

Le paradoxe des hydrocarbures en Algérie :

Mustapha Mékidèche,
Docteur en économie,
Vice-président du Conseil
National Economique et Social

Ce texte a pour objet de donner quelques clés de lecture du secteur des hydrocarbures de l'Algérie pour rendre plus lisible son évolution et les défis qui se présentent à lui aujourd'hui aujourd'hui et ceux auxquels il aura à faire face demain.

Le regard qui y est porté par l'opinion publique les médias mais aussi les experts est souvent biaisé par l'actualité, l'émotion mais aussi les intérêts immédiats ou de long terme. De plus le secteur lui-même renvoie une image complexe dont certains ont du mal à en identifier les éléments structurants.

C'est pour cette raison que ce travail commence par une restitution historique de l'évolution du secteur depuis l'indépendance car cette rétrospective est de nature à éclairer certaines évolutions actuelles qui le caractérise.

Il y est examiné ensuite l'évolution institutionnelle en rapport étroit avec l'histoire économique du pays avec laquelle il entretient des rapports permanents même si l'on se pose la question dans une autre partie de savoir si ce secteur est complètement externalisé et à quelle stratégie cachée ou explicite obéit-il ?

Dans ce cadre le regard sur l'évolution de la scène énergétique internationale dans laquelle il baigne s'est avéré incontournable.

C'est à la lumière de l'ensemble de ces analyses que seront repérés dans la dernière partie les grandes problématiques qui émergent de ce secteur stratégique pour le développement économique et social de l'Algérie.

1. Une brève histoire du secteur des hydrocarbures : une clé pour comprendre le présent

Une simple lecture économique du secteur des hydrocarbures en Algérie est insuffisante pour rendre compte de la complexité de son évolution et des embûches qui ont émergé le long de son histoire. Il y a là particulièrement matière à identifier les rapports qu'entretient l'économiste et l'histoire. C'est précisément l'objet de cette partie que de mieux éclairer la dimension historique dans laquelle ont baigné et continuent de baigner les différentes problématiques économiques du secteur des hydrocarbures¹.

1.1. La question pétrolière et la poursuite de la guerre de libération nationale.

Le secteur des hydrocarbures a été au centre d'enjeux fondamentaux pendant la guerre de libération nationale (1954-1962). A la veille du déclenchement de la révolution de novembre 1954, le secteur des hydrocarbures a commencé à peser sur l'histoire de l'Algérie contemporaine avec l'octroi en 1952 par l'autorité coloniale des premiers permis de recherche sahariens. Il est utile de rappeler que c'est à la même période (1951) que le Dr Mossadegh, chef du gouvernement iranien, nationalise les hydrocarbures avant d'être déposé suite à un complot de la CIA.

Mais c'est en 1959, date d'arrivée par pipe line du champ de Hassi Messaoud au terminal marin de Bejaia des premières livraisons de pétrole brut, que l'on voit se mettre en place la nouvelle stratégie coloniale en la matière, stratégie qui sera mise en échec par le mouvement de libération nationale.

Cette nouvelle stratégie nationale mise au point par le général De Gaulle visait face à l'irréversibilité de l'issue de la guerre de libération nationale- à séparer les «territoires sahariens»².

En application de cette politique des orientations précises et fermes sont données aux négociateurs français lors des premières discussions avec le FLN. Ces discussions tournèrent court du fait de ces positions françaises- qui visaient à faire accepter la partition de l'Algérie- inacceptables pour la délégation algérienne.

1. Ces développements doivent beaucoup à mes travaux précédents contenus dans mon livre sur «le secteur des hydrocarbures», OPU, 1983

2. C. de Gaulle écrit dans son livre «Mémoires de l'espoir» : «pour garder la mise à disposition des gisements de pétrole que nous avons mis en oeuvre et celle de nos bases d'expérimentation de nos bombes et de nos fusées, nous sommes en mesure quoiqu'il arrive, de rester au Sahara quitte à instituer l'autonomie de ce vide immense».

Dans la même démarche des pressions sont faites sur les «Etats riverains du Sahara», nouvellement indépendants, pour initier «l'exploitation commune du Sahara», sous l'égide de la France.

Ces tentatives échouent devant la mobilisation du peuple algérien et la vigilance du gouvernement provisoire de la république algérienne (GPRA), quitte comme cela a été le cas à faire de nouveaux sacrifices, c'est-à-dire à prolonger la guerre.

1.2. Des accords d'Evian (1962) à l'accord d'Alger de 1965.

Les accords d'Evian (18 mars 1962) ont consacré l'indépendance de l'Algérie tout en garantissant un compromis acceptable –mais qui s'est avéré provisoire- sur les questions pétrolières.

Ainsi si l'essentiel a été obtenu pour l'Algérie, en revanche les intérêts pétroliers français au Sahara étaient sauvegardés.

En effet la renonciation à la souveraineté française sur le Sahara, levant l'obstacle principal des négociations de paix, était accompagnée de l'obligation pour l'Algérie «de succéder à la France dans ses droits, prérogatives et obligation de puissance concédante au Sahara pour l'application de la législation minière et pétrolière»³.

En d'autres termes cela signifiait la reconduction par l'Algérie de toutes les dispositions du code pétrolier français contenues dans l'ordonnance du 22 novembre 1958.

En plus de cela, l'Algérie s'engageait à octroyer prioritairement pendant six ans aux sociétés françaises les permis de recherche et de production, tout en assurant à la France un approvisionnement sûr en pétrole facturé en francs français.

Le pétrole algérien changeait de nationalité, tout en restant dans la zone franc. Mieux, avec l'indépendance de l'Algérie, son pétrole subissait une réduction de 30 cents qui ramenait son prix à 2,35 \$ le baril.

Une telle situation ne pouvait évidemment pas perdurer. La riposte algérienne allait porter sur deux axes essentiels :

la mise en place des instruments et des outils pour accompagner la démarche de réappropriation progressive des ressources nationales d'hydrocarbures,

la réouverture des négociations pétrolières avec la France.

S'agissant de la mise en place des outils et instruments, il faut se souvenir que, dès juin 1962, le Conseil national de la révolution algérienne (CNRA), souligne lors

3. Accords d'Evian (1962).

de ses assises de Tripoli, la nécessité d'élaborer «un plan qui mettrait le pays en mesure de gérer lui-même ses richesses minérales et énergétiques»⁴. Cette orientation se traduira dès 1963 par la mise en place de deux outils stratégiques :

la création le 31 décembre 1963 de la société nationale chargée initialement du transport et la commercialisation des hydrocarbures, la Sonatrach,⁵

la réalisation en même temps par la Sonatrach – en tant que maître d'ouvrage- du troisième oléoduc Haoud El Hamra- Arzew par une société anglaise CJB sur financement koweïtien.

Cette infrastructure, dont la réalisation a fait l'objet d'inertie voire d'hostilité de la part des intérêts pétroliers français, permettait à l'Algérie d'entrer de plain pied dans la chaîne d'activités des hydrocarbures.

Au plan politique les éléments d'une politique énergétique se mettaient en place dans le même sens puisque les assises du troisième congrès du FLN d'avril 1964, parti unique au pouvoir, se dotait de la «Charte d'Alger» qui note que «la nationalisation des richesses minérales et énergétiques est un but à long terme».

Ce long terme s'avérera plus court que prévu puisque les nationalisations auront lieu en février 1971 soit sept ans seulement après.

Pour le deuxième aspect de l'ajustement souhaité par l'Algérie, c'est-à-dire la réouverture de négociations sur les questions pétrolières avec la France, il aboutit le 29 juillet 1965 à un accord mitigé appelé l'accord d'Alger, appelé à être révisé en 1970 .

Cet accord qui concerne «le règlement des questions touchant les hydrocarbures et le développement industriel de l'Algérie» enregistre un progrès par rapport aux clauses pétrolières des accords d'Evian et élève les rapports pétroliers au niveau de rapports d'Etat à Etat. La volonté d'indépendance énergétique de la France a sans doute pesé sur la conclusion de cet accord qui a permis l'amélioration des recettes fiscales de l'Algérie puisque le taux d'impôt est relevé de 53 à 55 % au lieu de 50% prévu par les accords d'Evian.

4. Extrait du Programme pour la révolution démocratique et populaire, dit «Programme de Tripoli».

5. La Sonatrach est créée par décret n° 63-491 du 31 décembre 1963. Ses missions sont élargies à la recherche et à la transformation des hydrocarbures par le décret n° 66-296 du 22 septembre 1966 lui conférant l'ensemble des opérations dans la chaîne des hydrocarbures.

1.3. De la révision de l'accord algéro- français de 1965 aux nationalisations de février 1971

De 1965 aux nationalisations du 24 février 1971, l'Algérie maintient une stratégie de «grignotage» pour récupérer ce qu'elle peut des ressources d'hydrocarbures.

Ainsi elle met à profit la guerre des six jours de 1967 pour récupérer certains actifs détenus par des sociétés anglo-saxonnes. Alors que les relations diplomatiques avec les USA sont suspendues, les livraisons de pétrole et de gaz vers les USA et la Grande Bretagne sont arrêtées. Les actifs des sociétés Mobil, Getty Petroleum, El Paso, Newmont Mining et Esso, présentes dans la prospection, le raffinage et la distribution, sont mis sous séquestre.

Dans la même foulée, intervient la reprise en mains du marché algérien des produits pétroliers par l'instauration d'abord ,au profit de la Sonatrach, du monopole de distribution des produits pétroliers(ordonnance du 30 août 1967) et la nationalisation ,le 13 mai 1968, des sociétés pétrolières assurant la distribution.

D'un autre coté, cette stratégie pétrolière se fixait également comme objectif de consolider les positions algériennes à la veille de négociations avec la France sur la révision de l'accord de 1965. A cet effet, l'Algérie prend deux initiatives importantes :

la Sonatrach passe avec Getty, société indépendante américaine qui avait été mise sous séquestre, un accord d'association pour la recherche et la production d'hydrocarbures lui permettant de devenir seul opérateur avec 51% des actions, l'Algérie devient, en juillet 1969, membre des pays exportateurs de pétrole (OPEP), bénéficiant des effets de cette alliance qui s'avérera fondamentale dans la lutte des pays exportateurs pour une meilleure rémunération de leurs ressources.

Ces deux actions ont renforcé considérablement le pouvoir de négociation de l'Algérie avec la France sur la révision de l'accord de 1965.

Les conflits entre les deux parties se sont manifestés dès l'ouverture des discussions sur la révision de l'accord d'Alger de 1965. L'Algérie relevait notamment :

l'insuffisance des investissements de la part des sociétés françaises,

le gonflement artificiel des charges d'exploitation des sociétés en vue de diminuer l'assiette fiscale du chiffre d'affaires réalisé,

le rapatriement insuffisant du chiffre d'affaires du groupe ELF.

