

Bulletin ASPO France n° 6 / avril-mai-juin 2008

EDITORIAL

L'énergie bon marché, Moteur Historique de la croissance : Que va t-il se passer maintenant ?

L'énergie est au cœur de l'exceptionnel développement économique qu'a connu le monde depuis ce que l'on nomme « la révolution industrielle » mais qu'on pourrait mieux nommer « les révolutions énergétiques », sources des révolutions industrielles.

Le premier épisode démarre au cours du 18^{ème} siècle. Alors que l'utilisation massive du bois comme matériau et comme combustible avait conduit à un déboisement croissant et à l'éloignement des sources de bois des industries minières et métallurgiques qui l'utilisaient, la venue du charbon, qui vient coïncider avec l'avènement de la machine à vapeur, engendre un cercle vertueux. Le charbon est l'énergie qui va pomper l'eau des houillères et, ce faisant, permettre d'accéder à des couches plus profondes mais plus prolifiques. Davantage de charbon, c'est davantage de sidérurgie, donc de rails pour les chemins de fer, et davantage de machines à vapeur, lesquelles devinrent alors mobiles. L'extraordinaire développement du chemin de fer dans le monde à partir du Royaume-Uni accéléra la productivité, poussant la croissance mondiale à 1-1.5 %/an.

Le deuxième épisode de la révolution énergétique et industrielle démarre à la fin du 19^{ème} aux Etats-Unis avec l'émergence du pétrole et de l'électricité, et se développe entre les deux guerres mondiales avant d'être relayé par l'Europe et le Japon une fois la guerre de 1939-45 terminée. Ce sont « Les trente Glorieuses », encore appelées « The Golden 50ies and 60ies ». La croissance économique bondit alors à des niveaux jamais atteints encore, 5%/an et plus, grâce aux améliorations de productivité apportées par ces nouvelles énergies, disponible immédiatement pour l'électricité, liquide et donc aisément stockable et manipulable pour le pétrole.

Le troisième et dernier épisode est l'essor du « Tiers-Monde », succédant à celui de l'OCDE, en particulier en Asie et dans les « BRIC » (Brésil, Russie, Inde, et Chine). Le décollage de la Chine est le plus impressionnant : sur la base de ses consommations énergétiques, elle a cru en moyenne de ~6%/an entre 1978, fin de la Révolution Culturelle, et 2003 mais son véritable essor, à plus de 10%/an chaque année, démarre en 2003 et voit bondir, avec sa boulimie de pétrole, charbon, et matières premières, les prix, multipliés par des facteurs de trois à cinq en cinq ans.

Ces trois épisodes suggèrent que la croissance économique est liée à la disponibilité d'énergie bon marché et d'un emploi facile. Le charbon du 1^{er} épisode provoque le démarrage de la croissance mais le pétrole qui lui succède au cours du 2^{ème} épisode accélère cette croissance avant que la combinaison pétrole et électricité ne vienne accompagner le boom du troisième épisode. Des études récentes, en particulier celles de R. Ayres, H. Lindenberger, R. Kummel et al confirment cette intuition en

démontrant que la participation de l'énergie comme facteur de productivité serait de ~50%, à comparer à ~40% pour le capital et ~10% pour le travail.

L'évidente conclusion est que la montée des prix des énergies primaires (multipliés par 5 en cinq ans) va peser considérablement sur la productivité et donc sur la croissance économique future du monde. Après les 4-5% par an des dernières années, on atteindra à peine 2-3% dans les meilleures conditions (développement massif de l'électricité nucléaire et gestion rationnelle de l'énergie grâce à un effort soutenu d'économies à coût négatif ou nul), voire moins si les politiques énergétiques sont mal adaptées, par exemple si elles sont fondées sur un recours trop coûteux aux énergies renouvelables ou sur des politiques de taxation populistes (subventions et baisse des taxations).

Jean-Marie Bourdair

Contenu du bulletin 6

p.1 : Editorial par Jean-Marie Bourdair.

p.3 : La guerre des tuyaux de gaz. Par A. Perrodon.

p.5 : Le scénario énergétique de référence du gouvernement pour 2030, ou comment ignorer les réalités. Par X. Chavanne

Le prochain numéro sortira à la fin de l'année. La parution du bulletin devient semestrielle.

