

Bulletin de l'Industrie Pétrolière BIP N°12071 Mardi 10 avril 2012 (pages 6 à 9) & N°12072 Mercredi 11 avril 2012 (pages 8 à 13) avec dernières corrections de l'auteur le 22 avril.

L'énergie dans le monde en 2011 : Quelles leçons en tirer pour l'avenir ?

Par Pierre-René Bauquis, Ancien directeur Stratégie et Planification du groupe Total, auteur de plus d'une cinquantaine d'articles sur l'économie du pétrole, du gaz et de l'énergie, de plusieurs livres, dont trois sur l'économie des hydrocarbures, Pierre-René Bauquis nous livre aujourd'hui son analyse des évolutions survenues l'an passé sur la scène énergétique et des leçons à en tirer.

L'année 2011 a confirmé une tendance apparue vers 2003, qui est l'incapacité du secteur pétrolier à croître au rythme de la demande potentielle, l'équilibre se faisant donc par une hausse des prix. En gros, de 2003 à maintenant, les prix du Brent ont été multipliés par cinq, passant de 25 \$/b à 125 \$/b.

Cette tendance lourde fait que, depuis 2002-2003 le pétrole n'est plus le régulateur physique de la demande énergétique mondiale, comme il l'avait été pendant les cinquante années précédentes et c'est le charbon pour l'essentiel qui l'a remplacé dans ce rôle. Environ les deux tiers de l'augmentation mondiale de la production d'énergie primaire de 2003 à fin 2011 auront été couverts par le charbon et près d'un quart par le gaz.

Il est très difficile pour un Européen de réaliser qu'en 2011 la consommation chinoise de charbon a dépassé les 3 milliards de tonnes, et que cette même année la Chine, premier producteur mondial, est aussi devenue le premier importateur mondial de charbon - devant le Japon.

L'inélasticité depuis le début des années 2000 de l'offre pétrolière signifie que nous sommes sortis de l'ère du pétrole bon marché et facile à produire pour basculer dans l'ère des pétroles difficiles et chers, parfois encore appelés « non conventionnels »: offshore profonds et ultra-profonds, sables bitumineux, pétroles dits de roches mères (ou shale oil, terminologie malheureuse car elle prête à la confusion avec les oil shales !)

Ce basculement confirme que nous approchons désormais du maximum soutenable de la production pétrolière mondiale ou Peak Oil. Celui-ci devrait se situer vers 2020 (+/- 5 ans) et à un niveau de 100 Mb/j (+/-5 Mb/j) tous hydrocarbures liquides naturels confondus (pétroles naturels entrant dans le système du raffinage mondial.) Ceci exclut tous les pétroles synthétiques, ou XTL (GTL, CTL, BTL, HTL et STL) Les STL sont les « shales to oil » dont la production est également de type synthétique. Ces STL qui recourent à une extraction minière des schistes bitumineux puis à leur pyrolyse ne doivent pas être confondus avec les pétroles de roches-mères ou huiles de schistes dont nous parlerons plus loin et qui sont des pétroles naturels.

Les deux dernières années ont été marquées par deux accidents majeurs qui auront un impact sur notre avenir énergétique: l'accident pétrolier de BP dans le Golfe du Mexique (Macondo) et l'accident nucléaire de Fukushima au Japon. Ces deux accidents peuvent être qualifiés de majeurs du seul point de vue des montants financiers, car tous deux auront finalement des couts globaux de même ordre de grandeur, soit une cinquantaine de milliards de dollars chacun. Pour qui est peu habitué à manier les grands chiffres, cinquante milliards de dollars c'est le cout de dix porte-avions, or chacun sait que, pour des raisons budgétaires, des pays de la taille de la Grande-Bretagne ou de la France ont et auront bien du mal à s'équiper de deux porte-avions chacun.

Enfin l'année 2011 au plan de l'énergie aura été marquée par la confirmation de l'émergence des hydrocarbures non conventionnels, tant pour le pétrole que pour le gaz naturel. Mais nous allons en reparler ci-après en passant maintenant en revue les divers secteurs de la production

d'énergie primaire et ce que l'année 2011 nous a apporté comme nouvelles dans les secteurs du pétrole, du gaz naturel, des énergies renouvelables (hors hydraulique) et du nucléaire. Le charbon et l'énergie hydraulique n'ont pas été traités afin de limiter le volume de cet article.

