

**Abderrahmane Mebtoul\***

## ***SONATRACH FACE AUX MUTATIONS ÉNERGÉTIQUES MONDIALES***

Créée le 31 décembre 1963, la Sonatrach a vu ses statuts modifiés à trois reprises par décrets présidentiels, dont le dernier a été pris le 11 février 1998 avec pour souci de les mettre en adéquation avec la création, en avril 1995, du Conseil national de l'énergie. Le chapitre III du décret du 11 février 1998 consacré à « l'organisation et au fonctionnement » la dote de trois organes : l'assemblée générale, le conseil d'administration et l'exécutif. Par ailleurs, un décret présidentiel, en date du 13 septembre 2000, apporte une légère modification à ces statuts ; il concerne les aliéna 2 et 5 de l'article 11, et stipule que « les vice-présidents et les directeurs généraux adjoints sont nommés par décret présidentiel » au même titre que le PDG de la compagnie.

Au niveau des prérogatives, ce n'est plus à Sonatrach d'octroyer les périmètres d'exploitation selon la nouvelle loi sur les hydrocarbures du 28 avril 2005 amendée par l'ordonnance du 29 juillet 2006, mais à une agence dépendante du ministère de l'Energie Alnaft, entretenant donc des relations fonctionnelles avec cette structure autant qu'avec une autre agence, l'autorité de régulation chargée de suivre les mécanismes des prix. La nouvelle loi a fixé à au moins 51% la part de Sonatrach sur les périmètres octroyés par Alnaft et moins de 49 % aux compagnies pétrolières.

Dans l'organisation actuelle du secteur des hydrocarbures, l'autorité suprême est le Conseil national de l'Energie présidé par le Président de la République, dont le secrétariat est assuré par le ministre de l'Energie et composé des ministres dits de souveraineté (Défense nationale, Affaires étrangères, Energie et Finances, du gouverneur de la Banque d'Algérie et du délégué à la planification et de l'Assemblée générale, composée du ministre de l'Energie et des Mines, du ministre des Finances, du

---

\* Le docteur Abderrahmane Mebtoul est Professeur des Universités et expert international en management stratégique.

gouverneur de la banque d'Algérie, du Délégué à la Planification, d'un représentant de la Présidence de la République. Le Conseil d'Administration et le Comité exécutif composé du PDG de Sonatrach, du secrétaire général de Sonatrach, des vices-présidents amont, aval, canalisation et commercialisation, du directeur exécutif des finances, du directeur exécutif des ressources humaines, du directeur exécutif des activités centrales (DAG), du directeur stratégie-planification-économie, du directeur exécutif santé, sécurité, environnement, ne sont que des instruments d'exécution. Les plus grandes décisions ne peuvent se prendre sans l'aval du Président de la République, le ministère de l'Energie avec son annexe les dirigeants de Sonatrach, n'étant qu'une courroie de transmission.

Aussi, il s'agit impérativement d'évaluer l'impact de l'environnement socio-économique et institutionnel interne à la société algérienne (notamment la bureaucratie paralysante, un système bancaire sclérosé) ainsi que des réformes prévues ou à envisager tenant compte de l'Accord de libre-échange avec l'Europe et son éventuelle adhésion à l'OMC. Le nouveau management stratégique doit avant tout diagnostiquer l'impact de l'environnement national et international sur Sonatrach ; celui-ci peut être amélioré afin de rendre plus performante l'entreprise et la hisser au niveau de la concurrence mondiale.

Sonatrach en 2012, et encore pour longtemps, c'est l'Algérie, et l'Algérie c'est Sonatrach.

## **I - Sonatrach face aux contraintes internationales et locales**

Concernant l'interface de Sonatrach avec l'environnement international, notamment des incidences des accords de l'Union européenne pour une zone de libre-échange, signé le 1er septembre 2005, et sa demande d'adhésion à l'OMC, sur l'économie algérienne où, avec l'accession, depuis décembre 2011, de la Russie, de Samoa, du Monténégro et Vanuatu à l'OMC, l'Algérie est devenue le plus ancien négociateur pour l'accession à cette organisation internationale, étant observateur (à l'époque du GATT) en juin 1987. Nous aurons comme obligation pour l'Algérie : l'interdiction du recours à la « dualité des prix » pour les ressources naturelles, en particulier le pétrole (prix internes plus bas que ceux à l'exportation) ; l'élimination générale des restrictions quantitatives au commerce (à l'import et à l'export) ; l'obligation de mettre en place les normes de qualité pour protéger la santé tant des hommes que des animaux (règles sanitaires et phytosanitaires) ; l'obligation d'observer les règles de protection de l'environnement ; et enfin, récemment, l'OMC a introduit les aspects des capitaux et surtout la propriété intellectuelle dont la protection est une condition essentielle de l'investissement direct étranger, les pays membres

s'engageant à combattre le piratage, (renvoyant à la construction de l'Etat de droit et, donc, à l'intégration de la sphère informelle).

Les conséquences de tels accords sont : le démantèlement des droits de douanes et taxes pour les produits industriels et manufacturés sur une période de transition ; les relations de partenariat entre les deux parties seront basées sur l'initiative privée et tous les monopoles d'Etat à caractère commercial sont ajustés progressivement pour qu'à la fin de la cinquième année après l'entrée en vigueur de l'accord. La coopération économique devra tenir compte de la composante essentielle qu'est la préservation de l'environnement et des équilibres écologiques. Si ces accords ne peuvent avoir que peu d'impacts sur le marché des hydrocarbures en amont, déjà inséré dans une logique mondiale (pétrole), il en va autrement de tous les produits pétroliers à l'aval qui vont être soumis à la concurrence européenne et internationale. Ainsi, la dualité des prix, mesure par laquelle un gouvernement maintient des prix internes à des niveaux plus bas que ceux qui auraient été déterminés par les forces du marché et les restrictions à l'exportation, devrait être supprimée.

