

# NOUVEAUX HORIZONS ÉNERGÉTIQUES

Eugène BERG

L'important décrochage des prix du pétrole – plus de 50 % de juin à décembre 2014 – illustre la forte volatilité des cours de cette matière stratégique. Depuis trente-cinq ans, (après le second choc pétrolier de 1979, consécutif à la chute du Shah en Iran), on compte dix contre-chocs de plus de 30 %, lorsque les chutes des prix du baril ont accompagné une récession, la dernière étant celle de 2007-2009 (-77 % entre juillet et décembre 2008). Cette fois, au-delà des données purement économiques, il s'agit d'une lutte pour le contrôle des marchés. « L'OPEP a déclaré la guerre à l'industrie américaine du pétrole et du gaz » déclarait le 11 décembre Scott D. Sheffield, PDG de Pioneer Natural Resources, un grand producteur américain d'huile de schiste. L'impact sur l'économie mondiale comme sur la géopolitique est important et a des répercussions, sur le comportement de la Russie vis-à-vis de l'Ukraine, sur celui de l'Iran à propos de la question nucléaire ou sur la stabilité du Venezuela, tous étant des pays en « froid » avec Washington. D'un autre côté, cette baisse de l'or noir bénéficie aux gros consommateurs que sont la Chine, l'Europe, l'Inde ou le Japon. Il convient de peser tous ces facteurs afin de tirer quelques conséquences provisoires, étant entendu que personne ne peut prédire la durée et l'ampleur de cette baisse des cours du pétrole et du gaz qui lui corrélé.

Concernant les questions énergétiques, même si leurs fondamentaux, c'est-à-dire les réserves, les techniques, le mix énergétique existant, ne se modifient que lentement, les prix et les marchés en revanche évoluent parfois avec rapidité, sinon brutalité. La revue *Questions Internationales* n° 65 (La Documentation française, janvier-février 2014), a consacré un dossier spécial à ce sujet: «Énergie: les nouvelles frontières». Serge Sur introduisait le dossier par ces mots désormais datés: «le thème de la pénurie, au minimum de la ressource rare, la peur de manquer, la perspective de devoir payer plus cher dominant depuis quelques décennies les questions de l'énergie au sein des pays développés d'abord, dans le monde entier désormais.». De telles craintes sont désormais écartées, mais pour combien de temps? Nul expert ne saurait le prévoir avec certitude. Or des dizaines de milliers de dollars d'investissements sont en jeu, et si l'on y ajoute les questions liées au changement climatique et aux énergies nouvelles et renouvelables le débat se complexifie davantage.

Le débat énergétique est bien un débat à composantes multiples d'après Serge Sur. Ses dimensions sont à la fois nationales et internationales. Il a trait à des questions de guerre et de paix, implique des problématiques idéologiques, technologiques, des coopérations privé-public. Quant à ses acteurs, ceux-ci sont bien diversifiés: les États, les producteurs et les consommateurs qui se «disputent» la rente minière. On y ajoute les compagnies (les *National Oil Companies*, ou les *International Oil companies*) parmi lesquelles on distingue les «Super majors» dont Total, auxquels s'ajoutent les sociétés de service, les parapétroliers. Enfin, les ONG écologiques, dont la fameuse Greenpeace, ont fait leur irruption dans le paysage.

Toutes les problématiques futures liées à l'énergie sont analysées dans le dossier de *Questions internationales*: les tribulations des énergies renouvelables, l'inquiétude nucléaire, la résilience des hydrocarbures. Serge Sur conclue, avec lucidité: «il ne s'agit donc pas exactement d'une transition, qui suppose que l'on passe d'un

modèle à un autre d'une manière ordonnée et tranquille, mais d'une transformation, processus existentiel dont l'aboutissement n'est pas posé a priori».

## Gaz et pétrole de schiste : la nouvelle donne énergétique

Deux ouvrages font le point sur les questions posées par le développement du gaz et pétrole de schiste. Dans *Gaz et pétrole de schiste... en questions* (éditions Technip, 2014, 226 pages), Philippe Charlez, responsable du développement des ressources non conventionnelles chez Total, et Pascal Baylocq, président du Groupe de réflexion sur les hydrocarbures de roches-mères au sein du GEP-AFTP répondent à toutes les questions que l'on peut se poser sur les huiles et gaz de schiste. Guillaume Charon, en charge de l'économie du gaz non conventionnel, de la scène énergétique et de la stratégie des acteurs à l'IFP Training , (groupe IFP Energies Nouvelles) livre un ouvrage des plus complets, *Gaz de schiste: la nouvelle donne énergétique, enjeux techniques, économiques, écologiques et géostratégiques* (2014, 308 pages) où l'on trouve toutes les données sur les caractéristiques du gaz naturel, ses origines, sa formation ou encore ses unités de mesure. Il nous introduit dans les définitions les plus précises des notions de ressources et de réserves. Toute la chaîne allant de l'exploration, à la production, le transport et les utilisations est détaillée dans ses aspects techniques, économiques et commerciaux.