1. LE PÉTROLE

L'année 2011, comme 2009 et 2010, a été rythmée par l'annonce d'excellents résultats dans le domaine de l'exploration, en particulier dans les offshore profonds et ultra-profonds. Les plus grosses découvertes ont été faites au Brésil, mais aussi dans le Golfe du Mexique, au large de l'Afrique occidentale et même en Guyane française.

L'exploration à terre a également donné lieu à quelques résultats spectaculaires avec la confirmation du potentiel de certains bassins internes africains comme en Ouganda et au Nord du Kenya. Ces brillants résultats, dont on peut lire chaque semaine la mention dans nos journaux, ne doivent cependant pas masquer que sur les trois années 2009 à 2011, ils n'auront représenté qu'environ la moitié de nos consommations (en gros 30 milliards de barils consommés par an contre 13 découverts en 2009, 19 en 2010 et environ 15 en 2011).

Les statistiques des « réserves prouvées » donnent une impression exactement inverse, avec une augmentation substantielle de 2008 à 2010. Ces dernières années, et encore probablement en 2011, l'accroissement des réserves prouvées est quasi totalement décorrélié de la mise à jour de nouvelles réserves. En effet cette augmentation provient en majorité du « transfert » de ressources connues depuis plus de cinquante ans dans la catégorie des réserves prouvées. Ce basculement concerne essentiellement deux pays, le Canada et le Venezuela, c'est-à-dire les deux grands détenteurs de gisements de pétroles ultra-lourds piégés au sein de sables bitumineux (Athabasca et ceinture de l'Orénoque).

Enfin la dernière nouveauté de l'année 2011 a été la confirmation du potentiel de production de certains réservoirs peu perméables au sein de roches-mères: aux USA les « Bakken Shales » auront permis au Nord Dakota de produire plus de 500 000 barils par jour fin 2011, faisant remonter la production américaine pour la première fois depuis le fameux « Pic de Hubbert » en 1970 et au pic mineur de l'Alaska en 1984.

On notera que les gisements du Bakken sont en fait des accumulations discrètes (pièges dits stratigraphiques) de passages sableux ou marneux au sein des roches-mères argileuses et non des accumulations de type continu : le terme de « oil shale » est donc quelque peu trompeur. Grâce à ces nouveaux pétroles de roches-mères, le taux d'importation de pétrole brut des Etats-Unis aura commencé de décroître, passant en gros de 65 % à 60 %. En 2011, les USA auront produit 6 Mb/j contre 10 Mb/j lors de leur « pic » en 1970, tandis qu'ils auront importé 8 Mb/j. De là à dire que cela indique que le problème du pic mondial n'existe plus, c'est franchir un pas que nous pensons être irréaliste. La question est de savoir combien on trouvera de réservoirs de ce nouveau type lorsqu'on en fera la recherche systématique de par le monde. Personne ne connaît la réponse, mais si on trouve dix ou vingt cas analogues sur la planète, cela ne rehaussera le pic que d'environ 5 millions de barils/jour et n'en reculera la date que de 4 à 5 ans.

On peut aussi rêver d'en trouver « des centaines » mais cela paraît extrêmement improbable ! Il serait d'ailleurs assez hasardeux d'extrapoler les productions non conventionnelles américaines (où le propriétaire du sol est propriétaire du sous-sol et accepte les nuisances) aux productions dans le reste du monde où c'est l'Etat qui est propriétaire du sous-sol tandis que le propriétaire du sol est soumis à des nuisances (en échange de royalties) qu'il refuse de plus en plus (voir le problème de la fracturation hydraulique désormais interdite en France), d'autant qu'il n'en tire aucun bénéfice.

Au total l'observation de ce qui s'est passé en 2011 dans le domaine pétrolier confirme ce que l'auteur de cet article avait publié en 1998 : nous allons devoir faire face à un plafonnement

de la production mondiale de pétrole qui devrait se situer vers 2020, à un niveau proche de 100 Mb/j.

Grace aux pétroles non conventionnels ce « pic » aura très probablement la forme d'un plateau ondulé, comme l'avait prédit l'IFP (Institut Français du Pétrole), en 2009.

2. LE GAZ NATUREL

Dans le domaine du gaz naturel, l'année 2011 a mis en évidence plusieurs phénomènes majeurs, c'est-à-dire susceptibles d'affecter les perspectives à long terme de cette source d'énergie primaire.

