

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE

**MINISTERE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE LA
RECHERCHE SCIENTIFIQUE**

UNIVERSITE M'HAMED BOUGARA-BOUMERDES



Faculté des Hydrocarbures et de la Chimie,

Boumerdés

Département

Economie et Commercialisation des Hydrocarbures

Mémoire de Magister

Présenté par :

BENMERIDJA Mehdi

En vue de l'obtention du diplôme de **MAGISTER** en :

Filière : Economie de l'énergie

Option : Planification et Gestion de l'énergie

Titre du mémoire:

**PLANIFICATION STRATEGIQUE POUR LA COMMERCIALISATION DU
GAZ ALGERIEN A LONG TERME**

Devant le jury composé de :

Nom	Prénom	Grade	Etablissement	En qualité de:
Mr AHMED OUAMAR	Abdelmadjid	Professeur	UMB Boumerdes	Président
Mr BOUHRI	Abdelkader	Maitre de conférence B	UMB Boumerdes	Rapporteur
Mme KAKICH KIHAL	Nouara	Maitre de conférence A	UMB Boumerdes	Examineur
Mme LEGHIMA	Amina	Maitre de conférence A	UMMTO	Examineur

Sommaire:

<i>Sommaire.....</i>	<i>Numéro de Page</i>
<i>Avant-propos</i>	
<i>Glossaire</i>	
<i>Liste des tableaux et figures</i>	
<i>Introduction générale.....</i>	<i>1</i>
<i>Problématique.....</i>	<i>5</i>
<u>Chapitre I : La planification stratégique :</u>	
<i>I-1-Définition.....</i>	<i>8</i>
<i>I-2-Les raisons de la planification.....</i>	<i>9</i>
<i>I-3-Objectif de la planification stratégique.....</i>	<i>9</i>
<i>I-4-Les éléments clés de la planification stratégique.....</i>	<i>10</i>
<i>I-5-les avantages de la planification stratégique.....</i>	<i>11</i>
<i>I-6-Caractéristiques d'une bonne planification stratégique.....</i>	<i>11</i>
<i>I-7-Les participants à la planification stratégique.....</i>	<i>12</i>
<i>I-8-Lancement de la planification stratégique.....</i>	<i>12</i>
<i>I-9-Élaboration du plan en se basant sur une analyse stratégique solide.....</i>	<i>13</i>
<i>I-9-1-Contenu d'un plan stratégique écrit.....</i>	<i>15</i>
<i>I-9-2-Les questions à considérer concernant la planification stratégique.....</i>	<i>16</i>
<i>I-9-3-Mise en œuvre d'un plan stratégique.....</i>	<i>16</i>
<u>Chapitre II : Le prix du gaz et les différents contrats gaziers :</u>	
<i>Introduction.....</i>	<i>19</i>
<i>II-1-Les Principaux Composants du Prix du gaz.....</i>	<i>19</i>
<i>II-2-Les Avantages de l'indexation du Prix du gaz sur le Prix de Pétrole.....</i>	<i>19</i>
<i>II-3-Les Références du Prix du gaz.....</i>	<i>20</i>
<i>II-4-Evolution du Prix du Gaz sur les Principales Zones du Marché.....</i>	<i>21</i>
<i>II-4-1-Définition.....</i>	<i>22</i>

<i>II-4-2-Analyse</i>	22
<i>II-4-3-Le Prix du gaz sur le Marché Américain et Européen</i>	22
<i>II-5-Le Prix du GNL</i>	24
<i>II-5-1-La Recherche d'un Juste Prix Pour Le GNL</i>	24
<i>II-5-2-La Mauvaise Passe des Cours du GNL</i>	25
<i>II-6-Le Marché des Produits Pétroliers</i>	25
<i>II-6-1-Le Marché à Terme</i>	25
<i>II-7-Prix des Produits Pétroliers sur le Marché Spot</i>	26
<i>II-8-Les Contrats Gaziers sur Le Marché Européen</i>	26
<i>II-8-1-Clause Take or Pay</i>	27
<i>II-8-2-Deliver or Pay</i>	28
<i>II-8-3-Clause de Destination</i>	28
<i>II-8-4-Principe du Net Back</i>	28
<i>II-8-5-Clause Take or Release</i>	28
<i>II-8-6-Clause Make up</i>	28
<i>Conclusion</i>	29
<u>Chapitre III: Les réserves gazières algériennes.</u>	
<i>Introduction</i>	31
<i>III-1-Les Réserves Mondiales de gaz naturel</i>	31
<i>III-2-Le gaz naturel Algérien</i>	33
<i>III-3-Problématique de la Sécurité Energétique de l'Europe et de la Durée des Réserves de Gaz Algérien Rentable</i>	33
<i>III-3-1-Le Gaz et la Coopération en Algérie</i>	34
<i>III-3-2-La Situation Actuelle des Réserves en Algérie</i>	35
<i>III-3-3-Perspectives de Production de Gaz en Fonction des Nouveaux Investissements</i>	37
<i>III-4-Le Prix qui Détermine la Durée de Vie</i>	38
<i>Conclusion</i>	39

