compris des efforts de réduction notablement accrus de tous les pays économiquement plus avancés. La France et l'Allemagne

rappellent que dans un cadre futur équilibré et flexible, le groupe des pays industrialisés doit réduire ses émissions de 15 à 30 % d'ici 2020 et de 60 à 80 % d'ici 2050 par rapport à 1990. Parallèlement, les deux pays entendent agir, dans le cadre du développement du régime international de protection du climat, en faveur d'une participation réelle de tous les gros émetteurs de gaz à effet de serre et de l'adoption de modalités nouvelles et différenciées pour associer les grands pays en développement et les pays émergents à cet effort. En outre, la France et l'Allemagne considèrent qu'il est important de prendre en compte dans le régime international de protection du climat les émissions du secteur du transport aérien et la déforestation dans les pays en voie de développement. Nos deux pays mèneront des projets communs en matière de réduction des émissions de gaz à effet de serre dans les grands pays émergents (Brésil, Chine, Inde), en utilisant le mécanisme de développement (Mécanisme de Développement Propre) du protocole de Kyoto.

- **5.3.4 L'émergence d'une politique énergétique européenne**

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

Il existe dorénavant un consensus sur la nécessité d'élaborer une nouvelle stratégie européenne commune dans le domaine de l'énergie articulée autour des principes essentiels de durabilité, de compétitivité et de sécurité.

Parmi les freins à l'élaboration d'une telle stratégie, il faut constater la faible coordination des acteurs du secteur énergétique aujourd'hui, alors qu'au départ, l'Europe s'est bâtie sur l'énergie (Traité CECA). La définition d'une stratégie cohérente doit en outre être conciliée avec le maintien de la souveraineté des Etats membres en matière de choix du bouquet énergétique. Par ailleurs, de nombreux exemples montrent désormais la relation entre la politique énergétique et les autres politiques (notamment les relations extérieures de l'Union). Ces dernières sont moins influencées par les objectifs énergétiques que par la peur d'un monde instable. Une véritable politique énergétique européenne suppose à cet égard une politique étrangère cohérente.

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

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

- 5.3.5.1 Une nouvelle géopolitique du marché pétrolier**

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

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

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

Le marché mondial du pétrole est une réalité puissante défendue par les États-Unis car, en principe, il est censé conduire au prix le plus bas du pétrole, les États-Unis usant désormais d'un recours massif et croissant aux importations⁶. L'objectif des États-Unis est de maximiser la production pétrolière hors OPEP⁴³.

L'OPEP : Avec une production d'environ 30 Mb/j, l'Organisation des pays producteurs de pétrole (OPEP) fournit 38 % des besoins mondiaux. De plus en plus sollicitée pour la stabilité des marchés, l'OPEP peine à jouer seule le rôle de régulateur du marché. Sa capacité de production en réserve s'est en effet considérablement restreinte⁴⁴ d'où une plus grande volatilité des cours du brut et un pouvoir plus faible à contrer la hausse.

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

Les prévisions indiquent que la part de la production de l'OPEP augmenterait et se concentrerait sur les pays du golfe, qui détiennent environ 2/3 des réserves. Or les principaux foyers de tensions géopolitiques se situent aujourd'hui dans cette région. Les crises successives pèsent sur les cours et la volatilité.

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

⁴³ Canada : 16%, Mexique 16,5%, Venezuela (12,3%), Arabie Saoudite 17,8%, Irak (5,2%). L'ex URSS et le Golf de Guinée occupent une place de plus en plus importante. En 2015, l'Afrique centrale devrait fournir 25% des approvisionnements pétroliers contre 16% aujourd'hui.

⁴⁴ Les surcapacités de l'OPEP, 1 M de barils/jour en 2004, n'ont jamais été aussi tendues (2003 : 2 Mb/j et 2002 : 3,2 Mb/j).

dernièrement la crise libanaise viennent compliquer la donne dans un Moyen-Orient de plus en plus instable. Dès l'annonce de l'offensive militaire israélienne au Liban, les cours du pétrole ont recommencé à grimper (sur le Nymex, le baril de « light sweet crude » a dépassé les 78 dollars le 13 juillet), 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 la début de la guerre en mars 2003. Le potentiel de l'Irak est estimé à 7 Mb/j.