En 2011 on a tout d'abord observé la continuation d'une tendance établie depuis une dizaine d'années qui est une croissance des productions de gaz à un rythme supérieur à celui de la croissance des productions pétrolières, et donc au plan mondial une montée du gaz dans le bilan des sources d'énergies primaires tandis que le pétrole reculait doucement (en gros en dix ans le pétrole a décliné de 40 % à 34 % et le gaz a crû de 20 % à 24 %).

En matière d'exploration gazière l'année 2011 aura, comme pour le pétrole, été une année fructueuse. On peut noter des découvertes importantes non seulement dans les mêmes zones que celles où a eu lieu la mise à jour d'importants gisements de pétrole (Brésil, Golfe du Mexique, Afrique occidentale) mais aussi des zones nouvelles et proprement gazières telles la confirmation des découvertes offshore en Israël (Léviathan) et surtout des découvertes semblant très prometteuses au large du Mozambique et de la Tanzanie. Enfin, l'offshore australien demeure une région où continuent de s'effectuer d'importantes découvertes ou confirmations de découvertes de gaz naturel.

Mais surtout 2011 a confirmé le rôle désormais essentiel des gaz dits « non conventionnels ». Ce phénomène s'est illustré de façon éloquente dans le cas des Etats-Unis, dont la production de gaz non conventionnels aura atteint en 2011 quelques 50 % de la production totale américaine et 10 % de la production mondiale, soit 300 G.m³.

La production de ces gaz non conventionnels américains s'établit en gros comme suit pour 2011 :

□ « tight gas » (réservoirs peu perméables) : 150 G.m³

□ « coal bed methane » (gaz de charbon) : 50 G.m³

□ « shale gas » (gaz de roches mères) : 100 G.m³.

En fait seul le gaz de charbon permet une comptabilisation précise, les deux autres catégories ressortant de définitions approximatives pour lesquelles n'existent pas de standards internationaux, ni même nationaux. Ce sont plus les modes de production que des définitions pétro-physiques qui permettent de ranger tel ou tel gisement de gaz dans telle ou telle catégorie.

Aux Etats-Unis cette émergence massive des gaz non conventionnels a eu deux conséquences, étroitement corrélées: l'augmentation des productions gazières et l'écroulement des prix du gaz (descendus à 3 et même moins de 3 \$/MBtu début 2012, c'est-à-dire 20 % de leur parité énergétique avec le pétrole !) Ce phénomène a pris à contrepied nombre de projets et réalisations de terminaux pour importer aux USA du GNL (gaz naturel liquéfié) en provenance d'Afrique (Nigeria - Algérie), du Moyen-Orient (Qatar en particulier), d'Europe (Snøhvit) et de Russie (Shtokman) ou d'Amérique Latine (Pérou, Venezuela).

On comptait il y a trois ans une quinzaine de projets d'importation de GNL approuvés, représentant 160 G.m³ par an. Fin 2011, les USA possédaient une capacité de regazéification de 130 G.m³ par an : seulement 10 G.m³ ont été importés en 2011. Les Etats-Unis sont ainsi passés en quelques années du statut de futur grand importateur de gaz à celui d'exportateur potentiel : un terminal d'importation va même être converti en installation de liquéfaction et d'exportation (Sabine Pass, groupe Cheniere).

On peut prévoir des luttes politiques sévères entre défenseurs des exportations US de GNL (en particulier les producteurs de gaz) et leurs adversaires (en particulier les gros utilisateurs de gaz).

Un autre évènement susceptible d'avoir un impact important sur l'avenir du gaz naturel au plan mondial s'est produit en 2011: c'est l'accident majeur de Fukushima (dont nous parlerons plus en détail dans le paragraphe consacré à l'énergie nucléaire).

Fukushima a été suivi de l'arrêt de 90 % des centrales nucléaires japonaises, avec un accroissement brutal des importations de gaz (GNL) et un effet sur les prix du gaz. Ces derniers, alors qu'ils sont, début 2012, à 3 \$/MBTU ou moins aux USA, sont à un niveau triple en moyenne en Europe, et à un niveau quadruple - de l'ordre de 12 \$/MBTU en Extrême-Orient. Jamais au cours des 40 années passées on n'a vu de telles disparités géographiques en matière de prix du gaz naturel... alors que depuis près de vingt ans on parle de la future convergence des prix mondiaux du gaz naturel grâce au GNL.

Mais les conséquences de Fukushima ne se sont pas limitées au Japon, puisque dans la foulée de cet accident l'Allemagne décidait l'abandon du nucléaire avec une sortie étalée dans le temps. La Belgique, les Pays-Bas, la Suisse se sont engagées dans la même voie, tandis que l'Italie et l'Espagne qui, quelques mois auparavant, s'étaient en principe décidées à revenir au nucléaire, ont mis fin à cette intention.