Le lecteur assimile bien souvent des notions qui circulent dans les médias sans toujours en saisir la portée, comme par exemple la liquéfaction, le transport par méthanier, les contrats de long terme et les marchés spot. De nombreuses études de cas chiffrées et commentées sont présentées, ce qui introduit dans l'économie des hydrocarbures et éclaire bien des décisions d'investissement. À l'

heure où tout le monde s'interroge sur les champs marginaux de gaz de schiste américains et leur exploitation future, l'étude des points morts et de seuils de rentabilité, puits par puits, champ par champ, ou au niveau des entreprises est bien instructive.

### *La question de l'indépendance énergétique*

Philippe Charlez et Pascal Baylocq s'interrogent d'abord sur le pourquoi, le comment et le jusqu'où de la révolution américaine des gaz et pétroles de schiste. Entre 1970 et 2006, on a assisté à un renversement complet de perspectives que bien peu d'experts avaient prévu à l'époque. En 1970, un pic de production fut atteint avec 12 millions de b/j, ce qui a donné naissance à la théorie du *peak oil* de Hubbert, à laquelle on s'est longtemps accroché ; en 2006, un autre pic, celui des importations, avec 14 millions de b/j fut atteint. Par rapport à 2006, que constate-t-on en 2012 : la production pétrolière américaine a augmenté de 14,5 % et les importations ont diminué de 22 %. Pour le gaz les transformations ont été encore plus spectaculaires, avec une production en hausse de 22 % et des importations en baisse de... 92 %. En six ans, les États-Unis ont réduit leur dépendance pétrolière de plus d'un tiers et sont redevenus presque autosuffisants en gaz. Rien de révolutionnaire sur le plan technique, expliquent-ils, car il ne s'est agi que de l'association de deux technologies matures, dont ils expliquent toutes les phases, les procédures, les effets et l'économie : le forage horizontal et la fraction hydraulique.

Il est vrai que la conjoncture économique a été des plus favorables, avec un baril qui avait atteint 147,50 dollars en juillet 2008 et un gaz qui approchait les 12 dollars le Million de Btu, (soit 70 dollars le bep), les conditions étant des plus propices à la rapide diffusion et à l'emploi de ces technologies. Si la dite révolution est intervenue aux États-Unis, c'est que ce pays était le seul à regrouper toutes les conditions nécessaires. Une connaissance très précise du sous-sol, que l'on ne retrouve nulle part ailleurs dans le monde, une culture

historique pétrolière et gazière supportée par un pouvoir politique sans faille, ne sont une combinaison que l'on ne retrouve peut-être à un moindre degré qu'au Canada. En outre, le droit minier y est plus que favorable, le sous-sol appartenant à l'individu.

Plus encore, les États-Unis disposent d'un quasi-monopole des moyens pétroliers mondiaux, avec par exemple 2 000 appareils de forage pour 2 400 dans le reste du monde. Les États-Unis n'ont pas échappé au phénomène de concentration, si les gisements sont nombreux, « cinq champions » représentent à eux seuls 65 % de la production pétrolière et 66 % de la production gazière : pour le pétrole, Bakken (Dakota du Nord) et Eagle Ford (sud du Texas) et pour le gaz, Marcellus (Pennsylvanie), Barnett (nord du Texas) et Haynesville (Texas et Louisiane). Les résultats sont là : entre 2006 et 2012, la production de gaz de schiste a été multipliée par treize, celle du pétrole de schiste par 7 passant de 0,3 million de b/j à près de 2 millions. Les États-Unis sont devenus la première source de croissance mondiale d'hydrocarbures bien devant l'Arabie Saoudite et la Russie, ils sont également devenus premier producteur de gaz devant la Russie et premier producteur d'hydrocarbures, pétrole et gaz combinés.

D'où une série de questions : quelles sont les ressources mondiales de gaz et de pétrole de schiste ? Quels pays sont susceptibles de suivre le rythme des États-Unis et quel en sera l'impact sur les pics pétroliers et gaziers ? Selon un rapport de l'EIA, les ressources mondiales récupérables seraient de l'ordre de 1 200 Gbep pour le gaz et de 350 Gep pour le pétrole. Pour le gaz les gisements les plus importants se trouveraient en Chine, en Argentine, dans une moindre mesure en Australie et en Afrique du Sud. Quant au pétrole de schiste c'est la Russie qui en détiendrait le plus, suivie de la Chine et de l'Argentine. Bien que ne faisant pas partie du « top 10 » l'Europe détiendrait des réserves gazières significatives, principalement situées en Pologne et en France, dans une moindre mesure en Grande-Bretagne, au Danemark et en Hollande.