Concernant l'interface de Sonatrach avec l'environnement local, une importante enquête de l'organe officiel de la statistique ONS a été publiée le 10 aout 2012. Cette enquête montre que le tissu économique national est fortement dominé par les micro-unités, dont les personnes physiques à 95 % (888 794) alors que les personnes morales (entreprises) représentent seulement 5%, soit 45 456 entités. L'enquête met en relief la prédominance du secteur commercial avec 511 700 entités, soit près de 55 % de l'ensemble, dont 84 % de l'activité est concentrée dans le commerce de détail, le reste est partagé entre le commerce de gros et celui de l'automobile et des motocycles. Le secteur des services (dont transport 18,8 % et restauration 14,5 %) avec 317 988 représente 34 % de l'ensemble des entités économiques du pays. Donc le secteur commercial et les services concentrent 83 % des activités de l'économie algérienne en 2010, 829 688 entités économiques activant dans le secteur tertiaire, soit 89 % du total, ce qui dénote le caractère tertiaire de l'économie nationale. Autre facteur important, l'enquête de l'ONS révèle que 3,9 millions d'Algériens travaillent dans l'informel, contre 1,6 millions en 2001, Aussi, malgré le pré- programme 1999/2003 (7 mds de dollars), le programme 2004/2009, dont le montant clôturé à 200 mds de dollars fin 2009, (aucun bilan à ce jour) et le nouveau programme 2010/2014 de 286 mds de dollars, dont 130 sont des restes à réaliser du programme 2004/2009, les résultats sont mitigés. Le taux de croissance moyen entre 200/2011 n'a pas dépassé 3 %, essentiellement tiré par la dépense publique via les hydrocarbures, 98 % d'exportation provenant des hydrocarbures et important 70/75 % des besoins des ménages et des besoins des entreprises publiques et privées.

Les taux de croissance, de chômage et d'inflation officiels sont des taux artificiels que voile la rente des hydrocarbures où nous assistons à une redistribution passive de revenus pour une paix sociale éphémère. Et ce, malgré des réserves de change, toujours grâce aux hydrocarbures, qui clôtureront à 200 mds de dollars fin décembre 2012, richesse virtuelle, dont 90 % sont placés à l'étranger. L'Algérie, selon les experts d'un récent rapport international, dépense deux fois plus pour avoir deux fois moins de résultat par rapport aux pays similaires.

## **II - La contribution de Sonatrach à l'économie algérienne**

L'effectif total du secteur de l'énergie et des mines s'élève début 2011 à plus de 254 300 agents, contre près de 164 000 à la fin de l'année 1996. L'effectif permanent de Sonatrach est estimé à 47 963 agents en 2010, répartis à 55 % dans les fonctions cœur de métier, 23 % dans les fonctions de soutien et 22 % dans les fonctions de support ; avec les filiales l'effectif dépasse les 120 000. Sonatrach génère selon les années, en fonction du prix international et du volume produit, entre 30 à 40 % du PIB mais en réalité avec les effets indirects (irriguant les autres secteurs via la dépense publique BTPH et commerce notamment) plus de 80 % du PIB.

Sonatrach ne contribue donc pas à la création de la valeur véritable, n'étant pas sa vocation, mais peut être considérée comme un puits de ressources financières, expliquant d'ailleurs la prospérité de la banque publique BEA, banque de Sonatrach. Les revenus provenant des hydrocarbures ont été selon les bilans de Sonatrach de 560 mds de dollars en devises entre 2000 et juin 2012. Les réserves de change, estimées fin 2011 à 188 mds de dollars contre 162 en 2010 et 149 à la fin 2009 et par le FMI fin 2012 à 205 mds de dollars, sont dues toujours à Sonatrach. Tous les Algériens, gouvernants et gouvernés, avec une concentration du revenu au profit d'une minorité de rentiers, vivant à crédit grâce à Sonatrach, surtout depuis le printemps arabe qui a fragilisé le pouvoir, veulent immédiatement leur part de rente, quitte à aller vers un suicide collectif.

Selon le gouverneur de la banque d'Algérie, les placements à l'étranger ont été de 4,74 mds de dollars en 2009, de 4,60 mds de dollars en 2010 alors qu'elles étaient de 5,13 mds en 2008, de 3,81 mds en 2007 et de 2,42 mds en 2006. Ils sont répartis entre les Etats-Unis et l'Europe, effectués en portefeuille de titres souverains (valeurs d'Etat) que l'Algérie avait achetés entre les années 2004 et 2007, lorsque les taux d'intérêt mondiaux étaient relativement élevés. Ces titres sont soumis à un taux d'intérêt moyen fixe de 3 % en 2010, supposant un placement à moyen terme et non à court terme et que 83 % des réserves algériennes sont déposées à l'étranger. La fiscalité des hydrocarbures représente, variant selon les cours mondiaux, entre 60 et 70 % des recettes fiscales. Ces recettes d'hydrocarbures ont

permis une dépense publique sans précédent estimée entre 2000 et 2014 à plus de 500 mds de dollars, dont il faut distinguer la part devises et la part dinars.

Ces données monétaires n'ont de valeur que rapportées à la production physique. En effet, la moyenne annuelle des exportations est passée de 72 millions de tep durant la période 1971-1999 à plus de 130 millions de tep entre 2000 et 2010. Selon le rapport du ministère de l'Énergie, publié en 2011, la structure des exportations s'oriente de plus en plus vers les produits gazeux. En effet, la part des produits gazeux durant la période 1962-1999 ne représentait que 29 % contre 43 % durant la période 2000-2010. Quant aux produits liquides, ils représentaient 71 % des volumes exportés durant la période 1962-1999, contre 57 % fin 2010. Le pétrole brut exporté représentait 95 % des hydrocarbures liquides en 1971 et se situe à 30 % en 2010. Quant aux produits raffinés et GNL, leur part a augmenté substantiellement passant de 3 % en 1971 à 28 % en 2010. Face à la concurrence internationale, le PDG de Sonatrach a annoncé en juin 2012 que son groupe a revu à la hausse ses investissements pour les cinq prochaines années - 2012/2016 - de 68 à 80 milliards de dollars. Car l'investissement est modeste selon le MEM, le secteur de l'énergie et des mines ayant enregistré durant la période 1999-2010 un flux moyen d'IDE de l'ordre de 2 milliards de dollars par an, bien qu'étant passé de 671 millions de dollars en 1999 à 2,44 milliards en 2009 puis 3,27 en 2010. Par ailleurs, malgré des investissements importants à l'étranger sur fonds Sonatrach, dont il conviendra de faire le bilan, les recettes des investissements à l'étranger de Sonatrach avoisinent le milliard de dollars fin 2010, selon un rapport du ministère de l'Énergie et des Mines, ce chiffre étant bien loin des 15 milliards de dollars annoncés comme prévisions de recettes des investissements étrangers de Sonatrach à l'horizon 2015.