Par contre, l'Angleterre, les pays à l'Est de l'UE, la Finlande et la France ont tenu bon, bien que certains candidats aux élections présidentielles en France veuillent réduire la part du nucléaire ou même « en sortir » totalement.

Les réactions européennes, totalement hors de proportions avec les conséquences de l'accident de Fukushima (zéro mort nucléaire à ce jour), auront un impact majeur sur la demande gazière en Europe à l'horizon 2020 et plus encore à l'horizon 2030. Si 2011 a vu l'achèvement du gazoduc Nord Stream reliant la Russie à l'Europe occidentale, il va falloir maintenant accélérer la réalisation de nouvelles infrastructures d'importation gazière pour les marchés européens : South Stream et Nabucco pour les gazoducs, mais aussi développements gaziers en amont (Azerbaïdjan, Turkménistan, Kazakhstan, Irak,... et même Iran) pour que ces approvisionnements additionnels ne dépendent pas pour un trop fort pourcentage de la seule Russie.

On le voit, en matière d'énergie, les problèmes sont souvent liés, et l'effet domino de l'accident de Fukushima sur l'industrie gazière au Japon et plus encore en Europe constitue un évènement économique et géopolitique majeur.

3. LES ÉNERGIES RENOUVELABLES

L'année 2011 aura également été riche en nouvelles « porteuses de sens » pour l'avenir en ce qui concerne les énergies renouvelables. Le fait majeur est la confirmation du rôle de leader mondial de la Chine dans ce domaine devant les Etats-Unis. Déjà en 2010, la Chine avait représenté quelque 25 % des investissements mondiaux dans les ENR : environ 50 milliards de dollars sur total d'environ 200.

La biomasse

Tout d'abord, en matière de biomasse, on aura constaté un certain désenchantement en ce qui concerne ses usages comme substituts de carburants. Ce phénomène s'est matérialisé par des révisions négatives de leurs bilans énergétiques et donc de leurs bilans en matière d'émission de CO₂, tant aux USA qu'en Europe. Ces constatations, prévisibles mais de plus en plus évidentes, couplées à la hausse des prix du pétrole et des produits pétroliers ont conduit aux USA et dans d'autres pays à une révision à la baisse des subventions accordées aux biocarburants (elles étaient de l'ordre de 100 à 200 % dans nombre de pays...).

Face à cette évolution, l'industrie pétrolière a ralenti ses efforts en matière de biocarburants, qu'il s'agisse de substituts à l'essence (éthanol au Brésil et aux USA) ou de substituts au

gazole (oléagineux tels que colza et tournesol en Europe ou huile de palme en Asie). Par contre, l'intérêt pour les biocarburants de seconde et surtout de troisième générations (élevage d'unicellulaires ou d'algues) semble se maintenir ou même s'accroître: c'est le cas pour Total avec l'acquisition aux USA en 2011 d'une importante participation dans une société de biotechnologies (Amyris) avec l'objectif à terme de produire des hydrocarbures qui seraient synthétisés par des unicellulaires génétiquement modifiés. Par ailleurs il n'y a pas eu d'évènements significatifs au plan mondial en 2011 en ce qui concerne soit le bois, soit le biométhane.

L'éolien

Avant de parler d'énergie éolienne, rappelons une évidence : en matière d'énergie il ne faut pas confondre puissance installée (en kW ou MW) et énergie produite (en kWh ou MWh). Cette distinction fondamentale semble hélas échapper à certains. Dans l'éolien cette distinction est capitale puisque, en moyenne équivalente de fonctionnement à sa puissance nominale, un parc éolien produit 20 % du temps contre 80-85 % pour un parc nucléaire. En clair 1 MW nucléaire installé produit quatre fois plus d'électricité que 1 MW éolien (et dix fois plus d'électricité que 1 MW solaire pour une installation moyenne en France). Au cours de 2011 on aura vu des engagements politiques ambitieux en matière de futures capacités éoliennes, surtout offshore, malgré le prix de revient clairement non concurrentiel du kWh éolien offshore. Si à terre ce coût est de l'ordre de deux fois celui du kWh nucléaire, en mer il est probablement de l'ordre du triple. De tels prix de revient exigent donc d'importantes subventions, de 100 % via les prix de rachat. Le très récent rapport de la Cour des Comptes, que l'on peut difficilement considérer comme étant pro-nucléaire, confirme ces ordres de grandeurs.