### *Les types de gaz et les techniques d'extraction*

En quelques chapitres, le lecteur est familiarisé dans ces deux ouvrages avec les principales questions ayant trait au gaz et pétrole de schiste. Contrairement aux hydrocarbures conventionnels, dénommés allochtones car ils ont migré de leur lieu d'origine (c'est-à-dire la roche mère) et qui après une plus ou moins longue migration ont été piégés dans un réservoir, les hydrocarbures dits de schistes, dénommés autochtones sont restés dans leur roche mère. Ceci en raison de leur perméabilité extraordinairement faible de l'ordre de mille à un million de fois plus faibles que celles des réservoirs les plus médiocres. Mais pour éclaircir le tableau il convient de préciser les différents types de gaz existants, qui font l'objet d'une exploitation commerciale, qui ne se résument pas au binôme conventionnel/non conventionnel.

Il y a tout d'abord les hydrates de méthane qui sont des cristaux formés de molécule de méthane ( $\text{CH}_4$  d'origine biogénique) et d'eau sous des conditions de forte pression et de basse température. Ils ont la forme de neige ou de glace et le méthane se libère lorsque la pression baisse et/ou que la température augmente. Guillaume Charron précise que leurs ressources se trouvent sur les plateaux continentaux et dans les régions polaires. D'importants dépôts ont été identifiés au large des côtes canadiennes et des États-Unis ainsi qu'à l'est du Japon et en Corée du Sud. Les réserves mondiales sont majeures, de 1000 à 5000 Tm<sup>3</sup> sans compter le potentiel arctique, chiffre que l'on peut comparer aux réserves de gaz conventionnels qui sont de 189 T m<sup>3</sup>.

Il y aussi le *tight gas* (ou gaz coincé), car il est inclus dans des réservoirs peu perméables, comme le gaz de schiste, mais qui contrairement à ceux-ci a migré hors de la roche mère et est piégé dans des réservoirs ultra compacts. Il est parfois difficile, surtout dans le cas du pétrole, de délimiter une frontière entre un réservoir compact (*tight*) et des réservoirs conventionnels à faible perméabilité.

Enfin on doit introduire la notion de gaz de charbon (Coal Bed Methane, CBM), ou gaz de houille, produit par le charbon à grande profondeur, qui est maintenu en place par la pression de l'eau. Le CBM est produit aux États-Unis, en Chine et en Australie. Concernant le gaz de schiste, il convient de souligner la nécessité qu'il ya de fissurer la roche mère pour en extraire le gaz ou le pétrole de schiste, ce qu'on effectue au moyen de la fracturation hydraulique dont il est tellement question.

La fraction hydraulique est une technique mature dont le premier essai remonte à 1947 : depuis, plus de 2,5 millions de puits de pétrole ou de gaz ont été fracturés dans le monde, dont une cinquantaine en France. Initialement utilisée pour les puits verticaux et déviés, elle a au cours des années 1990 commencé à s'appliquer aux puits horizontaux et c'est ce couplage horizontal / fracturation hydraulique qui a permis le développement économique des pétroles et des gaz de schiste aux États-Unis. Ceci explique aussi, au prix d'un minimum de données techniques, d'une part la chute très rapide de la production des puits (de l'ordre de 40 à 60 % par an) et d'autre part le faible taux de récupération globale. Alors que l'on récupère un tiers du pétrole et 70 à 80 % du gaz des puits conventionnels, ces taux de récupération sont de 5 % à 10 % pour le pétrole et 15 à 20 % pour le gaz. Le déclin rapide de la production des puits nécessite de forer et de fracturer de nouveaux puits pour maintenir un niveau de production global suffisant. 110 000 puits sont ainsi en activité aux États-Unis. Le fluide de fracturation est constitué d'un mélange d'eau (90 %), de sable (9 %) injecté à débit très élevé par des pompes à haute pression auquel on ajoute 1 % de produits chimiques en faibles proportions. Ce sont ces produits, pourtant la plupart utilisés pour des applications domestiques qui présentent pour certaines parties prenantes une menace environnementale.

La question de l'utilisation de l'eau a été aussi longuement débattue. En moyenne un puits de 10 étages de fracturation hydraulique requiert entre 15 000 et 20 000 mètres cubes d'eau soit l'équivalent de dix piscines olympiques.