### **III - La place de Sonatrach au sein du commerce mondial d'énergie**

Qu'en est-il de la place de Sonatrach dans le commerce mondial ? Selon le classement du *Petroleum Intelligence Weekly* (PIVV), dans son rapport de décembre 2008, mais il semble que ce rapport soit dépassé, Sonatrach serait la 13<sup>e</sup> compagnie mondiale (12<sup>e</sup> en 2007), ce classement associant les compagnies internationales privées et les sociétés nationales autour de quatre critères (les réserves de pétrole et de gaz, la production de pétrole et de gaz, la capacité de raffinage et les ventes de produits pétroliers), Sonatrach étant classée 7<sup>e</sup> groupe mondial par la taille de ses actifs, 13<sup>e</sup> pour le bénéfice net, 22<sup>e</sup> pour le chiffre d'affaires et 25<sup>e</sup> pour le nombre d'emplois. Avec environ une production de 1,4 million de barils/jour dont 1,2 million à l'exportation, c'est la première compagnie en Afrique, maintenant un très net écart avec ses deux suivants sur le podium 2010 des

500 premières entreprises africaines : l'angolaise Sonagol et la sud-africaine Sasol, selon une enquête de *Jeune Afrique* (numéro spécial décembre 2009). Sonatrach est également le 2<sup>e</sup> exportateur de GNL et de GPL, le 3<sup>e</sup> exportateur de gaz naturel (GN), notamment à travers ses réseaux Medgaz (Europe via Espagne) et Transmed (Europe via Italie). Cependant il faut relativiser. Selon les statistiques de BP, l'Algérie bien que n'ayant que 2,5 % des réserves mondiales en gaz (contre moins de 1 % pour le pétrole). Selon le *Oil and Gas Journal*, en date du 27 octobre 2010, l'Algérie compte 1 591 TCF (*Trillion Cubic Feet*) ou 4 455 milliards de m<sup>3</sup>. Hassi R'Mel, découvert en 1956, est le plus grand champ gazier algérien. Plus de la moitié du total de production du gaz naturel de l'Algérie est issue de ce champ (70 % en 2009). Ces réserves prouvées sont évaluées à 85 TCF. Le reste des réserves de gaz naturel se trouve dans des champs associés (pétrole) et non associés, dans les régions du sud et du sud-est du pays. D'autres sources, plus récentes, offrent un panorama différent. Pour le gaz, la Russie possède un tiers des réserves mondiales de gaz conventionnel et, surtout, le savoir-faire technologique et managérial contrairement à l'Algérie dont le coût de transfert technologique est élevé (11 à 12 mds de dollars de transfert de devises en services au niveau de la balance des paiements entre 2011/2012 contre 2 mds en 2002). Elle est suivie pour 15 % par l'Iran et 10 % pour le Qatar, ces trois pays totalisant plus de près de 50 % des réserves mondiales. Dans ce cadre, il faut prendre avec précaution la déclaration du ministre de l'Energie et des Mines concernant le pétrole, qui a annoncé fin décembre 2011 que 20 nouvelles découvertes ont été réalisées en 2011, dont certaines dans le nord du pays contre 29 découvertes d'hydrocarbures dont 27 par Sonatrach en 2010. En effet ce ne sont que des gisements marginaux, et se pose la question de leur rentabilité, pouvant découvrir des milliers de gisements mais non rentables selon le couple coût/vecteur prix international.

L'Algérie étant avant tout un pays gazier, se pose le problème de savoir si, face à la concurrence notamment russe, elle a une stratégie gazière ? Le marché principal étant l'Europe, l'Algérie ne va-t-elle pas perdre des parts de marché ? Comme il y aura lieu de tenir compte de la donne libyenne qui a d'importantes réserves avec un pétrole léger comme l'Algérie et des réserves de 1500 mds de m<sup>3</sup> gazeux peu exploitées, sérieux concurrent avec Gazprom pour l'approvisionnement de l'Europe.

Dès lors une question se pose : l'Algérie respectera-t-elle ses engagements internationaux en matière de gaz ? L'Algérie est le troisième fournisseur de gaz de l'Europe après la Russie et la Norvège. Pour l'Algérie, en dépit d'un redressement de situation en 2010 – 55, 28 mds de m<sup>3</sup> de gaz naturel exportés contre 52, 67 mds en 2009, elle peine toujours à maintenir le niveau des volumes exportés au-dessus de 60 mds de m<sup>3</sup>, un

seuil qui était maintenu entre 2001 et 2008. Selon le gouvernement, la production de gaz naturel de l'Algérie, qui a connu en 2010 un recul de 2,4 % par rapport à 2009, devrait croître nettement d'ici à 2014/2015 avec l'entrée en production de nouveaux gisements gaziers. Ces exportations peuvent être renforcées par la mise en production de nouveaux gisements qui devraient renforcer les capacités de production de gaz naturel de près de 25 mds de m<sup>3</sup> d'ici 2014/2015, ce qui nous donnerait 80 milliards de m<sup>3</sup> gazeux pour 2014. Ce sont les estimations officielles qui demandent à être concrétisées. Le projet Nigal pourra-t-il permettre d'accroître les capacités d'exportation ? Dans ce cadre, se pose le problème de la rentabilité de ce projet où, suite au mémorandum qui avait été signé en janvier 2002 entre Sonatrach et la Nigerian National Petroleum (NNPC), les ministres du Pétrole et de l'Energie d'Algérie, du Niger et du Nigeria avaient également signé le 3 juillet 2009 un accord pour construire un gazoduc baptisé Trans Saharan Gas Pipeline (TSGP) de 4128 kilomètres (dont 2310 km pour le territoire algérien) qui devrait servir à alimenter l'Europe en gaz ( 20/30 milliards de m<sup>3</sup>) puisé dans le delta du Niger au sud du Nigeria. Avec un coût prévu initialement à 5/6 mds de dollars, il aurait dépassé actuellement les 13 mds de dollars soit 10 mds d'euros. Ce projet financé pour partie par l'Europe est-il réalisable dans la situation d'endettement actuelle, sachant que son coût est évalué à plus du double du projet South Stream ?