Cet intéressant rapport indique cependant que le coût de l'éolien terrestre serait proche de celui du « nouveau nucléaire » type EPR de Flamanville. Cet avis doit être relativisé car les coûts calculés par la Cour des Comptes n'incluent pas les charges liées à l'irrégularité de la production qui, au-delà d'un certain pourcentage dans l'alimentation d'un réseau, exigent la construction et l'opération d'un « back up » qui devra être constitué de centrales thermiques à charbon ou à gaz.

Est également omis dans ce rapport le coût des importants renforcements des réseaux de transports qui seraient nécessaires en cas de développement massif de l'énergie éolienne. Le développement agressif de l'éolien aboutit à une situation paradoxale illustrée par le cas du Danemark, dans lequel plus on a développé l'éolien et plus le secteur de la production électrique a été fortement émetteur de CO₂ ! Le cas du Danemark devrait nous donner à réfléchir sur plusieurs points: non seulement ce pays est l'un de ceux dans l'Union Européenne qui a le plus fort taux d'émission de CO₂ par kWh produit, mais en plus on peut constater en comparant la courbe de production d'électricité éolienne et la courbe d'exportation d'électricité par le Danemark que ces deux courbes sont pratiquement superposables. Ceci signifie que le Danemark ne peut absorber sur son réseau sa propre production éolienne, alors même que ses exportations se font avec une forte perte économique: l'électricité éolienne est rachetée aux producteurs à des prix élevés (subventionnés) pour être exportée, le plus souvent à perte, aux prix internationaux. Mais enfin, diront certains, les Danois auront au moins su se construire une position de leader mondial dans l'éolien avec la société Vestas, créant de nombreux emplois au Danemark. Hélas là aussi il faut y regarder de plus près : au cours de l'année 2011 le groupe Vestas a perdu 90 % de sa valeur boursière, ruinant non seulement quelques capitalistes (ce qui n'est pas le plus grave) mais aussi nombre de petits épargnants (qui avaient cru au miracle de l'énergie gratuite du vent) ou de fonds de pensions, ce qui est socialement beaucoup plus grave. Dernière ironie, quelque peu amère, les seules usines bénéficiaires du groupe Vestas en 2010-2011 pour la production d'éoliennes sont celles qu'il a installées... en Chine !

La Chine a d'ailleurs été en 2011 de loin le plus grand marché mondial pour l'énergie éolienne: 45 % des nouvelles puissances installées l'ont été dans ce pays, qui possède désormais le plus gros parc éolien avec 26 % du total mondial devant les Etats-Unis avec 20 %.

Il faut ajouter, lorsqu'on parle du retard d'équipement de la France en matière d'énergie éolienne, en comparant par exemple à l'Espagne ou à l'Allemagne, que cela ne veut strictement rien dire. Avoir moins développé que ses voisins une énergie fortement subventionnée avec des coûts cachés considérables (les back-up et les renforcements de réseaux) n'est pas un retard, c'est du bon sens. En 2011, l'Espagne et l'Allemagne en ont pris conscience et ont décidé de diminuer fortement leurs prix de rachat d'électricité éolienne, ce qui a brutalement freiné le rythme des décisions de nouveaux investissements dans le secteur. Enfin, triste nouvelle, mais épiphénomène au plan global, la seule société proprement française spécialisée dans l'énergie éolienne, le groupe Vergnet, est, en ce début 2012, en quasi-faillite.

Le solaire

L'énergie solaire pour la production d'électricité, bien que cinq à dix fois plus chère aujourd'hui que la production d'électricité par des centrales thermiques classiques ou nucléaires, constitue un cas bien différent de celui de l'énergie éolienne.

En effet l'éolien c'est de la mécanique et on connaît dès maintenant les ordres de grandeurs des possibilités d'amélioration des rendements ou d'abaissements des coûts par kWh produit à l'horizon de 10 ou 20 ans.

Le solaire photovoltaïque est fondamentalement différent, car il s'agit de physique particulière, de matériaux photo-électriques, en un mot de physico-chimie avancée, et là on ne sait pas aujourd'hui ce que pourraient être les progrès au stade industriel dans les vingt années à venir.

Ainsi, par exemple, les panneaux solaires actuellement commercialisés ont des rendements de l'ordre de 10 à 20 % (ce qui est déjà 10 ou 20 fois mieux que le rendement « naturel » de l'énergie solaire par l'intermédiaire de la croissance des arbres ou autres plantes). Mais en laboratoire on sait atteindre des rendements doubles ou même triples.