Mais produire de l'électricité avec du gaz de schiste n'augmente que de 1,7 % la quantité d'eau requise sur l'ensemble du cycle. Et utilise 16 000 moins fois d'eau qu'en utilisant de l'éthanol produit à partir de la canne à sucre, dans l'hypothèse de 100 % d'irrigation. Une synthèse plus courte des questions que pose le développement des huiles et du gaz de schiste se trouve dans le numéro de *Questions internationales*. Roland Vially, responsable du projet « Gaz non conventionnel » à l'IFP Energies nouvelles reprend les principaux éléments du dossier, en ne dissimulant pas les impacts environnementaux de cette technique d'extraction. Plus encore, il conclut : « la préservation de l'environnement ou la limitation de l'impact climatique, sont, en effet, des motivations infiniment plus fortes que la simple réponse à la raréfaction des hydrocarbures. »

### ***L'évolution de la consommation et l'état des réserves***

*L'Atlas mondial des Énergies: Ressources, consommation, et scénarios d'avenir* de Jean-Pierre Favennec, professeur à l'IFP School et Yves Mathieu, directeur de l'Institut africain de l'énergie, et géologue, (éditions Armand Colin, 2014, 144 pages) fournit d'amples informations sur l'ensemble des questions énergétiques.

Depuis 1914, la population a quadruplé, mais la consommation énergétique a été multipliée par neuf. Les énergies fossiles fournissent 83 % de la consommation, les sources d'énergie non renouvelables (avec l'uranium) couvrent donc plus de 90 % de la demande. Les différents scénarios prévoient des augmentations sensibles de la consommation d'énergie, qui passerait de 12,73 Gtep en 2010 à 16,4 Gtep en 2030. Tous comportent des émissions de CO<sub>2</sub>, incompatibles avec l'objectif de réduction de CO<sub>2</sub> de 50 % d'ici 2050, nécessaire pour réduire l'augmentation des températures à deux degrés. D'où le dilemme : comment passer d'une énergie carbonée à une énergie non carbonée, alors que la planète est encore pourvue d'abondantes réserves d'énergies fossiles, souvent la seule source d'énergie dont disposent maints États.

Un article circonstancié est consacré au commerce des droits d'émission de CO<sub>2</sub> en Europe dans *Questions Internationales*. Le système européen d'échange de quotas de VCO<sub>2</sub> devrait connaître à cet égard des modifications profondes d'ici 2020 et prévoir en particulier la mise aux enchères de la majorité des quotas et la centralisation de la gestion via un registre commun. Pour le pétrole, les réserves courantes, équipées ou en cours de l'être, dépassent les 1280 milliards de barils (1280 Gbl soit 41 ans de consommation actuelle qui est de 31 Gbl par an). La hiérarchie des pays est la suivante : Arabie Saoudite (20,76 %), Iran (12,8 %), Irak (11,71 %), Koweït (7,92 %). Les trois quarts de ces réserves se trouvent dans les pays de l'OPEP et les deux tiers au Moyen-Orient, qui demeure, le maître du jeu pétrolier : on l'a vu, le 27 novembre dernier. Les États-Unis ne disposent que de 2,7 % des réserves, la Russie, 6,8 %, la Norvège, 0,6 %. À ce chiffre de réserves exploitées ou en cours d'exploitation, il convient d'ajouter 690 Gbl de réserves attendues, celles qui ne sont pas développées, mais présumées, détectées... ce qui donne la hiérarchie des pays suivante : Arabie Saoudite (17,3 %), Russie (7,1 %), Venezuela (6,3 %), Libye (3,7 %) États-Unis (3,4 %) Chine (2,4 %) Norvège 0,5 %), OPEP (59,4 %). La hiérarchie des pays n'est pas modifiée, l'Arabie Saoudite reste en tête.

Au total, les réserves possibles de pétrole dit conventionnel sont de 1970 Gbl. À ces réserves de brut conventionnel, il convient d'ajouter les réserves « non conventionnelles » : pétroles extra-lourds et bitumes, puis les réservoirs de piètre qualité (pétrole de schiste) et les schistes bitumineux. 390 Gbl de réserves sont déjà répertoriées en cours d'exploitation ou prévues, mais si on ajoute toutes les réserves ultimes ou possibles on aboutit au chiffre de 1200 Gbl. Ceci porte le bilan de ressources « ultimes » de pétrole à 3170 Gbl soit un siècle de consommation au rythme actuel. Plus de la moitié de ces réserves de pétrole possibles sont concentrées dans quatre pays, le Venezuela avec 16,5 % des réserves, le Canada (11,6 %), l'Arabie Saoudite (10,7 %) et les États-Unis (9,2 %). Cependant, pour certains spécialistes

américains, les volumes extractibles des États-Unis, évalués à 220 Gbl pourraient dépasser les 850 Gbl, les placer ainsi au premier rang mondial et satisfaire leur demande pendant un siècle.