LA GUERRE DES TUYAUX DE GAZ

Par Alain Perrodon (repris d'un article publié dans le bulletin de l'Association Volontaire des Actionnaires Salariés du groupe Total)

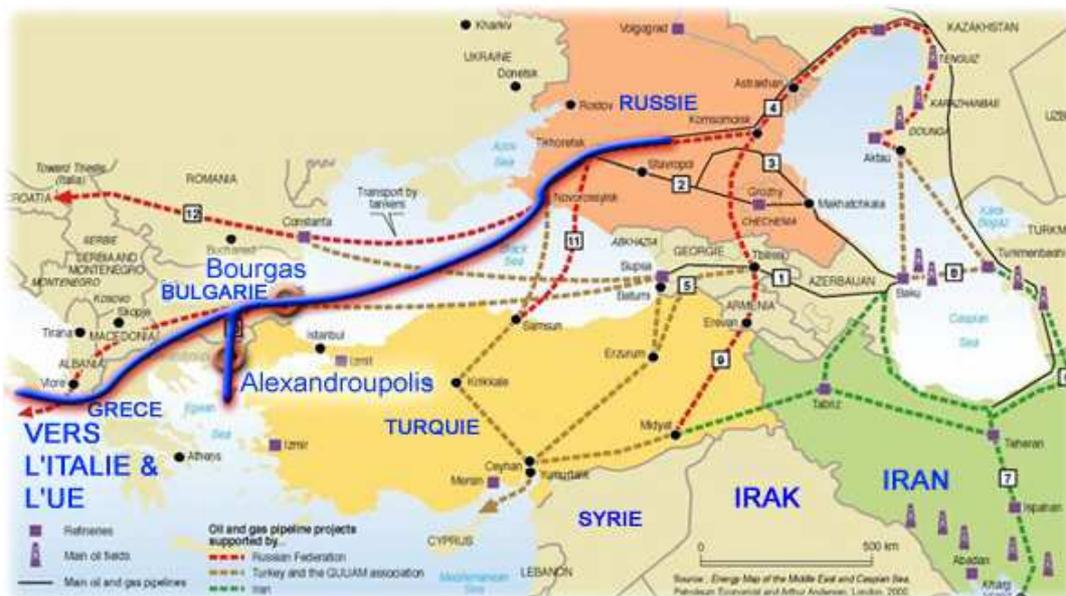
Avec l'épuisement des réserves de gaz de la mer du nord « L'Europe verra (...) sa dépendance passer de 50 à 80% d'ici à 2025 » (S. Fabrégat – La Recherche – mars 2008).

Autrement dit, l'Europe a de plus en plus besoin de gaz, mais cherche à diversifier ses importations. La Russie est exportatrice, mais demande à contrôler l'ensemble de la chaîne jusqu'à la distribution finale. Face à des pays européens divisés, la Russie présente un interlocuteur unique et puissant, Gazprom. Et l'on sait qu'en la matière, qui possède les tuyaux détient le pouvoir. Voilà pour le décor.

Au nord, la situation semble à première vue relativement simple. Pour se soustraire aux obstructions de quelques pays, Ukraine ou Belarus par exemple, Russes et Allemands se sont mis d'accord pour construire un tuyau sous-marin passant par la Baltique, le Nord Stream. 1200 km avec une capacité de 55 G.m³ / an et un coût initial de 9 G €.

C'était sans compter avec les problèmes d'environnement des pays riverains. Finlande et Suède notamment. D'où changements successifs d'itinéraires, retards et augmentation des coûts (Petro Stratégies 10/09/07, Petroleum Review fév. 08)

Aux dernières nouvelles (Petroleum Economist – mars 08), le projet ne serait plus prioritaire et les polonais proposeraient un tracé à terre plus économique, tout ceci avec beaucoup d'incertitudes. On ne peut exclure non plus une certaine part de chantage des Russes (Petro Stratégies – 7/04/08).