La demande extérieure d'hydrocarbures pour l'Algérie d'une manière générale sera fonction d'une reprise ou pas de l'économie mondiale, de l'évolution du cours du dollar, des investissements dans les énergies substituables qui détermineront l'évolution du prix international. Comme se pose cette question stratégique : quelles sont les réserves prouvées de pétrole et du gaz, sachant que l'Algérie abritera 50 millions d'habitants dans 25 ans ; à quels coûts d'exploitation, le bilan devises des investissements de Sonatrach réalisés à l'étranger et la rentabilité du projet Galsi ? Et ce d'autant plus que le coût de Galsi ramené au volume desservi est de loin moins compétitif (3 mds d'euros pour 8 mds de m<sup>3</sup>) par rapport tant au projet South Stream (15 mds d'euros pour 63 mds de m<sup>3</sup>) qu'au projet North Stream évalué à 8,8 mds d'euros pour 55 milliards de m<sup>3</sup> gazeux, donnant par rapport au premier projet russe un surcoût de 16 % et de 11 % par rapport au second projet, le taux réel étant en réalité plus important. Dès lors se pose la question, face à l'épuisement inéluctable, de chercher pour l'Algérie d'autres sources d'énergie.

#### **IV - La loi algérienne sur les hydrocarbures est-elle opérante face à l'épuisement des réserves de pétrole et de gaz ?**

S'agissant du bilan de l'investissement direct étranger en Algérie entre 2001/2009, selon le rapport du ministère de l'Energie, sur les 94 projets

proposés durant les neuf appels d'offres, ont donné lieu à la conclusion de 43 contrats d'association mais avec des compagnies insignifiantes, les grosses compagnies, ayant le savoir-faire, n'ayant pas soumissionné. Pour les avis d'appels d'offres qui ont été lancés en 2010 et en 2011, ils ont échoué et ont entraîné ce souci de modifier la loi.

Cela pose d'ailleurs la question du niveau des réserves de gaz conventionnel et de pétrole de l'Algérie ? L'analyse de l'épuisement des réserves de pétrole pour l'Algérie est souvent évoquée dans les rapports internationaux. L'important ce n'est pas la découverte des gisements mais le coût d'exploitation des gisements dans la mesure où les deux vecteurs fondamentaux sont le couple prix international/coût. Plus le prix est élevé, plus on assistera à l'extension des gisements rentables et inversement. Et selon une relation dialectique, plus les prix des hydrocarbures est bas, plus on assistera à son épuisement et au ralentissement des énergies substituables. Et plus le prix du pétrole est élevé, plus il favorisera les investissements dans les énergies de substitution.

Au club arabe de l'énergie à Beyrouth, l'on indique que le remplacement des réserves de gaz de la zone MENA a chuté à son plus bas niveau. Le remplacement des réserves de gaz naturel par pays situe l'Algérie en territoire négatif à côté de l'Iran qui a remplacé près de 4 fois ses réserves initiales. La majorité des experts internationaux estiment que l'Algérie serait une importatrice nette de pétrole dans moins de 15 ans, et dans 25 ans pour le gaz conventionnel. Selon certains experts, l'Algérie pourrait commencer à importer du pétrole à partir de 2020 et du gaz à partir de 2030 pour satisfaire la demande locale. Et ce, en tenant compte tant des exportations que de la forte consommation intérieure du fait du bas prix, un des plus bas au niveau du monde, bloqués par la décision D/06-05/CD du 30 mai 2005. Sonatrach supporte en moyenne entre 1,5 et 2 milliards de dollars de subventions par an, selon les variations du prix international. Par ailleurs, souvent oubliée dans les quantifications de la durée des réserves, la consommation intérieure qui selon les extrapolations du Creg 2015/2020 serait de 50 milliards de m<sup>3</sup> gazeux contre 35 milliards de m<sup>3</sup> gazeux en 2011.

Mais ce montant a été calculé avant l'annonce des nouveaux projets consommateurs d'une grande quantité de gaz et donc ce montant risque d'être fortement augmenté après les décisions courant 2012 d'installer d'importantes capacités d'électricité fonctionnant au gaz. En effet, suite aux coupures récurrentes d'électricité, il a été décidé la réalisation du projet de centrale électrique en cycle combiné à Ras Djinet (Boumerdes) d'une capacité de 1 200 MW ainsi que la construction de neuf centrales électriques totalisant une puissance de 8 050 MW, 300 postes très haute et haute tension, près de 10 000 km de réseau de transport très haute tension et

500 km de réseau de transport de gaz destiné à l'alimentation des centrales. Ainsi, Sonelgaz financera, via le Trésor public, environ 27 mds de dollars d'ici à 2016-2017 pour une capacité supplémentaire de 12 000 MW. Ainsi tous ces investissements fonctionneront en majorité en turbines à gaz, et pour le sud au diesel, contrairement aux règles de l'environnement, le diesel polluant et de surcroît importé en Algérie pour plusieurs centaines de millions de dollars. Dès lors, avec cette augmentation de la consommation intérieure, du fait de la décision de ne pas modifier les prix intérieurs, il y a un risque d'aller vers 65-70 mds de m<sup>3</sup> gazeux à l'horizon 2017-2020 pour la consommation intérieure. En effet, si l'on prend les extrapolations d'exportation de 85 mds de m<sup>3</sup> gazeux et 65 mds de m<sup>3</sup> gazeux de consommation intérieure, il faudrait produire plus de 145-150 mds de m<sup>3</sup> gazeux, supposant d'importants investissements dans ce domaine, limitant le financement des secteurs hors hydrocarbures et accélérant l'épuisement de cette ressource non renouvelable.