Les réserves et ressources en gaz, une fois et demie moins polluant que le pétrole, éclairent les perspectives à venir. Si l'on ajoute aux réserves de gaz conventionnelles, les réserves potentielles à découvrir on aboutit à un total de 313 Tm<sup>3</sup>, situés pour la moitié dans une poignée de pays: Russie, (17,8%), Iran (12,8%), Qatar (9,2%) Turkménistan (6%) États-Unis (3,3%). Peut-être faudra-t-il y ajouter des pays comme le Mozambique où d'importantes découvertes sont en cours d'évaluation. En prenant en compte les réserves de gaz non conventionnel, qui pourraient satisfaire 180 ans des consommations actuelles, mais ne fournissent que 5% de la demande actuelle, les quantités en jeu sont significatives. Au total, le monde recèlerait 540 Tm<sup>3</sup> de gaz conventionnel et non conventionnel extractibles possibles, et la Russie demeurerait la plus riche en gaz devant l'Iran. Sommes qu'il convient de comparer aux chiffres de production actuels (3,39 T m<sup>3</sup> dont 40% sont assurés par les États-Unis et la Russie). En supposant une hausse de 60% de la production actuelle de gaz à l'horizon 2030/50, on aboutirait à des réserves totales de gaz susceptibles d'assurer un bon siècle de consommation actuelle.

Les réserves de charbon, supérieures à 3102 Gbep (113 ans de consommation et 32 ans de consommation énergétique totale en 2013.), sont pour les deux tiers concentrées dans quatre pays: États-Unis, Russie, Chine, et Australie. Alors que l'on est conscient des dangers des émissions de gaz à effets de serre, la consommation de charbon représente en 2013, 32% de la demande totale d'énergie dans le monde. Le charbon reste la première énergie des pays du G20: entre 2000 et 2013, la consommation d'énergie de ce groupe qui consomme 80% de l'énergie dans le monde a progressé de 32%, mais celle du charbon de 66%: La Chine à elle seule consomme 52% du charbon du G20.

Quant aux réserves identifiées en uranium, il n'y a pas lieu de s'inquiéter, surtout si la reprise du nucléaire se fait progressivement. Selon les coûts miniers anticipés elles sont de 5,9 millions de tonnes, de quoi assurer la consommation mondiale durant 90, voire 118 ans. Les réserves sont concentrées dans quelques pays : Australie (28,9 %), Kazakhstan (11,5 %) Russie (8,6 %), Canada (8,4 %) Niger (6,9 %) Namibie (6,5 %) Afrique du Sud (5,7 %). Le marché de l'uranium est beaucoup plus étroit que les autres sources d'énergie. 18 pays sont producteurs, le Kazakhstan produisant le tiers de la production mondiale, et 31 pays sont consommateurs avec aux premiers rangs, les États-Unis (28,3 %) et la France (14,9 %). L'uranium est la source d'énergie la plus exportée du monde (plus de 70 % en 2013).

## La géopolitique des énergies

Ces bases posées, il convient d'en venir à la géopolitique de l'énergie que les auteurs résument en une boutade, pas très loin de la réalité. C'est à 70 % la géopolitique du pétrole, 20 % celle du gaz, et 10 % celle du reste. L'importance du pétrole est due à son caractère liquide, aisément transportable et stockable, et à sa puissance calorifique : un réservoir correspond à une puissance de 20MW. Ce thème a fait l'objet du numéro 155 de la revue *Hérodote* (quatrième trimestre 2014), qui comporte de solides articles sur des sujets divers : fantasmes géopolitiques du pétrole dans les pays en guerre dont il ressort que l'or noir n'est jamais la seule cause de conflits, même s'il en alimente plus d'un. Il y a toujours des questions de rivalités ethniques, frontalières, de pouvoir qui s'y mêlent.

### *L'Europe élargie face aux énergies*

D'autres articles abordent le thème des questions pétro gazières UR-Russie et du débouché chinois. Béatrice Giblin, directrice de la revue, rappelle que les seuls échanges énergétiques avec l'Europe