Au Sud, la situation est sensiblement plus complexe. Soucieux d'éviter une emprise russe, les européens, ardemment soutenus par les Etats-Unis, ont conçu le projet Nabucco, un gazoduc de 3300 km, reliant les champs d'Azerbaïdjan, et éventuellement d'Iran, aux marchés d'Europe centrale. Capacité 12 G.m³ devant être portée à 20 G.m³. La participation de GDF a été recalée par la Turquie pour raisons politiques. GDF est remplacé par l'allemand RWE qui apporte le marché allemand (Petro

Stratégies 12/02/08). Mais le projet s'enlise dans les dédales de la bureaucratie bruxelloise (AFP 03/12/07), malgré les rappels de Washington (PGA 16/03/08).

Voyant cela, Gazprom, avec l'aval de l'ENI, avance un projet concurrent, le South Stream, 900 km, 30 G.m³, passant par la mer Noire pour éviter l'Ukraine et débouchant en Bulgarie. Par ce gazoduc, le Kremlin se propose d'alimenter l'Europe méridionale et notamment la Serbie dont il a, au passage, racheté la compagnie nationale de pétrole et de gaz, à moitié prix, en échange de son appui pour le Kosovo (Petroleum Economist – fév. 08). On imagine les pressions exercées par les Russes sur les pays d'Europe Orientale, et notamment sur la Bulgarie et la Hongrie, promoteurs de Nabucco (La Tribune 18/01/08, Petroleum Economist jan. 08). Pour compliquer un peu plus la situation, Gazprom n'exclut pas de prendre une part dans le projet Nabucco ! (AFP, BIP 12/02/08). D'ailleurs, le South Stream se heurte à l'hostilité de l'Ukraine, le tracé prévu traversant sa zone économique exclusive en mer Noire (Petro Stratégies 10/03/08). En fin de compte, le consortium Nabucco se montre malgré tout «increasingly confident » (Petroleum Economist mars 08).

Cette région du Sud de l'Europe paraît particulièrement riche en projets. Ainsi, en réaction au South Stream Gazprom et ENI, le groupe Edison, rival de l'ENI et contrôlé à 50% par le français EDF, associé au grec DEPA, prépare un autre projet, le Poséidon, 212 km, 8 G.m³ / an, reliant les champs d'Azerbaïdjan à la Grèce et à l'Italie (Petro Stratégies 4/02/08)

Comme si cela ne suffisait pas, le groupe suisse EGL et Statoil Hydro proposent un Trans Adriatic Pipeline (TAP), de 520 km et d'une capacité de 10 G.m³ / an reliant le champs Azéri de Shab Deniz, dont les Norvégiens détiennent 25% (Petro Stratégies 4/02/08, World Oil mars 08). Ce projet ne se veut pas concurrent de Nabucco, mais plutôt de Poséidon (Petroleum Economist mars 08). Signalons que EGL vient de signer un contrat d'achat de gaz iranien qui irrite fort les Etats-Unis (Petro Stratégies 7/04/08).

Pour être complet (?) mentionnons le Blue Stream russe qui rejoint la côte russe de la mer Noire à la Turquie, à travers la dite mer, et un autre projet européen, qui serait complémentaire de Nabucco, le White Stream qui viserait à exporter le gaz de la Caspienne vers l'Europe, via la Georgie et l'Ukraine en évitant la Russie (Péto Stratégies 22/10/07). Ce projet ne semble cependant plus guère d'actualité !

En dernière heure (PGA 16/04), on apprend que suite à la visite de Poutine en Libye, Gazprom, associé à l'ENI, pourrait prendre des intérêts dans les gisements de gaz de ce pays pour alimenter l'Europe. Si l'on tient compte des manœuvres du géant russe avec l'Algérie et le Nigeria, on peut conclure avec N. Sarkis : « Le marché gazier européen pris en tenailles par Gazprom. »

Et l'alimentation en gaz ?

Pour le Nord Stream, les champs géants où Gazprom a décidé des investissements massifs (Petro Stratégies 7/04/08) semblent devoir assurer les volumes adéquats.

Au Sud, la problématique est plus complexe. Il y a bien sûr dans la zone Azéri de la Caspienne le champs géant de Shah Deniz, où BP opérateur vient de mettre en évidence à plus de 7300 m, des horizons profonds qui devraient augmenter sensiblement des réserves, précédemment évalués à plus de 600 G.m³ et 750 Mb de condensats (PGA 1/01/08 et 1/04/08).