En définitive les discussions qui ont duré quinze mois ont buté pour l'essentiel sur :

le refus de la France d'accepter l'alignement du pétrole brut algérien sur le régime fiscal pratiqué par l'OPEP,

le refus de la France d'un contrôle des gisements par l'Algérie, et que cela a été le cas dans l'accord avec Getty.

Le rapport de forces continue à se durcir. La France fait des pressions et prend des initiatives pour affaiblir les positions algériennes :

les sociétés françaises s'allient au cours de la " Concertation de New York " de janvier 1971, aux sociétés pétrolières du cartel,

le gouvernement français intervient auprès du gouvernement fédéral des USA pour rejeter le contrat de vente de GNL signé entre El Paso et Sonatrach,

le gouvernement français demande également à la Banque mondiale de rejeter le financement de certains projets du premier plan quadriennal.

décembre 1970) puis de Téhéran (février 1971).

Face aux demandes françaises de renvoi des négociations l'Algérie prend l'initiative en juillet 1970, de demander aux compagnies pétrolières françaises de rapatrier 95% de leur chiffre d'affaires tout en fixant un nouveau prix affiché de 2,85 \$ par baril au lieu de 2,08 \$ par baril.

Finalement le président H. Boumediene annonce le 24 février dans un discours historique prononcé devant les cadres syndicaux de l'UGTA, la nationalisation à hauteur de 51% des intérêts français dans la production du pétrole brut, la nationalisation totale des réserves gazières ainsi que de tous les moyens de transport d'hydrocarbures.

Malgré la violence des premières réactions françaises la crise se dénoue après les accords intervenus avec la compagnie française des pétroles(CFP) le 30 juin 1971 puis avec ELF Erap le 15 novembre 1971.

Dans le même esprit le régime des concessions est définitivement aboli par une ordonnance du 12 avril 1971, laissant Sonatrach seule «attributaire possible des titres miniers» et lui confiant la conduite «en règle générale de toutes les opérations sur le champ, sauf dans le cas d'accord entre elle et l'associé étranger».

Avec la guerre d'octobre 1979, le rapport de forces continue de s'améliorer en faveur des pays exportateurs de l'OPEP puisque le comité de négociations de l'OPEP réuni le 16 octobre à Koweït City décide de la fixation souveraine par les pays producteurs du niveau fiscal des prix pétroliers.

Ainsi l'OPEP allait ouvrir la voie au réajustement des prix que l'on a connu sous le nom de «choc pétrolier» et qui a duré de décembre 1973 à janvier 1974.

Le sommet d'Alger des pays non alignés tenu en septembre 1973 allait renforcer cette évolution dont le point d'orgue allait être la tenue à New York en avril 1974, à l'initiative de l'Algérie, de l'Assemblée Générale extraordinaire de l'ONU pour «l'instauration d'un nouvel ordre économique international». C'est dans le prolongement de cette démarche que se tient à Alger le quatre mars 1975 le premier sommet de l'OPEP.

1.4. La disparition du président Boumediene et le début de la crise pétrolière et financière

Mais en un peu plus d'une décennie (1986), la situation allait être complètement renversée au détriment des pays exportateurs.

Après la mort du président Boumediene, la construction de la pétrochimie allait passer à la trappe malgré le fait que le premier complexe de matières plastiques arabe ait été construit dès 1975 à Skikda. Ainsi la réalisation du programme développement pétrochimique entamé par la construction de ce complexe et d'une raffinerie géante de 15 millions de tonnes sur le même site et orientée vers la pétrochimie est abandonné début de la décennie 80 pour «une vie meilleure» pour reprendre le slogan du 5ième congrès du FLN tenu à cette période.

Egalement en application de la même politique le projet de la raffinerie de Bejaia a été annulé alors que les équipements étaient livrés sur site.

Bien plus grave du point de vue de la crédibilité et de la fiabilité de la signature algérienne, le projet de GNL 3 d'Arzew qui devait fournir du GNL à la puissante compagnie Rhurgas d'Allemagne a été également annulé alors que les travaux de terrassement étaient achevés et la commande d'équipements à longue durée de livraison était initiée. Les rapports de la Sonatrach avec la communauté énergétique d'Allemagne ont longtemps pâti de cette décision.

Dans le même moment l'évolution défavorable des prix alimentée par la guerre interne à l'OPEP des parts de marché conduite par l'Arabie séoudite a conduit à la crise de 1986, date à laquelle, faut-il le rappeler, le prix du baril est descendu à moins de \$10.

1.5. La loi de 1986 révisée en 1991 : une nécessité incontournable

Cette chute brutale et forte des cours pétroliers en 1986 accompagnée d'un désinvestissement dans les activités de recherche et d'exploration et du déclin de la production pétrolière a rendu nécessaire la mise en œuvre d'une stratégie plus libérale, en rupture avec les approches nationalitaires qui ont prévalu jusqu'alors⁶.

Le niveau d'endettement atteint par l'Algérie qui l'obligera plus tard en 1994 à rééchelonner sa dette et la chute persistante des revenus du secteur pétrolier depuis 1986 ont limité considérablement les capacités d'investissements de la Sonatrach.

De plus la Sonatrach prenait du retard par rapport à l'utilisation des techniques avancées d'exploration et de production (récupération secondaire et tertiaire, forages horizontaux etc.).

La seule bonne nouvelle pendant cette période a été le recentrage de la Sonatrach sur son métier avec l'externalisation de ses activités aval et de services par la restructuration «organique et financière» de la première moitié de la décennie 80.

Ainsi le partenariat apparaissait comme la solution aux problèmes de financement d'une recherche pétrolière plus performante en vue de renouveler les réserves nationales d'hydrocarbures.

La loi de 1986, amendée en 1991, a transformé de façon significative cette situation.

Ainsi la loi 86-14 du 19 août 1986 définissait le nouveau régime juridique des activités de prospection, de recherche, d'exploration et de transport des hydrocarbures d'une part et d'autre part les droits et les obligations des entreprises exerçant ces activités.

Les titres miniers n'étaient octroyés qu'à la Sonatrach qui exerçait, pour le compte de l'Etat, le monopole des activités d'exploration et de production des hydrocarbures.

La loi prévoit quatre formes possibles d'association avec la Sonatrach qui détient dans tous les cas 51% au minimum des participations :

association dite «contrat de partage de production» ou «production sharing contract» (PSC),

association dite «contrat de service»,

association en participation sans personnalité juridique dans laquelle l'associé étranger constitue une société commerciale de droit algérien ayant son siège en Algérie,

6. Pour revisiter cette période se référer au chapitre sur les hydrocarbures de mon ouvrage : *L'Algérie entre économie de rente et économie émergente*, Edition Dahlab, 2000.

société commerciale par actions de droit algérien ayant son siège social en Algérie.

Les deux dernières formes d'association n'ont finalement connu que peu d'attrait.

Le cycle de ce type de partenariat a duré deux décennies et présente un bilan largement positif pour la Sonatrach et pour le pays.

2. Evolution actuelle de la scène énergétique mondiale : Rupture ou consolidation des fondamentaux ?

2.1. Quelques éléments convergents d'analyse

Quoiqu'en disent certains économistes les hydrocarbures, les experts pétroliers s'accordent pour dire que les hydrocarbures sont devenus une ressource de plus en plus rare et concentrée dans des pays considérés, à tort ou à raison, à risque : le Moyen-Orient et l'Iran, le Maghreb, l'Amérique latine, la Russie et l'Asie centrale, l'Afrique de l'Ouest.

Les pays consommateurs traditionnellement les plus importants, les USA, l'UE et le Japon avancent désormais le concept de sécurité énergétique pour caractériser une double incertitude : incertitude géologique sur le volume des ressources et incertitude géopolitique auxquelles ils estiment être de plus en plus confrontés. A cette équation s'ajoute l'explosion de la demande des nouvelles puissances économiques asiatiques la Chine et l'Inde, et sud américaine le Brésil qui veulent également de la sécurité de leurs approvisionnements en hydrocarbures.

En plus de l'explosion de la demande, l'industrie mondiale des hydrocarbures a subi d'autres mutations profondes. On peut relever notamment :

l'émergence de nouvelles régions pétrolières et gazières,

l'arrivée à maturité et/ou à déclin de certaines traditionnellement productrices,

la concurrence accrue sur les marchés financiers et ceux des hydrocarbures,

le développement de technologies nouvelles dans les industries des hydrocarbures,

la nécessité de protection de l'environnement et de démarches de développement durable,

la déréglementation du marché de l'énergie de l'UE, qui est le marché naturel pour les hydrocarbures en provenance d'Algérie.

Tout cela se traduit par une augmentation inédite des prix, lorsque l'on ajoute les effets de la spéculation sur les matières premières considérées comme une valeur refuge par les spéculateurs et la faiblesse du dollar qui permet par ailleurs un approvisionnement en énergie du marché américain sans tension supplémentaire sur sa balance de paiement (\$800 milliards de déficit en 2007). Cela rend d'ailleurs peu probable la fixation du prix du pétrole en euro car cela menacerait directement une stabilité monétaire déjà fortement secouée.

Cette tendance à la hausse se confirme avec un marché mondial du pétrole qui connaît une envolée du prix du baril du brut (plus de 130 dollars au printemps 2008). Le contexte géopolitique instable au Nigéria, en Irak et en Amérique latine notamment et la spéculation entretenue par la crise des subprimes qui poussent les spéculateurs à s'orienter vers l'achat de matières premières (pétrole, matériaux, or, fer etc.) renforce ce trend haussier appelé à durer.

La bonne nouvelle est que cette situation prépare la transition énergétique en rendant économiquement «faisables» les énergies alternatives et en contribuant au développement de modèles nationaux de consommation énergétique plus sobres et plus durables. Bonne nouvelle sous réserve d'une gestion «propre» des schistes bitumineux, du charbon, et du nucléaire en en réduisant les risques environnementaux en découlant.

Les conséquences de ces augmentations importantes et rapides des prix des hydrocarbures ont d'autres effets mondiaux dans les sphères réelle et monétaire : négatif par le déséquilibre de la balance des paiements des pays les plus pauvres par exemple, positif sur les régulations d'un système financier international en crise du fait des dépôts de pétrodollars en bons du Trésor américain (cas d'une grande parties des réserves de change de l'Algérie) et des investissements des fonds souverains d'origine pétrolière (UAE, Qatar, Russie).

Dans la conférence présentée le jeudi 22 mai 2008 au colloque du quotidien El Watan, consacré au marché pétrolier mondial et aux défis auxquels sont confrontés les pays émergents, Nordine Aït Laoussine, ancien ministre algérien de l'énergie et consultant international, confirme cette analyse car il considère également «qu'à moins d'une récession économique mondiale, le prix du pétrole restera élevé même si un renversement est toujours possible à court terme, mais un effondrement durable est à exclure.» Il a par ailleurs rappelé à juste titre que les cours actuels du pétrole viennent démentir l'hypothèse connue et récurrente avancée par les pays consommateurs, selon lequel «un baril à 30 dollars paralyserait l'économie mondiale». Cette hypothèse est totalement invalidée par les faits récents enregistrés dans l'économie mondiale.

