

الجمهورية الجزائرية الديمقراطية الشعبية  
République Algérienne Démocratique et Populaire  
وزارة التعليم العالي و البحث العلمي الجمهورية  
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique  
المديرية العامة للبحث العلمي و التطوير التكنولوجي  
Direction Générale de la Recherche Scientifique et du Développement Technologique



## Rapport final de projet التقرير العام لمشروع البحث

PNR :

PNR 27 : Economie

Organisme pilote

CREAD

Domiciliation du projet :

CREAD, ALGER

Intitulé du projet :

LES MUTATIONS DES MARCHES GAZIERS INTERNATIONAUX  
LEURS IMPACTS SUR LA POLITIQUE ALGERIENNE DE VALORISATION DU GAZ NATUREL

Intitulé du domaine	PROSPECTIVES HYDROCARBURES
Intitulé de l'axe	AXE 2 VALORISATION DU GAZ NATUREL
Intitulé du thème	STRATEGIE DE VALORISATION DU GAZ NATUREL

Chef de projet		
Nom et prénom	Grade	Etablissement de rattachement
KHELIF AMOR	PROFESSEUR Directeur de recherche associé	Université d'Alger III CREAD

Equipe de recherche			
Nom et prénom	Grade	Etablissement de rattachement	Observation
HAMIDOUCHE NASSIMA	M.A.A	INPS / CREAD	
OUJDIDA SOFIANE	CADRE	SONATRACH COMMERCIALISATION	

**Equipe de recherche :**

**Amor KHELIF,**

**Nassima HAMIDOUCHE**

**Sofiane OUDJIDA**

**COORDONNEES DU PROJET :**

**-Intitulé du domaine : Prospectives Hydrocarbures**

**-Intitulé de l'axe : AX2 Valorisation du gaz naturel**

**-Intitulé du thème : Stratégie de valorisation du gaz naturel**

**INTITULE DU PROJET DE RECHERCHE ;**

**« Les mutations des marchés gaziers internationaux  
Leurs impacts sur la politique algérienne  
de valorisation du gaz naturel »**

**RAPPORT FINAL**

**CREAD, Novembre 2013**

L'objet de ce rapport est de restituer les principales conclusions de notre projet de recherche

Deux grandes interrogations ont dominé nos travaux :

- Où en sont les réformes du cadre institutionnel et contractuel des investissements dans l'industrie nationale des hydrocarbures, et plus spécifiquement dans le sous-secteur du gaz naturel ?
- Quelles sont les contraintes majeures de la mise en valeur de nos ressources en gaz naturel et les réponses qui y ont été apportées ?

Après une analyse de la problématique générale des réformes de la législation sur l'investissement dans le secteur des hydrocarbures ( partie I) qui nous a conduit à dégager les caractéristiques principales des différentes lois sur les hydrocarbures , nous avons examiné (patie II), leurs conséquences directes sur la dynamique du secteur des hydrocarbures et plus particulièrement, les réponses apportées par les politiques publiques dans le domaine spécifique de la mise en valeur du gaz naturel : comment assurer la couverture à moyen et long terme des besoins du marché intérieur qui est en forte croissance ? comment faire face à la concurrence internationale et à la faiblesse persistante des prix internationaux de valorisation du gaz , notamment après la libéralisation du principal marché du gaz algérien, celui de l'Union européenne ? comment interpréter les tentatives d'internationalisation des activités de Sonatrach dans la distribution du gaz ?.....

### **Partie I-Les étapes des réformes du droit minier algérien des hydrocarbures**

Le secteur algérien des hydrocarbures a connu une série de changements, incessants et multiples, tant dans ses structures institutionnelles et contractuelles que dans ses structures de gestion et de contrôles.

Les exemples de ces changements sont multiples : réouverture de l'amont pétrolier et gazier aux compagnies étrangères, libéralisation des codes des investissements et des régimes de fiscaux, joint-ventures de toute nature entre la Sonatrach et les compagnies étrangères,...

Cette liste des réformes n'est, bien entendu, ni exhaustive ni définitive, elle est en revanche significative, elle signale, en quelque sorte, le chemin parcouru par l'Algérie depuis la nationalisation du secteur des hydrocarbures et les modifications apportées à ce modèle de base.

Dans quelle mesure ces changements sont imputables à l'évolution du droit minier encadrant les investissements (lois sur les hydrocarbures), aux mutations de la doctrine de commercialisation des hydrocarbures et à l'internationalisation des activités de Sonatrach.

Une brève analyse des différentes étapes de la législation sur l'investissement et leurs conséquences au niveau du secteur pétro-gazier permet d'apporter des éléments de réponses

### **1-La question stratégique de l'accès des compagnies étrangères aux gisements algérien de pétrole et de gaz**

Les réponses apportées par le droit minier algérien des hydrocarbures à la question de l'accès des compagnies étrangères aux gisements de pétrole et de gaz n'ont pas fait l'objet d'une évolution simple et linéaire.

Globalement, trois régimes juridiques et contractuels principaux se sont succédés dans l'histoire pétrolière et gazière du pays, desquels se dégage une double tendance :

- d'abord, une tendance à la limitation de l'accès à la production des compagnies pétrolières internationales, au profit de l'Etat algérien et son opérateur public Sonatrach (abolition du régime des concessions, nationalisation des activités du secteur, exclusivité du régime de contrats de service).

- Ensuite, une tendance à l'élargissement de l'accès à la production au profit des compagnies pétrolières internationales (instauration du régime de «partage de production», d'abord limité aux hydrocarbures liquides, puis étendu au gaz naturel)

- **Le régime des concessions (1962-1971)**

Hérité de la période coloniale, ce régime juridique a dominé le droit minier algérien des hydrocarbures au cours de la période courant de l'indépendance jusqu'à la nationalisation des activités du secteur le 24 février 1971.

Ce régime a cependant été tempéré par la création le 31 décembre 1963, de la compagnie publique Sonatrach, à qui les pouvoirs publics ont confié la mission de développer, sur une base nationale et indépendante, le secteur des hydrocarbures.

Premier régime juridique connu dans le domaine de l'exploration et de la production d'hydrocarbures, ce régime garantissait aux compagnies pétrolières internationales l'accès aux gisements de pétrole brut.

Les mécanismes du contrat de concession sont les suivants :

Conclu entre une société pétrolière ou un groupe de sociétés pétrolières et l'Etat algérien, ce dernier laissait à la société pétrolière – ou au consortium de sociétés – chargée de la prospection et de l'exploitation des gisements, la libre disposition des produits mis à jour moyennant le paiement d'un loyer annuel et d'une redevance (royalty) calculés sur le volume de la production.

Pour l'essentiel, le contrat de concession s'inspirait des contrats conclus pour le même objet dans les pays industrialisés (notamment les Etats-Unis). Il s'enrichit d'ailleurs rapidement de techniques juridiques nées dans ces pays, tel le «cash bonus», sorte de pas de porte versé au propriétaire des droits sur le sous-sol lors de la conclusion de l'accord.

L'application de ce système a connu de nombreux conflits opposant l'Etat algérien aux sociétés pétrolières, notamment à propos de la délimitation de l'assiette fiscale et du mode d'exploitation technique des gisements.

Il a été aboli par la loi de nationalisation des activités du secteur en février 1971.

#### **- Le régime des contrats de services (1971-1986)**

En nationalisant le patrimoine pétrolier, l'Etat algérien affirmait son droit de propriété sur les hydrocarbures contenues dans son sous-sol, se réservant ainsi de fixer les conditions de la recherche et de l'exploitation des gisements.

L'expropriation des compagnies pétrolières étrangères et la création d'un monopole sur les activités pétrolières et gazières qui a été confié à la société nationale Sonatrach ont privé les compagnies de tout accès direct aux gisements algériens.

Cependant, la nationalisation n'a pas abouti à l'éviction de toutes les sociétés étrangères. Au régime des concessions s'est substitué un régime de contrats de service. Des accords ont été conclus entre l'Etat algérien, la Sonatrach et de nombreuses compagnies (compagnies dont les actifs ont été nationalisés ou celles, parmi les nouveaux venus), accords par lesquels il a été confié à ces partenaires étrangers des activités de recherche et d'exploration..

Deux types de contrats de services ont prévalu :

- Les contrats de services à risques (dits contrats d'entreprise ou d'agence) selon lesquels la compagnie étrangère n'est remboursée de son financement de la recherche – exploration, qu'en cas de production. On peut dire alors que le contrat de services à risques est un contrat par lequel le contractant étranger doit procéder à la recherche de gisements, à ses propres risques, pour le compte de la société nationale Sonatrach, contre un remboursement des dépenses encourues et une rémunération en espèces, en cas seulement de succès des travaux de recherche.

- Les contrats d'assistance technique, sans risques, dans lesquels le contractant exécute des travaux particuliers en contrepartie d'une rémunération négociée.

Dans les deux types de contrats, la production revenait en totalité à la Sonatrach et le contractant pouvait parfois en acheter une fraction dans des conditions convenues.