Au-delà, il convient de faire appel aux réserves du Kazakhstan et du Turkménistan, éventuellement de l'Irak (Le Figaro 17/04/08), à défaut de celles de l'Iran. Mais ces Etats d'Asie Centrale souvent jaloux de leur indépendance, dont les exportations gazières intéressent également la Chine, sont soumis aux pressions opposées de

l'Occident et de la Russie. Celle-ci resserre actuellement son emprise, notamment dans le cadre de l'Organisation de Coopération de Shanghai, qui inclut la Chine. Gazprom est par ailleurs amené à acheter le gaz de ces Etats pour assurer ses propres exportations, à des prix faisant l'objet de débats, comme avec les autres anciens pays de l'URSS. Autrement dit, les projets de gazoducs de cette région ne sont pas toujours résolus. Mais dans le même temps, on apprend que la consommation de gaz européenne marque une légère baisse depuis deux ans (Petro Stratégies 31/03/08). La guerre des tuyaux est bien partie. Affaire à suivre, selon toute vraisemblance. **A.P.**

LE SCÉNARIO ÉNERGÉTIQUE DE RÉFÉRENCE DU GOUVERNEMENT POUR 2030, OU COMMENT IGNORER LES RÉALITÉS.

Par X. Chavanne

L'Observatoire de l'Energie de la Direction Générale de l'Energie et des Matières Premières (OE-DGEMP), faisant maintenant partie du ministère de l'écologie et du développement durable, vient de présenter la mise à jour du scénario énergétique « de référence à caractère tendanciel » (dit aussi business as usual ou baseline). Ce scénario doit être produit tous les quatre ans par la France à la demande de l'Agence Internationale de l'Energie (AIE) afin de permettre à cette agence d'actualiser ses scénarios mondiaux (utiliser en particulier dans sa publication annuelle *World Energy Outlook*). Il s'agit pour la DGEMP de présenter ce que deviendrait la situation énergétique française (approvisionnement en énergies primaires, consommations finales...) si aucune mesure nouvelle autre que celles déjà en place au 1^{er} janvier 2008 n'était prise dans ce domaine. Les mesures découlant du « Grenelle de l'environnement » sont ainsi exclues.

Ce scénario utilise les modèles économiques de différents services des ministères de l'économie et de l'écologie. Il s'appuie aussi sur les modèles et prévisions d'organismes comme l'Institut Français du pétrole (IFP) pour ce qui concerne l'approvisionnement pétrolier et gazier, l'Agence De l'Environnement et de la Maîtrise de l'Energie (ADEME) pour le développement des énergies renouvelables et Réseau de Transport de l'Electricité (RTE) pour la fourniture d'électricité. Ces modèles se basent sur une croissance attendue du produit intérieur brut de 2,1 % par an et sur une augmentation de la population passant de 61 millions en 2006 à 67,5 millions en 2030. Le scénario tient compte de décisions politiques (concernant le développement du nucléaire et des énergies renouvelables, et la lutte contre le changement climatique). Il intègre en principe toutes les contraintes d'approvisionnement et de transformation propres à chaque énergie. En pratique, comme nous allons le voir, le scénario repose surtout sur l'adaptation de l'approvisionnement à la demande en énergie, plutôt que le contraire.

Cet article, rédigé à partir du rapport de synthèse assez détaillé concernant ce

scénario (disponible à <http://www.industrie.gouv.fr/energie/prospect/pdf/scenario-2008.pdf>), examine les hypothèses utilisées et les résultats en découlant. La partie des combustibles fossiles nous intéressera plus particulièrement. Il sera expliqué pourquoi ce scénario ne se réalisera pas.