Pour beaucoup d'experts pétroliers également, la spéculation sur le marché pétrolier constitue un des facteurs déterminants des cours, entretenue par une psychose permanente de pénurie et d'abord «les doutes sur l'étendue réelle des

réserves mondiales, sur le potentiel de l'Arabie Saoudite, mais aussi une incertitude sur l'évolution des capacités de production».

S'agissant de la demande mondiale elle a été évaluée en 2006 par l'Agence internationale de l'Energie à 84,7 mb/j avec des capacités mondiales de production de 88 millions de barils/jour (bl/j). L'OPEP avec une production de 38,8 mb/j en couvre 44% soit un peu moins de la moitié. En projection cette demande mondiale pourrait atteindre les 98,5 mb/j en 2015 et 116 mb/j en 2030. Les incertitudes portent sur le fait de savoir si les pays de l'OPEP disposent de potentiels en mesure de répondre à cette croissance de la demande.

Si pour certains observateurs la production non- OPEP devra atteindre vraisemblablement son pic (peak oil) vers le milieu de la prochaine décennie, pour Nicolas Sarkis, expert pétrolier connu, «les pays pétroliers ont atteint les capacités maximales de leur production, à l'exception de l'Arabie séoudite»⁷. Alors la vraie question qui se pose est celle de savoir si l'OPEP pourra produire les 46 millions de barils par jour en 2015 et 60 mb/j en 2030 considérés par l'AIE comme nécessaires au marché mondial à ces horizons.

Pour le moment le marché mondial est bien approvisionné selon le président de l'OPEP Chakib Khélil, même si l'Arabie séoudite vient de décider unilatéralement de mettre sur le marché quelques centaines de milliers de bbl/j supplémentaires de pétrole sur pression des USA.

En réponse à cette demande mondiale l'offre algérienne actuelle et potentielle est cependant modeste⁸, mais elle est toujours restée sure, y compris dans la période du terrorisme de la décennie 90, à la fois pour les hydrocarbures liquides qui disposent d'une rente de qualité exceptionnelle(sahara blend et condensats) et pour les hydrocarbures gazeux qu'elle commercialise sous forme de GNL et de gaz transporté par des gazoducs transcontinentaux (gazoducs Durrel ver l'Espagne et Enrico Mattei vers l'Italie). En termes de réserves l'Algérie ne dispose que de :

1% des réserves mondiales de pétrole soit le quinzième rang avec 9,2 milliards de baril,

2,5 % des réserves mondiales de gaz, soit 4 500 milliards de m3 avec une durée de vie de 54,4 ans, selon BP⁹,

2,2 % de la production mondiale selon les mêmes sources citées plus haut.

7. Se référer à sa communication lors des 4ième journées parlementaires consacrées à la défense économique, Alger juin 2008

8. Source : Cédric de Lestrangé, Christophe-Alexandre Paillard et Pierre Zelenko, Géopolitique du pétrole, un nouveau marché, de nouveaux risques,des nouveaux mondes ; Editions TECHNIP,2005

9. BP Statistical Review of World Energy June 2008

2.2. La question énergétique algérienne en rapport avec l'U.E

Le marché énergétique mondial pour l'Algérie c'est d'abord l'Europe pour des raisons qui tiennent à la géographie et à l'histoire. Aussi le premier marché qui intéresse sa société nationale Sonatrach est celui de l'UE qui fait l'objet de mutations profondes ayant un impact direct sur les exportations de son gaz naturel.

Il faut de ce point de vue avoir présent à l'esprit que la Commission par sa directive de 98 sur le gaz a fait supprimer des contrats d'approvisionnements de l'UE la clause du «*take or pay*» (vous prenez du gaz vous payez, vous n'en prenez pas, vous payez quand même), qui permettait à des gros investissements d'obtenir des financements de long terme, comme les gazoducs transcontinentaux, sous prétexte de libéralisation du marché.

Deuxième clause remise en cause, celle de destination. On veut en quelque sorte faire payer aux pays exportateurs d'énergie le prix de la construction du marché européen de l'énergie. En fait, sous la pression des Etats les plus libéraux de l'UE, la Commission a voulu aller très vite sans aucune concertation avec les pays qui traditionnellement approvisionnent l'Europe.

C'était sans compter sur la réactivité des pays comme l'Algérie et la Russie mais aussi des spécificités énergétiques nationales : en France, par exemple, la plus grande partie de l'électricité est d'origine nucléaire, mais en Italie et en Espagne, la situation est différente car leurs sources d'énergie énergie proviennent pour une part essentielle du gaz qu'il faudra de toute manière importer en partie de Russie et d'Algérie.

Mais plus fondamentalement un nouveau rapport de forces est désormais instauré entre les pays exportateurs et les pays consommateurs de façon générale et entre l'Algérie et l'UE en particulier. Ce rapport de forces est structuré autour de trois éléments stratégiques :

1. L'Algérie qui dispose d'excédents financiers considérables (110 \$milliards au premier trimestre 2008) peut financer seule ou en partenariat les nouvelles infrastructures énergétiques requises en amont (recherche et production) et en aval (GNL et gazoducs transcontinentaux),
2. Les fondamentaux des marchés énergétiques donnent l'opportunité à l'Algérie de mieux vendre son gaz à court terme face à la flambée des cours pétroliers ; elle peut par conséquent infléchir sa stratégie de commercialisation vers le court terme dont elle tirera plus de bénéfice,
3. Les approvisionnements de gaz en provenance de l'Algérie sont une composante fondamentale de la sécurité énergétique de l'UE qui ne veut pas dépendre uniquement du gaz russe.

Aussi les dernières évolutions sur ce dossier semblent faire apparaître beaucoup plus de pragmatisme et de réalisme de part et d'autre, mais surtout du côté de l'UE qui souhaite passer avec l'Algérie un accord de partenariat stratégique dans le domaine de l'énergie.

3. Le statut du secteur des hydrocarbures en Algérie : Un secteur totalement externalisé sans effet d'entraînement ?

3.1. Regard rétrospectif sur l'évolution de son cadre institutionnel et réglementaire et de ses effets.

Depuis son l'indépendance à nos jours, l'Algérie a vu son secteur des hydrocarbures traversé, de façon alternée, par des périodes fastes et des périodes de crise qui ont induit les évolutions et les ruptures du système institutionnel gouvernant ce secteur:

1962 à 1965 : de l'Indépendance à l'Accord d'Alger avec le gouvernement français qui a continué de gérer le pétrole algérien avec sa société REPAL. Cette période a vu en 1963 la création de la société nationale Sonatrach, outil de la politique nationale des hydrocarbures.

1965 à 1971: de l'Accord d'Alger aux nationalisations du 24 février 1971. Cette période est caractérisée par un processus de négociations difficiles avec les intérêts français.

1971 à 1973 : des nationalisations de février 1971 au retournement historique des prix suite à la guerre d'octobre 1973 qui a unifié les rangs des pays arabes exportateurs d'hydrocarbures (embargo oil) face aux USA notamment,

1973 à 1986: du choc au contre choc pétrolier qui a été à l'origine de la plus grave crise financière qu'a connue l'Algérie,

1986 : loi «libérale» de 1986 révisée en 1991 en réponse à la crise financière,

1986 à 1998 : période de crise financière aigue qui a obligé le pays à rééchelonner sa dette et à mettre en œuvre, un programme d'ajustement structurel (1994-1998) sous l'égide du FMI et de la Banque Mondiale,

1998/1999 : alerte de courte durée sur les équilibres financiers du fait de la baisse des prix du pétrole (le prix du baril est tombé à \$10 soit la moitié du prix enregistré en 1996) et refus de la proposition de soutien à sa balance des paiements faite par les institutions de Bretton Wood,

2000 à 2008: une décennie programmée de croissance du fait à la fois de l'augmentation des prix et des quantités d'hydrocarbures exportées et

promulgation en deux étapes d'une nouvelle loi sur les hydrocarbures (loi n° 05-07 du 28 avril 2005 révisée par l'ordonnance 06-10 du 29 juillet 2006).

Cette longue histoire contrastée et chahutée du secteur des hydrocarbures, depuis 1973 particulièrement, a comme effet direct que les pouvoirs publics relâchent les politiques de gestion de la demande économique et sociale en période de hausse des cours pétroliers et les resserrent en période de faiblesse des prix des hydrocarbures.

Cette influence du secteur des hydrocarbures sur les politiques publiques s'explique parce qu'il contribue au tiers du PIB national, plus des deux tiers des recettes budgétaires et la quasi-totalité des recettes en devises (97%).

La transition de l'économie administrée vers l'économie de marché et les réformes initiées n'ont cependant pas encore changé cette tendance lourde de l'économie algérienne qui reste non diversifiée pour le moment.

C'est ce qui explique la recherche permanente par les pouvoirs publics du consensus dans les formes de gouvernance de la rente pétrolière avec la société civile, les syndicats et la classe politique.

En général les réformes du secteur pétrolier sont introduites en période de crise financière et sociale:

promulgation en 1986 en pleine crise des prix pétroliers de la loi 86/01 portant sur l'ouverture et la libéralisation de l'amont pétrolier,

amendement et révision -devant la persistance de la crise financière- de cette loi 86/01 en 1991, pour notamment l'élargir à la prospection et aux découvertes de gaz naturel.

Ce cadre législatif et fiscal mis en place par la loi 86 révisée a laissé apparaître, au fil du temps, un certain nombre de contraintes pour les investisseurs internationaux et pour la Sonatrach elle-même, notamment le fait que :

le domaine minier reste faiblement exploré : 8 puits pour 10 000 km², alors que la moyenne internationale est de 100 et celle de pays similaires à l'Algérie de 50 ; la loi 86/91 a produit des résultats positifs mais insuffisants au regard du potentiel minier algérien : 4 à 5 contrats/an en moyenne entre 1991 et 1997.

le mécanisme fiscal rendait peu incitatif la réduction des coûts, et même l'exploitation de gisements de taille petite ou moyenne,

un conflit d'intérêt permanent subsiste pour la Sonatrach du fait de sa double mission d'opérateur pétrolier associé d'une part et de porteur de prérogatives d'Etat d'autre part.

Cette situation a amené les pouvoirs à une mise à jour institutionnelle et réglementaire en deux phases successives :

nouvelle loi n° 05-07 relative aux hydrocarbures promulgué le 28 avril 2005 pour moderniser le système fiscal et attirer les investisseurs étrangers par une participation désormais majoritaire dans l'exploitation de la ressource. La controverse suscitée et la rapide évolution de la scène énergétique mondiale a d'abord eu comme effet de geler la publication des instruments de mise en œuvre de la loi et puis de l'amender.

ordonnance n° 06-10 du 29 juillet 2006 modifiant et complétant la loi précédente n° 05 -07 du 28 avril 2005 qui redonne à la Sonatrach la majorité des parts dans toute exploitation pétrolière, dans le transport et le raffinage, ne laissant complètement ouvert à l'investissement étranger que la pétrochimie, le GNL et le GTL. Cette ordonnance contient également un article instituant une taxe sur les surprofits pour tenir compte de l'évolution des prix, y compris pour contrats signés sous l'empire de la loi 86 – 91.