Chapitre IV : Stratégie de Sonatrach avec la libéralisation du marché gazier en Europe :

<i>Introduction</i>	41
<i>IV-1-Perspective de SONATRACH pour l'année 2013 a moyen terme</i>	41
<i>IV-2-Développement des réserves de Gaz</i>	42
<i>IV-3-Le Partage du Risque d'Investissement</i>	42
<i>IV-4-Sécurisation de l'accès au Marché du GNL</i>	43
<i>IV-5-Mise de Nouveaux Schémas de Développement Intégrés</i>	45
<i>IV-6-Renforcement de l'Exportation via Gazoduc</i>	45
<i>IV-7-Pénétrer l'Aval Gazier et le Segment d'Electricité</i>	46
<i>IV-7-1-Pénétrer l'Aval Gazier</i>	46
<i>IV-7-2-Pénétrer le Segment d'Electricité</i>	46
<i>Conclusion</i>	47

Chapitre V: Options de transport et de commercialisation du gaz :

<i>Introduction</i>	49
<i>V-2-Méthodes Majeurs pour le Transport du Gaz</i>	49
<i>V-2-1-Les Pipelines</i>	49
<i>V-2-1-1-Définition</i>	49
<i>V-2-1-3-Les Gazoducs</i>	49
<i>V-2-1-4-Les Gazoducs en Algérie</i>	50
<i>V-2-2-Le Gaz Naturel Liquéfié</i>	50
<i>V-2- 2-1-Définition</i>	50
<i>V-2-2-2-Production</i>	51
<i>V-2-2-3-Transport Maritime</i>	51
<i>V-2-2-4-Les Unités de Liquéfaction de Gaz en Algérie</i>	52
<i>V-2-2-5-Accord entre SONATRACH et GAZPROM dans le cadre du Développement du commerce du GNL</i>	53
<i>V-2-3-La Technologie GTL ou la Conversion Chimique</i>	55

<i>V-2-3-1-Principe de Base</i>	55
<i>V-2-3-2-Les Différentes Etapes</i>	55
<i>V-2-3-3-Intérêt de la Technologie</i>	56
<i>V-2-3-5-Applications en Algérie</i>	58
<i>V-2-4-Le GTW (Gaz to Wire)</i>	59
<i>V-2-4-1-Exemples de Production d'électricité à base de Gaz</i>	59
<i>V-2-4-2-Le Projet DESERTEC</i>	60
<i>Conclusion</i>	61

CHAPITRE VI: Simulation d'un contrat de concession: application de la Loi N° 05-07 relative aux hydrocarbures :

<i>Introduction</i>	63
<i>VI-1-Taxes Appliqués dans le Loi 05-07</i>	63
<i>VI-1-1-La Redevance</i>	63
<i>VI-1-2-Taxe Supéficière</i>	63
<i>VI-1-3-Taxe sur le Revenu Pétrolier (TRP)</i>	64
<i>VI-1-4-Impôt Complémentaire sur le Revenu ICR</i>	64
<i>VI-1-5-Taxe Spécifique au Torcheage Gaz</i>	64
<i>VI-1-6-Taxe Spécifique à l'injection d'eau</i>	64
<i>VI-1-7-l'UPLIFT pour la Recherche et le Développement</i>	65
<i>VI-1-8-Les Amortissements ICR</i>	65
<i>VI-1-9-Décrets</i>	67
<i>VI-2-Projet de la Nouvelle Loi sur les Hydrocarbures</i>	68
<i>VI-2-1-Principaux Amendements Apportés à la Loi 05-07</i>	68
<i>VI-2-2-l'investissement Etranger dans le non Conventionnel</i>	69
<i>VI-3-Simulation du Modèle de Concession selon la Loi 05-07</i>	70
<i>VI-3-1-Hypothèses Economiques et Données d'investissements</i>	70
<i>VI-3-2-Résultats des Calculs et Partage de Production</i>	72