#### **- Le régime de « partage de production » (loi de 1986, amendements de 1991)**

Instauré dans un contexte d'effondrement des recettes extérieures et de tassement des activités d'exploration, le régime juridique de «partage de production» a été établi en Algérie par la loi de 1986 pour le pétrole, et les amendements de 1991 pour le gaz naturel.

L'objectif du système de contrat de « partage de production » consiste à mettre la compagnie nationale Sonatrach en position privilégiée en lui attribuant directement des zones attractives (elle se les attribue elle-même depuis 1991, depuis que l'Etat, sous la pression des compagnies étrangères, qui souhaitaient un interlocuteur unique du côté algérien s'est dessaisi de l'essentiel de ses prérogatives en matière de gestion du domaine minier, au profit de Sonatrach) tout en faisant d'elle pour les autres zones un partenaire obligatoire et dominant pour les associations avec les compagnies étrangères.

Cette formule contractuelle présente l'avantage de conduire la compagnie étrangère financer la totalité des investissements de recherche et de développement des gisements, tandis que la production, après un quota réservé aux remboursements des coûts d'investissement initiaux («cost oil») et des impôts sur les revenus pétroliers, est cependant partagée de manière avantageuse pour la Sonatrach.

Cela a permis à la compagnie nationale de consacrer l'essentiel de ses capacités d'investissement à ses propres zones

Par ailleurs, le monopole total de Sonatrach sur les canalisations de transport lui a offert un moyen supplémentaire pour renforcer sa position dans les négociations avec les compagnies étrangères

On peut donc affirmer qu'il s'agissait, dans les conditions d'un recours jugé nécessaire aux compagnies pétrolières étrangères, d'un compromis satisfaisant pour toutes les parties et qui a d'ailleurs très bien fonctionné en suscitant l'adhésion massive des partenaires étrangers.

A la différence des contrats de services, l'accès à la production est donc maintenu dans les contrats de «partage de production» mais il est étroitement limité.

Le contrat de partage de production a été, en effet, parfois confondu avec le contrat de services, car il ne confère à la société étrangère qu'un statut juridique très limité, l'Etat (via la Sonatrach) étant le seul titulaire des droits miniers et le responsable des opérations. Il mérite pourtant d'être distingué de la masse des contrats de services ou d'assistance technique.

En effet, la différence fondamentale entre un contrat de services et un contrat de partage de production réside dans le fait que, dans le cadre d'un contrat de services, la rémunération est payée en espèces au lieu d'être versée en nature et le contractant n'a aucun droit d'accès aux hydrocarbures extraits pour les commercialiser.

A ces grands régimes de référence en matière d'investissement dans le domaine des hydrocarbures, il y a lieu d'ajouter le cas de la loi sur les hydrocarbures adoptée en avril 2005 qui a refondu en profondeur le régime de partage de production en supprimant le contrôle majoritaire automatique de la production détenue par la Sonatrach (51% au minimum)

sur toute exploitation de gisements de pétrole brut ou de gaz naturel réalisée par les partenaires étrangers, et son remplacement par un droit de préemption pour la Sonatrach, fixé, d'abord à 25% puis augmenté à 30% au maximum.

Cette loi, que certains spécialistes ont assimilé à un retour à l'ancien régime des concessions, avait pour objectifs une démonopolisation totale des activités hydrocarbures et, en conséquence, la suppression de la plupart des dispositions favorisant la compagnie nationale (monopole de transport et du raffinage, majorité automatique, égale à 51% au minimum dans l'exploitation des gisements....

Sonatrach devait, par ailleurs, être transformée en une simple société commerciale qui sera exposée, comme toutes les sociétés pétrolières étrangères, à la concurrence.

Avant même son entrée en vigueur effective, cette loi a été sensiblement remaniée par l'ordonnance du 30 juillet 2006 qui a rétabli la majorité automatique (51% au minimum) au profit de la Sonatrach et confirmé le monopole de la compagnie nationale sur les activités de transport et de raffinage.

## **2 – Les conséquences sur la dynamique du secteur des hydrocarbures**

**Les différentes réformes du système juridiques et contractuel applicables aux investissements dans les hydrocarbures ont induit, naturellement, des conséquences très contrastées sur les activités du secteur**

L'adoption du régime des contrats de services au lendemain de la nationalisation des activités du secteur des hydrocarbures a débouché sur des résultats très modestes : en quinze ans (1971-1986), seulement 25 associations avec les compagnies pétrolières ont vu le jour (soit moins de deux associations par an) et n'ont concerné que 10% du domaine minier, soit 150.0000 Km<sup>2</sup> sur un total de 1.500.000 Km<sup>2</sup>.

La modestie des engagements des compagnies pétrolières internationales dans l'exploration, la faiblesse des découvertes qui en a résulté (le remplacement des réserves extraites, en moyenne cumulée pendant toute la période 1971-1986 , a été négative, à peine 70%), la non – compétitivité des conditions offertes et surtout l'effondrement des prix pétroliers au milieu des années quatre-vingts ont conduit à la refonte de la législation en vi-



gueur avec pour effet d'ouvrir davantage le domaine minier national aux investisseurs étrangers.

L'institutionnalisation de cette ouverture est symbolisée par l'adoption du régime dit de «partage de production», d'abord en 1986 pour le pétrole brut, puis en 1991 pour le gaz nature<sup>1</sup>.

Les résultats de cette réforme n'ont pas tardé à apparaître.<sup>2</sup>

### **-Une croissance appréciable ...**

Malgré les réserves suscitées à l'époque par ces réformes<sup>3</sup>, les résultats en termes de croissance du domaine exploré, de découvertes, d'augmentation des productions et des exportations...ont été très encourageants.

La montée en puissance du régime des contrats de « partage de production » a permis, en effet, après une courte période d'hésitation, un afflux sans précédent des compagnies étrangères, d'abord dans les activités pétrolières, puis progressivement dans les activités gazières

L'arrivée massive des compagnies, a été encouragée par la perspective d'accès aux gisements et à une part de la production .

En quelques années seulement après la mise en application de la formule des contrats de partage de production, le bilan des activités du secteur national des hydrocarbures a été remarquable, malgré un contexte politique local assez difficile.

Au cours de la seule période 1991 / 1998<sup>4</sup> qui correspond au démarrage de ce nouveau régime des investissements, 32 contrats de recherche et 6 contrats de prospection, couvrant une superficie totale de 299 174 km<sup>2</sup> ont été signés avec 22 compagnies, 57.000km de sismique 2-D et plus de 670km 3-D ont été acquis et 103 forages réalisés (61 d'exploration, 25 d'extension et 17 de développement); 43 découvertes ont été réalisées dont 15 en 1994-1995, 10 en 1996 et 10 autres en 1997.

---

<sup>1</sup> Amor Khelif : « la réforme du secteur des hydrocarbures, ajustement libéral ou changement de logique économique ? » Ouvrage collectif « où va l'Algérie », Paris, 2001.

<sup>2</sup> Sonatrach, communication au colloque de l'institut français du pétrole, *panorama* 1998.

De manière générale, les années 1990 qui correspondaient à la période de montée en puissance du nouveau régime contractuel, ont été particulièrement fructueuses en ce qui concerne les découvertes. En 1996, la Sonatrach a fait état de 10 découvertes, dont 8 en association avec des compagnies étrangères et 2 réalisées par elle seule. Le taux de succès de l'exploration (forages productifs sur forages stériles) avait été de 50% au cours de cette année et le potentiel de réserves prouvées et probables mises en évidence grâce à ces 10 découvertes était estimé par la société nationale à 179 millions de tonnes équivalent pétrole (tep). L'année 1997 a été aussi une excellente année avec 10 découvertes enregistrées. Ces découvertes ont été le fait de 5 compagnies internationales, la Sonatrach n'a pas annoncé de découvertes pour cette année-là.

Bien que certains opérateurs, notamment ceux qui ont obtenu le plus de succès dans l'exploration, aient davantage mis l'accent sur le développement de leurs découvertes et baissé d'autant la fréquence de leurs forages d'exploration, les premières années de la décennie 2000 ont connu également d'excellents résultats pour l'exploration (la Sonatrach a annoncé un nombre record de 171 découvertes pour l'ensemble de la décennie). Par contre, et comme on s'y attendait, la période postérieure à l'année 2008 a connu une nette baisse des découvertes, baisse liée à l'effondrement des prix pétroliers internationaux qui a suivi la crise financière et économique. Cette situation a conduit les compagnies à réviser à la baisse leurs budgets d'exploration : 9 découvertes seulement ont été enregistrées cette année là, 3 par la Sonatrach et 6 en association.

Malgré le tassement des activités d'exploration dans le Monde, la reprise très sensible des investissements d'exploration observées au cours des deux dernières années en Algérie montre que le pays reste attractif .

Pour ne s'en tenir qu'aux deux années récentes, 16 découvertes d'hydrocarbures ont été réalisées en 2010, contre 20 en 2011 et le même succès est attendu en 2012.