représentent 15 % du PIB russe en 2013 alors que pour le moment le gaz russe ne représente que 8 % du total des importations chinoises de gaz. On verra ce qu'il sera lorsque le nouveau gazoduc russo-chinois sera achevé en 2016. L'énergie est bien un facteur d'intégration ou de désintégration en Europe. Un thème d'actualité est particulièrement développé: celui du carrefour énergétique turc et du Sud-Est européen. De la Caspienne à la Turquie, une géopolitique est en œuvre depuis la chute du mur de Berlin. De nombreux tubes (TAP, TANAP, *Blue stream*...) traversent ces territoires: Noémie Rebière en présente une carte précise tout en mettant l'accent sur la multiplicité des initiatives, qui si elles n'avaient pas l'énergie pour seul objectif, tournoient toutes autour de ces questions: Politique européenne de voisinage, Partenariat oriental, Communauté de l'énergie de l'Union européenne, Partenariat pour la Paix, Dialogue méditerranéen, Initiative de coopération d'Istanbul de l'OTAN... Pour Renaud Dorliac, qui montre comment la question énergétique a pris une importance croissante dans les Balkans ces quinze dernières années, celle-ci accélère les dynamiques en œuvre dans la région. Elle renforce les dynamiques d'intégration régionale, à l'instar de celle qui se met en place entre l'Albanie et le Kosovo ou tend à réduire les différends bilatéraux comme ceux qui opposent Grèce et Turquie. Cette imbrication des questions européennes et énergétiques se retrouve dans le cadre des relations entre l'Albanie et la Grèce. L'Initiative Adriatique – Ionienne (IAI), instituée en 2000, entre tous les riverains de l'Adriatique ainsi que la Grèce et la Serbie, connaît un regain d'activité avec les perspectives TAP et IAP.

*Le Moyen-Orient, meneur historique  
face aux émergents énergétiques*

Le Moyen-Orient, avec plus de 50% des réserves prouvées de pétrole du monde, joue un rôle clé dans l'approvisionnement mondial. L'Arabie saoudite reste le régulateur du marché mondial. Mais c'est de l'Asie que dépendra l'avenir énergétique mondial, la

région important les deux tiers de ses besoins énergétiques, 73 % de ces importations provenant des pays du Golfe arabo-persique. Le continent asiatique importe 26 millions de b/j surtout du Moyen-Orient, mais les importations de l'Afrique de l'Ouest (8 %) et de la Russie (8 %) augmentent et semblent permettre une certaine diversification. Au cœur de l'Asie, la Chine occupe la place centrale par sa consommation (11 millions de b/j, dont 7,5 millions importés contre une consommation de 4,5 millions de b/j pour le Japon et 3,7 millions pour l'Inde) et par le fait qu'avec 18,1 milliards de barils, elle possède 40 % des réserves pétrolières de la zone Asie-Pacifique. Par ses multiples revendications maritimes en mer de Chine orientale et méridionale et la politique de ses grandes compagnies, qui se sont hissées aux premiers rangs mondiaux (CNPC, CNOOC, Petro China) la Chine est devenu un acteur majeur.

Parmi les futurs géants économiques, figure incontestablement l'Inde, dont les perspectives énergétiques, sont peu étudiées, contrairement à celles de la Chine. D'où l'intérêt de l'article approfondi de Jean-Luc Racine, directeur de recherche émérite au CNRS, et vice-président de l'Asia Centre dans le numéro 155 de la revue *Hérodote*. L'Inde est le cinquième consommateur d'énergie au monde. Il devrait à terme devenir le troisième, compte tenu des perspectives de sa population et du faible niveau de sa consommation actuelle par tête. L'Inde ne dispose pas d'autonomie, devant importer 36 % de ses besoins énergétiques pour une facture de 160 milliards de dollars pour le pétrole seul et importe 35 % de ses besoins en gaz et 15 % des ses besoins en charbon. La demande indienne devrait progresser de 3,1 % par an d'ici 2035 contre une moyenne mondiale de 1,3 %. New Delhi déploie une stratégie énergétique globale, tant auprès de ses voisins, Bouthan et Népal, qui lui fournissent de l'hydroélectricité, qu'auprès des pays producteurs d'Asie Centrale, comme le Turkménistan. Un accord de livraison d'uranium a également été signé avec l'Australie, un autre avec le Vietnam pour l'exploration offshore.

### *Les États-Unis et le rêve d'autosuffisance*

Les États-Unis, qui, jusqu'en 1950 produisaient la moitié du pétrole mondial, ont fortement réduit leurs importations après le pic de 2006, avec 12 millions de b/j. Elles se situent à la fin 2014 au-dessous des 9 millions de b/j, du fait de la montée domestique de pétrole de 9,2 millions de b/j la plus élevée depuis 1972. Est-ce à dire qu'ils vont atteindre l'autonomie en 2020 et devenir exportateurs en 2030, comme le prévoyait l'AIE? Il leur faudrait pour ce faire continuer à forer une moyenne de 70 000 puits par an pour se retrouver en 2030 avec 1,7 millions de puits, se demandait Thomas Porcher dans *Le mirage du gaz de schiste* (Max Milo éditions, 2013, 62 pages). Cet adversaire du gaz de schiste estimait début 2013 que les pays producteurs de pétrole de l'OPEP n'allaient pas rester les bras croisés devant la montée des productions américaines.