On comprend mieux ainsi la difficulté, surmontée difficilement, de construire un consensus autour de cette nouvelle loi sur les hydrocarbures. Cette ordonnance clarifie d'une part le rôle et les missions de l'Etat en tant que propriétaire du domaine minier et régulateur, et ceux des opérateurs pétroliers, et met en place d'autre part deux agences de régulation.

Au niveau macroéconomique, l'un des résultats remarquables des réformes économiques engagées est que toute dépense publique à l'avenir, y compris le programme d'investissement public, est encadrée par une politique budgétaire stricte et l'alimentation d'un fonds de régulation des recettes budgétaires pétrolières qui abrite, à titre de précaution, les recettes supplémentaires obtenues au-delà d'un prix de référence de \$19 le baril de pétrole.

Les déficits budgétaires qui apparaissent dans les lois des finances successives sont virtuels car les redressements s'opèrent systématiquement à partir des ressources du fonds de régulation.

Cela explique en partie que de tous les grands pays exportateurs de gaz (Russie, Qatar, Iran), l'Algérie a le taux d'inflation le plus bas autour de 4% à 5%.

3.2. Le nouveau cadre institutionnel : un consensus solide construit difficilement et persistance de quelques questionnements à prendre en charge.

La difficulté de converger -dans la première version de la loi sur les hydrocarbures-vers la construction d'un consensus était due à deux raisons principales :

le volontarisme nationalitaire avait placé le débat sur un terrain qui n'était pas le sien,

le marché mondial était encore ambivalent et moins lisible qu'il ne l'est actuellement.

Ainsi pour le premier point, la valorisation efficace des hydrocarbures, pour un pays producteur, ne vaut en réalité que par les prix qui y sont pratiqués sur le marché international. Un pétrole qui se vendrait à bas prix ne serait pas plus utile ou plus profitable parce que la possession des parts est de 100% dans la production. A ce faible prix, une partie des besoins énergétiques du reste du monde aura été satisfait, et donc d'une certaine façon financée à rentabilité faible pour l'exportateur. Le prix du baril est donc le facteur essentiel pour les pays exportateurs.

Mais il en existe un autre, presque d'une égale importance : la parité du dollar, monnaie dans laquelle sont commercialisés les hydrocarbures, par rapport aux autres monnaies, à l'euro notamment. Certes, tout semble indiquer que le prix du baril atteindra 150 dollars mais avec un euro qui vaudra 1,60 ou 1,70 dollar. Ce qui alors a été donné d'une main, aura été retiré de l'autre.

Pour le deuxième point, il faut rappeler que l'idée centrale qui avait justifié la version initiale de la loi sur les hydrocarbures était que le marché des hydrocarbures entrerait dans une phase caractérisée par une concurrence accrue entre les pays producteurs. Dans un pareil contexte, il fallait mettre en place un nouveau dispositif institutionnel, qui permettrait au pays de soutenir la concurrence par rapport aux nouvelles zones de prospection. Cela se traduisant par le fait que ce nouveau dispositif concéderait aux opérateurs étrangers une part plus grande dans l'accès à la ressource, d'autant que le territoire national demeurerait largement sous exploré.

Or il est apparu, entre temps, des mutations de la scène énergétique mondiale plus rapides et plus déterminantes : l'offre restait rigide alors que la demande, du fait surtout de la forte croissance des pays émergents comme l'Inde et la Chine, explosait littéralement.

Cela induira très vite par une augmentation forte et rapide du prix du baril de pétrole.

En fait, c'est la structure elle-même de ce marché qui avait été bouleversée, puisque les conditions d'attractivité de l'investissement dans ce domaine ont complètement changé.

Dès lors que les prix avaient dépassé les 40 dollars le baril –ils atteignent en mai 2008 \$120 le baril- la scène énergétique mondiale s'est renversée au profit des pays exportateurs.

Alors qu'il y a encore deux ans seulement, certains observateurs avançaient même un risque de retournement du marché qui ramènerait le prix du baril à 20 dollars, comme le soutenait alors le chef économiste d'une grande compagnie pétrolière devant son auditoire à Alger qui se demandait si les augmentations successives tenaient de la réalité ou du mirage.

Tout cela est bien loin maintenant, mais à l'époque il n'y avait pas grand monde pour se montrer certain que les prix allaient continuer de monter jusqu'au seuil de \$60 puis de \$80 puis de \$100 et de \$120 le baril (et ce n'est pas encore fini).

Une évolution aussi importante des prix fait que les petits gisements eux-mêmes aux coûts d'extraction élevés deviennent rentables.

Dés lors, l'attractivité des investissements ne requiert plus la mise en œuvre de mécanismes incitatifs autres que ceux qui tiennent au marché lui-même. On n'a alors plus besoin -dans ces conditions du marché- de recourir à des incitations supplémentaires d'ordre institutionnel ouvrant davantage l'amont.

C'est alors que les conditions de réalisation d'un consensus national autour de cette question étaient réunies. C'est ainsi que ces nouvelles conditions du marché international des hydrocarbures, renforcées également par le vif débat contradictoire national, ont donné naissance à l'ordonnance n° 06-10 du 29 juillet 2006 qui a modifié, complété et précisé cette loi, en tenant compte précisément de cette rapide évolution de la scène énergétique mondiale.

Pour autant, même amendée la nouvelle loi demeure plus incitative que l'ancienne (celle de 1986 amendée en 1991) car si les parts du gâteau restent les mêmes ce dernier est d'une taille beaucoup plus grande. Par ailleurs le nouveau dispositif institue la taxe sur le surprofit généré par l'augmentation considérable du prix du baril, y compris pour les contrats signés sous l'empire de la loi de 86 qui n'incluait pas cette taxe.

Cette dernière disposition n'est du reste pas particulier à l'Algérie. Les pays producteurs de vieille tradition libérale y recourent à l'occasion. C'est ainsi que la province canadienne de l'Alberta, dont les réserves sont importantes, qui se trouve être aussi un grand fournisseur des Etats-Unis, s'est résolue dernièrement à augmenter sensiblement ses impôts sur les hydrocarbures. Il fallait tout simplement que la rente dégagée par l'augmentation sensible des prix soit répartie de façon plus équitable entre la collectivité nationale et les opérateurs étrangers. C'est cela la philosophie non contestable de cette disposition.

En termes de fiscalité, il n'y a pas eu en vérité de changement structurel mais une adaptation et une plus grande sophistication pour inciter à une meilleure exploitation et conservation des gisements, notamment les plus petits, sophistication du système fiscal car il aura désormais comme assiette non pas l'activité globale de production d'hydrocarbures mais le gisement individualisé. L'élément vraiment significatif pour l'opinion public est dans le maintien systématique à 51% du niveau de participation de SONATRACH dans les contrats, renouant de la sorte avec la règle en vigueur auparavant.

Cela a aussi quand même quelques inconvénients car être majoritaire systématiquement, en termes de participation dans la recherche et la production, veut dire aussi supporter une part plus grande de charges, quand au final, aucune découverte rentable n'est faite car dans la recherche les taux de réussite sont loin d'être de 100%. Dans le même ordre d'idées l'obligation faite à la Sonatrach par la loi d'être majoritaire dans des activités, comme le transport et même le raffinage se traduiront également par une rentabilité relative plus faible que pour l'amont. Le fait d'avoir un associé disposant d'une part plus importante se serait traduit par des charges moindres pour elle.

La dernière vraie question – et non la moins importante- est celle de veiller à ce que les prix incitatifs de gaz naturel concédés par l'Algérie pour stimuler son industrie pétrochimique et son industrie des engrais soient certes attractifs mais équilibrés de sorte qu'ils ne participent pas non plus à un transfert massif de rente et n'exercent pas une trop forte pression sur la gestion à long terme de nos réserves d'hydrocarbures. Ceci d'autant que ces opérations industrielles- certes utiles bénéficient en plus de certaines franchises fiscales et sont majoritairement sous contrôle étranger.

Des scénarii de profit net -y compris avec des simulations de choix alternatifs de commercialisation de gaz et de «bench mark» de prix pratiqués dans des pays similaires pour les mêmes opérations- devront être produits.

Cette question est suffisamment stratégique pour faire l'objet d'un traitement par le Haut conseil de l'énergie et soumise à un débat public transparent d'autant que l'UE et l'OMC s'invitent déjà à ce débat.

4. Le secteur des hydrocarbures écartelé entre deux stratégies :

Diversification ou recentrage sur les métiers de base, libéralisation et redéploiement interne ou internationalisation

4.1. L'amont : métier de base de la Sonatrach

En réponse à l'évolution de la situation énergétique mondiale esquissée au début, l'Algérie met en œuvre un programme de développement et de valorisation de ses productions d'hydrocarbures et se place sur les marchés les plus avantageux pour elle.

Ainsi la Sonatrach a atteint l'objectif qu'elle s'était fixé d'atteindre une production de 1,450 million barils/jour en 2008 pour le pétrole, alors que sa capacité était en 2000 de 800 000 barils/jour. Son nouvel objectif est d'atteindre dans les prochaines années les 2 millions barils/jour. Cela est possible car le domaine minier algérien à fort potentiel est faiblement exploré par rapport aux standards internationaux, comme le rappelle Mahieddine Boumaza¹⁰, ex directeur exploration de la Sonatrach même si en 2007 la Sonatrach a fait 18 découvertes. Dans ce contexte, il convient de relever que le domaine minier algérien est très faiblement exploré : 8 puits pour 10 000 km², alors que la moyenne internationale est de 100 et celle de pays similaires à l'Algérie de 50.

Ce développement de l'amont pétrolier se conjugue également avec le développement des réserves et de la production du gaz naturel car du point des quantités et des réserves l'Algérie est beaucoup plus un pays gazier que pétrolier.

Mais il faut avoir présent à l'esprit l'exigence de la couverture à long terme des besoins nationaux. Ainsi, selon la CREG¹¹, la demande globale en gaz pour la période 2006-2015 pour satisfaire les différents segments du marché national s'élèvera à 189,3 milliards de m³, ce qui représente un peu plus que deux années d'exportations algériennes de gaz (base 2005).

Ceci pour rappeler que la fixation des profils de production et d'exportation de gaz ne doit être faite seulement à partir des demandes des marchés extérieurs mais devra prendre de la couverture des besoins nationaux sur le long terme.

Ceci étant dit, en 2008 le chiffre d'affaires du secteur des hydrocarbures sera supérieur à celui réalisé en 2007, qui avait atteint le record de 59 milliards de dollars. Une nouvelle performance sera probablement réalisée si l'on s'en tient au chiffre d'affaires réalisé pour les quatre premiers mois de l'année 2008 qui a été de \$ 27,2 milliards selon le ministre de l'énergie et des mines qui prévoit \$ 80 milliards de recettes pour l'ensemble de l'année 2008.