Cette énergie mérite donc de gros efforts de R&D (Recherche et Développement) pour être « dans la course » et tenter de faire émerger un ou plusieurs grands acteurs au plan mondial.

Beaucoup de détracteurs feront valoir que l'année 2011 a été pour les grandes sociétés du secteur « solaire », en particulier américaines et allemandes, ou plus modestement en France avec Photowatt et Evasol, celle des faillites ou quasi-faillites en série. En Allemagne, 2011 aura vu la faillite de Solar Millenium, de Solon, puis celle de Solarhybrid en mars 2012 et tout récemment celle de QCell qui vient, elle aussi, de déposer son bilan.

En effet, les grands du solaire des pays de l'OCDE ont eu à affronter une baisse de prix des panneaux de l'ordre de 50 % en un an ou un an et demi et n'ont pu résister. Une fois de plus la concurrence est venue de Chine. Les très importantes subventions accordées en Europe et aux USA à l'électricité photovoltaïque (là aussi le plus souvent par le biais des tarifs de rachat) auront donc profité en 2010 et 2011 avant tout à l'industrie... chinoise. Ce paradoxe est une conséquence directe de la mondialisation de l'économie, et il n'est pas facile de se prémunir contre ce type d'effet boomerang. La philosophie économique « ultralibérale » qui aura permis de grandes avancées comporte un « prix à payer » qui peut être parfois très élevé. Un aspect intéressant à observer est celui de l'attitude de grands groupes pétroliers face à l'énergie solaire. Le groupe Shell, après en avoir fait sa vitrine écologique dans les années 1980 et investi lourdement (en particulier dans la production de panneaux photovoltaïque en Allemagne), a jeté l'éponge et a abandonné le secteur dès l'année 2006 (vente de Shell Solar à Solarworld AG). Le groupe BP avait suivi le même chemin au début des années 1990 au point de modifier la signification de son nom de « British Petroleum » à « Beyond Petroleum », et

d'être devenu un des grands du solaire au plan mondial. Il a décidé brutalement à son tour, en 2011, d'abandonner ce secteur.

Paradoxe de cette année 2011, c'est celle au cours de laquelle le groupe Total, présent dans le solaire depuis près de quarante ans dans de nombreux pays, a décidé d'un investissement majeur aux Etats-Unis en rachetant pour environ 1 milliard de dollars la société Sunpower employant quelque 5 000 personnes, et donc d'une taille dix à vingt fois plus élevée que celle de Photowatt selon les critères retenus. Cette initiative dont on ne saura que dans cinq ou dix ans si elle se révélera profitable, est remarquable non seulement parce qu'elle est à contrecourant des politiques de Shell et BP, mais aussi parce qu'un tel pari de « solaire high tech » avait été tenté sans succès par Total à la fin des années 1970, par le rachat de la société Photon-Power au Texas. Quelques années plus tard, Total avait perdu 100 % de sa mise, importante pour l'époque, la technologie de production de ces fameux « panneaux solaire » à haut rendement n'ayant jamais pu être mise au point !

On le voit, le solaire est un domaine passionnant, parsemé d'échecs et de faillites, un domaine foisonnant pour la recherche et pour les développements industriels. Bien des aspects le relie aux industries de l'information ou de la téléphonie dont les prouesses ne cessent de créer de nouveaux empires industriels, à l'abri pour un temps de leurs avances technologiques... Ce qui n'est pas et ne sera pas le cas pour l'éolien ou les diverses énergies marines dont la logique s'apparente à celles des industries mécaniques ou des travaux publics.

4. LE NUCLEAIRE

L'année 2011, en ce qui concerne l'énergie nucléaire, aura été avant tout marquée par l'accident majeur survenu le 11 mars au Japon, à Fukushima.

Cet accident majeur s'est caractérisé par les grands éléments ci-après:

□ une erreur majeure de conception en ayant localisé les réacteurs et leurs pomperies d'eau de refroidissement et groupes électrogènes à un niveau plus bas (10 m) que celui atteint par des tsunamis dont une trace historique prouvait la possibilité d'atteindre un niveau supérieur à 20 m ;

□ une résistance des réacteurs meilleure que l'on pouvait le penser malgré la perte totale des circuits de refroidissement ; les fusions de cœur n'ont pas entraîné de fuite extérieure du « corium » malgré l'absence de dispositif spécifique de rétention.