L'étude de ces découvertes, bien qu'étalées dans le temps, permet de mettre l'accent sur deux caractéristiques principales : d'une part, leur extrême concentration géographique : 9 découvertes sur 10 ont en effet été réalisées dans le bassin de Berkine. Ce bassin, dans lequel plus de 4 milliards de barils ont été déjà mis en évidence, devrait demeurer la zone de prédilection pour l'exploration en Algérie, en raison de la bonne connaissance de ses don-

nées géologiques et géophysiques <sup>5</sup>; et, d'autre part, la montée en puissance des compagnies anglo-saxonnes et spécialement américaines.

Cette poussée des découvertes s'est traduite très rapidement par l'augmentation des réserves, des capacités de production de pétrole et de gaz et l'essor des exportations.

Aussi, dès 1997, les exportations d'hydrocarbures ont dépassé la barre symbolique de 100 millions de Tep pour atteindre 104 Mtep en 1998, elles ont atteint 115 Mtep en 1999 et ont bondi à 120 Mtep en 2000

Comme le montre le tableau suivant, cette tendance s'est poursuivie au cours des années récentes, tous les indicateurs physiques et financiers ont régulièrement augmenté

#### Evolution des indicateurs physiques et financiers

Période 2002-2008

Années	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
<b>1. réserves :</b>							
. pétrole brut (en millions de barils)	11.314	11.800	11.350	112.270	12.200	12.200	12.200
. gaz naturel (en milliards de m <sup>3</sup> )	4.523	4.545	4.545	4.504	4.504	4.504	4.504
<b>2. production :</b>							
. pétrole brut (en 1000 b/j.)	729	942	1.311	1.352	1.368	1.371	1.356
. gaz naturel (commercialisé) (en millions de m <sup>3</sup> )	80.367	82.829	82.009	89.235	88.209	84.827	86.505
<b>3. raffinage :</b>							
. capacité (en 1000 b/j.)	462	462	462	462	455	475	522
. production (en 1000 b/j.)	469	447	446	451	451	501	516

<sup>5</sup> Voir travaux de la conférence sur l'exploration du bassin de Berkine (ex. Ghadamès) Alger, décembre 1997).

.consommation en 1000 b/j.)	203	218	232	245	255	277	299
<b>4. exportations</b>							
. pétrole brut (en 1000 b/j.)	566	741	893	970	947	1.253	840
. produits raffinés (1000 b/j.)	527	528	448	451	435	451	456
. pétrole brut + produits raffinés) (1000 b/j.)	1.093	1.269	1.339	1.422	1.383	1.704	1.297
.gaz naturel (millions de m <sup>3</sup> )	57.800	59.800	59.600	64.200	61.071	58.907	59.670
<b>5. recettes des exportations d'hydrocarbures</b>							
.valeur des exportations (en mil- lions de dollars)	18.820	24.105	32.324	45.631	53.231	59.480	77.293
. balance des comptes courants (en millions de dollars)	4.583	7.030	10.168	18.072	18.545	32.483	37.082

**Source** : Rapport annuel, Sonatrach, Alger, différents numéros

Bulletin annuel, BP., différents numéros –

ONS, statistiques financières, Alger, différents numéros

Si les augmentations des exportations sont généralisées à tous les produits, le gaz naturel en a constitué, comme prévu, le poste principal. Selon le plan de développement de l'ensemble du secteur des hydrocarbures initié au début 1990, la Sonatrach prévoyait notamment une augmentation d'environ 50% des exportations et le doublement des investissements au cours de la décennie. En termes physiques, le plan de développement prévoyait

la production de 1400 M/tep d'hydrocarbures entre 1990 et 2002 dont 740 M/tep de gaz naturel (soit environ 54 % de la production totale, hors condensat et hors GPL), 380 M/tep de pétrole brut, 210 M/tep de condensat et 70 M/tep de GPL. Selon les termes de ce plan, la Sonatrach espérait exporter, entre 1990 et 2002, l'équivalent de 1100 M/tep d'hydrocarbures réparties comme suit : 510 M/tep de gaz naturel, 290 M/tep de pétrole brut et de produits raffinés, 202 M/tep de condensats et 64 M/tep de GPL et investir 155 milliards de dinars algériens (de 1989) à l'horizon 2000, soit environ 20 milliards de dollars, dont plus de la moitié sera consacrée au financement des infrastructures de gaz<sup>6</sup>

Le programme spécifique de valorisation du gaz naturel comportait, entre autres, un vaste projet portant sur le développement, en association avec les compagnies étrangères, de 11 gisements de gaz humide, situé au sud-est de Hassi R'Mel. L'objectif de ce projet est de récupérer le maximum de condensat et de GPL et d'augmenter les exportations de gaz. Ces gisements contiennent des réserves estimées à l'époque à environ 95 millions de tonnes de condensat et 160 millions de tonnes de GPL. D'un coût estimé en 1990 à 6 milliards de dollars (ce coût a été depuis réévalué à maintes reprises), le projet visait la production de 170.000 b/j<sup>7</sup> de GPL et 100.000 b/j de condensat à partir de 1995.

Pour le programme d'exportation de gaz, l'objectif de commercialiser sur le marché international 60 milliards de m<sup>3</sup>/an, à la fin de la décennie a été atteint dès 1999 (60,3 milliards de m<sup>3</sup> de gaz ont été exportés cette année-là, soit le record absolu des volumes exportés depuis le démarrage des programmes d'exportation de gaz au milieu des années soixante, rappelons par ailleurs que le volume exporté de gaz s'est stabilisé au cours des années récentes autour de 55 /57 milliards de mètres cube/an).

La commercialisation de ce volume de gaz a été assurée pour moitié sous forme de GNL, la capacité opérationnelle des unités de liquéfaction a été portée, après l'achèvement du programme de réhabilitation en 1997, à environ 32 milliards de m<sup>3</sup>/an qui pourrait être augmenté, dans une phase ultérieure, de 10 à 15%, ce qui porterait la capacité GNL à 33/37 milliards de m<sup>3</sup>/an. Le reste des volumes contractés à l'exportation a été acheminé pour près de 80% par le gazoduc Trans-Med (Algérie - Italie) dont la capacité a été dou-

---

<sup>6</sup> Ce programme d'investissement a été sensiblement revu à la hausse puisque la Sonatrach a investi un montant presque équivalent (19,1 milliards de dollars) sur la seule période 1997-2001.

<sup>7</sup> 1 tonne équivalent pétrole = 7 barils environ, 1 baril = 5,7 MMBTU environ.

blée en 1995 (portée à 26 milliards de m<sup>3</sup>/an) et pour 20% par le gazoduc Maghreb - Europe (Algérie-Espagne).

Longtemps prudente, la politique d'exportation de gaz semble connaître aujourd'hui un virage, les signes d'une nouvelle politique plus ambitieuse d'exportation commencent à paraître : la Sonatrach envisage maintenant des plafonds plus élevés : 85 Gm<sup>3</sup> en 2014. Cette volonté de conquête de nouveaux marchés gaziers, la compagnie algérienne entend désormais la mener conjointement avec des partenaires étrangers, sur le modèle d'association avec la compagnie BP sur le gisement de gaz de IN-SALAH et s'appuierait, sur le plan logistique, sur le doublement du gazoduc, Maghreb-Europe et la montée en puissance de la canalisation directe Algérie-Espagne, inauguré en 2013 . Pour faciliter cet objectif, la compagnie Sonatrach entend également intensifier ses prises de participation dans certains projets gaziers, en Europe du Sud notamment.

Les préparatifs sont également avancés en vue d'exporter de l'électricité produite en Algérie à partir du gaz (une société commune regroupant la Sonatrach et la compagnie nationale de production d'électricité, la Sonelgaz a été constituée à cet effet) et de transformer le gaz afin de l'exporter sous forme de produits pétrochimiques et d'engrais.

#### **- Le réajustement des rapports de force au sein du secteur**

L'ouverture aux investissements étrangers, qui s'est raffermie avec force au cours des années 1990, a engagé le secteur des hydrocarbures dans une double évolution. D'une part, l'opération des gisements en exploitation s'est ajustée en faveur des compagnies étrangères, et d'autre part, la pénétration en force du capital pétrolier américain.

#### **- Le renforcement du rôle des compagnies étrangères**

En une courte période, le poids des compagnies s'est renforcé sensiblement aux dépens de la Sonatrach. Quelques chiffres pris dans les activités des services pétroliers suffisent à le souligner. Dès l'année 1993, les 18 partenaires étrangers de la Sonatrach l'ont déjà dépassée en termes mètres forés pour l'exploration et les activités sismiques. De 1992 à 1993, la Sonatrach a vu ses activités reculer (32 839 mètres forés contre 34 347 mètres), alors que les compagnies étrangères ont foré 35 369 mètres contre 17 072 mètres en 1992, soit un doublement en une seule année. De même pour les activités sismiques, les compagnies

étrangères ont réalisé 11 771 km de profils sismiques en 1993 contre 4 023 km par la Sonatrach. L'intensification des activités de services assumées par les compagnies étrangères n'a cessé de se renforcer depuis.