<i>VI-3-3-Tests de sensibilité</i>	74
<i>VI-3-3-1-Sensibilité du TRI par rapport au prix tête de puits</i>	74
<i>VI-3-3-2-Sensibilité de la part du partenaire par rapport au prix tête de puits</i>	74
<i>Conclusion</i>	76

Chapitre VII: Simulation économique des options de la chaîne gazière :

<i>Introduction</i>	78
<i>VII-1-Données initiaux</i>	78
<i>VII-2-Objectif Principal</i>	78
<i>VII-3-La Détermination des Prix Futurs</i>	79
<i>VII-3-1-Le Processus de Retour à la Moyenne</i>	79
<i>VII-3-1-1-Définition</i>	79
<i>VII-3-1-2-Définition Mathématique</i>	80
<i>VII-3-1-3-Le Processus Arithmétique Orstein-Uhlenberk</i>	82
<i>VII-3-1-4-Estimation des Paramètres</i>	84
<i>VII-3-2-Résultats de Calcul et Interprétation Graphique</i>	85
<i>VII-3-2-1-Représentation Graphique des Prix Passés</i>	85
<i>VII-3-2-2-Représentation Graphique des Prix Passés et Futurs avec le Processus de Retour à la Moyenne</i>	85
<i>VII-4-Outils d'analyse</i>	87
<i>VII-4-1-Calcul de la Valeur Actuel Net VAN</i>	87
<i>VII-4-2-Détermination du cout de revient économique</i>	87
<i>VII-5-Les Options par Procédé</i>	88
<i>VII-5-1-Le Transport via Gazoduc (pipe)</i>	88
<i>VII-5-1-1-Hypothèses économiques (en millions de dollars)</i>	88
<i>VII-5-1-2-Tests de sensibilité</i>	89
<i>VII-5-1-3-Détermination de l'évolution de la marge avec les scénarios de retour a la moyenne (cas $X_{bar}=5\\$/MMBTU$)</i>	90

<i>VII-5-2-le GNL (Gaz Naturel Liquéfié)</i>	92
<i>VII-5-2-1-La structure des coûts du GNL</i>	92
<i>VII-5-2-2-Les améliorations en matière de coûts de la chaîne GNL</i>	92
<i>VII-5-2-3-Hypothèses économiques (en millions de dollars)</i>	97
<i>VII-5-2-4-Tests de sensibilité</i>	98
<i>VII-5-3-le GTL (Gaz to Liquid)</i>	103
<i>VII-5-3-1-Hypothèses économiques (en millions de dollars)</i>	103
<i>VII-5-3-2-Tests de sensibilité</i>	104
<i>VII-5-4-le GTW (Gaz to Wire)</i>	106
<i>VII-5-4-1-Hypothèses économiques (en millions de dollars)</i>	107
<i>VII-6- Comparaisons</i>	108
<i>VII-6-1-Le transport du gaz par pipeline contre le GNL</i>	108
<i>VII-6-1-1-Comparaison entre le prix de revient du gaz et le prix de revient du GNL</i>	108
<i>VII-6-1-2-Les coûts du transport GNL vs Pipelines</i>	110
<i>VII-6-1-3-Paramètres et facteurs de comparaison GNL – pipe</i>	111
<i>VII-6-2-Comparaison entre GTL et GNL</i>	112
<i>VII-6-2-1 Paramètres et facteurs de comparaison GTL – GNL</i>	113
<i>VII-6-3-Comparaison entre le transport du gaz naturel par gazoducs ou sous forme d'électricité (GAZ pipe-GTW)</i>	113
<i>VII-6-3-1-Les contraintes du projet GTW en Algérie</i>	114
<i>VII-6-3-2-Comparaison économique</i>	114
<i>Conclusion</i>	115