Nos modélisateurs, de manière assez lucide, prévoit que la France importera entièrement ses combustibles fossiles. La production nationale, en déclin, ne représente déjà en 2006 qu'une part négligeable de notre consommation (1% pour le pétrole, 2,5% pour le gaz naturel et la dernière mine de charbon a été fermée en 2004). Les modèles d'approvisionnement se basent sur les prix de ces énergies sur les marchés internationaux attendus à l'horizon 2030 (prenant un taux de change de 1,25 \$ pour 1 €). Ils font l'hypothèse que jusqu'en 2030 - aux fluctuations près - :

- + le prix du pétrole brut de Brent sera de 70 \$ le baril, ou 520 \$ la tep (tonne équivalent pétrole, unité d'énergie valant 41,9 GJ),

- + le prix du gaz indexé sur le Brent sera de 7 \$ par Mbtu, ou 280 \$ la tep,

- + le prix du charbon sera de 80 \$ la tonne, ou 120 \$ la tep.

Avec ces niveaux de prix relativement bas l'approvisionnement en combustibles fossiles dépend plus de la demande, et dans une moindre mesure de contraintes comme celle des limites sur l'émission de CO₂ fossile.

La consommation de pétrole brut (prenant en compte l'importation de produits raffinés pour compenser le déséquilibre en offre des raffineries françaises par rapport à la demande, en particulier pour le diesel) reste à un niveau constant à presque 95 Mtep par an (fourniture des soutes internationales comprise). Cela permet de faire face à la hausse des besoins dans les transports malgré la contribution des agrocarburants. Ces derniers doivent fournir 4,3 Mtep en 2030 contre 0,7 Mtep en 2006 à partir d'oléagineux, de céréales et de betteraves. Cela signifiera que presque 4 Mha de terres arables devront être consacrés à ces cultures sur l'ensemble des surfaces dédiées (actuellement de 16 à 18 Mha, peu susceptible de changer). Les agrocarburants auront donc une faible influence sur l'approvisionnement pétrolier dans un scénario tendanciel, même avec une utilisation extrême des ressources agricoles. L'utilisation du pétrole pour le chauffage dans le résidentiel et tertiaire diminuerait (de 15 Mtep en 2006 à 4 Mtep en 2030) au profit surtout du gaz naturel.

La consommation de gaz naturel passe de 40 en 2006 à 70 Mtep en 2030. Outre les hausses pour le chauffage dans le résidentiel et tertiaire (de 24,5 à 33 Mtep) et dans l'industrie (de 12,5 à 16,5 Mtep), le gaz naturel augmente sa contribution pour la production électrique (de 2,7 à 17,5 Mtep). RTE doit faire face à une consommation finale d'électricité en nette hausse (de 430 à 625 TWh, ou 37 à 54 Mtep_élec ; la part d'énergies primaires dédiée à l'électricité passerait de 129 à 160 Mtep). Il lui est imposé aussi de travailler avec une production nucléaire qui évolue peu (de 450 à 480 TWh brut) et d'intégrer une hausse de la production d'électricité éolienne (de 2,2 à 54 TWh avec un parc éolien de 20 GW de puissance installée dont probablement la majorité en mer au vu du facteur de charge). Ce développement de l'énergie éolienne ne semble pas incompatible avec la disponibilité de la ressource en vent et en surface, et bénéficie de la maturité technologique de l'industrie. Elle permet de faire à

la hausse de la consommation électrique mais augmente aussi les aléas intervenant dans la gestion des réseaux électriques. Le potentiel hydraulique étant limité, RTE ne peut pas trop compter sur l'hydroélectrique (de barrages) pour gérer ces augmentations. Cela explique son recours au gaz avec le développement de centrales à cycles combinés (en semi-base) et de turbines à combustion (pour les pointes et les imprévus). Le gaz est perçu aussi comme moins dangereux que le charbon pour les émissions de gaz à effet de serre.

La consommation de charbon diminue légèrement de 13 à 10 Mtep, probablement pour respecter les contraintes sur l'émission du CO₂ fossile. Sa contribution à la production électrique se réduit un peu (de 5 à 4 Mtep). Elle se réduit aussi dans les autres secteurs mais doit faire face aux besoins incompressibles de l'industrie, en particulier sidérurgique.

L'utilisation de la biomasse (bois, déchets agricoles ...) et la valorisation des déchets ménagés et industriels se développent pour les usages thermiques (et dans une moindre mesure pour ceux électriques), mais leur poids reste faible (passant de 10,5 à 14 Mtep en énergie primaire). Il est possible que cette faiblesse résulte des limites du potentiel ainsi que de la concurrence avec les besoins en matière première de l'industrie (en particulier besoin en fibre de l'industrie du papier dont la production passerait de 10 Mt à 23 Mt !). L'énergie solaire, que cela soit pour la production électrique ou pour les usages thermiques, n'est pas considérée comme devant jouer un grand rôle (0,3 Mtep en 2030, en partant certes de presque rien).