Mais c'est au niveau de l'opération des gisements ( mise en production) que le basculement a été le plus sensible. Alors que jusqu'en 1998, la capacité de production des champs opérés par la Sonatrach dépassait allègrement celle des compagnies ( en cette année 1998, la capacité de production opérée par la Sonatrach était de 690 000 b/j et celle de ses associés étrangers totalisait à peine 240 000 b/j), la société nationale a vu sa capacité diminuer régulièrement au cours des années suivantes face à la croissance des parts de production assurées par les partenaires étrangers. Selon une étude récente de l'époque , le volume de production assuré par les compagnies étrangères a dépassé celle de la Sonatrach dès l'an 2000 (725 000 b/j contre 663 000 b/j ; la part de production de la compagnie nationale aurait même chuté en dessous du seuil de 600 000 b/j dès l'an 2003.

#### - **Les nouveaux acteurs : les compagnies américaines**

Si les compagnies étrangères ont pu, en si peu de temps, conquérir une position forte, c'est notamment grâce au dynamisme des compagnies américaines.

Le dynamisme du capital pétrolier américain, dont la présence en Algérie, à l'échelle connue actuellement, est relativement récente, est confirmé d'abord par le volume des investissements engagés dans la recherche-exploration.

Dès l'an 2000, le cumul des investissements réalisés par les compagnies américaines dans l'exploration en Algérie a dépassé le milliard de dollars, soit la moitié des dépenses cumulées totales engagées dans l'exploration sur le long de la décennie 1990 /2000. Ce volume d'investissements, déjà remarquable, a été très vite dépassé puisque les compagnies américaines prévoyaient de dépenser l'équivalent de 4 milliards de dollars au cours du quinquennat 2000-2005<sup>8</sup>

Trois compagnies symbolisent la puissance du capital pétrolier américain en Algérie : Anadarko dans l'exploration-production, Arco dans la récupération assistée et Amoco dans l'exploitation du gaz naturel. Si on ajoute la British Petroleum (BP) (Grande Bretagne), on

---

<sup>8</sup> Sonatrach, Conférence mondiale de l'énergie, Houston, Etats-Unis, septembre 1998.

peut considérer que les compagnies anglo-saxonnes ont aujourd'hui largement supplanté le capital traditionnel sud-européen, français notamment.

- Depuis la signature de son premier contrat «partage de production» en 1989, Anadarko a accumulé de nombreux et importants succès dans l'exploration.

Encouragée par ses succès, son niveau d'activité s'est renforcé particulièrement au cours des deux dernières décennies. Dès 1998, elle a été amenée à forer plus de puits que le total des forages qu'elle a effectués depuis son entrée en Algérie.

Sa production devait passer de 30000 b/j en 1998 à 330000 b/j en 2002, et elle envisageait d'atteindre, voire dépasser le volume record de 500000 b/j en 2005<sup>9</sup> (25 Mt par an).

L'Algérie est ainsi devenue une zone stratégique pour les activités de la société américaine. En 1997 par exemple, elle a représenté 44% de ses réserves totales d'hydrocarbures liquides et 26% de ses réserves prouvées totales (hydrocarbures liquides et gaz naturel), contre 42% et 21% en 1996.

- Un autre exemple du dynamisme des compagnies américaines est représenté par la société ARCO (qui est aujourd'hui associée à la compagnie BP) Cette dernière et la Sonatrach ont conclu en 1996, un accord prévoyant que la compagnie américaine financerait les dépenses d'exploitation du gisement de Rhourde-El-Baguel et un programme de récupération assistée reposant sur des forages intercalaires et l'injection de gaz miscible, soit une dépense totale estimée à l'époque à 1,3 milliard de dollars. Ce programme d'investissement n'a cessé depuis, de monter en puissance. Dès 1996, ARCO a investi l'équivalent de 400 millions de dollars dans le projet de Rhourde-El-Baguel (dont 225 millions de dollars sous forme de droits d'entrée). En 1997, le volume total de ses dépenses a grimpé à 440 millions de dollars et en 1998, il devait atteindre 335 millions de dollars.

Comme pour Anadarko, le poids des investissements en Algérie prend de l'importance dans les actifs de la compagnie. Ainsi, on estime que les investissements d'ARCO pour Rhourde-El-Baguel, et pour la seule année 1998, ont représenté 26% des dépenses d'explo-

---

<sup>9</sup> PGA, n° 713 du 1er décembre 1998. Un des problèmes majeurs en perspectives est le respect du quota de production dans le cadre des accords de l'OPEP. Jusqu'ici, la part de prélèvement des compagnies sur la production, encore modéré a permis de gérer cette question, mais le problème risque de se poser avec beaucoup d'acuité au fur et à mesure de la montée en puissance de ces prélèvements.



ration-production de la compagnie américaine en dehors des Etats Unis. En échange de ses investissements et de son apport technique dans le programme de récupération assistée, ARCO a accès depuis le 3ème trimestre 1996, à une part de la production de Rhourde-El-Baguel. En 1997, sa part dans cette production a atteint 17 000 b/j contre 6 300 b/j en 1996. ARCO estime que la production de Rhourde-El-Baguel atteindra 125 000 b/j au début de la décennie 2000, ce qui accroîtrait d'autant sa part dans la production. Cet accord avec Sonatrach est resté longtemps l'unique en matière d'association d'une compagnie étrangère à l'exploitation d'un gisement qui était déjà en cours d'exploitation. A la différence des nombreux accords, notamment dans le gaz., Rhourde-El-Baguel, était en effet en production lors de la signature du contrat Sonatrach /ARCO.

- Dans l'exploitation du gaz naturel, la compagnie AMOCO ( aujourd'hui absorbée par BP ) a acquis un rôle majeur. En 1998, la Sonatrach et AMOCO ont conclu un important accord qui prévoyait le développement et l'exploitation de quatre champs gaziers dans la région d'In-Amenas, située au centre-est du pays, tout près de la frontière avec la Libye.

D'une durée de vingt ans, ce contrat est important pour une série de raisons :

- le volume des investissements qui seront effectués par AMOCO s'élèvera à 900 millions de dollars environ. Ce programme d'investissements comporte le paiement d'un droit d'entrée (30 millions de dollars), le financement du développement des champs (790 millions de dollars) et le remboursement des dépenses d'exploration effectuées antérieurement par la Sonatrach (111 millions de dollars).

- AMOCO fait son entrée en Algérie, ce qui accroît l'implication déjà très importante des compagnies pétrolières américaines et permet surtout, au nouveau groupe international, BP/ AMOCO, de contrôler une position stratégique dans l'amont gazier algérien.

- La production d'In-Amenas sera très importante puisque la capacité de l'usine de traitement qu'on envisageait de construire sur le site serait de 19,9 millions de m<sup>3</sup> de gaz par jour, soit près de 7,3 milliards de m<sup>3</sup> par an.

Les travaux de développement, la situation de l'usine et la pose des canalisations devaient s'étaler sur 3 ans (de 1999 à 2001) et la production a débuté en 2002. Le gaz naturel

produit est resté la propriété exclusive de la Sonatrach, AMOCO a été rémunérée, au titre de ses dépenses, par l'octroi d'une partie des GPL et des condensats produits.

Malgré l'importance de ce contrat, il n'y a pas eu donc de commercialisation internationale commune comme pour l'autre mégaprojet gazier d'In-Salah conclu en 1995 avec BP et entré en vigueur en 1997, et auquel s'est jointe depuis la compagnie norvégienne.

Souvent cité, par la Sonatrach, comme un modèle d'association avec les compagnies internationales, ce contrat prévoit un partenariat sur l'ensemble de la chaîne gazière allant de l'exploration-développement dans la région d'In-Salah jusqu'à la commercialisation internationale du gaz en passant par l'exploitation des champs et le transport.

La première phase de ce projet, entièrement financée par la compagnie BP portait sur l'exploration et l'appréciation de l'état des réserves et s'est achevée en 2001. A l'issue de cette période qui a été également consacrée à la recherche de débouchés internationaux pour le gaz (une société commune Sonatrach/BP pour la commercialisation internationale du gaz a été créée), les deux associés ont pris la décision en 2003 de démarrer la phase «développement». Cette décision a été retardée, elle aurait dû être prise selon le calendrier initial, au plus tard en 2001.

L'engagement de la phase « développement », devait mobiliser de 3,5 à 4 milliards de dollars<sup>10</sup>.

## **Partie-II LES CONTRAINTES DE LA POLITIQUE ALGERIENNE DE VALORISATION DU GAZ NATUREL .**

L'Algérie est mieux dotée en gaz naturel qu'en pétrole. Les réserves prouvées de gaz naturel s'élèvent à 4500 milliards de m<sup>3</sup>, soit trois fois les réserves de pétrole (12 milliards de barils).

D'où l'intérêt constant des autorités algériennes d'assurer une meilleure valorisation de cette ressource, dont le marché naturel et le plus important est constitué par les pays de l'Union européenne.