Chapitre VIII: Analyse stratégique : application de la méthode SWOT et de l'analyse de Porter :

<i>Introduction Brève historique</i>	118
<i>VIII -1-1-Utilisation d'une analyse SWOT</i>	119
<i>VIII -1-2-Construction de l'analyse SWOT (5 étapes)</i>	121
<i>VIII -1-3-Avantages et inconvénients de la méthode</i>	122

<i>VIII -1-4-Outils complémentaires à l'analyse SWOT.....</i>	<i>122</i>
<i>VIII -1-5-Application de la méthode SWOT sur le problème de Commercialisation du gaz à travers ces différentes options.....</i>	<i>123</i>
<i>VIII -1-6-Informations nécessaires à la Création de la Matrice SWOT.....</i>	<i>125</i>
<i>VIII -1-7-Classification des informations (inventaire des menaces opportunités, forces faiblesses).....</i>	<i>128</i>
<i>VIII -1-8-Sélection des facteurs clés et construction de la matrice.....</i>	<i>130</i>
<i>VIII -1-9-Stratégies et plans d'actions.....</i>	<i>132</i>
<i>VIII -2-Analyse du projet GTW par la grille de PORTER.....</i>	<i>133</i>
<i>VIII -2-1-Définition et Description.....</i>	<i>133</i>
<i>VIII -2-2-Application de l'analyse de Porter pour l'étude de la faisabilité stratégique du projet GTW.....</i>	<i>137</i>
<i>Conclusion.....</i>	<i>141</i>
<i>VIII-3-Schématisation du Plan stratégique.....</i>	<i>141</i>
<i>Conclusion générale.....</i>	<i>143</i>
<i>Bibliographie.....</i>	<i>146</i>
<i>Annexes.....</i>	<i>149</i>

Avant-propos:

Avant de remercier mes maitres, collègues et amis j'aimerais exprimer ma très grande satisfaction et mon plaisir d'avoir pu réaliser ce mémoire sur ce sujet passionnant qui est "*Planification stratégique pour la commercialisation du gaz algérien à long terme*". Ce travail m'a permis d'approfondir ma formation d'ingénieur économiste pétrolier et de valoriser ma formation de Magister en Planification et Gestion de l'énergie grâce notamment à la coopération entre Faculté des Hydrocarbures et de la Chimie et l'Institut Algérien du Pétrole (IAP).

Je tiens tout d'abord à remercier très profondément Mr Taoufik BOUACHERA, mon encadreur, et Dr Abd El kader BOUHRI, mon promoteur qui ont accepté de diriger ce mémoire et qui par leurs rigueurs scientifiques et leurs qualités humaines, m'ont bénéficié de leurs expériences et de leurs aide tout au long de ce travail. Que ce mémoire soit l'occasion pour moi de leurs témoigner ma profonde gratitude ainsi que mon attachement respectueux et dévoué.

Je tiens également à présenter mes remerciements au Dr Abdelmajid Ahmed Ouamar, Chef d'Option "Economie Planification et Gestion de l'Energie "et Mr Omar CHABAANI, Chef de Département Economie et Commercialisation des Hydrocarbures pour leurs aimable accueil, ma prise en charge et leurs aide pour finaliser ce travail, je leurs prie de trouver ici le témoignage de ma sincère gratitude.

Je remercie les membres de la Direction de la faculté des Hydrocarbures et de la Chimie, pour leurs efforts dans les différentes étapes qui ont accompagnées l'achèvement de notre année théorique.

Un grand merci également à l'ensemble des enseignants du Département qui ont contribué à ma formation pendant cette post-graduation, qu'ils reçoivent tous ici l'expression de ma gratitude profonde.

Je souhaite remercier mesdames et messieurs les jurys. Je suis très heureux et honoré qu'ils aient pu se libérer de leurs obligations pour avoir accepté de juger ce mémoire en tant que correcteurs et examinateurs pour nous joindre le jour de la soutenance.

J'aimerais remercier également l'ensemble des collègues de l'IAP pour leur sympathie, les données et les explications qu'ils m'ont régulièrement fournies.