10. Mahieddine Boumaza, des quantités d'hydrocarbures à mettre en évidence, supplément économique d'El Watan du 26 mai 2008.

11. Rapport de la CREG validé par arrêté ministériel, conformément à la loi n° 02-01 du 5 février 2002 sur l'électricité et la distribution publique du gaz.

Le deuxième aspect de la stratégie est la participation de la Sonatrach à l'étranger aux activités d'exploration et d'exploitation de nouveaux gisements pour élargir ses réserves et garantir le développement de sa production sur le long terme. On peut citer les permis obtenus par la Sonatrach au Mali, au Niger, en Mauritanie, en Egypte, en Libye et en Tunisie.

4.2. L'aval : une nouvelle stratégie de diversification et de partage de risque de la Sonatrach

L'ensemble du programme de développement aval, dont la pétrochimie à hauteur de \$28 milliards, est évalué à 45 milliards de dollars d'investissement pour le moyen terme 2008/2012.

Un programme important en matière de pétrochimie et de raffinage, à l'exemple de la raffinerie d'Adrar réalisée par la société chinoise CNPC et celle de Tiaret est en cours de maturation et ainsi que le reste du programme de pétrochimie dont les appels d'offres avaient été lancés en 2006. Ce programme aval est largement diversifié puisqu'il concerne également des investissements dans les domaines du dessalement de l'eau de mer, l'aluminium, le fer.

Ce programme est basé pour l'essentiel sur la valorisation d'intrants hydrocarbures et de l'énergie à prix compétitifs en partenariat avec les grands groupes internationaux qui disposeront de la majorité. Cette industrie de base va donner naissance à d'autres activités pétrochimiques et plastiques en aval. Il s'agit de dizaines d'unités industrielles qui vont être créées par ce programme de pétrochimie.

Des premiers résultats sont enregistrés en 2008 comme en témoigne la concrétisation des projets suivants, en partenariat, suite notamment aux appels à manifestation d'intérêts de 2006 :

Vapocraqueur d'éthane pour \$ 3milliards situé à Arzew avec le groupe français TOTAL,

Complexe d'ammoniac et d'urée à Mers El Hadjadj pour \$3 milliards conduit par le groupe omanais Suhail Bahwan, avec une capacité de production de 4 000 t/jour d'ammoniac et 7 000 t /jour d'urée,

Complexe d'ammoniac et d'urée à Arzew pour \$ 2 milliards avec le groupe égyptien ORASCOM,

Complexe de méthanol avec le consortium ALMET pour \$ 1 milliard,

Complexe de production d'aluminium à Beni Saf avec le groupe émirati Mubadala pour un montant de \$ 5 milliards,

Complexe d'ammoniac à Arzew en partenariat avec le groupe espagnol FERTIBERIA.

4.3. Les services pétroliers

Position du problème

Le secteur des services, en croissance en Algérie- autour de 7%- est encore structurellement déficitaire au titre de la balance des paiements. Cette tendance s'accroîtra au fur et à mesure du développement des IDE hydrocarbures et hors hydrocarbures. Aussi la stratégie de développement de ce secteur recèle bien un caractère stratégique pour les équilibres financiers et économiques du pays.

D'un autre point de vue le secteur des services constitue pour l'économie algérienne un enjeu central aussi bien en termes de potentiel de croissance qu'en termes de création d'emplois. Il faut d'abord savoir que l'Algérie est un des rares pays émergents à avoir encore une balance des services déficitaire et l'ouverture de l'économie algérienne aurait du contribuer non seulement à réduire ce déficit mais à dégager des excédents à l'exportation. L'ouverture récente du segment de marché des télécommunications de la téléphonie mobile a certes permis de créer non seulement un nombre d'emplois importants (plus de 3000) mais aussi de disposer d'un service de standard international du fait de la concurrence entre l'opérateur historique et les opérateurs internationaux. Mais en revanche il se traduit par une exportation nette de capitaux à la faveur des exportations des dividendes du fait qu'il s'agit d'une activité de services non échangeables qui s'exporte très peu (roaming) et dominée par des sociétés totalement étrangères (ORASCOM, Qatar Télécoms) qui contrôlent la majeure partie du marché algérien de la téléphonie mobile.

Au sein du secteur des services, la branche des services énergétiques est celle qui possède le potentiel le plus grand en raison de l'ampleur du marché offert par le secteur des hydrocarbures mais aussi en raison de l'existence et de l'expertise des entreprises de services énergétiques du groupe SONATRACH. Il y a donc un enjeu essentiel à sauvegarder et à développer cette branche.

A titre d'illustration, selon certaines estimations données par la CNUCED, les entreprises locales couvrent 80% des besoins en services énergétiques au Brésil, 70% en Malaisie, 50% en Norvège alors qu'elles ne couvrent au Nigeria qu'un pourcentage compris entre 5 et 15%. Le taux de couverture en Algérie se situe probablement entre les deux fourchettes soit entre 25 et 33%.

Il est utile de savoir si la nouvelle loi sur les hydrocarbures d'une part, l'accession prochaine de l'Algérie à l'OMC et les effets de l'accord d'association avec l'UE d'autre part auront des conséquences négatives sur le marché des services pétroliers en Algérie, comme partie constitutive du secteur des hydrocarbures.

Les services hydrocarbures en Algérie : Typologie et état des lieux

En plus de l'importance que recèle le devenir de ces outils nationaux mis en place pour la continuité et la fiabilité des opérations de la SONATRACH et de ses associés, il apparaît comme un poids important en termes de chiffre d'affaires et d'effectif. Ainsi en 2002, selon des sources proches de la Sonatrach, la branche a réalisé un chiffre d'affaires brut estimé de près de \$ 3,5 milliards avec un effectif de plus de 40 000 agents dont plus de la moitié soit 24 300 pour NAFTAL uniquement.

Les services énergétiques disponibles en Algérie qui sont autant de niches de marché en croissance forte, se déclinent en six grandes catégories :

- les services amont hydrocarbures,
- les services aval hydrocarbures liquides,
- les services aval hydrocarbures gazeux,
- les services d'engineering des installations énergétiques,
- les services de construction des installations énergétiques,
- les services de transport maritime d'hydrocarbures.

Les activités industrielles d'exploitation à process simple (raffinage et séparation de GPL) ou à process complexe (pétrochimie et GNL) ne sont évidemment pas intégrées dans les services pétroliers

Il convient de noter d'abord que les entreprises de services locales, hormis SNTM/HYPOC, n'ont pas d'activités à l'exportation, même si ponctuellement dans le passé elles ont pu faire des opérations à l'étranger à l'instar des entreprises ENTP, ENEP, ENSP, GTP (Tanzanie, Mauritanie, Libye, Yémen, Mali, Niger). Cependant le potentiel à l'export existe chez la plupart d'entre elles.

S'agissant du marché national des services énergétiques, celui ci reflète l'étape de transition vers l'économie de marché dans laquelle se trouve l'économie algérienne. Comme l'indique le tableau ci dessous il y a une situation contrastée : certains segments sont complètement ou partiellement ouverts à la concurrence alors que d'autres sont encore sous monopole. Des instruments tels que les procédures portant institution du BAOSEM ont été mis en place pour organiser notamment ce marché accompagné d'une préférence sectorielle pour les filiales du groupe SONATRACH à hauteur de 15% de décote en matière de prix. La nouvelle loi sur les hydrocarbures s'inscrit dans l'ouverture progressive du marché aval de l'énergie (produits pétroliers et gaz ainsi que des services y afférents).

Tableau du marché des services énergétiques en Algérie

Type de services énergétiques	Totalement ouverts	Partiellement ouverts	Monopole
Services hydrocarbures amont(Entp, Ensp, Enafor, Enageo)	++		
Transport et distribution hydrocarbures liquides (Trc, Naftal)			++
Transport et distribution hydrocarbures gazeux (Trc, Naftal)			++
Services d'engineering (Brc,Iap,Cpe)	++		
Services de construction (Gcb,Enac,Gtp,Alesco)		++	
Transport maritime d'hydrocarbures	++		

Selon une enquête réalisée par la Sonatrach, les avis des filiales services du groupe SONATRACH sur les effets du marché de libre échange avec l'UE et ceux de l'accession de l'Algérie à l'OMC, sont partagés. La moitié d'entre elles pensent qu'elles perdront des parts de marché alors que l'autre moitié considère au contraire- qu'elles stabiliseront ou même augmenteront leurs parts de marché. Cela reflète bien la situation d'un segment de marché émergent non encore stabilisé institutionnellement mais exposé en partie à la concurrence.

Toutes sont déjà exposées à la concurrence étrangère. Cette présence des entreprises étrangères sur le marché algérien a même influé positivement - dans la plupart des cas- sur leurs décisions en matière d'opérations et d'investissements.

L'analyse du positionnement des filiales du groupe SONATRACH dans leur segment de marché respectif est utile d'être produit. Les ordres de grandeur du tableau ci - dessous donnent une idée assez précise de leur poids sur le marché.

Tableau : Positionnement des filiales de SONATRACH sur le marché national des services énergétiques.

Filiales du groupe Sonatrach	Part de marché (service principal)	Observation
ENAFOR	40% (forage)	préférence sectorielle et prime de proximité
ENAGEO	75% (recueil de données et sismique)	niche de marché et préférence sectorielle
ENTP	50% (forage)	préférence sectorielle et prime de proximité
GTP	20% (montage)	préférence sectorielle
GCB	40% (génie civil)	préférence sectorielle
HYPROC	33% (transport maritime)	préférence sectorielle et prime de proximité
NAFTAL	99% (distribution)	monopole de fait

Sous réserve des indications données plus haut et en excluant les services d'intensité technologique plus élevé achetés directement par la SONATRACH et les opérateurs étrangers auprès des grandes multinationales de services pétroliers(Schlumberger,Halliburton), un certain nombre d'enseignements apparaît à la lecture de ce tableau.

On observe ainsi que sur les six types de services disponibles en Algérie :

Deux types de services sont complètement fermés

Il s'agit du transport par canalisation des hydrocarbures gazeux et du transport par canalisation des hydrocarbures liquides confiés à deux opérateurs publics :

TRC/Sonatrach et NAFTAL. Leur ouverture n'est plus considérée dans la loi sur les hydrocarbures ; cela restera dépendant des politiques publiques en la matière.

- Quatre types de services sont relativement ouverts.

Il s'agit des services amont hydrocarbures qui disposent d'avantages comparatifs réels par rapport à la compétition internationale sans toutefois couvrir l'ensemble de la gamme. Dans ce cadre, les services couverts par ENSP sont plus ouverts à la compétition et d'autres ne sont pas offerts par les moyens nationaux. Il s'agit également du transport maritime des hydrocarbures qui ne couvre que le tiers de la demande. Il s'agit enfin des services d'engineering des installations énergétiques très peu couverts par les moyens nationaux et les services de construction des installations énergétiques mieux mais encore insuffisamment couverts par les moyens nationaux face à une demande en rapide croissance.