C'est face à cette situation que le gouvernement algérien vient d'annoncer officiellement l'amendement de l'actuelle loi des hydrocarbures avant fin 2012. Les hydrocarbures sont régis actuellement par l'Ordonnance n° 06-10 29 juillet 2006 modifiant et complétant la loi n° 05-07 du 28 avril 2005. Depuis la loi d'avril 2005, Sonatrach est propriétaire de tous ses domaines miniers ; ce n'est pas à elle d'attribuer les permis de prospection pour de nouveaux gisements, mais à l'institution Alnaft dépendante du ministère de l'Energie dans le but d'éviter l'instabilité juridique perpétuelle qui décourage tout investisseur ; on constate néanmoins que les trois derniers appels d'offre entre 2008 et 2011 se sont avérés un véritable échec n'ayant attiré que des compagnies marginales possédant peu de savoir technologique, que Sonatrach a supporté la quasi-totalité des coûts, les grandes compagnies n'ayant pas soumissionné. Face à ce constat, les plus hautes autorités du pays, sur rapport du ministère de l'Energie, ont décidé de revoir la loi des hydrocarbures, décision annoncée le 06 décembre 2011 par le ministre de l'Energie lui-même. Quelles modifications souhaitables ? Si pour l'amont gazier et pétrolier pour les grands gisements la règle des 49/51 % peut être applicable, pour les gisements marginaux, cette règle risque de n'attirer que peu d'investisseurs sérieux, idem pour la prospection dans l'offshore et surtout pour le gaz non conventionnel qui requiert des techniques de pointe via le forage horizontal maîtrisé par quelques firmes, les recherches actuelles se concentrant sur les techniques anti-pollution.

Quant à l'investissement dans la pétrochimie dont la commercialisation est contrôlée par quelques firmes au niveau mondial (structure oligopolistique) et d'une manière générale à l'aval, dont les produits obéissent aux règles de l'organisation mondiale, cette règle juridique de la dominance de Sonatrach dans le capital social est inopérante. Aussi l'investissement

étranger sera limité, sauf si Sonatrach prend le risque toute seule avec toutes les conséquences financières négatives. Alors qu'il serait souhaitable d'avoir d'autres critères, balance devises excédentaire, apport technologique et managérial et partage des risques face à un marché mondial fluctuant. Surtout que la rentabilité nécessite de grandes capacités, sans compter que les pays du Golfe ont déjà amorti les installations. L'Algérie part avec un handicap : des couts d'amortissement élevés et un marché local forcément limité.

### **V - Le gaz non conventionnel est-il une alternative ?**

L'introduction du gaz non conventionnel sur le marché mondial a eu pour conséquence principale une déconnexion prononcée entre les prix du gaz et les prix du pétrole, est liée à la progression de production de gaz non conventionnel aux Etats-Unis et à la surabondance de l'offre de GNL. Le repositionnement qui s'opère aux Etats-Unis vers le gaz non conventionnel au détriment du GNL va modifier la donne au plan mondial qui risque d'être rejoint par de nombreux pays comme la Chine, la Russie expliquant la baisse vertigineuse du prix du gaz sur le marché libre spot et paradoxalement segmentant encore plus le marché qui devient de plus en plus local. Cette nouvelle donne aura un impact sur le marché américain comme sur le marché mondial. Aux Etats-Unis tout d'abord, où les perspectives d'avenir du GNL s'assombrissent : le *Department of Energy* a revu à la baisse sa prévisions de demande de GNL de plus de 60 % à l'horizon 2020. D'où le gel, voire l'abandon, de plusieurs projets de regazéification.

Dans ce cadre, le gaz non conventionnel est-il une option pour l'Algérie ? Le développement du gaz de schiste est une option pour l'Algérie au-delà des contraintes financières et environnementales, a affirmé le conseiller du ministre de l'Énergie et des Mines au forum d'El Moudjahid le 26 aout 2012, relatif à la politique énergétique de l'Algérie. Il s'agit de poser objectivement l'opportunité de cette option. Aussi, cette décision stratégique a été prise au plus haut niveau de l'Etat, après que les autorités algériennes aient été alertées par les experts, comme mis en relief précédemment, sur l'épuisement du pétrole et du gaz conventionnel. L'intérêt des autorités algériennes pour les hydrocarbures non conventionnels s'explique donc par la nécessité d'assurer la transition énergétique du pays mais est également guidé toujours par la captation de la rente afin d'éviter à terme des remous sociaux.

Cependant, pour l'Algérie, le problème se pose avec le risque de pollution des nappes phréatiques, la nappe d'eau étant l'Albien. De nombreux gisements sont enfouis sous des nappes phréatiques et avec la remontée du gaz, le liquide de fracturation peut atteindre ces nappes et se

mêler à l'eau qui devient alors impropre à la consommation. A-t-on prévu les moyens de lutte contre la détérioration de l'environnement ? A-t-on fait les extrapolations d'arbitrage entre la consommation d'eau des populations, des secteurs économiques et l'utilisation de ce gaz ? Car en l'absence de techniques alternatives à la fracturation hydraulique grande consommatrice d'eau douce, l'impact de cette exploitation sur la ressource en eau demeure l'une des principales préoccupations pour l'Algérie. Parce que dans le climat aride ou semi-aride de l'Algérie, le rechargement des nappes phréatiques est faible. C'est donc dans les nappes profondes que les exploitants iraient pomper l'eau nécessaire à l'exploitation du gaz. Par ailleurs, l'utilisation massive d'eau par l'Algérie pourrait être à l'origine de tensions avec ses voisins. Certains bassins hydrographiques complexes sont en effet partagés comme celui de Mjradah Wadi, commun à la Tunisie et à l'Algérie ou celui de Deraa qui alimente également le Maroc sans compter les bassins communs avec la Libye.