A mes collègues et amis, avec lesquels j'ai partagé les bons et les mauvais moments de notre post-graduation, avec lesquels j'ai entretenu régulièrement des échanges extrêmement enrichissants, je leur souhaite du courage et de la réussite dans leur vie professionnelle.

Enfin mes remerciements les plus sincères vont à ma mère, mon père et toute ma famille. Je leur suis gré de leur compréhension pendant les différentes étapes de réalisation de mon mémoire et surtout la phase finale de la rédaction. A ma sœur qui m'a fourni l'aide nécessaire afin de bien finaliser ce travail et qui m'a accompagné et soutenu tout le long de ma formation.

Je ne saurais bien sur oublier d'assurer de ma gratitude tous ceux qui m'ont fait bénéficier de leur expérience, leur soutien ou leur amitié lors des différentes étapes de ce travail.

Glossaire

AIE : Agence International de l'Energie.

BAOSEM : Bulletin des Appel d'offres du Secteur de l'Energie et des Mines.

UE : Union Européenne.

GNL : Gaz Naturel Liquéfié.

GTL: Gaz to Liquid.

GTW: Gaz to Wire.

MMBTU: Millions de British thermal unit.

GNC: Gaz Naturel Comprimé.

GTS: Gaz to solid.

CF: Cubic feet.

NPD: Norwegian Petroleum Directorate.

DOE: Department of Energy.

SASOL: South African Coal Oil and Gas Corporation.

GES: Gaz à effet de Serre.

SWAPS: Procédure permettant l'échange des obligations de fourniture de gaz naturel sur le marché spot entre différents fournisseurs.

TEP: Unité de mesure de l'énergie couramment utilisé par les économistes spécialisés pour comparer les énergies entre elles, l'énergie dégagé pour la combustion d'un tonne de pétrole moyen représente environ 11600KWh, les anglo sacsons utilise le BEP qui équivaux a 0.135 TEP selon $1 \text{ TEP} = 7.3 \text{ baril}$ (1 baril=159 litres).

HUB: lieu où convergent plusieurs gazoducs permettant une cotation spot.

Marchés au comptant: créés dans les zones ou sont concertés u grand nombre d'acheteurs, de vendeurs et de transporteurs, ils sont situés près des grades régions de consommation ou de production de gaz, des prix au comptant sont alors fixés en divers lieux.

Marché spot : ensemble de transactions spot réalisés sur une zone, on se concentre une importante activité de négoce sur un ou plusieurs produits. Les transactions s'opèrent de grés a grés, et il n'ya pas d'enregistrements d'opérations.

Liste des tableaux et figures

<u>Liste des tableaux :</u>	numéro de page
Tableau n°1:la redevance.....	63
Tableau n°2:la taxe superficière.....	64
Tableau n°3:la taxe sur le revenu pétrolier.....	64
Tableau n°4:taxe spécifique à l'injection d'eau.....	65
Tableau n°5:l'uplift pour la recherche et le développement.....	65
Tableau n°6: les amortissements ICR.....	66
Tableau n°7 : Décret N°: 08-333 du 26 octobre 2008.....	67
Tableau n°8 : sensibilité du TRI par rapport au prix tête de puits.....	74
Tableau n°9 : sensibilité de la part du partenaire par rapport au prix tête de puits....	74
Tableau n°10 : sensibilité du prix de revient total par rapport a la durée des reserves.....	89
Tableau n°11 : sensibilité du prix de revient total par rapport aux quantités produites.....	90
Tableau n°12 : échantillon du processus de retour à la moyenne (le cas moyen).....	91
Tableau n°13 : échantillon du processus de retour à la moyenne (le cas optimiste).....	91
Tableau n°14 : échantillon du processus de retour à la moyenne (le cas pessimiste).....	91
Tableau n°15 : Sensibilité du prix de revient GNL par rapport à la durée des réserves.....	98
Tableau n°16 : Sensibilité du prix de revient par rapport aux quantités produites (maillon liquéfaction).....	99
Tableau n°17 : Sensibilité du prix de revient par rapport aux quantités produites (maillon shipping).....	99
Tableau n°18 : Sensibilité du prix de revient par rapport aux quantités produites (maillon regazéification).....	100
Tableau n°19 : Sensibilité du prix de revient total par rapport aux quantités produites.....	101
Tableau n°20 : Sensibilité du prix de revient total par rapport aux quantités produites.....	102