Une stratégie différenciée et pertinente doit être mise en œuvre par les pouvoirs publics s'agissant des conditions d'ouverture du marché des services énergétiques algériens dont elle est, d'une part le client principal et d'autre part l'actionnaire majoritaire en passe de devenir l'actionnaire unique.

Eléments d'approche pour une ouverture maîtrisée des services énergétiques.

Des critères précis et pragmatiques devront être identifiés dans une démarche globale pour opérer la restructuration de la filière afin de l'adapter à l'ouverture du marché.

Le rachat par la SONATRACH de la partie des actions détenues par les groupes publics actionnaires dans ses filiales de services, la mise en œuvre de la nouvelle loi, le contexte d'ouverture du marché induit par le marché de libre échange avec l'UE et l'accession prochaine à l'OMC sont une fenêtre particulièrement propice pour restructurer efficacement ses filiales de services énergétiques.

Les critères de restructuration de la filière devront s'inscrire dans le respect de la nouvelle loi. Il s'agit en l'occurrence des critères suivants :

ouverture progressive,

consolidation des parts de marché des filiales déjà conquises sur le marché national par un partenariat international efficace,

élargissement des activités internationales des filiales de services pour accompagner les opérations de la SONATRACH à l'étranger et exporter des services,

recherche d'effets de taille et d'économie d'échelle en vue d'obtenir des synergies dans les domaines financiers, technologiques et logistiques,

recherche de partenariats pour des mises à jour technologiques et l'obtention de parts de marché à l'international.

La déclinaison de ces critères dans la filière sera différente selon le degré actuel d'ouverture du marché concerné, du degré d'intégration internationale de l'activité et de la performance ainsi que du positionnement sur le marché des entreprises de chaque type de services énergétiques.

De plus la préférence sectorielle pratiquée par la SONATRACH, sur instruction du ministère de l'énergie et des mines (MEM), qui consiste en un bonus de prix à hauteur de 15% peut être remise en cause par les articles 31,32¹² et 33 de l'accord d'Association avec l'UE.

Par ailleurs, sauf à risquer de laisser un segment de marché captif aux seuls groupes de services pétroliers européens, il apparaît comme élément de scénario probable- dans le cadre de l'OMC- l'élargissement à l'ensemble des pays de cette préférence communautaire déjà consentie.

Il s'agit là d'un premier élément de stratégie qui émerge d'autant que les technologies les plus avancées et les plus compétitives en matière de forage, de services aux puits, d'ingénierie et de construction pétrolière proviennent de groupes et sociétés nord américaines et que les entreprises chinoises de services interviennent déjà en Algérie.

Ces démarches se caleront probablement sur les agenda de mise en vigueur de l'accord d'association avec l'UE et d'accession à l'OMC de sorte à ne pas offrir- sans contre partie- une fenêtre d'accès préférentiel à des sociétés d'une zone économique particulière par rapport au reste du monde.

Ceci étant pris en compte, il peut y avoir cependant des démarches transitoires différenciées en fonction de la maturité du type de services et du positionnement concret des filiales de services considérées.

Les services hydrocarbures amont.

Pour ces services, il conviendra de différencier entre l'activité forage (ENAFOR, ENTP) et les autres services pétroliers.

12. TITRE 3 COMMERCE DES SERVICES, Article 32 : Présence Commerciale

1. (a) L'Algérie réserve à l'établissement des sociétés communautaires sur son territoire un traitement non moins favorable que celui accordé aux sociétés de pays tiers.

(b) L'Algérie réserve aux succursales et sociétés communautaires établies sur son territoire conformément à sa législation, un traitement non moins favorable, en ce qui concerne leur exploitation, que celui accordé à ses propres sociétés ou succursales ou à des filiales et succursales algériennes de sociétés de pays tiers, si celui-ci est meilleur.

Le traitement visé au paragraphe 1(a) et 1(b) est accordé aux sociétés, filiales et succursales établies en Algérie à la date d'entrée en vigueur du présent accord, ainsi qu'aux sociétés, filiales et succursales qui s'y établiront après cette date.

S'agissant du forage, ENAFOR et ENTP disposent de 61 appareils de forage alors que les opérateurs étrangers (SAIPEM, SETCO) ne disposent que de 13 soit plus de 80% du parc de forage opérationnel en 2004.

Cette rente de proximité et de disponibilité d'investissements et d'équipages opérationnels se traduit par un positionnement dominant des filiales du groupe sur le marché du forage pétrolier en Algérie. De l'avis des équipes de management de ces entreprises, cette position dominante risque moins d'être remise en cause par les grands groupes américains ou européens que par les nouveaux opérateurs de l'Asie (Chine, Inde) déjà présents en Algérie pour certains d'entre eux.

De ce point de vue, on peut se poser la question de savoir si les tarifs de forage négociés et fixés avec la SONATRACH en fonction de différents rapports de forces, reflètent bien les prix du marché ? Est-ce que cette situation perdurera avec l'intervention d'opérateurs étrangers libres de choisir leurs fournisseurs de services ?

L'avance prise par ENAFOR et ENTP les met - provisoirement au moins - à l'abri des effets d'une ouverture totale du marché du forage pétrolier même si la préférence est appelée à s'éteindre à court ou moyen terme.

Par ailleurs l'évolution du dispositif légal et institutionnel en matière d'octroi et d'exploitation des titres miniers ne peut se concevoir sans appel à la compétition internationale dans les services de forage.

Ainsi l'ouverture des services de forage- accompagnée de mesures transitoires d'appui- peut se concevoir non seulement sans problèmes majeurs mais avec une meilleure professionnalisation pour préparer les filiales de la SONATRACH elle-même à l'exportation. C'est ce qui explique déjà la création en août 2008 d'une filiale de services de forage entre l'ENAFOR et le groupe multinational Schlumberger, appelée «Sahara Well Construction Service».

S'agissant des services aux puits, ils concernent essentiellement ENSP et ses filiales. Le groupe ENSP est à la fois plus ouvert et plus internationalisé. Son expérience de partenariat est à la fois plus riche et plus large avec HALLIBURTON (HESP et BASP) et BJ (BJSP) notamment. L'ouverture des services aux puits est déjà largement réalisée d'autant qu'un certain nombre de services est totalement importé auprès de SCHLUMBERGER et HALLIBURTON essentiellement. La poursuite de l'ouverture est d'autant plus recommandée que les technologies progressent rapidement et ENSP ne semble pas craindre la concurrence car sa mise à niveau est en cours de réalisation (certification) et ses alliances technologiques et commerciales sont en cours de consolidation.

Pour ce qui concerne les services de géophysiques la situation est plus proche de celle de l'ENSP que des entreprises de forage. Le créneau couvert relève de la même démarche d'autant que son expérience internationale à l'exportation est plus affirmée.

La situation actuelle d'une ouverture non assumée des services amont arrange beaucoup plus les sociétés étrangères qui opèrent depuis plusieurs décennies sans être installés en Algérie avec seulement des bureaux de représentation.

En résumé, pour l'ensemble des services amont, l'ouverture du marché sera opéré progressivement à la faveur de la mise en œuvre de la nouvelle loi et des engagements commerciaux multilatéraux de l'Algérie. Cela non seulement ne posera pas de problèmes majeurs mais sera bénéfique pour la croissance du secteur des hydrocarbures en Algérie.

Les services aval de transport et de distribution des hydrocarbures (liquides et gazeux).

L'ouverture partielle de ce segment aux investisseurs internationaux plus complexe n'est pas à l'ordre du jour, pour ne pas dire exclue, car il recèle des enjeux stratégiques plus lourds. C'est ce qui explique d'ailleurs qu'il a été réintégré au titre de la loi amendée sur les hydrocarbures, au même titre que le raffinage, au seul investissement majoritaire de la Sonatrach. Il renvoie aux choix de politiques publiques dans les domaines de l'exploration et de la production mais aussi aux conditions de distribution des produits énergétiques pour les ménages et les industries.

Son ouverture n'aurait été de toute manière que formel car le transport par canalisation a le taux de rentabilité le plus faible de la chaîne des hydrocarbures et donc n'intéresse pas les investisseurs étrangers.

Sous l'empire du cadre réglementaire précédent, seule la distribution finale dans les stations services était assurée partiellement par le secteur privé pour le compte de NAFTAL ainsi que quelques projets privés de centres enfuteurs qui posent déjà la question des prix privilégiés accordés par NAFTEC à NAFTAL. Cependant cette question trouve des éléments de réponse dans la nouvelle loi sur les hydrocarbures. Ainsi :

le transport par canalisations des hydrocarbures liquides et gazeux devient un monopole naturel indépendant de la SONATRACH qui continuera à en assurer la gestion sous la supervision de l'agence de régulation (libre accès au réseau, tarification etc.),

les prix des produits raffinés, celui de GPL et du gaz naturel seront progressivement adaptés sur l'initiative de l'agence de régulation,

les soutiens des prix éventuellement consentis pour les ménages seront pris en charge par des mécanismes transparents à la charge de la collectivité nationale.

C'est de la mise en œuvre rapide et efficace de ces éléments que dépendront probablement les conditions d'une ouverture significative de ce segment, impliquant des investissements directs étrangers dans l'appareil de raffinage et de distribution du pays.

Dans le cas contraire, la situation actuelle de monopole du transport (SONATRACH) et de distribution (NAFTAL) des hydrocarbures et des produits raffinés ne connaîtra pas d'évolution significative.

Les services d'engineering et les services de construction d'installations énergétiques.

En dépit d'une préférence sectorielle relative, ces deux segments sont ouverts de fait depuis la création de la SONATRACH pour trois raisons essentielles

inexistence ou insuffisance de moyens nationaux d'engineering et de construction,

croissance accélérée et massive d'un secteur mettant en œuvre des technologies avancées non disponibles localement,

absence d'une industrie de biens d'équipements pétroliers sin l'on exclut les complexes de fabrication de tubes en acier.

L'ouverture ne posera pas de problèmes particuliers aux filiales concernées du groupe d'autant qu'elles sont déjà exposées à ce type de compétition et qu'elles disposent d'une longue pratique de travail international en tant que sous-traitants ou partenaires des constructeurs étrangers (GTP, GCB). Au contraire les opportunités d'affaires seront beaucoup plus nombreuses et diversifiées que dans le passé. Mais c'est là que les efforts doivent être portés car les outils d'engineering pétroliers nationaux ont été perdus au fur et à mesure qu'ils avaient été mis en place (ALTEC, SAFIR, ENEP, BRC,) alors qu'ils sont fondamentaux pour l'accumulation technologique du groupe Sonatrach.