Par ailleurs se pose cette question stratégique : quelles sont les réserves du gaz de schiste et sa rentabilité ? La déclaration du ministre de l'Energie algérien le 28 février 2012 selon lequel les réserves algériennes de gaz de schiste sont équivalentes à celles des Etats-Unis sont-elles fiables ? Le groupe algérien Sonatrach vient de forer son premier puits de gaz de schiste dans le bassin d'Ahnet, situé au sud d'In Salah, qui sera suivi de deux autres. Pour développer ces réserves, Sonatrach devrait conclure prochainement des partenariats avec le groupe anglo-néerlandais Shell et l'américain Exxon Mobil. Le groupe algérien a déjà conclu des accords similaires avec l'italien Eni et le canadien Talisman Selon le PDG du groupe Sonatrach, des études récentes, réalisées durant le second trimestre 2012 sur une superficie de 180 000 km<sup>2</sup>, font état d'un potentiel de gaz de schiste dépassant plus de 600 millions m<sup>3</sup> par km<sup>2</sup>, ce qui signifie que plus de 2 000 milliards de m<sup>3</sup> peuvent être récupérés. Cependant il y a beaucoup d'imprécisions dans ces déclarations. L'Algérie a-t-elle établi une carte géologique fiable confirmant les assertions du ministre de l'Energie et des responsables de Sonatrach ? Il n'existe aucune statistique internationale, entendue d'organismes mondiaux reconnus en la matière, qui confirme les données avancées par les officiels algériens. On peut comme pour le gaz conventionnel découvrir des milliers de gisements mais non rentables financièrement. La rentabilité économique et par là le calcul des réserves, est fonction de la croissance de l'économie mondiale et de son modèle de consommation, de la consommation intérieure, des coûts d'extraction et du transport, des concurrents et des énergies substituables. Selon les dernières estimations établies par l'Agence internationale de l'énergie (AIE) en 2011, les réserves mondiales de gaz de schiste récupérables sont les suivantes (en milliards de m<sup>3</sup> gazeux) : Chine : 36 120, USA : 29 500, Argentine : 21 900 ; Mexique, 19 300 ; Afrique du Sud : 13 700, Libye : 8 200,

Algérie : 6 500 (à peine 25 % des réserves américaines). Ce sont les gisements prouvés. Pour l'AIE, cette nouvelle évaluation majorerait les réserves de gaz techniquement extractibles dans le monde de 40 % et les porterait à 640 000 milliards de m<sup>3</sup>, soit plus du triple des réserves mondiales de gaz conventionnel dont d'ailleurs des découvertes importantes se font chaque jour avec une concurrence accrue.

C'est que l'Algérie n'est pas seule sur le marché mondial. Il existe une concurrence internationale et l'on doit tenir compte de la dispersion des gisements dont la durée de vie contrairement au gaz conventionnel est limitée dans le temps, selon l'intensité de l'extraction dépassant rarement cinq années. Toujours selon Sonatrach, les coûts de réalisation d'un forage pour l'exploitation du gaz de schiste en Algérie varient entre 10 et 15 millions de dollars, a précisé le chef de département d'analyse des bassins du groupe Sonatrach. Par ailleurs, outre la maîtrise technologique, dont il conviendra d'inclure dans le coût par l'achat du savoir-faire, l'avantage de certains pays comme les Etats-Unis, c'est la disponibilité d'un réseau de transport de gaz pratiquement sur l'ensemble du territoire, en plus du fait que les gisements ne sont pas profonds. Qu'en sera-t-il des coûts des canalisations additionnels pour l'Algérie ? Car la gestion de l'exploitation est complexe, les forages perdant 80 % de la productivité au bout de cinq ans. Sans compter la maîtrise technologique qui demande une formation pointue dans la ressource humaine, inexistante en Algérie. Pour l'Algérie l'appel à des groupes internationaux est nécessaire du fait de la déperdition des cadres de Sonatrach. Comme se pose l'opportunité d'investissement par des grands groupes internationaux de l'exploitation du gaz de schiste avec la règle restrictive imposée par le gouvernement algérien des 49/51 %. La reformulation de la loi sur les hydrocarbures permettra-t-elle de relancer l'exploration sur des bases opérationnelles ? A moins que, et comme cela se passe pour la majorité des entreprises publiques structurellement déficitaires, le Trésor supporte les surcoûts d'exploitation du gaz de schiste. Mais à terme cela n'est pas tenable économiquement.

## **VI - Les énergies renouvelables comme solution à moyen terme ?**

Les énergies renouvelables comprennent le solaire (photovoltaïque, thermique), l'hydroélectricité, l'éolien, la biomasse et la géothermie. Les estimations internationales 2009 selon les vecteurs prix/coûts donnent pour la fin des réserves les dates suivantes : pétrole en 2047, gaz en 2068/2078, (grâce au gaz non conventionnel le recul est de plusieurs décennies) et le charbon vers 2140/2220 (deux hypothèses entre 130 et 200 ans), posant la problématique des techniques du recyclage du CO<sub>2</sub>. Or, les énergies renouvelables sont des énergies flux inépuisables par rapport aux « énergies stock » tirées des gisements de combustibles fossiles en voie de

raréfaction ; elles participent à la lutte contre l'effet de serre et les rejets de CO<sub>2</sub> dans l'atmosphère, facilitent la gestion raisonnée des ressources locales, et surtout, ce qu'on oublie souvent, génèrent des emplois à forte valeur ajoutée. La production à grande échelle permettrait de réduire substantiellement les coûts de production.