Tableau n° 21 : Sensibilité de la VAN par rapport aux CAPEX.....	104
Tableau n° 22 : Sensibilité TRI par rapport aux CAPEX.....	105
Tableau n°23 : Comparaison entre le prix de revient du gaz et le prix de revient du GNL.....	109
Tableau n°24 : comparaison économique PIPE vs GTW.....	114
Tableau n°25 : Origine de la production d'électricité en Allemagne 2000-2008	138

Liste des figures :

figure1:Evolution des références de prix de gaz.....	20
figure2:Evolution du Prix sur les principales Zones du Marché.....	21
figure3: cours du gaz naturel sur le marché américain.....	23
figure 4:Réserves de Production 2010.....	31
figure 5:Réserves mondiales de gaz naturel 2010.....	32
figure 6:Mouvements commerciaux majeurs (Les flux commerciaux dans le monde entier (en milliards de mètres cubes).....	32
figure 7:Principaux flux de gaz en 2010.....	44
figure 8:Exemple de Représentation Graphique du Processus de Retour à la moyenne.....	81
figure 9: Représentation Graphique des prix passés.....	85
figure 10:Exemple de Représentation Graphique du Processus de Retour à la moyenne.....	85
figure 11:structure des couts du GNL.....	93
figure 12: les améliorations des couts de la chaine GNL.....	94
figure 13:couts de l'usine GNL dans le temps.....	95
figure 14:Réduction des couts des Méthaniers.....	96
figure 15:couts de transport du GNL vs pipes.....	110
figure 16 : éléments clés de la stratégie.....	123
figure 17 : les objectifs stratégiques.....	124
figure 18: les cinq forces de la concurrence identifiées par Porter.....	134
figure 19 : Schématisation et illustration de la vision stratégique.....	142

Introduction **générale**

Introduction générale :

La libéralisation du marché du gaz naturel et la création d'un marché concurrentiel ou le consommateur peut choisir son fournisseur a eu des répercussions sur la stratégie des grands fournisseurs. La compagnie nationale de transport et de commercialisation des hydrocarbures SONATRACH a projeté pour revoir sa stratégie de commercialisation du gaz naturel sur le marché européen, le gaz naturel qui représente 25% de la consommation énergétique mondiale et dont la consommation connaît une progression de 6% par an [1].

La consommation mondiale de gaz naturel pourrait augmenter de 17% d'ici 2017, en raison de la hausse des demandes chinoises et américaines, réduisant ainsi la consommation de charbon, énergie très polluante[2]. Sur le long terme, nos perspectives sur l'énergie mondiale tablent sur une hausse de la demande de gaz plus forte que n'importe quelle énergie fossile jusqu'en 2035, la Chine représente actuellement le troisième consommateur de gaz au monde après les Etats unis et la Russie, la consommation chinoise de gaz pourra atteindre à moyen terme 273 milliards de mètres cubes d'ici 2017, à condition que le pays continue d'afficher les taux de croissance économique actuels[1]. L'AIE estime à 3.940 milliards de mètres cubes la consommation mondiale de gaz naturel dans cinq ans. Aux Etats unis, le gaz naturel pourrait sonner la fin d'un siècle de domination du charbon comme énergie, selon l'étude de l'agence. En 2005, le charbon produisait quasiment trois fois plus d'énergie que le gaz aux Etats unis. D'ici 2017, ça sera presque équilibré [2].