---

<sup>10</sup> Ce chiffre aurait été révisé à la baisse (environ 2,8 milliards de dollars selon une récente estimation de BP), compte tenu des réductions de coûts identifiées par des études postérieures de conception et d'ingénierie . Ces économies auraient porté en bonne partie sur les dépenses de forages. Dont le nombre, en raison de la capacité de production des réservoirs, s'est avéré sensiblement moins nombreux que ce qui était anticipé au départ.

Dans le spécifique de l'Algérie, cet objectif crée une concurrence croissante en matière d'affectation des ressources : la couverture des besoins à long terme du marché intérieur en gaz naturel est confronté en permanence aux pressions pour accroître les exportations .

### **1-La concurrence entre la couverture des besoins à long terme du marché intérieur et les exportations**

Il est utile de revenir sur un enjeu important, pour l'Algérie, celui de l'arbitrage entre la couverture des besoins à long terme du marché intérieur et les exportations.

En effet, la question de l'arbitrage entre la couverture des besoins en gaz du marché national à long terme et les exportations est une question récurrente, elle vient d'être relancée par les conclusions d'une étude menée en 2009 par la Commission Nationale de Régulation de l'Electricité et du Gaz-CREG.

Selon la CREG, la demande nationale de gaz (hors autoconsommations du secteur énergétique lui-même estimées à une douzaine de milliards de mètres cubes) a augmenté assez rapidement, son taux annuel de croissance sur la période allant de 1998 à 2008 a été de 4%, ce qui l'a fait passer de 18,2 milliards de mètres cubes en 1998 à 26,6 milliards de mètres cubes en 2008.

Elle sera cependant en très forte progression au cours des prochaines années.

A l'horizon 2018, la CREG, prévoit dans son scénario moyen, une accélération de cette croissance puisque le taux annuel entre 2009 et 2018 serait de 7,4%.

Si ce scénario se vérifiait, la demande de gaz du pays atteindrait 54,22 milliards de mètres cubes en 2018, soit une hausse de 104% environ par rapport à 2008.

Additionnée au volume de gaz exporté (85 milliards de mètres cubes à partir de 2014), la production de gaz commercialisée atteindrait un niveau plancher de 140 milliards de mètres cubes en 2018, ce qui pourrait représenter une pression difficile à supporter par les gisements de gaz et un déclin accéléré des réserves.

Ce passage à un niveau de production sans précédent constitue une rupture importante..

L'Algérie a fait jusqu'ici preuve d'une gestion très prudente de ses exportations de gaz.

Cette prudence s'expliquait par le rôle dévolu au gaz naturel dans la couverture, en priorité, des besoins à long terme du marché intérieur.

La politique du «tout gaz » qui a été retenue au début des années 1970, dans le cadre de ce qu'on a convenu d'appeler le modèle national de consommation d'énergie, était de promouvoir le gaz naturel dans tous les usages énergétiques (fabrication d'électricité, production de chaleur pour les industries, couverture des besoins du secteur domestique et tertiaire, base pour la pétrochimie,...), elle s'est donnée pour objectif d'assurer en priorité la couverture des besoins du marché intérieur en gaz naturel jusqu'à 2035<sup>11</sup> au minimum. Autrement dit, l'objectif était d'arriver en 2010, année d'échéance de la plupart des contrats d'exportation de gaz (qu'on a recommandé de ne pas renouveler, sauf découvertes substantielles de nouvelles ressources), avec une position «réserves sur demande nationale » au moins égale à 25 ans .

Ce mode d'affectation des réserves disponibles entre marché intérieur et exportation s'est trouvée relativement simplifiée: une fois l'horizon de couverture de la demande du marché intérieur a été fixé, le volume disponible pour l'exportation découle logiquement, déduction faite du cumul des consommations intérieures jusqu'à l'échéance 2035, de l'estimation des réserves en place.( ne seront comptabilisées dans ce bilan que les réserves prouvées récupérables, sans aucune spéculation sur des réévaluations ou la découverte potentielles de réserves additionnelles.)

La compagnie publique de l'électricité et du gaz-Sonelgaz, l'opérateur principal sur le marché intérieur de la distribution du gaz (le gaz destiné à l'auto consommation du secteur des hydrocarbures , du raffinage et de la pétrochimie, y compris les engrais, est livré directement par la Sonatrach) , tablait dans les scénarios faits à l'époque sur un taux de croissance moyen relativement élevé de la demande intérieure, de 4,6%/an jusqu'en 2035, ce qui s'est révélé, notamment au cours de la décennie quatre-vingt-dix, rela-

---

<sup>11</sup> Pour être significative, la priorité accordée à la sécurisation à long terme des approvisionnements intérieurs, aurait dû reposer sur l'affectation (le gel ?) de gisements de gaz aux fins exclusives de couverture des besoins à long terme du marché intérieur (cf. l'exemple des Pays-Bas).

tivement optimiste

Le progrès plus que modéré de la demande intérieure, joint au redémarrage de l'exploration grâce notamment à l'application du nouveau régime contractuel de «partage de production», a créé un impact favorable pour l'augmentation des réserves d'hydrocarbures.

Il y a lieu de rappeler en effet, que jusqu'au début de la décennie quatre-vingt-dix, les réserves prouvées initiales de pétrole et de gaz de l'Algérie étaient en déclin régulier, la reconstitution des réserves extraites au cours d'une année n'était que partiellement assurée, les réserves récupérables restantes étaient donc en baisse régulière.

Cette tendance a été sensiblement inversée au cours de la décennie quatre-vingt-dix. Comme nous les soulignons précédemment, les découvertes réalisées par la Sonatrach seule ou en association avec ses partenaires étrangers, à partir notamment du milieu des années 1990, ont permis une augmentation substantielle des réserves et une hausse de la production, cette dernière a été d'abord, très sensible dans l'extraction de pétrole avant de s'étendre au gaz naturel.

On comprend dans ces conditions que l'Algérie a commencé à envisager des volumes d'exportation supérieurs aux 60 Gm<sup>3</sup> /an retenus comme plafond officiel pour l'échéance 2000. On évoque maintenant un plafond plus élevés : 85 à Gm<sup>3</sup> /an en 2012 (reporté officiellement à 2014), voire 100 milliards en 2017

Pour atteindre cet objectif, l'Algérie envisage la construction de nouvelles voies pour acheminer le gaz aux marchés européens., c'est pour réaliser cet objectif que Sonatrach s'est associée à un consortium international composé de compagnies européennes pour conclure, début 2001, un accord qui prévoit l'étude d'un nouveau gazoduc reliant l'Algérie à l'Italie (La Sardaigne), la capacité initiale du nouveau gazoduc sera de 10 milliards de mètres cubes/an.

Peu avant, en 2000, la Sonatrach et la compagnie espagnole CEPSA avaient également décidé de joindre leurs efforts pour construire une deuxième liaison fixe entre l'Algérie et

l'Espagne (elle est opérationnelle depuis mai 2013), Plusieurs grandes sociétés gazières européennes ont ensuite été associés au projet pour piloter, aux côtés de Sonatrach et CEPSA, le bon déroulement de cette opération.

L'Algérie serait donc à moyen terme reliée à l'Europe du Sud par quatre gazoducs (les deux autres étant le TRANSMED et le GME), les deux derniers gazoducs se distinguent cependant des précédents gazoducs sur un point important : les liaisons seraient directes avec l'Italie (la SARDAIGNE) et l'Espagne, sans transit par la Tunisie et le Maroc respectivement.

## **2-Les dilemmes de la politique algérienne de valorisation de gaz**

*Au-delà de l'arbitrage entre la couverture à long terme des besoins croissants du marché intérieur et les exportations, la politique algérienne de mise en valeur du gaz naturel est confrontée à de véritables dilemmes, nés pour la plupart de la double libéralisation du marché européen du gaz et des investissements dans l'amont gazier algérien.*

*Quelques uns de ces dilemmes sont évoqués ci-après :*

- Le premier dilemme se rapporte à la structure oligopolistique du marché européen du gaz naturel.

Compte tenu du nombre limité de ses fournisseurs externes (Algérie, Russie, Norvège, Qatar, ...) le volume offert par chaque fournisseur devient un levier important dans l'équilibre de l'offre et des prix et la cohésion au sein des fournisseurs.

Le choix de l'Algérie en matière de volumes additionnels à exporter aura donc une influence déterminante, ce qui n'est pas le cas, ou très faiblement, pour ses exportations pétrolières.

Si l'Algérie met trop de gaz sur le marché, elle risque de provoquer l'hostilité des autres fournisseurs et les prix risquent de s'effondrer, compromettant ainsi la rentabilité du secteur algérien du gaz. Si par contre, l'offre de gaz algérien est trop faible, le développement du marché du gaz en Europe (Europe du Sud notamment) risque de prendre du retard ou plus exactement, il risque d'être pris en main par la concurrence, ce qui

compromet là aussi le développement futur du secteur du gaz en Algérie.

- Le deuxième dilemme se rapporte à l'arbitrage entre les prix et les volumes à exporter.