### **1. - Les énergies renouvelables, solution au réchauffement climatique ?**

Le réchauffement climatique, facteur stratégique, semble être occulté avec l'actuelle crise économique mondiale ; il pourrait avoir des conséquences dramatiques avec une désertification croissante, ou même des guerres pour se partager notamment l'eau ressource stratégique de la vie, ainsi qu'une véritable crise migratoire. Selon la Banque Mondiale - ([web.worldbank.org](http://web.worldbank.org), d'octobre 2008) -, l'Afrique du Nord est la 2<sup>e</sup> zone la plus vulnérable aux aléas climatiques. Par ailleurs, le réchauffement climatique dans les pays arabes est d'environ 50 % supérieur à la moyenne mondiale. Un grand nombre des plus grandes villes de la région sont situées sur les côtes et sont exposées à la fois à l'élévation du niveau de la mer et à l'augmentation des phénomènes météorologiques extrêmes. Selon une étude publiée par le Centre national américain de recherches atmosphériques (NCAR), les régions du pourtour méditerranéen risquent de connaître une sécheresse « presque sans précédent » au cours des trente prochaines années, si les émissions de gaz à effet de serre ne sont pas réduites, la quantité moyenne d'eau disponible au Moyen-Orient et en Afrique du nord étant la plus faible au monde avec environ 1 200 m<sup>3</sup> par an et par habitant, contre une moyenne mondiale de 7 700 m<sup>3</sup>. Le processus de changement climatique se traduira par une remontée des zones arides et désertiques notamment dans la région du Maghreb. Des études prévoient une baisse des rendements agricoles au Maghreb, du fait de l'accélération de la dégradation des sols et de la perte de terres productives. L'Algérie anticipe des réductions substantielles. Le changement climatique touchera également la production des légumes dont les rendements diminueraient de 10 à 30 % et une baisse de rendement du blé à près de 40 %. Dans une étude datant du 25 juin 2012 du FEMISE (réseau euro méditerranéen) intitulée, « *le coût économique du changement climatique dans les pays MENA : une évaluation quantitative micro-spatiale et une revue des politiques d'adaptation* », les auteurs notent que les impacts pour les pays d'Afrique du nord et du Proche-Orient (MENA) sont une baisse attendue du PIB de l'ordre de 0,4 à 1,3 %, cette baisse pouvant même atteindre 14 % si aucune mesure de lutte et d'adaptation face au changement climatique n'est adoptée horizon 2020. Les effets attendus dans ces pays couvrent la diminution des ressources en eau, la dégradation des sols, l'élévation du niveau de la mer et la pénétration des eaux salées dans les terres. De tels impacts sont susceptibles d'affecter les activités économiques, avec des

effets importants sur l'agriculture et le tourisme, suite à la baisse significative des rendements agricoles et à la hausse de la salinisation des terres due à l'érosion et à la pollution des sols par le sel. De plus, le changement climatique aura des effets négatifs sur les écosystèmes provoquant ainsi la diminution de la biodiversité qui affectera les espèces individuelles dans les pays MENA. Ainsi, la hausse des températures et la baisse des précipitations attendues risquent d'augmenter la fréquence des sécheresses, ce qui va exposer de 80 à 100 millions de personnes en zones d'insuffisance en eau à l'horizon 2025.

Qu'en est-il du programme algérien ? La production d'électricité à partir des ENR est très faible : 1 mégawatt. Faute de vision, malgré que les pouvoirs publics algériens ont affiché leur détermination à développer les potentialités nationales en énergies renouvelables pour contribuer au renforcement des capacités de production d'électricité pour une meilleure réponse aux besoins des citoyens en la matière, pour l'instant force est de constater des discours contradictoires de différents responsables. Or c'est une décision éminemment politique qui devra être prise au plus haut niveau. L'énergie est au cœur de la sécurité et cela n'est pas propre à l'Algérie. Les tensions de plus en plus fortes notamment au niveau de la consommation électrique en Algérie, ne devant pas être résolues avant 2017, si le programme annoncé est mis en œuvre fin 2012, du fait de la faiblesse de l'investissement dans ce secteur, des bas prix qui favorisent le gaspillage, avec les risques d'épuisement du pétrole et du gaz comme analysé précédemment, renvoient à des questions stratégiques. Le taux d'électrification du pays est de 97 %, alors que le taux de couverture en gaz est de 57 %. 96 % de la production d'électricité est produite à partir du gaz naturel, 3 % à partir du diesel (pour les régions isolées du sud algérien), 1 % à partir de l'eau (centrale hydraulique de 100 MW). Cela rend urgent un nouveau modèle de consommation énergétique dont une part croissante en énergies renouvelables. Selon les estimations dont CREG, institution de régulation dépendant du ministère de l'Énergie, dans son rapport public d'août 2010, la proportion d'énergie renouvelable à l'horizon 2020 en Algérie devrait passer d'un taux marginal actuellement à quelque 8 % selon un premier scénario. Selon cette institution, une première capacité annuelle à installer serait de 335 MW/an à partir de 2015. L'Algérie cumulerait ainsi une capacité d'énergie renouvelable sur la période 2015-2019 de 1675 MW. Le CREG souligne en outre que, grâce à cette capacité en énergie renouvelable, ce ne sont pas moins de 3,6 milliards de m<sup>3</sup> qui seront ainsi économisés.

Selon un second scénario moins optimiste, le taux d'intégration de l'énergie renouvelable se situerait tout de même autour de 6 %, avec une capacité de 1180 MW sur la période 2010-2019. Les gains en gaz seraient

selon ce scénario d'environ 2,4 milliards de m<sup>3</sup> de gaz. Selon les données du ministère de l'Énergie, l'Algérie devrait choisir en 2013 un fournisseur de technologie qui conduira le programme d'énergies renouvelables pour un montant estimé à 60 milliards de dollars sur 10 à 20 ans. Ce programme vise à produire, à l'horizon 2030, 40 % de l'électricité à partir des énergies renouvelables devant se traduire par l'installation d'une puissance de 12 000 MW en solaire et en éolien. C'est dans ce cadre que l'Algérie a réceptionné en mi-juillet 2011 la première centrale électrique hybride. D'une capacité globale de 150 MW, dont 30 MW provenant du solaire. Au moins six centrales du même principe, mais dont la part du solaire serait de plus en plus importante, sont programmées pour les neuf prochaines années, ce qui devrait permettre aux énergies renouvelables de contribuer à la satisfaction des besoins internes en électricité.