Philippe Charlez et Pascal Baylocq précisaient que pour maintenir leur actuelle production pétrolière, il leur faudrait chaque année, du fait du taux de déclin annuel de 33 % par an « remplacer » 3,7 millions de b/j, ce qui augmenterait les coûts de façon menaçante. Déjà, avant la chute brutale des cours, ils envisageaient la possibilité qu'ils écartaient auparavant qu'une chute des cours ne permettrait pas aux États-Unis de devenir comme prévu exportateurs à partir de 2017. Les mois à venir seront cruciaux à cet égard. Il est vrai qu'avec le Canada, et le Mexique qui vient d'ouvrir son secteur pétrolier aux investissements étrangers, les États-Unis parviennent à l'autosuffisance. À cela s'ajoute les deux géants énergétiques que sont le Venezuela et le Brésil, sans compter les autres producteurs moins importants (Argentine, Bolivie, Colombie, Equateur). Huitième consommateur d'énergie au monde, le Brésil semble sur la voie de l'indépendance énergétique, estime *Questions internationales* dans son focus qui lui est consacré. Ne lui attribue-t-on pas le dixième des réserves de gaz de schiste du monde ce qui lui permettrait de devenir le deuxième producteur de gaz du monde?

### *Le jeu des grandes puissances*

Face à cette montée en puissance de l'Hémisphère occidental et la prépondérance du Moyen-Orient, comme des appétits croissants de l'Asie, l'Europe qui importe plus de 98 % de sa consommation de pétrole et plus de la moitié de sa consommation de gaz, si l'on exclut la Norvège, apparaît dans une situation de plus grande vulnérabilité. Elle fait figure de troisième pôle derrière l'Asie et les États-Unis, mais assure tout de même 10 % de la production mondiale. 50 % de sa consommation de gaz est importée et 30 % provient de Russie. D'où le jeu permanent de la diplomatie des tubes, entre la Russie et UE, et le rôle changeant de l'Ukraine et de la Turquie.

L'Europe, qui recèlerait environ 93 Gtep de gaz et de pétrole de schiste, dont 85 % de gaz, pourrait réduire sa dépendance énergétique de 78 % à 62 % estiment Philippe Charlez et Pascal Bayloq . Il faudrait forer entre 23 000 et 50 000 puits et mobiliser 100 à 300 appareils de forage. L'empreinte au sol et l'utilisation en eau seraient comprises entre 250 et 500 kilomètres carrés (l'équivalent du lac de Genève) et entre 500 et 1 milliard de mètres cubes d'eau. Des valeurs apparemment élevés qui restent pourtant marginales à l'échelle européenne. Les schémas apporteraient une croissance entre 0,3 % et 0,6 % par an et créeraient entre 600 000 et un million d'emplois. Bien des incertitudes demeurent cependant. D'ordre géologique d'abord : la nature des roches mères est inconnue : seul le forage de puits d'exploration permettrait de le dire. D'ordre économique ensuite : il conviendrait de trouver des gisements exceptionnels et disposer de services pétrifiés compétitifs. Enfin, se posent toute une série de questions environnementales, sociétales, et culturelles. C'est dire que l'Europe du gaz et du pétrole de schiste n'est pas pour demain.

Quant au Moyen-Orient, ce sont les membres du Conseil de Coopération du Golfe, organisme de coopération et de sécurité, créé en 1981 qui joueront un rôle clef dans l'avenir énergétique de la planète. Tous (sauf le Bahreïn) disposent de réserves importantes. Or

l'Arabie Saoudite, Oman et les Émirats possèdent 12 % des réserves mondiales de pétrole et 18 % des réserves de gaz. En 2012 et 2013, leurs recettes se sont élevées chaque année à près de 600 milliards de dollars, même si ce chiffre devait se réduire à 450 milliards en 2014, voire 300 milliards en 2015, les réserves accumulées leur laissent une marge d'action très enviable.

Il a été déjà beaucoup écrit sur l'Émirat du Qatar, son rôle et son influence mondiale. Cofondateur du think tank CAPmena, conseiller du fonds d'investissement Ardian pour le monde arabe, François-Aïssa Touazi, dresse un panorama d'ensemble très suggestif de ce groupe de pays « *Le ciel est leur limite* », *Les dirigeants du Golfe, leur influence, leurs stratégies* (Editions du Moment, 2014, 254 pages). La culture du Golfe, faite d'un mélange subtil de respect des traditions et modernité, de goût de la nature et des technologies les plus modernes, tend à devenir la culture arabe par excellence, dépassant celle du Levant et du Maghreb, où se fait sentir le poids des transitions difficiles. Un symbole qui a marqué les esprits fut le choix, à la fin de 2013, de Dubaï pour accueillir l'Exposition universelle de 2020. Si l'on y ajoute l'Arabie saoudite, on mesure le poids de ce groupe de pays dont la population ne dépasse pas les 50 millions d'habitants. L'exemple de la Saudi Aramco est parlant : plus de 10 millions de b/j (plus de quatre fois celle de Total), un effectif de 55 000 personnes et 210 milliards de dollars de bénéfices en 2012.