En tant que membre d'un oligopole de vente sur le marché européen du gaz naturel, l'Algérie a théoriquement le choix entre la réalisation de revenus par les prix ou par les volumes, c'est à dire entre des ventes de volumes élevés à prix modérés ou des ventes de volumes plus modestes à des prix plus élevés (ceci se justifie, en théorie, par le fait que les acheteurs de gaz cherchent à diversifier leurs approvisionnements et en sont prêts à payer le prix fort).

Si l'Algérie opte pour la captation d'une part de marché modeste, à des prix élevés, il y a le risque de voir sa part de marché se réduire progressivement.

Si par contre elle opte pour une politique de part de marché plus importante, à des prix modérés, il y a le risque de déclencher une guerre des prix dont les conséquences seraient déstabilisatrices pour l'ensemble des vendeurs.

- Le troisième dilemme est directement lié à la dérégulation du marché du gaz en Europe et à l'apparition de nouveaux acteurs dans la chaîne de gaz, à côté (ou en concurrence) des acteurs historiques (les ex-monopoles nationaux de gaz) dans les pays européens.

En tant que partenaire traditionnel des ex-monopoles nationaux (SNAM, GDF, GAZ NATURAL....) le choix de Sonatrach est entre la poursuite des relations privilégiées avec les ex-compagnies publiques dont les activités sont désormais démonopolisées ou l'intensification des ventes en direction des nouveaux entrants sur le marché.(électriciens, pétrochimistes, cimentiers...)

Si l'Algérie opte pour la poursuite de ses relation privilégiées avec les ex-monopoles nationaux, parce qu'ils offrent, entre autres, la possibilité de garantir des contrats de livraison de grand volume de gaz et à long terme, et leur stabilité, il y a le risque aussi que ceux-ci, forts de leur poids sur le marché et de leur pouvoir de négociation, ne captent une partie significative de la rente et prennent un profit intermédiaire suffisamment

important pour ralentir la croissance du marché.

Si par contre l'Algérie privilégie ses relations avec le nouveau secteur concurrentiel, il y a le risque que les prix baissent (la concurrence sera importante) sans que les acheteurs puissent garantir des contrats de longue durée.

- Le quatrième et dernier dilemme se rapporte à l'organisation des négociations de vente de gaz du côté algérien.

En tant que vendeur, l'Algérie a le choix en principe, entre la poursuite de l'approche centralisée pratiquée jusqu'ici (la Sonatrach est vendeur unique ou leader dans les négociations de vente de gaz dans les projets en association) ou une approche plus décentralisée qui verrait la multiplication des vendeurs (cette approche a été envisagée, un moment, par la loi sur les hydrocarbures de 2005, aujourd'hui révisée).

Une vente centralisée du gaz (qui ne serait pas incompatible avec la libéralisation de l'amont (exemple de la Norvège) renforce la position du vendeur sur le marché, alors qu'une vente décentralisée du gaz comporte le risque d'introduction d'une forte concurrence entre les vendeurs, notamment dans le domaine sensible des prix, et de renforcer la position des acheteurs, en sus évidemment, de la concurrence du gaz algérien par du gaz...algérien que la Sonatrach, en centralisant les ventes, a su éviter jusqu'ici.

### **3-Les implications de la libéralisation du marché intérieur de l'Union européenne sur les exportations algériennes de gaz**

La libéralisation des marchés énergétiques, et plus spécialement la mise en œuvre de la «Directive gaz» de l'Union européenne dont l'objectif est de libéraliser totalement, à terme, le **marché** domestique du gaz naturel, a entraîné des changements structurels considérables qui ont obligé les différents acteurs à revoir leurs stratégies.

Tel est notamment le cas de l'Algérie qui constitue un des principaux fournisseurs externes de gaz de l'Union.

Au delà des conséquences immédiates de cette libéralisation, qui sont désormais bien identifiées et ont été largement débattues, tels l'avenir des contrats de long terme et des différentes



clauses contractuelles de sauvegarde (clause «take-or-pay», clause de « destination » ...) l'Algérie, en tant que pays exportateur, est confrontée à une série de choix commerciaux et stratégiques dont l'issue devrait déterminer la place et les formes futures du déploiement des ventes de gaz algérien sur le marché européen, en pleine expansion.

En effet, au cours des deux dernières décennies, la demande en gaz de l'Union européenne a augmenté tant en valeur absolue qu'en termes relatifs. Entre 1985 et 2000, la demande en gaz a crû de 53% pour une croissance globale de la demande énergétique de 15% sur la même période. Dans le même temps, la production domestique de gaz de l'Union a augmenté de 37%, une grande partie de cette augmentation est le fait de la forte croissance de la production au Royaume-Uni.

Le déclin de la production domestique devrait se poursuivre à l'avenir.

Selon les projections européennes, la demande en gaz de l'Union devrait augmenter de près de 45% entre 2000 et 2020, alors que la production communautaire de gaz devait, au mieux se stabiliser, puis commencer à décliner après 2005. Une part importante de cette croissance de la demande devrait concerner les pays européens du pourtour méditerranéen (Italie, Espagne, France et Grèce) dont la demande a atteint 250 milliards de m<sup>3</sup> (Gm<sup>3</sup>) en 2010 contre 140 Gm<sup>3</sup> en 2000.

### **La demande de gaz de l'Union européenne à l'horizon 2020 (en Mtep+)**

	<b>1985</b>	<b>1995</b>	<b>2000</b>	<b>2010</b>	<b>2020</b>
demande d'énergie de l'U.E.	1.241	1.366	1.454	1.556	1.612
demande de gaz	198	273	338	401	431
part du gaz	16 %	20 %	23 %	26 %	27 %
production interne de gaz	132	167	204	191	141
importations nettes de gaz	69	109	133	210	290
dépendance vis-à-vis des importations	35 %	40 %	39 %	52 %	67 %

**Source :** Commission de l'Union européenne, Bruxelles, 2001

Pour l'Algérie en effet, toute évolution sur le marché de gaz de l'Union européenne, qui absorbe 90% des exportations nationales de gaz et davantage encore dans l'avenir ( le marché de gaz de l'Union européenne, particulièrement celui des pays de la rive nord de la Méditerranée, est en pleine expansion) la question est de savoir si elle doit accompagner la libéralisation de ce marché en participant, entre autres, à l'émergence, tant souhaitée du côté européen, d'une concurrence gaz-gaz, ou doit-elle plutôt rechercher, autant que peut se faire, la préservation des contrats traditionnels de long terme<sup>12</sup>, et, surtout, sa politique, très prudente d'exportation, avec pour corollaire, la double nécessité de contrôler les quantités de gaz exportables et la coordination des négociations de vente, dans la perspective de multiplication des vendeurs de gaz algérien,

Cette question est d'autant plus importante que l'Algérie est membre, avec la Russie et la Norvège, de l'oligopole fournisseur de gaz naturel aux marchés européens et, en tant que telle, sa politique d'exportation et de prix de vente est observée de très près par ses partenaires-concurrents, membres de l'oligopole de fournisseurs de gaz naturel.

Une des questions suscitées par ces mutations sur le principal marché d'exportation de gaz algérien est d'identifier systématiquement les types de contraintes auxquelles la politique algérienne d'exportation est appelée à se confronter et comment améliorer le rendement de cette politique.

#### **4 - La faiblesse des prix de valorisation du gaz naturel sur les marchés internationaux**

Le gaz naturel occupe, de plus en plus, une part importante dans les exportations algériennes. On ne peut dire autant des recettes qui seront générées par son exportation. Certes, les prévisions énergétiques disponibles s'accordent toutes sur le fait que la demande internationale de gaz naturel continuera à croître à un rythme soutenu dans les années à venir. Ce bel avenir international promis au gaz naturel pourrait, à première vue, donner à penser que l'accroissement de la part du gaz naturel dans les exportations serait une bonne affaire

---

<sup>12</sup> Le renouvellement de ce mode contractuel (contrat de vente à long terme) pourrait devenir une exception au cours des prochaines années.

C'est ce que annonce le Ministre algérien actuel de l'énergie, pour qui l'offre de gaz, doit renouer avec la flexibilité commerciale et se dégager des contraintes contractuelles de long terme qui l'empêche de se saisir des opportunités sur les marchés spot. Sur ce sujet, voir Ihsane El KADI "Le gaz algérien en passe de changer de religion", Note de l'IFRI, Alger, Avril 2009.

pour l'Algérie. La réalité cependant est loin d'être aussi sûre car les risques sont importants et les profits sont toujours loin d'être garantis, et ce pour trois raisons au moins :

- La première raison est que malgré les avantages que le gaz naturel présente, comme source d'énergie propre, comme combustible dans les centrales à cycle combiné ou comme matière première pour la gazo-chimie, son prix reste et restera probablement longtemps encore inférieur à celui du pétrole, ce qui signifie qu'à volume égal en équivalent pétrole, les revenus issus des exportations de gaz devraient se traduire par un niveau moins élevé (rappelons qu'au plus fort du prix de pétrole en juillet 2008, soit 147 dollars le baril sur le marché libre, le prix du gaz sur le même marché libre a plafonné à 9 dollars par million de BTU, soit l'équivalent d'un prix de pétrole d'environ 50 dollars le baril !). Il faut signaler qu'en termes de valeur calorifique nette, la décote des prix du gaz par rapport au pétrole est de l'ordre de 15% sur le marché européen et de 25% sur le marché nord-américain.