Le développement de l'industrie gazière se fait sur la base de contrats à long terme (des échanges à long terme), les états de l'UE ont opté pour la dérégulation du marché gazier dans l'objectif de diminuer les prix proposés sur le marché, d'augmenter la qualité des services, de sécuriser l'approvisionnement et de diminuer les coûts[3], de ce fait les contrats à long terme sont remis en cause et de nouveaux mécanismes de transport et de distribution et de fixation des prix sont placés, d'où l'apparition de nouveautés sur le marché gazier : la concurrence et les transactions à court terme, dans cette nouvelle scène on retrouve de nouveaux acteurs comme : les pétro gaziers qui sont constitués de compagnies qui ont des parts actionnaires dans les sociétés de transport et de commercialisation (Shell, BP, ENI, EXXON MOBIL, REPSOL) créant des sociétés comme : DISTRIGAS, ENAGAS, RUHGAS, GASUNIE, SNAM....etc. et dont le but est de diminuer les prix du gaz et assurer la sécurité d'approvisionnement et maintenir les parts de marchés. On retrouve aussi les grands fournisseurs comme : GAZPROM, SONATRACH, STATOIL qui utilise des contrats take or pay et une politique d'alignement des prix net back et dont l'objectif est le financement des infrastructures de production et de transport dans leurs propres pays en gardant la maîtrise de la commercialisation en aval [4].

La sécurité d'approvisionnement et la minimisation des coûts sont les deux objectifs principaux de l'UE sur le marché gazier européen, d'où la libéralisation des marchés gaziers en Europe et la création d'une concurrence interne et externe et l'intégration des producteurs traditionnels et des nouveaux fournisseurs et le développement des transactions à court terme par les HUBS gaziers[6]. Par conséquent les clauses contractuelles ont été modifiées ainsi que les volumes exportés (opportunités de ventes supplémentaires) et la flexibilité des clauses take or pay, les prix de pétrole sont pris en compte et les prix des marchés électriques sont pris comme des éléments de

Introduction générale

valorisation , les prix du marché spot ont été intégrés et redéfini à cause de la surcapacité de production ,donc il y'a deux risques , le risque prix et le risque volume[5].

La compagnie SONATRACH a adopté une certaine stratégie pour faire face aux mutations qui se sont produit sur le marché européen du gaz et pour contrôler les risques de volume et de prix qui peuvent menacer ces parts de marchés. La compagnie se retrouve dans une situation d'opportunité pour investir et de développer son activité d'une part, et d'une autre part dans une situation de contrôle du risque sur les prix et les volumes mis sur le marché , avec l'apparition de la concurrence et les contrats à court terme sur les marchés spot émergents, la capacité de négociation de contrats à long terme devient de plus en plus sensible , la compagnie investi dans le domaine du transport du gaz par gazoduc et par méthanier (GNL), parmi les démarches stratégiques pour renforcer le positionnement sur le marché le renforcement de l'exportation du gaz via gazoduc et la sécurisation de l'accès au marché du GNL , le développement des réserves de gaz en Algérie est aussi une priorité stratégique pour la compagnie, mais la question qui peut se poser c'est d'un point de vue valorisation des ressources en hydrocarbures il ne serait pas intéressant de développer des options de transport et de production du gaz pour renforcer la stratégie de commercialisation du gaz à long terme ? , si on parle d'autres options de production et de transport du gaz naturel mis à part l'option du gazoduc et du GNL, il y'a deux options qui sont nouvelles pour le cas de l'Algérie: la conversion chimique et le transport du gaz par réseau électrique.

Le coût de la mise à disposition du gaz au client final dépendra de son coût de transport (concurrence de transport) et le coût de transport dépendra du choix des moyens de transport (gazoduc, méthaniers, câble électrique) et des distances à parcourir, donc dans un contexte de concurrence sur le marché gazier européen [15], le coût de transport est un facteur important et essentiel pour déduire un prix compétitif, d'un autre coté la technologie de conversion chimique est une technologie d'une grande importance stratégique et d'où on peut déduire des produits hydrocarbures à rendements intéressants. La question qui peut se poser c'est est ce que des investissements encore plus grands vont conduire la politique gazière algérienne vers une fiabilité économique sur le long terme, et quelle est le plan stratégique le plus adaptable pour conduire cette politique gazière, afin de répondre à ces questions nous avons opté pour l'étude d'un cas simulé d'investissement en exploration-production et sur le transport et la conversion chimique.

L'objectif principal de notre étude est l'analyse des facteurs influents sur les projets proposés, les facteurs principaux qu'on va utiliser et qui seront nécessaires dans notre étude sont: le prix, les réserves gazières, la stratégie de SONATRACH et enfin les options de transport et de conversion chimique. Cette analyse nous permettra de classifier ces projets par ordre de priorité économique, stratégique et géopolitique, le but est de proposer un plan stratégique pour la commercialisation du gaz algérien à long terme sur une période de 35 ans afin de conduire la politique gazière algérienne à l'horizon 2050.