## Les grandes perspectives énergétiques

Concernant les perspectives à l'horizon 2035, Jean-Pierre Favennec et Yves Mathieu estiment que le gaz et le pétrole fourniront 60 % de la demande, et le charbon 30 %, ce qui octroie aux énergies fossiles une part supérieure à celle d'aujourd'hui. Guillaume Charron rappelle les estimations de l'AIE qui place à 27 % la part du gaz en 2035 et celles d'Exxon Mobil qui la situe à 33 % en 2040 : 65 % de la croissance de

l'offre gazière proviendrait du gaz non conventionnel. Il détaille de manière très précise les différents scénarios de production de gaz de schiste, de CBM et de *tight gas*, en les présentant région par région et pays par pays tout en précisant la stratégie des acteurs, compagnies internationales, nationales, États et leurs politiques contractuelles et fiscales. Trois pages sont consacrées à la Grande-Bretagne, il est vrai quatrième producteur de gaz mondial, contre un paragraphe à la France.

Même pour la production d'électricité, la part des fossiles pourrait augmenter de 60 % aujourd'hui à près de 75 % en 2020, car ni l'hydroélectricité, ni le nucléaire ne sont en mesure de suivre l'accroissement de la demande. Ce n'est qu'à l'horizon 2050 que les hydrocarbures auront, selon eux, amorcé leur déclin. Comment donc parvenir au scénario *Blue Map* de l'AIE qui prévoit la stabilisation de la concentration de CO<sub>2</sub> à 450 ppm ? Cette transition énergétique jugée nécessaire ne peut passer que par la diminution de la part des énergies fossiles dans le mix énergétique. Cet effort est d'autant plus difficile que la durée de vie des différentes énergies carbonées, est encore longue dans les conditions actuelles : elle est de 54 ans pour le pétrole, 64 ans pour le gaz et 112 ans pour le charbon. Pour inverser les parts respectives des énergies d'origine fossile et non fossile, il faudrait que le point d'inflexion se situe en 2050, avec une part des énergies non fossiles de l'ordre de 50 % qui augmenterait progressivement avec le temps pour atteindre les 100 % au-delà de 2100.

Si l'objectif est clair, les moyens d'y parvenir le sont moins. La part du nucléaire, tout d'abord, a tendance à stagner, voire même à régresser, il assurait 16 % de la production électrique mondiale en 1990 mais seulement 14 % en 2013. La situation est susceptible de s'améliorer compte tenu de la sortie du nucléaire annoncée en Allemagne pour 2020, l'arrêt des centrales en Belgique en Suisse et Italie. La sortie du nucléaire sera cependant coûteuse : en Allemagne elle est évaluée à 400 milliards d'euros. Si la part de l'électricité produite par des renouvelables (17 % en 2010) devait atteindre 26 % en 2014,

puis 40 % en 2025, on assiste dans le même temps à la progression de la part du lignite et du charbon qui assurent aujourd'hui 43 % de la production électrique allemande. Dans *Questions Internationales*, Jacques Percebois, un des experts français du nucléaire, ne voit le salut du nucléaire provenir que de la forte demande des pays émergents qui seront acculés à des déficits dans la production électrique. Ce n'est pourtant qu'autour de 2030- 2040 lorsque la quatrième génération de réacteurs à neutrons rapides (RNR) sera mature qu'interviendra une rupture technologique majeure. Tout dépendra, on s'en doute, des solutions qui seront trouvées pour réduire la nocivité et la durée de vie des déchets.

Quant aux renouvelables, il conviendra de faire des efforts gigantesques pour augmenter leur part qui pour l'éolien et le solaire est inférieure à 1 % de la production primaire dans le monde. Dans la mesure où les énergies fossiles continuent à jouer un rôle important pendant encore une longue période, l'option consistant à capter et stocker le CO<sub>2</sub> s'avérera nécessaire. Elle reste encore coûteuse, entre 50 et 100 euros par tonne, ce qui conduirait à doubler le coût de production du kWh. Il reste aussi évident qu'un changement dans les modes de vie, dans l'habitat, la mobilité et les villes est nécessaire. Rendez-vous est pris pour la COP21 de Paris.

**Eugène BERG**