□ une culture de sureté défaillante, ceci étant probablement lié à des traits culturels propres au Japon (respect strict de la hiérarchie rendant difficile la réactivité sur le terrain, difficulté à annoncer de mauvaises nouvelles au management).

□ zéro « mort nucléaire », c'est-à-dire par irradiation, à la date d'écriture de cet article (mais près de 30 000 morts du fait du tsunami).

□ environ 80 000 personnes évacuées selon un périmètre circulaire alors que la radioactivité s'est déposée selon une ellipse très allongée.

Les conséquences de cet accident ont cependant affecté l'industrie nucléaire dans le monde entier, et en particulier en Europe comme nous l'avons déjà relaté dans le paragraphe concernant l'avenir du gaz naturel dans l'Union Européenne. Les réactions ont été très différentes d'une région à l'autre et d'un pays à l'autre.

En France la réaction principale a été une nouvelle approche des questions de sécurité visant à « anticiper l'impensable », c'est-à-dire des accidents à extrêmement faibles probabilités plutôt que de raisonner selon des probabilités d'occurrence, dont le calcul est par nature discutable.

Cette approche a conduit à des recommandations de l'Autorité de Sureté Nucléaire (ASN), dont la mise en œuvre est actuellement estimée à quelques milliards d'euros par an. Ces coûts additionnels ont été pris en compte pour procéder fin 2011 à la nouvelle étude des coûts comparés des diverses filières de production d'électricité, confiée à la Cour des Comptes.

Cette étude a confirmé que l'énergie nucléaire produite avec des réacteurs de génération III

(en France EPR type Flamanville) resterait la plus compétitive, mais nettement plus onéreuse que celle produite par les réacteurs de génération II du parc actuellement en exploitation. La conclusion à tirer tant de l'accident de Fukushima que de ses conséquences dans les divers pays européens est que la question de la fermeture des centrales pour raisons économiques doit être laissée aux exploitants et non aux pouvoirs politiques. Quant aux fermetures de centrales rendues nécessaires pour des raisons de sécurité ou de fiabilité, c'est aux autorités de sûreté d'en juger et non aux hommes politiques dont l'expérience et la compétence ne peuvent servir de fondements rationnels pour de telles décisions. Un programme d'abandon total du nucléaire peut relever des pouvoirs politiques, mais pas la fermeture de telle ou telle centrale. En dehors de l'Europe, l'année 2011 a été marquée par la poursuite du « renouveau du nucléaire » surtout en Extrême-Orient et en Russie, avec 63 réacteurs en cours de construction à la fin 2011 dont 26 en Chine, 10 en Russie, 6 en Inde, 5 en Corée du Sud et 4 au Moyen-Orient (à Abou Dhabi).

Ces réacteurs en construction représentent un ajout substantiel au parc mondial actuel de 435 réacteurs. Par ailleurs la liste des pays désirant s'équiper de centrales nucléaires n'a cessé de s'allonger en 2011 dans le monde entier, sauf, comme nous l'avons souligné, au sein de l'Union Européenne où cette liste s'est réduite. On notera cependant qu'il y a 6 réacteurs en construction en Europe (2 en Slovaquie, 2 en Bulgarie, 1 en Finlande et 1 en France) auxquels s'ajoute la décision fin 2011 de la construction d'une « centrale régionale » qui comportera quatre réacteurs, dans l'enclave russe de Kaliningrad. Enfin les études pour de nouveaux projets se poursuivent en Finlande et dans les pays de l'Est de UE : en Pologne, en Hongrie, en Lituanie, en Bulgarie et en république Tchèque. La France et l'Angleterre ne sont donc pas les seuls pays européens à avoir su résister aux conséquences émotionnelles et politiques du désastre de Fukushima.

CONCLUSIONS ET CONSIDÉRATIONS POLITIQUES

On ne peut dans un article de synthèse traiter de tous les sujets, même en limitant l'analyse aux développements significatifs intervenus en 2011. Ainsi nous n'avons parlé ni du charbon (sauf dans l'introduction), ni des évolutions dans la génération électrique, ni de la géothermie, de l'énergie des courants marins, de l'énergie des vagues, ou des marées, sources d'électricité marginales au plan mondial aujourd'hui comme très probablement demain.