- La seconde raison, bien plus structurelle, est que le coût technique du gaz livré à la frontière du pays consommateur est beaucoup plus élevé que celui du pétrole, surtout quand il s'agit d'un transport par gazoduc ou par méthanier sur une longue distance (de 1 à 3 fois). Dans beaucoup de cas, et notamment des nouveaux projets d'exportation, on estime<sup>13</sup> que les seuls coûts de transport et de transit sont supérieurs au prix actuel d'importation du gaz en Europe (où le gaz est indexé généralement sur les cours des produits pétroliers lourds : fioul lourd et fioul domestique). Si on ajoute les coûts occasionnés à l'intérieur du pays producteur (production, transport et éventuellement liquéfaction), le résultat est une perte de 1,5 à 3 dollars MBTU pour le pays exportateur. Cette rentabilité largement négative explique pourquoi de nombreux projets d'exportation de gaz ont été gelés ces dernières années (comme le projet Yamal de Russie), tandis que d'autres ont été reportés sine die ou font l'objet de négociations qui traînent en longueur.

Même des projets réputés plus viables, impliquant un transport par gazoduc ou du GNL, sur des petites distances et pour certains d'entre eux déjà amortis (comme pour certains projets Algérie-Europe par exemple) devraient à peine s'équilibrer dans les conditions actuelles de baisse sensible des prix gaziers mondiaux dans le sillage du développement des gaz de schistes et de l'effondrement des prix qui s'en est suivi, notamment sur le marché

---

<sup>13</sup> Cedigaz. «Le gaz naturel dans le Monde», édition 2006.

américain. Il en sera ainsi aussi longtemps que les prix du gaz resteront très bas ; la plupart des experts estiment d'ailleurs que faute de redressement des prix et la réduction de l'écart qui sépare, à pouvoir calorifique égal, les prix du pétrole de ceux du gaz, aucun projet important ne devrait voir le jour au cours des prochaines années.

## **5- LA REVISION DE LA DOTRINE COMMERCIALE ET L'INTERNATIONALISATION DES ACTIVITES DE LA SONATRACH**

Il existe depuis de nombreuses années une ambition chez la direction de la Sonatrach de transformer l'entreprise publique en une multinationale pétrolière. La large autonomie qui lui a été consentie au cours des dernières années a accentué cette ambition ; l'appui officiel à cette orientation est désormais chose acquise.

Selon les responsables de la Sonatrach, la raison fondamentale de l'internationalisation récente des activités de la compagnie nationale dans l'amont pétrolier, comme dans l'aval gazier, (qui était autrefois interdite, sauf dans le cadre exceptionnel des accords d'Etat à Etat) vise à se frotter à des réalités géologiques et commerciales différentes. Toujours selon Sonatrach, en s'associant aux compagnies internationales pour la prospection ou le développement de gisements pétroliers et gaziers, en participant à la distribution du gaz sur les marchés de consommation finale, elle cherche à progresser vers plus d'excellence technique tout en prélevant une partie supplémentaire sur la valeur créée tout au long de la filière gazière.

- L'internationalisation dans les activités d'exploration - production

Dans les années 1970-1980, la Sonatrach a été active dans l'exploration en Irak, en Tanzanie, aux Emirats Arabes Unis, en Mauritanie, au Niger ... Cette coopération se faisait cependant dans le cadre d'accords d'Etat à Etat, hors des circuits des marchés et de la concurrence internationale.

Rien de commun avec l'évolution récente..

Depuis l'année 2009, les compagnies qui postulent à l'obtention d'un permis de recherche dans l'amont pétro-gazier algérien et qui sont retenues, après la procédure classique de sélection, doivent offrir à la Sonatrach une participation dans leurs projets d'exploration situés à l'étranger. L'Algérie va donc mettre dans la balance l'accès éventuel

à de nouvelles découvertes d'hydrocarbures sur son territoire pour négocier avec les compagnies opératrices une place pour Sonatrach à l'étranger

La Sonatrach ne cherche pas seulement à vendre directement son gaz sur les marchés de consommation finale des pays importateurs, mais aussi conquérir de nouvelles positions dans la recherche - exploration dans d'autres territoires dans le monde, avec l'atout de soumissionner à l'avenir en tandem avec des compagnies pétrolières et gazières internationales (ou carrément comme membre d'un consortium de compagnies).

La Sonatrach s'est même fixée l'objectif de réaliser 30% de son chiffre d'affaires à l'international en 2015. Ce chiffre paraît manifestement exagéré, il n'indique pas moins la forte volonté de la compagnie algérienne de devenir un groupe international, solidement installé dans l'amont pétrolier et gazier et dans la distribution directe de gaz sur les marchés des pays importateurs.

Commencée timidement il y a à peine cinq ans, mais, l'internationalisation dans les activités amont a déjà donné des résultats positifs.

Ainsi la Sonatrach a pu annoncer en avril 2009 qu'elle avait réalisé sa première découverte sur un permis qu'elle opère à l'étranger. Sa filiale amont à l'international Sipex, a découvert du pétrole et du gaz sur un permis qu'elle détient en Libye.

La compagnie nationale a remporté également quelques autres succès avec le début de la production, à l'automne 2008, sur le champ de PAGORENI au Pérou.

La Sonatrach a par ailleurs renforcé son implantation en Mauritanie, elle détient aujourd'hui des participations sur six blocs d'exploration dans le bassin de TAOUDEMI, dont deux en association avec la compagnie française Total.

- L'internationalisation dans les activités aval de distribution de gaz naturel

Dans le sillage de la libéralisation de l'amont pétro-gazier qui s'est traduit par l'arrivée massive de sociétés pétrolières et gazières, européennes notamment, les responsables algériens du secteur de l'énergie ont souhaité en diverses occasions, la réciprocité de la part de l'Union européenne et la suppression des obstacles que rencontrait la Sonatrach pour

s'implanter sur les marchés européens de distribution de gaz, ces barrières ont été jugées contraires aux orientations officielles de la politique énergétique européennes..

Dans ce sens, un événement va conduire l'Algérie à réagir vigoureusement : la limitation à un niveau très bas, par les autorités espagnoles, des volumes que la compagnie nationale Sonatrach avait été, dans un premier temps autorisée à commercialiser en Espagne (la Sonatrach a obtenu gain de cause en appel), cet événement avait d'ailleurs conduit, en 2007, à une crise entre les deux pays en lien avec d'autres affaires en suspens, dont le niveau des prix du gaz algérien acheté par Gas natural, niveau que la partie algérienne trouvait nettement trop faible.

Aujourd'hui, le conflit avec le partenaire espagnol semble s'apaiser et Sonatrach a pu procéder en mai 2008 à la première livraison de gaz naturel liquéfié à sa filiale en Espagne, Sonatrach Gas Comercialiadora (SGC), ce qui a marqué le lancement effectif des activités commerciales de SGC qui a ainsi pu débiter des livraisons à ses premiers clients dans ce pays.

Cette première livraison a porté sur 30.000 mètres cubes et a été réceptionnée au terminal de regazéification de Barcelone.

Le fait est important, non seulement parce qu'il s'agit d'une première mais aussi et surtout parce que les activités de SGC constituent un aboutissement d'une stratégie plus globale de la Sonatrach qui s'efforce depuis quelques années à réaliser cette stratégie d'intégration en aval dans le secteur gazier en Europe et aux Etats-Unis (une réservation de capacité de regazéification a été contractée en 2008 sur la côte Est des USA).

Cette stratégie présente quatre avantages majeurs selon les responsables de Sonatrach : elle lui permet d'accroître son internationalisation, qui est l'une de ses priorités depuis plusieurs années, elle lui permet de développer son intégration verticale dans le secteur gazier en descendant vers l'aval, elle s'assure d'une meilleure valorisation de son gaz, grâce à la captation de marges tout au long de la chaîne gazière jusqu'au consommateur final, enfin, elle lui permet de se rapprocher de ses clients finaux dans les pays qui sont ses marchés de gaz les plus importants.

La Sonatrach ne cesse de souligner, par ailleurs que son déploiement dans l'aval gazier en Europe doit être perçu de façon positive puisqu'il constitue une contribution supplémentaire à la sécurité des approvisionnements de l'Europe en gaz naturel.

Des accords permettant prochainement à la Sonatrach de mettre en œuvre cette stratégie d'intégration ont été également conclus avec le Portugal, la France, l'Italie et le Royaume-Uni.

Au Portugal, la Sonatrach et la société Energias de Portugal (EDP) ont même signé en 2008 des accords innovants qui s'inscrivent dans cette stratégie et permettent à la Sonatrach de prendre une participation dans le capital d'EDP (société de production/distribution d'électricité du Portugal)

L'acceptation, enfin, par l'Union européenne de l'extension des activités de Sonatrach dans la distribution de gaz aux consommateurs finals sur ses marchés, après une longue période d'hostilité, n'est sûrement pas sans lien avec les inquiétudes persistantes qui se font jour régulièrement dans cette région au sujet du gaz russe.