5. A propos de quelques grandes problématiques actuelles du secteur

5.1. Comment se protéger des menaces extérieures ?

Les dynamiques et les contraintes du marché gazier de l'UE

La première contrainte extérieure porte sur l'avenir gazier de l'Algérie, concurrencé par ailleurs par la montée de nouvelles zones de production concurrentes (Egypte, Qatar, Iran, Mer Caspienne) mais surtout fortement

questionné par les restructurations en cours de son marché le plus important, celui de l'Union européenne. Avec sa directive sur le gaz naturel de 1998, la Commission européenne s'était fixé comme objectif de construire un marché unique de l'énergie aux conditions de prix les plus compétitives pour elle, c'est à dire les plus faibles pour les pays exportateurs de gaz naturel. Cette directive remet en cause deux dispositions contractuelles qui assuraient l'équilibre à long terme des contrats entre les parties¹³. Et ils permettaient surtout d'accéder à des financements lourds garantis qu'ils étaient par la clause de «take or pay» qui en fait assuraient dans la durée les cash flow attendus.

Avec le retournement du marché mondial de l'énergie, on peut s'interroger si cette stratégie de l'UE est vraiment gagnante. Outre les difficultés de construction d'un marché européen de l'énergie du fait des situations énergétiques différentes pour les pays européens (électricité nucléaire pour certains, dépendance du gaz pour d'autres etc.) et de déficits encore d'infrastructures de stockage et transport, la remise en cause de contrats à long terme ne va plus garantir des prix prévisibles même indexés. On peut se demander finalement si cette ouverture ne va permettre aux pays exportateurs de gaz d'obtenir sur un marché de court terme de meilleurs prix ?

C'est probablement ce qui explique la volonté exprimée de l'UE d'aller vers un partenariat énergétique stratégique avec l'Algérie, alors que sa directive de 98 sur le gaz a été initiée sans aucune concertation avec les pays fournisseurs d'énergie à l'Europe dont l'Algérie.

Les contraintes de l'accession à l'OMC sur la structure des prix domestiques de l'énergie.

La deuxième contrainte est relative aux effets de l'adhésion de l'Algérie à l'OMC sur le secteur des hydrocarbures. Ayant cru faussement que les pays exportateurs d'hydrocarbures ne sont pas concernés par l'OMC ou n'ont aucun intérêt à y adhérer, ce qui revient au même, l'Algérie a perdu plusieurs occasions d'y entrer dans des conditions moins contraignantes alors que dans les mêmes moments elle ouvrait largement son commerce extérieur. Contrairement à l'OPEP, le principe fondamental sur lequel est basée l'OMC est l'interdiction des restrictions quantitatives au commerce y compris pour les exportations (article 11).

13. Il s'agit de la clause de destination et de la clause «take or pay» garantissant les contrats à long terme.

Cependant les hydrocarbures émergent pour le moment au dispositif d'exceptions contenues dans l'article 20 (exceptions générales) et dans l'article 21 (sécurité nationale). De façon plus précise c'est l'alinéa g) de l'article 20 qui soustrait aux disciplines de l'OMC les mesures «se rapportant à la conservation de ressources naturelles épuisables, si de telles mesures sont appliquées conjointement avec des restrictions à la production ou à la consommation nationale».

Pour le moment l'équilibre semble se maintenir entre cette exception accordée aux pays exportateurs et la latitude donnée aux pays consommateurs de fixer une taxation élevée sur les produits raffinés et autres produits dérivés des hydrocarbures. Sur cette question les pays exportateurs d'hydrocarbures considèrent à juste titre que le volume élevé de ces taxes réduit fortement leur capacité de tirer un revenu plus significatif sur leurs ressources naturelles. Combien de temps cet équilibre tiendra-t-il encore et comment va-t-il évoluer ? L'avenir seul nous le dira.

Si pour les hydrocarbures le problème ne se pose pas, en revanche pour le commerce des produits raffinés et pétrochimiques l'OMC s'invite au débat, y compris au plan du traitement des différends. A ce sujet le double prix (double pricing), c'est à dire la pratique de prix inférieurs sur le marché intérieur (ménages et industries) par rapport à ceux pratiqués à l'export a été posé sur la table de discussions par l'OMC pour l'Arabie Séoudite, la Russie et l'Algérie.

Il apparaît ainsi une nouvelle menace relative aux avantages comparatifs traditionnels données, sous forme de prix attractifs, par le secteur des hydrocarbures aux industries pétrochimiques et aux industries à forte composante énergétique (cimenteries, aciéries, centrales électriques, dessalement d'eau de mer).

En vérité le seul aspect important de l'enjeu de l'accession à l'OMC réside dans la possibilité de maintenir «le double prix» des produits d'hydrocarbures en tant qu'avantage concurrentiel, d'autant que l'Algérie a déjà engagé sur le terrain un vaste programme pétrochimique, de dessalement d'eau de mer et d'électrometallurgie.

Bien que les arguments algériens soient solides :

approvisionnement du marché national en gaz fait à la marge des volumes exportés en matière notamment d'investissements,

prix domestiques couvrant les coûts de production du gaz,

il faudra suivre très sérieusement l'évolution de ce dossier stratégique dont l'issue favorable n'est pas encore acquise pour l'Algérie.

D'un autre point de vue, le passage à l'économie de marché nécessite la transparence des prix de l'énergie et des «feed stock» pour les industries du raffinage, de la pétrochimie et de l'électro métallurgie. Les produits raffinés, le gaz naturel, le butane et le propane restent parmi les rares produits encore sous régime

de prix administrés ; ce qui peut entraîner une surconsommation et un gaspillage de ressources exportables et la fuite aux frontières des carburants et GPL. La nouvelle démarche en matière de fixation des prix est désormais encadrée par les articles 9 et 10 de la loi n° 05-07 du 28 avril 2005 relative aux hydrocarbures qui indiquent explicitement que la fixation de ces prix devra «encourager la consommation du gaz naturel dans les activités économiques de production électrique, industrielle et pétrochimique».

Aussi il conviendra en parallèle d'identifier le processus de formation des différents prix, y compris lorsqu'il s'agit de prix de transferts, et les structures de coûts des différents produits. Cela permettra d'abord de prendre connaissance des coûts et des pertes éventuelles supportée par le groupe Sonatrach du fait de ce système de prix de façon à les faire supporter explicitement par le budget de l'Etat et/ou partiellement par le consommateur (cas du gas oil par exemple importé à présent pour une partie qui ne cesse d'augmenter).

5.2. Le modèle de consommation énergétique : entre modèle théorique et pratique concrète : un gaspillage encouragé par la structure des prix

Le premier objectif affiché du modèle de consommation énergétique est basé sur le principe de précaution. Il s'agit d'utiliser autant que faire se peut les ressources gazières pour les besoins nationaux (gaz naturel, gpl) compte tenu qu'il s'agit des ressources les plus longues-en termes de réserves et de production à même taux d'intensité énergétique-au lieu et place du pétrole brut et de ses dérivés moins abondant.

Cette priorité accordée par le modèle à l'utilisation du gaz naturel dans la politique énergétique nationale s'articule sur les choix énergétiques suivants :

utilisation prioritaire et maximale du gaz naturel, pour les usages primaires, la consommation des ménages, les besoins de l'industrie y compris la pétrochimie et l'électrométallurgie et le dessalement d'eau de mer,

utilisation des gaz de pétrole liquéfiés (G.P.L.) pour les ménages et le transport, en complémentarité avec le gaz naturel,

production de l'électricité à hauteur de 95% par des turbines à gaz naturel,.

réduction progressive de la part des produits pétroliers dans le bilan énergétique qui devait être orientée à l'exportation.

suppression du bois - comme source d'énergie- pour sauvegarder le patrimoine forestier.

promotion des énergies nouvelles et renouvelables.

L'ajustement et l'optimisation du modèle théorique de consommation énergétique algérien a été conçu à partir de la recherche d'une adéquation entre les besoins énergétiques à long terme du pays et la durée de vie de ses réserves prouvées récupérables des différents types d'hydrocarbures. C'est ainsi que la consommation énergétique des GPL et du gaz naturel devrait prendre le pas sur celle des produits raffinés, d'autant que l'émission des GES y est moins importante.

Ce modèle de consommation énergétique aurait du s'appuyer sur une politique des prix appropriée et une communication soutenue en direction des ménages, du monde des affaires et de la classe politique. Il s'agit en particulier d'expliquer qu'il est impératif de passer de la carburation essence à la carburation au gaz naturel comprimé (GNC) et au GPL et de diminuer la consommation du gasoil qu'il faudra importer bientôt car les capacités de sa production par les raffineries algériennes ne sont que de 6 millions de tonnes alors que la demande nationale et la fuite par les frontières dopées par des prix très bas dépassent déjà en 2007 ce niveau de production.

Il s'agit également de promouvoir davantage les programmes d'efficacité énergétique dans les transports, le secteur résidentiel et les usines notamment celles qui sont gros consommateurs (centrales électriques, cimenteries, etc.). L'urgence de la mise en œuvre de ce modèle de consommation est évidente. Une communication efficace et une politique des plus appropriées en faciliteront la mise en œuvre. Le bilan en 2007 est assez négatif en dépit des déclarations des pouvoirs publics et des politiques à faible impact mises en place.

Ainsi la carburation au GPL du parc automobile ne progresse que très lentement, alors que l'on aurait dû- comme mesure psychologique et signal fort- utiliser par exemple les politiques publiques de soutien et de financement de l'emploi des jeunes (ANSEJ) pour conditionner les facilités accordées à l'acquisition de microbus et voitures à l'utilisation impérative d'une carburation GPL. De telles facilités auraient du reste, gagnées à être dirigées vers les activités industrielles de bien d'équipements et de services pétroliers largement compétitives et créatrices d'emplois, activités logées encore à l'étranger.

La mise en place d'un cadre institutionnel, législatif et réglementaire de nature à progresser dans la rationalisation de l'utilisation de l'énergie n'a pas entraîné de modifications souhaitées et significatives du système énergétique national. Pour rappel il s'agit de :

la création de l'agence nationale pour la promotion et la rationalisation de l'utilisation de l'énergie (APRUE), par décret n°85-235 du 25/08/1985,

la promulgation de la loi 99-09 relative à la maîtrise de l'énergie,

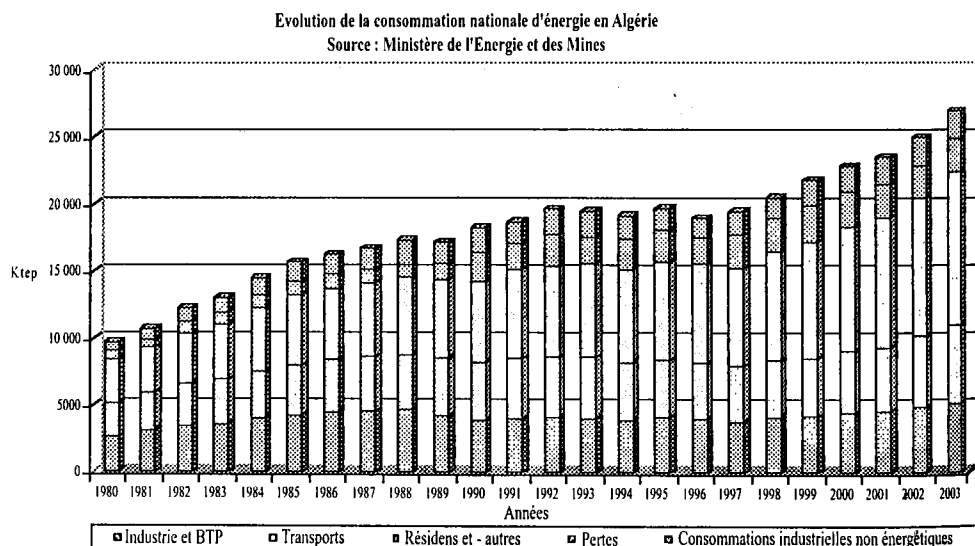
la mise en place du comité interministériel de la maîtrise de l'énergie (CIME),

la création du fonds national pour la maîtrise de l'énergie (FNME),

La résilience du système énergétique algérien, malgré ce dispositif institutionnel et opérationnel est du pour l'essentiel à une politique des prix de l'énergie peu incitative au changement des comportements énergétiques des ménages et des activités. En poussant plus loin l'analyse, on s'aperçoit vite que le poids des intérêts et des lobbies ainsi que les attitudes rentières de la plupart des segments sociaux à figé la structure des prix de l'énergie en Algérie comme en témoignent les rejets successifs par le Parlement de l'ajustement et de l'augmentation de certains prix de carburants tels que le gasoil par exemple.