La plus importante critique à formuler à ce scénario (il y aurait peut-être beaucoup à dire sur d'autres points), suffisante pour le penser irréaliste, est de ne pas considérer la survenue du maximum de production mondiale de pétrole avant 2020. Le scénario n'exprime pas non plus beaucoup d'inquiétudes sur celui de la production gazière, qui arriverait plutôt à l'horizon de ce scénario pour le monde, mais est déjà une réalité pour l'Union Européenne. Non seulement le scénario se refuse à considérer d'autres critères pour prévoir l'approvisionnement en combustibles fossiles que celui de leur prix (c'est ce qui ressort du rapport de synthèse), mais il suppose une évolution des prix qui ne correspond pas à celle observée depuis le début de cette décennie. Développons ces points.

D'après BP statistical review of world energy publié en juin 2008 le prix annuel du baril de Brent en \$/b a suivi cette évolution :

2002	2003	2004	2005	2006	2007
25,0	28,8	38,3	54,5	65,1	72,4

En cette année 2008 le prix moyen semble bien parti pour être plus élevé que 100 \$/b, valeur bien supérieure aux prévisions de la DGEMP, même en tenant compte du taux de change récent entre dollar et euros (1,55 au lieu de 1,25).

Le prix du gaz pour l'Europe de l'ouest, transport compris, est passé de 3 \$/MBtu en 2000 à presque 9 \$/MBtu (ou 360 \$/tep). Pour le gaz aussi la hausse ne semble pas s'arrêter puisque les fournisseurs, en particulier ceux d'Afrique du Nord, souhaitent que les prix convergent vers ceux du pétrole, à même pouvoir calorifique (d'après une dépêche de l'agence Bloomberg du 2 juillet 2008 :

<http://www.bloomberg.com/apps/news?pid=20601072&sid=akTqrgFhmUWY&refer=energy>). Le directeur général de la compagnie gazière russe Gazprom qui fournit presque le quart du gaz de l'Union Européenne, M. A. Miller, table sur un prix du gaz exporté de 500 \$ par 1000 m³, ou 450 \$/tep, à la fin de l'année. Cela compensera la hausse de prix que Gazprom a dû consentir à ses fournisseurs d'Asie Centrale. A. Miller envisage même une évolution vers 1000 \$ par 1000 m³, ou 900 \$/tep, dans un avenir proche si les prix du pétrole continue leur ascension (d'après l'agence Reuters <http://www.reuters.com/article/rbssOilGasExplorationProduction/idUSL0341241220080703>).

On peut ajouter que le prix du charbon est aussi en hausse passant d'un prix autour de 35 \$/t sur la période entre 1991 et 2004, à 87 \$/t en 2007 (prix du charbon livré aux ports de l'Europe du nord ouest). En début d'année il a dépassé 100 \$/t et récemment 200 \$/t au port de Newcastle en Australie (d'après l'agence Bloomberg : <http://www.bloomberg.com/apps/news?pid=20601080&sid=aiyKnEEj9qZ0&refer=asia>), suite aux restrictions d'exportation, plus ou moins permanentes, de pays producteurs et exportateurs comme l'Afrique du Sud, la Chine et l'Australie.

Une approche plus directe, et plus rigoureuse, pour évaluer les approvisionnements futurs est d'estimer le profil de production à venir au niveau du monde ou des pays exportateurs. Ce travail peut se faire soit à partir d'une estimation des réserves, pour une approche long terme au delà de 5 ans, soit, pour le court terme, à partir d'un bilan an par an entre déclin de production des exploitations existantes et débit attendu des nouveaux projets.