Depuis août 2005, date de la reprise des activités de conversion puis d'enrichissement de l'uranium par l'Iran, la crise du nucléaire iranien fait peser une épée de Damoclès sur les cours du pétrole. Hormis l'Iran et l'Iraq, la question de la stabilité des autres grands producteurs de la région (Arabie Saoudite : 13,5% de la production mondiale de pétrole; Koweït : 3,3 %; 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.

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

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

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

L'Europe s'attelle à la construction d'une politique européenne de l'énergie susceptible de lui permettre d'avoir une influence internationale plus importante.

La Chine : La Chine est devenue le 2^{ème} importateur de pétrole en 2003. La Chine multiplie ses positions pour peser dans le nouveau jeu : prospection tous azimuts, tentatives de rachat de majors pétrolières, présence accrue dans les pays producteurs par des partenariats bilatéraux (Moyen-orient à 50%, Asie centrale, Russie, Afrique à 22%, Amérique Latine), surveillance militaire des voies d'approvisionnement. Le volume de ses importations devrait doubler à l'horizon 2010.

L'Afrique : Ce continent va jouer un rôle croissant dans la géopolitique des hydrocarbures. Le Golf de Guinée concentre l'essentiel des réserves pétrolières d'Afrique subsaharienne (4,3% des réserves mondiales). 15 % des importations françaises proviennent de cette région. Premier producteur de pétrole en Afrique sub-saharienne, 10

ème producteur mondial et fournisseur privilégié des Etats-Unis, le Nigéria 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 mondial du GNL. Environ 30% de la production est manquante en raison de différents troubles : tensions communautaires, attaques des infrastructures, ...

L'Amérique latine : Après avoir ouvert leur secteur des hydrocarbures aux compagnies internationales dans la décennies 90, les Etats producteurs (Venezuela⁴⁵, Bolivie, Equateur, Pérou, Argentine), recourent à un nouveau nationalisme économique, qui remet en cause les investissements réalisés au cours des dernières années. Acteur important de l'OPEP, le Venezuela a recentré sa politique énergétique vers le sous-continent latino américain en promouvant de grandes initiatives en vue d'accroître l'intégration régionale.

La nouvelle donne de l'Amérique du sud pourrait ralentir les investissements étrangers dans le secteur des hydrocarbures ce qui contraindrait la diversification souhaitée des pays occidentaux.

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

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

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

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

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

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

La région de la mer Noire avec deux acteurs clés, la Turquie et l'Azerbaïdjan, renforce son rôle de plaque tournante.

A court terme, **le risque d'une disparition du marché international est très peu probable. Par contre, les enjeux géopolitiques deviennent déterminants.** L'accès à la ressource va donner une place plus importante à la concurrence entre les pays consommateurs et au pouvoir des producteurs. Un nouveau jeu géopolitique s'accélère autour des relations de long terme à établir avec les pays producteurs qui se trouvent en position de force, des accords pour la construction de lourdes infrastructures de transit et

⁴⁵ 6^e réserves mondiale avec 77 Mrds de baril, 1^{ère} place mondiale avec les réserves probables de la ceinture de l'Orénoque 235 Mrds de baril

des investissements dans l'exploitation des gisements. En conséquence, il faut s'attendre à un rôle accru de la diplomatie.

5.3.5.3 Les particularités du secteur gazier

Alors que jusqu'à présent, seul le pétrole se négociait au plan mondial, un processus de mondialisation est à l'œuvre dans le secteur gazier porté par le marché du gaz naturel liquéfié (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 (ex. arbitrage de la Russie entre les trois grands consommateurs Europe, Amérique, Asie).

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

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

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

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

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

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

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

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

Tab. 9 : Dépenses de R&D dans l'énergie

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

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

Tab. 10 : Dépenses publiques mondiales dans la R&D énergie

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

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

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

Recommandations du Conseil Mondial de l'Énergie (2001)

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

5.3.7 Conclusion

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

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

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

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

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

6. RECOMMANDATIONS

La Commission énergie souhaite formuler un premier lot de propositions concrètes dans son rapport intermédiaire de novembre 2006. En particulier, ces recommandations pourraient contribuer à l'exercice de préparation de la loi de Finance 2006 et à la préparation de la position française vis-à-vis du nouveau paquet énergie européen.