### **CONCLUSION : De la logique de l'instrumentalisation des hydrocarbures, à la logique de la croissance autonome du secteur**

L'évolution du droit minier algérien des hydrocarbures a profondément modifié la répartition des droits à la production et changé les rapports de force dans le secteur.

L'histoire du secteur algérien des hydrocarbures s'en est trouvée changée.

Trois phases peuvent être distinguées, elles coïncident globalement avec les changements institutionnels introduits par les législations successives sur les investissements pétroliers et gaziers.

Dans une première phase, qui va des nationalisations des activités du secteur en 1971 jusqu'au milieu des années 1980, le pays a tiré pleinement parti des excellentes conditions dans lesquelles il va se trouver, en maintenant une maîtrise nationale forte de ses activités hydrocarbures (recours exclusif aux contrats de services) et en faisant pleinement jouer la concurrence pour maximiser la part de ses revenus.

Au cours de cette période, la politique algérienne des hydrocarbures est dominée par un double souci d'instrumentalisation.

Le militantisme pétrolier des années 1960 et 1970 a en effet instrumentalisé les ressources du pays dans une double direction : à l'intérieur, utiliser le pétrole et le gaz comme outils d'un développement industriel volontariste et accéléré, à l'extérieur, utiliser l'arme du pétrole pour imposer de nouveaux rapports économiques favorables aux pays en développement.

Dans une deuxième phase, la crise politique et économique que connut le pays depuis le milieu des années 1980 (effondrement des recettes, recul des réserves pétrolières,...) et surtout depuis 1991 (explosion de l'endettement extérieur) a imposé l'adoption d'une politique économique beaucoup plus conciliante que symbolisent les accords successifs de consolidation de la dette avec le fonds monétaire international - FMI.

Cette évolution a profondément affecté le secteur des hydrocarbures.

Le pays va réviser ses positions et adopter une approche plus ouverte concernant l'amont pétrolier et gazier.

Divers dispositifs sont adoptés pour rendre attractives pour les compagnies internationales la prospection et la production

En 1986 est décidé la mise en œuvre d'une politique d'ouverture du secteur pétrolier amont aux compagnies étrangères en adoptant la formule contractuelle reposant sur le partage de la production, la production et la vente de gaz naturel restant sous le contrôle strict de la Sonatrach.

En 1991, le secteur du gaz naturel fait à son tour l'objet d'un processus d'ouverture aux compagnies internationales et est aligné sur les conditions contractuelles proposées dans le secteur pétrolier (application de la procédure des contrats de "partage de production" au gaz).

Avec l'afflux des compagnies étrangères, les activités du secteur des hydrocarbures sont désormais organisées autour de deux pôles, contraints à une coopération, parfois conflictuelle : un pôle public, regroupé autour de la Sonatrach, où l'Etat définit les orientations et



un pôle de compagnies étrangères, dont le poids ne cesse de croître, et que le pôle public doit encadrer, tout en lui assurant des conditions qui l'incitent à investir dans le pays et à y rester.

L'ultime phase, de l'histoire du secteur des hydrocarbures va s'ouvrir dès le début 2000.

Elle est caractérisée par une double orientation.

D'une part, l'application croissante d'une logique de croissance sectorielle et, d'autre part, la recherche d'une insertion dans l'économie pétrolière et gazière internationale.

Affranchi désormais de toute référence aux besoins financiers, énergétiques et industriels de l'économie nationale, le secteur des hydrocarbures va adopter une approche de maximisation physique de la production et des exportations, la politique du secteur se polarise alors sur ses objectifs propres de croissance, dans un contexte de prix pétrolier mondiaux très favorables.

Ces deux orientations, qui présentent une rupture par rapport à la doctrine en vigueur depuis la nationalisation des activités du secteur sont symbolisées respectivement par l'adoption, en 2005, d'une loi très libérale et l'internationalisation des activités de Sonatrach.

Promue dans un contexte international, très favorable aux pays producteurs, et marquée, de surcroît, par la raréfaction de l'offre pétrolière à l'échelle internationale et le renchérissement de ses coûts de production, la loi sur les hydrocarbures, adoptée en 2005 visait principalement la "démonopolisation" des activités hydrocarbures, la transformation de la Sonatrach en société commerciale et la suppression de la plupart des dispositions d'exception garantissant une maîtrise nationale des activités du secteur confiée jusqu'ici à la Sonatrach, dont notamment la suppression de l'avantage de la majorité automatique au bénéfice de la compagnie nationale, dans les projets d'association avec les compagnies en vue d'exploiter les gisements.

Alors que celle-ci fait face à un recul sensible dans l'opération des gisements pétroliers en exploitation sur le territoire national et que le domaine, minier national reste fortement sous exploré, l'internationalisation des activités de Sonatrach constitue également un paradoxe puisque les créneaux viables à l'international sont aujourd'hui fort limités et qu'il

s'agit en l'occurrence pour Sonatrach d'entrer en compétition directe et inégale avec des groupes internationaux, disposant de capacités financières et technologiques colossales.

L'intérêt stratégique du secteur national des hydrocarbures et, au-delà de toute l'économie nationale (qui a connu, pour la première fois, et ce depuis longtemps, ce qui devait inciter à la prudence, une aisance financière remarquable avec des réserves de change équivalentes à quatre années d'importation, ôtant ainsi très sensiblement les pressions sur les exportations) ne perce pas au travers de ces choix.

En conséquence, il y a bien un changement fondamental qui consiste en un passage d'un système marqué par la prudence en matière de préservation des ressources, de protection du secteur national des hydrocarbures et de la subordination de son rythme de croissance aux besoins financiers et énergétiques du pays, à un système où la maximisation de la production physique devient une fin en soi et où, pour survivre, la compagnie nationale Sonatrach doit faire preuve, à tout instant, de performances dans une compétition inégale, nationale et internationale, avec les grands groupes internationaux et subir directement les pressions sur ses choix.

#### **Bibliographie sélective :**

- AYOUB Antoine (sous la direction de) :**  
**Energie : coopération internationale et crise**  
**Ed. Presse Universitaires de LAVAL, 1979**
- AYOUB Antoine :**  
**Le pétrole, économie et politique**  
**Ed. Economica, 1998**
- TERZIAN Pierre :**  
**Gaz naturel, perspectives pour 2010-2020**  
**Ed. Economica, 1998**
- PERCEBOIS Jacques :**  
**L'économie de l'énergie**  
**Ed. Economica, 1989**
- ANGELIER J.P :**  
**Rente et structures des industries de l'énergie**  
**Ed. PUF, 1983**
- ADELMAN.M :**

**The world petroleum market**  
**Ed.J.Hopkins Univ, 1976**

- KHELIF Amor (sous la direction de) : dynamiques des marchés et valorisation des hydrocarbures**  
**Ed. CREAD, 2005**
- Agence Internationale de l'Energie-AIE :**  
**Perspectives des marchés du gaz naturel**  
**Rapport annuel**  
**Ed . de l'OCDE, Paris, FRANCE**
- **BOUSSENA, S., Pauwels, J.-P., Locatelli, C., Swartenbroekx, C. :**  
*Le défi pétrolier : questions actuelles du pétrole et du gaz, Vuibert, Paris, 2006.*
- **GIRAUD P.-N.**  
**« L'économie mondiale des matières premières »,**  
**La découverte, Paris, 1989.**
- **Giraud André :**  
**Géopolitique du pétrole et du gaz,**  
**Technip, Paris, 2000.**
- **CHEVALIER Jean Marie :**  
**Les nouveaux défis de l'énergie : Climat, économie, géopolitique, Economica, Paris,**  
**2009.**
- **CHEVALIER J.-M. , La stratégie des acteurs. La montée des arbitrages inter-  
énergétiques, Economies et Sociétés, n°7, 1997.**
- **AIE, International Energy Agency : Natural Gas Market Review 2008, International Ener-  
gy Agency, Paris 2008.**
- **CEDIGAZ, 2008, 2009, 2010.**
- **FINON Dominique :**  
**La Russie et "l'OPEP du gaz" : vraie ou fausse menace ?**  
**IFRI, Russie. Nei. Visions n°24, novembre 2007**
- LOCATELLI Catherine**  
**L'UE: aiguillon des stratégies de Gazprom ?, IFRI, Centre Russie/NEI, février 2008.**
- **IFP : Perspectives de l'industrie gazière, Panorama 2009, Paris.**
- **IFP : Tendances à court terme de l'industrie gazière, Panorama 2010, Paris.**

**Publications périodiques et revues :**

- Bulletin de l'Industrie Pétrolière
- Oil and Gas Journal
- Pétrole et Gaz Arabes
- Pétrostratégies
- Revue de l'Énergie
- Gas market report
- Middle East Economic Survey

Bilans énergétiques des pays de l'OCDE