Dans ce cadre, le solaire est-il une solution à moyen et long terme pour l'Algérie ? Avec plus de 3 000 heures d'ensoleillement par an, l'Algérie est bien dotée pour développer l'utilisation de l'énergie solaire. La preuve en a été apportée par l'Agence spatiale allemande (ASA), qui a procédé à une évaluation par satellites. Les résultats donnent un potentiel estimé à 169,440 téra-watts heure/an (TWH/an) pour le solaire thermique, et de 13,9 TWH/an pour le solaire photovoltaïque, ce qui équivaut à environ 60 fois la consommation de l'Europe des Quinze (estimée à 3 000 TWh par an). L'Algérie, qui exporte d'importantes quantités de pétrole et de gaz vers l'Europe, recèle de grandes ressources d'énergie solaire à même de satisfaire la totalité des besoins de l'Europe en électricité, l'énergie solaire journalière dans le désert équivalent pétrole étant estimée à 1,5 baril par km<sup>2</sup>. Mais le soleil tout seul ne suffit pas. Il faut la technologie et les équipements pour transformer ce don du ciel en énergie électrique. Aussi le défi algérien est-il d'avoir le budget et les technologies nécessaires pour, d'abord, financer la fabrication de panneaux solaires et, ensuite, subventionner, du moins en partie, leur installation à grande échelle. Car les panneaux solaires ne sont pas disponibles sur le marché, et quand bien même ils le seraient, il est quasi impossible pour un particulier d'assumer les charges d'une installation solaire. Le retard dans l'exploitation de l'énergie solaire est indéniable. Un mémorandum d'entente dans le domaine des énergies renouvelables a été signé le 9 décembre 2011 à Bruxelles entre la société algérienne d'électricité et de gaz Sonelgaz et l'entreprise allemande Desertec initiative (Dii), qui compte 56 partenaires issus de 15 pays se concentrant sur la création d'un marché des énergies renouvelables à échelle industrielle issues d'Afrique du nord et du Moyen-Orient d'ici 2050. Dans ce cadre stratégique, adopté en février 2011 par le Conseil des ministres, le programme national des énergies renouvelables algérien prévoit une introduction progressive des sources alternatives, notamment le solaire avec ses deux branches (thermique et photovoltaïque),

dans la production d'électricité sur les 20 prochaines années. Dans cette perspective, la production d'électricité à partir des différentes sources d'énergies renouvelables que l'Algérie compte développer sur la période 2011-2030 serait de 22 000 MW à l'horizon 2030, soit 40 % de la production globale d'électricité. Sur les 22 000 MW programmés pour les deux prochaines décennies, l'Algérie ambitionne d'exporter 10 000 MW, alors que les 12 000 MW restants seraient destinés à couvrir la demande nationale. Une fois réalisé, ce programme permettrait d'économiser près de 600 milliards de m<sup>3</sup> de gaz sur 25 années.

\*

La stratégie de Sonatrach face aux mutations énergétiques mondiales impose une nouvelle politique socio-économique en Algérie. La nouvelle gouvernance tant locale que celle des entreprises est inséparable, d'où l'importance d'une analyse méso-économique (pont entre la micro et la macro) selon une vision dynamique. Aussi, le management de Sonatrach est lié intimement à la politique économique et sociale future de l'Algérie pour préparer l'après-hydrocarbures, renvoyant à l'urgence d'un nouveau modèle de consommation énergétique. Deux options sont actuellement sur la table du gouvernement algérien : encourager le solaire ou le nucléaire civil, ou les deux à la fois, l'Algérie disposant de réserves importantes d'uranium, l'électron nucléaire pouvant servir d'appoint. Mais se posent les questions de la maîtrise des risques de fuites ou d'explosion ainsi que du traitement des déchets. Et pour l'un comme pour l'autre se pose la question de la disponibilité de la ressource humaine. Dans ce cadre, comment ne pas rappeler que l'élite algérienne est caractérisée par sa marginalisation sociale selon la revue américaine *Foreign Policy* de juillet 2010 qui a consacré une enquête minutieuse aux pays les plus vulnérables du monde, parmi lesquels l'Algérie recueille une note (parmi les plus mauvaises) de 8,6 sur 10 pour la disparition et la dispersion de ses élites. Selon cette revue, les conditions de vie déplorables des cadres et intellectuels algériens, les très bas salaires et l'environnement politique défavorable, hypothèquent l'avenir de l'Algérie qui risque de se retrouver sans intelligentsia pour construire son avenir. D'où l'importance pour Sonatrach de s'adapter aux nouvelles mutations par le renouveau de son management stratégique.

On ne peut dissocier la stratégie de développement futur de l'Algérie de l'intégration du Maghreb, nécessité économique, et qui doit devenir le pont entre l'Europe et l'Afrique. Selon le rapport du FMI de 2009, la non-intégration les pays du Maghreb (moins de 3 % des échanges intra-magrébins) qui couvre une superficie d'environ cinq millions de km<sup>2</sup> et qui dépassera 90 millions d'habitants fin 2012, leur fait perdre 2 à 3 points de leur taux de croissance sans compter les effets indirects. A comparer aux 21 % de l'Asean, aux 19 % du Mercosur et aux 10,7 % de la Cedeao dont le

PIB est plus élevé. Ainsi le Maghreb, du fait de sa non-intégration, a un poids insignifiant au sein tant de la région méditerranéenne qu'au sein de l'économie mondiale. Le produit intérieur brut de l'ensemble des pays du Maghreb a été évalué en 2011 par le FMI à 409,445 milliards de dollars en 2011 contre 387,712 milliards de dollars en 2010. Ce PIB global est artificiellement gonflé par la Libye et l'Algérie, du fait du poids des hydrocarbures et des phosphates pour le Maroc. Ainsi le PIB du Maghreb représente en 2011 0,57 % du PIB mondial, 2,40 % du PIB de l'Union européenne et 2,72 % du PIB américain, étant légèrement supérieur au PIB de la Grèce qui connaît une très grave crise d'endettement pour environ 12 millions d'habitants. Le PIB maghrébin doit être multiplié au minimum par cinq à l'horizon 2020 (environ 2000 milliards de dollars à prix constants 2012) si l'on veut y éviter de vives tensions sociales.