ASPO a fourni des études détaillées sur ces deux modélisations. Mais si la DGEMP considère ces travaux non recevables (sur quels critères ?), elle sera peut-être plus attentive aux communiqués de presse du groupe Total dans lesquels il affirme un plafonnement de la production globale (incluant même celle des agrocarburants) d'ici 2020 ; ou aux présentations de M. Y. Mathieu de l'IFP qui prévoyait soit un maximum de production vers 2010 sans effort supplémentaire d'investissement, soit un plafonnement entre 2020 et 2028 suivi d'un déclin de plus de 4% par an avec un effort supplémentaire permettant un scénario « haute technologie », (présentation à Vienne lors de l'assemblée générale de European Geosciences Union le 3 avril 2006).

En ce qui concerne la deuxième approche, peut-être la DGEMP serait-elle plus sensible aux inquiétudes de l'AIE, laquelle justement elle doit fournir ce scénario ? Dans le Mid Term Oil Market Report de juillet 2007 il est question de « supply crunch » vers 2012 avec les nouvelles exploitations ne permettant pas de compenser le déclin de production et la hausse de la demande. La mise à jour récente est encore plus pessimiste puisque elle constate que le déclin global sur les exploitations en cours est de 5,2% par an, plus élevé que les 4% indiqués l'année dernière. Les nouveaux projets ont pris encore plus de retard (communiqué de presse du 1^{er} juillet 2008 par l'AIE lors de la présentation du MTOMR à Madrid). L'organisme parallèle, the Energy Information Administration aux Etats-Unis, a revu à la hausse aussi les perspectives de déclin et à la baisse celle de nouvelles productions (voir <http://www.eia.doe.gov/emeu/steo/pub/contents.html>). Les perspectives pour 2008 et 2009 sont ainsi plus mauvaises que prévues initialement.

La DGEMP a elle-même publié en 2005 un document (l'industrie pétrolière en 2004 <http://www.industrie.gouv.fr/energie/petrole/pdf/ra-direm2004.pdf>) contenant un modèle décrivant le maximum de production. Ce modèle original combine à la fois l'approche par les réserves et celle par le bilan de production des capacités, tout en tenant compte de l'influence de la demande. Avec une demande de 1,5 % par an et un taux de découverte entre 10 et 20 Gb par an, ce modèle envisageait un pic entre 2018 et 2027. Il se fixait un taux de déclin de la production existante de 3% par an. En mettant à jour ce taux à 5% par an, ce scénario sera certainement plus réaliste que le nouveau scénario de la DGEMP.

Du fait d'une consommation croissante des pays exportateurs de pétrole, on peut redouter qu'une production stagnante, et encore plus si déclinante, s'accompagne d'exportations en baisse. Les pays importateurs comme la France pourront difficilement assurer leur approvisionnement sans se faire une féroce concurrence.

Pour ce qui est de l'approvisionnement en gaz le sort de la France est lié à celui de l'Union Européenne. Ce thème vient d'être abordé dans les moindres détails par notre président, J. Laherrère (<http://www.aspofrance.org/> > documents > J. Laherrère > pays exportateurs de gaz 1 et 2). L'Union Européenne, du fait d'une production indigène en baisse irréversible, dépendra de plus en plus des importations en provenance en grande partie de Russie et de pays d'Afrique du Nord. Ces pays disposent encore de vastes réserves de gaz. Mais elles ne sont pas infinies et leurs propres besoins sont en hausse. Cette hausse continuera en raison de leur croissance démographique attendue jusqu'en 2030 au moins.

En conclusion si le scénario de référence de la DGEMP peut être réaliste, ou pas trop irréaliste, sur certains points (disparition de la production nationale de combustibles fossiles, développement de certaines énergies renouvelables...), on voit mal comment l'approvisionnement nécessaire en pétrole et même en gaz pourra être assuré. Et pourtant **ces deux énergies représenteront les deux tiers des énergies finales consommées en 2030** (combustibles raffinés, électricité et matières synthétiques). Non seulement ce scénario «ne permettrait pas de satisfaire les objectifs de la politique énergétique française » (ainsi qu'il est reconnu dans le rapport), mais il va se heurter rapidement à la réalité mondiale concernant l'énergie. Cela arrivera très probablement avant 2020. Etant donné que ce scénario est basé principalement sur un modèle de développement économique, ce dernier risque d'être sérieusement remis en cause. Il est donc urgent que l'administration en charge des affaires d'énergie se réveille et change ses habitudes de penser.