Nous n'avons pas non plus parlé de la priorité qu'il convient de donner à l'amélioration de notre efficacité énergétique, tant pour l'habitat, les transports que l'industrie, ceci étant désormais une évidence pour tous les responsables politiques. Il est cependant consternant de voir émerger des aberrations d'apparence technique mais qui cachent des choix politiques néfastes: citons la question des coefficients d'équivalence énergétique dans lesquels il a été décidé de retenir pour le nucléaire un coefficient de trois, là où le simple bon sens aurait exigé un coefficient de un. Derrière ce « détail technocratique » se cache l'abandon à terme du chauffage électrique dans le bâtiment au profit d'énergies carbonées importées et l'abandon programmé des chauffe-eau électriques à accumulation, seul outil de stockage décentralisé mais massif de l'énergie électrique !

Nous n'avons pas non-plus abordé la question du changement climatique qui semble avoir disparu des priorités des responsables politiques, tant en France qu'à l'étranger. Mais la nature nous rappellera à l'ordre plus vite que nous le pensons. Disons seulement que si nous voulions agir sérieusement pour réduire les consommations d'énergies fossiles ce n'est pas un prix d'émission du carbone, exprimé en euros par tonne de CO₂ de l'ordre de 20 euros qu'il faudrait envisager, mais plutôt un prix de l'ordre de 200 euros par tonne de CO₂.

Les problèmes énergétiques sont une des clefs essentielles de notre avenir et il est donc logique d'en faire un élément déterminant pour l'élection présidentielle française de 2012.

Une alternance du pouvoir présidentiel peut apparaître souhaitable à bien des égards : il est toutefois à redouter qu'en matière de politique énergétique et industrielle, cette alternance ne débouche sur un échec programmé.

Quel que soit finalement le vainqueur de l'élection présidentielle française, il devra s'efforcer de s'informer, auprès de véritables sources du savoir, sur deux points essentiels.

Le premier est qu'en matière de futur de la production pétrolière mondiale, c'est l'ASPO (Association for the Study of Peak Oil and Gas) qui jusqu'ici a eu raison, et l'AIE (Agence Internationale de l'Energie) le CERA (Cambridge Energy Research) ou le DOE Américain (Department of Energy) qui ont eu tort. La cause en est simple : il semble que seule l'ASPO travaille sérieusement pour essayer d'y voir clair dans ce dossier complexe. En France le niveau d'information des dirigeants politiques sur ce sujet reste plus que superficiel, alors que les conséquences seront majeures en termes de sécurité d'approvisionnement énergétique et de prix des énergies. On notera d'ailleurs que l'AIE a récemment fait de louables efforts en modifiant en profondeur ses visions du futur de la production pétrolière mondiale.

Le second point que nos futurs dirigeants devraient méditer est le fait qu'il existe une gigantesque « désinformation » du public par les medias, à l'échelle européenne, concernant l'énergie nucléaire et ses risques.

Les risques sont bien connus des médecins spécialisés dans la question des pathologies liées aux radiations, mais les opinions de ces spécialistes, ainsi que celles des diverses Académies (des Sciences, des Technologies...ou de Médecine) sont systématiquement ignorées. Nos futurs dirigeants et les medias devraient s'employer à faire connaître les risques réels du nucléaire, qui ne seront jamais nuls, mais qui peuvent demeurer limités et acceptables au plan de la sûreté et de la sécurité (c'est-à-dire même face à la malveillance ou au terrorisme).

Qu'un candidat aux élections présidentielles veuille fermer telle ou telle centrale est dépourvu de sens : c'est aux autorités de sûreté de faire ce type de choix et non aux hommes politiques.

La véritable responsabilité de nos candidats serait d'expliquer à nos concitoyens que la meilleure carte de politique énergétique de la France pour les décennies à venir serait la prolongation maximum de la durée de vie du parc existant (60 ans ou 80 ans comme déjà envisagé aux Etats-Unis). A notre sens, cette extension des durées de vie devrait être couplée à l'adoption d'un second grand plan de construction de nouvelles centrales s'étendant sur les quinze ou vingt années à venir et dont une part importante de la production pourrait être exportée.

Il faudrait en parallèle préparer l'avenir à plus long terme en accélérant les programmes concernant les centrales de quatrième génération, les centrales de faible puissance, les centrales à haute température, ainsi que ceux relatifs à la fusion nucléaire.

Il faudrait enfin, et cela est essentiel au plan politique même si ce n'est pas une urgence technique ni économique, décider d'un stockage à long terme des déchets radioactifs à haute activité: il y va de la crédibilité de l'industrie nucléaire auprès des Français.