- Une situation aggravée par une forte augmentation de la consommation énergétique nationale

Selon une étude de l'APRUE¹⁴ qui s'appuie sur une série statistiques de 23ans produite par le ministère de l'énergie et des mines (voir le tableau ci dessous), le volume de la consommation a doublé entre 1980 et 1992 avec un taux de croissance annuel moyen de 6% sur toute la période considérée. Entre 1992 et 1997, la croissance des consommations se stabilise pour repartir fortement avec de nouveau un taux de croissance annuel moyen de près de 6% entre 1997 et 2003.



14. Etude sur le Pan National de Maîtrise de l'Énergie (PNME)

En analysant la structure de la consommation par branche pour 2003, l'étude de l'APRUE relève que :

le secteur résidentiel est de loin le plus gros consommateur d'électricité (38% du bilan national), de gaz naturel (50%) et de GPL (78%),

le secteur des transports consomme plus des deux tiers des produits pétroliers (69% du bilan) dont 41% en gasoil,

le secteur industriel est le second poste de consommation pour l'électricité et le gaz naturel (respectivement 25% et 42% des consommations totales de ces produits) mais il utilise à 71% le gaz naturel pour ses activités.

l'agriculture représente 16% de la consommation nationale de gasoil, produit qui participe à 95% de son bilan énergétique,

le secteur résidentiel utilise à hauteur de 37% le gaz naturel et 30% le GPL tandis que les consommations de gasoil représentent 19% du bilan résidentiel.

Des perspectives à 2020 inquiétantes.

L'APRUE prévoit une explosion de la consommation énergétique à cet horizon.

En effet, si l'on considère les branches et secteurs sur la base de l'observation des résultats passés, les consommations énergétiques du secteur résidentiel devraient sur ce même rythme être multipliées par 2,7 d'ici une vingtaine d'années. Les phénomènes de rattrapage d'équipement et des nouveaux modèles de consommation (type généralisation des climatiseurs) expliquent en partie ce fort taux de croissance. Le secteur tertiaire verra ses consommations énergétiques être multipliés par plus de 3,2 sur les vingt prochaines années. En particulier, la consommation d'électricité de ce secteur pourrait connaître une croissance de 460% sur cette même période.

Dans le secteur des transports, la croissance passée des consommations de diesel semble indiquer que si rien n'est fait pour ralentir cette tendance par une augmentation significative des prix, il est à prévoir un quasi quintuplement des consommations de ce produit pétrolier sur cette même période. S'agissant de l'industrie (hors amont énergie et BTP), les évolutions projetables indiquent un doublement de la consommation sur les deux prochaines décennies sans prendre en considération l'effet d'appel aux industries à forte consommation gazière et énergétique du fait du faible prix interne du gaz naturel considéré comme élément compétitif.

Une simulation par produits énergétiques met en évidence la très forte croissance passée des consommations d'électricité qui pourrait amener à une multiplication proche de quatre de sa consommation sur les vingt prochaines années. Ces

différentes simulations primaires témoignent des forts enjeux liés aux éventuelles dérives de consommation d'énergie dans les prochaines années. Cela pose un vrai problème à la Sonelgaz en termes de faiblesse de capacités de financement des investissements requis car la tarification actuelle est trop faible pour dégager des cash flow suffisants.

A l'horizon 2020 l'APRUE identifie, sur la base de deux séries d'hypothèses, deux scénarii suivants :

un scénario au fil de l'eau appelé scénario du «laisser-faire» qui s'inscrit dans la continuité des formes et des habitudes de consommation énergétique habituelle se traduisant par «l'absence d'amélioration sensible des consommations unitaires» ; la seule amélioration possible proviendrait des seules performances technologiques exogènes,

un scénario construit sur la base d'une politique publique efficace de maîtrise énergétique appelé «volontariste» qui prévoit , quant à lui, d'atteindre l'objectif d'une nette amélioration de l'efficacité énergétique et d'une substitution progressive, déterminée et programmée d'énergie au profit des énergies renouvelables.

Ce deuxième scénario suppose le soutien et de l'attention des pouvoirs publics à travers la mise en place de différents mécanismes et instruments appropriés incitatifs. Mais le succès de ce scénario dépendra aussi largement de l'implication des différents secteurs et parmi eux ceux qui ont une forte consommation énergétique actuelle et potentielle.

Les économies engendrées par la mise en place de cette politique publique de maîtrise de l'énergie seraient -dans ce scénario et pour l'électricité- de l'ordre de 1 500 ktep, soit 26% des consommations d'électricité prévues dans le scénario «laisser-faire».

Mais en partant des expériences passées notamment l'échec relatif dans l'utilisation de la carburation au GPL du parc automobile, des stratégies sectorielles formalisées assises sur une politique des prix incitative, ainsi qu'une réglementation dissuasive devront être sérieusement mises en place. Les pouvoirs publics sont ils prêts à assumer une telle politique, cela reste encore problématique si l'on se réfère aux rejets systématiques et récurrents par le Parlement des ajustements des prix de gas oil demandés par le gouvernement

4.3. Quelle perspective pour les énergies alternatives ?

Force est de constater le retard considérable de l'Algérie dans la promotion des énergies alternatives, du fait des développements précédents qui concluent à un gaspillage avéré des hydrocarbures du fait de la structure des prix et à un sentiment

d'une disponibilité éternelle de ressources fossiles. S'agissant des énergies alternatives, la CREG fixe un objectif modeste de seulement 5% pour 2015 dans la balance énergétique.

S'agissant de l'énergie solaire, la Sonatrach a lancé, par le biais de sa filiale NEAL, la réalisation d'un premier projet hybride gaz/électricité pour produire 180 MGW d'énergie électrique. Ce projet situé à Hassi R'mel, premier à l'échelle mondiale, utilisera le gaz naturel, disponible dans la région de Hassi R'mel, en complément avec l'énergie solaire pour maintenir la production électrique notamment de nuit et par temps nuageux.

Pourtant le gisement solaire algérien figure par contre parmi les plus importants du monde avec plus de 2.000.000 km² du territoire qui reçoivent un ensoleillement de l'ordre de 2.500 KWh/m²/an. Le potentiel est donc énorme mais nécessite des technologies avancées et financements importants pour la génération et le transport de cette énergie.

D'autres projets d'énergie solaire plus importants sont en cours d'identification tel que le projet Adrar-Aachen¹⁵ qui prévoit également le tracé d'une ligne de transport électrique reliant l'Algérie à Aachen en Allemagne.

Ce projet qui peut apparaître coûteux au départ devrait être réalisé par phase en commençant par un projet économique de nature à faire consensus entre un minimum de pays intéressés.

Les besoins de financement du projet global ont été évalués à de 2 milliards € pour la ligne électrique (3000 Kms de câble) et de 12 milliards pour les centrales solaires.

Le plan d'actions prioritaires de la coopération euro- méditerranéenne a retenu ce type de projets pour être financé par la BEI et le FEMIP.

Pour le reste il n'a été mis en œuvre qu'un programme modeste de «petit solaire» réalisé en direction des villages montagneux des Aurès et de la Kabylie et des régions isolées du sud.

S'agissant de l'énergie nucléaire l'Algérie est en retard ; il est enregistré quelques frémissements dans le cadre de coopération avec la Chine, l'Argentine, les USA et la France sans que le programme ne soit réellement défini pour le moment.

15. Communication de T Hasni, PDG de NEAL, au séminaire sur les énergies nouvelles, organisée par la Chambre de Commerce algéro-allemande en Novembre 2007.

Conclusion

Quels nouveaux ajustements de la politique énergétique pour relever les défis d'aujourd'hui et de demain ?

A l'évidence, il est clair que pour l'Algérie son secteur des hydrocarbures lui offre une fenêtre historique de deux ou trois décennies au plus pour financer son développement et faire émerger une économie diversifiée et compétitive. Dans le passé, elle n'a pas su saisir cette opportunité malgré quelques résultats palpable dans la sphère sociale et économique (lancement des grands travaux d'infrastructures, règlement en cours de la question de l'eau, programme de 1 million de logements etc.).

Est-ce du fait d'une variante algérienne du syndrome hollandais qui mérite une réflexion spécifique de la part des élites intellectuelles algériennes pour sortir de cette « impasse énergétique » ?

Il reste à ce propos, outre la politique de réalisation des infrastructures qu'il faudra mener à son terme, non seulement la mise en œuvre d'une sérieuse politique publique de l'offre, mais aussi des ajustements à opérer en profondeur dans le secteur de l'énergie lui-même tel que le montre cette contribution. Il s'agit essentiellement :

- de définir un consensus national sur le profil optimal des exportations d'hydrocarbures à moyen terme, notamment pour le gaz naturel,

- de réévaluer régulièrement en toute transparence, les coûts du gaz et des inputs énergétiques en Algérie pour éviter des transferts implicites de rentes au motif d'avantages comparatifs (le prix de vente local du gaz aux industries pétrochimiques et celles fortement consommatrices de gaz est à l'évidence trop faible eu égard aux évolutions des prix internationaux),

- d'implanter effectivement un modèle de consommation énergétique sobre, pour limiter les gaspillages actuels à la fois des ménages et des activités,

- redéfinir avec l'UE le contenu d'un partenariat stratégique gagnant- gagnant car à présent le rapport de forces dans le marché mondial de l'énergie le permet,

- lancer un vaste programme d'énergies nouvelles plus consistant et moins timoré,

- et enfin investir dans les hommes et les technologies pour consolider les savoir faire et l'expertise collectifs qu'a développé le pays dans le secteur des hydrocarbures.