Les recommandations proposées par le groupe de travail s'articulent autour des trois horizons (décrits au §5) qu'elles visent à préparer.

6.1 Propositions répondant à l'horizon 1

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

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

Evaluation des risques et prévention

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

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

Stratégie industrielle de long terme

Proposition 3 : Il est impératif qu'une valeur significative soit attribuée au carbone notamment pour permettre des évolutions concertées des grands pays. Soit on parvient à s'accorder sur une valeur commune entre les pays du G12, soit les Etats s'engagent à consacrer une part croissante et commune de leur PIB aux efforts correspondants, et qu'ils utilisent par ailleurs et en complément l'arme réglementaire.

Valeur du carbone

6.2 Propositions répondant à l'horizon 2

L'horizon 2020-2030 verra se concrétiser les débuts significatifs d'une transition énergétique dans plusieurs grands secteurs d'utilisation finale ou de transformation de l'énergie. Pour y arriver, cela nécessite qu'une masse critique de décisions soient prises dans les 10 prochaines années.

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

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

On note les points caractéristiques suivants :

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

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

Proposition 4 : Renforcer la réflexion stratégique sectorielle et intersectorielle pour préparer la place de la recherche et de l'industrie française dans les différents grands marchés énergétiques futurs :

Veille stratégique et stratégies sectorielles

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

Proposition 5 : Contrairement aux Etats-Unis et au Japon, ni l'Europe, ni la France n'ont eu jusqu'ici la souplesse suffisante pour réellement évaluer les progrès quasi certains et les progrès possibles d'ici 2025.

**Stratégie
technologique**

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

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

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

**Coopération
internationale**

On se reportera notamment à l'exemple de l'initiative américaine I-NERI lancé à 2001⁴⁶, relatif au secteur nucléaire.

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

**Organisation et
modes de vie**

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

⁴⁶ Le PCAST (Program committee of advisors on science and technology) avait recommandé que le DOE revigore la R&D nucléaire au travers d'une nouvelle initiative destinée à en lever les principaux verrous. En 2001, est lancé l'initiative I-NERI (International Nuclear Energy Research Initiative). Ce programme a pour vocation de développer les coopérations bilatérales et multilatérales. On note les accords suivants :

En 2002 : Corée, France, Consortium NRC –OCDE regroupant une dizaine de pays. En 2003 : U.E, Brésil, Canada, Japon. En 2005, nouveaux accords avec le Japon, la Corée, le Brésil. En projet, l'Afrique du Sud, l'Angleterre,

NERI intervient désormais depuis 2005 en support des programmes plus ciblés suivants :

- Génération IV : réacteurs rapides ;
- AFCI : cycle de combustible, sûr, non proliférant, formé, non polluant ;
- NHI : démonstration de viabilité économique de la production d'hydrogène à partir du nucléaire, dans une vision d'une économie non polluante de l'hydrogène.

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

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

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

Nucléaire

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

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

Gestion des compétences

6.3 Propositions répondant à l'horizon 3

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

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

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

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

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

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

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

Transition dans la stratégie d'économies d'énergie

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

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

L'intérêt à court terme est *budgétaire* (commerce extérieur, compétitivité), *technologique* (technologies de base, R&D produits), *industriel* (perspective de marchés internationaux), *social* (emplois, pouvoir d'achat).⁴⁷

⁴⁷ La stratégie devra être conçue afin que l'effort soit maintenu dans la durée. L'Europe donne un objectif à 2020. Sur un horizon de long terme 2050, il faut préparer les technologies de base (nanotechnologies, miniaturisation, ...) et les ruptures organisationnelles (recyclage, changements de société...) susceptibles de conduire à des économies structurelles dont le potentiel est très large.

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

**Stratégie
européenne
post 2012**

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

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

**Stratégie
technologique**

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

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

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

Normalisation

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

**Axes pour la
construction
européenne**

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

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

***Diplomatie et
stratégie
industrielle***

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

RAPPORT D'ETAPE