Introduction générale

Notre étude consiste à faire en première partie une simulation économique en deux parties: la partie exploration-production et la partie transport et conversion chimique, le but de cette première partie est de déterminer le facteur prix de revient et le comparer avec les prix futurs sur un marché gazier , puis analyser les tendances du marché gazier à long terme en utilisant de différents scénarios de prix qui peuvent avoir des effets négatives ou positives sur la faisabilité économique des projets proposés et de fixer un niveau de prix qui assurera la rentabilité des capitaux investis, en deuxième lieu on fera une comparaison entre les différentes options proposés afin de mettre un certain ordre de priorité économique, dans cette partie le facteur réserves gazières jouera un rôle important pour classer les investissements les plus rentables vers les moins rentables en fonction de la durée de vie de ces réserves et des quantités nécessaires à disposer.

En deuxième partie on fera une analyse stratégique des options de transport et de conversion chimique proposés, cette analyse repose sur des méthodes bien définies et par la collecte d'informations de type politique, stratégique ou technologique, après étude, classification et traitement de ces informations, il y'aura lieu de concevoir des stratégies et plans d'actions afin d'atteindre des marchés ciblés comme le marché européen et asiatique.

La simulation économique sera basée sur la modélisation d'outils sur EXCEL pour l'évaluation de la partie exploration-production et des projets proposés ainsi que l'élaboration de scénarios tendanciels de prix. Pour l'analyse stratégique elle sera basée sur les deux modèles SWOT et Porter.

On dira que la planification pour la commercialisation du gaz sera conduite par une comparaison économique des différents projets proposés et une analyse du facteur prix, puis un diagnostic stratégique afin de déceler les contraintes de types stratégique, géopolitique ou même technologique.

Problématique

Problématique :

Le sujet vise à traiter la Problématique de Décision Stratégique et de Planning d'investissement sur le long terme dans le domaine gazier et selon les différents maillons proposés dans le sujet tout en prenant en considération la durée de vie des réserves selon le prix du marché et les réserves existantes en cours d'exploration, on ne peut pas parler d'investissement aussi énorme que le GTL (gas to liquid) ou le GTW (gas to wire) sans mentionner les quantités nécessaires pour la production à travers ces deux types d'options et ainsi les réserves nécessaires qui doivent être mises à disposition. Dans le domaine de transport et de commercialisation du gaz, l'Algérie est pionnière de la technologie GNL et le transport par pipe, la technologie GTL offre un intérêt stratégique pour SONATRACH, la technologie GTW (gas to wire) offre une autre option de commercialisation en valorisant le gaz en électricité, cette technologie favorise aussi pour l'Algérie l'exploitation de l'énergie solaire et cela en produisant de l'électricité par des sources d'énergies alternées (l'énergie solaire le matin, le gaz le soir).

Mais la question qui se pose c'est est-ce que ces investissements sont faisables avec la politique énergétique actuelle ? et est-ce que les mutations énergétiques et les progrès technologiques vont influencer ces investissements ? et enfin est-ce que le marché mondial énergétique va favoriser un prix de gaz ou d'électricité ou de produits Hydrocarbures assez satisfaisant pour rentabiliser tous ces investissements, et quelle est la décision stratégique la plus adéquate et puis le plan le plus faisable pour faire face à ces différentes contraintes.

Donc notre sujet sera défini par un modèle composé de plusieurs modèles qui vont définir les lignes majeures de cette problématique en allant de l'étude de la production et de ces contrats de partage, passant par l'estimation des prix futurs de gaz plus particulièrement qui vont être comparés avec les prix de revient qui seront déduits de certains modèles de simulation économique qui seront présentés selon des hypothèses bien précises, ensuite la comparaison technique et économique des différentes technologies proposées, puis une analyse stratégique pour donner l'aperçu stratégique de ces différents projets.

L'étude sera finalisée par l'organisation de flux d'informations dans une matrice (matrice SWOT) qui permettra de définir des actions stratégiques et des recommandations pour concevoir un plan stratégique, le plan stratégique sera représenté sous forme de schéma qui prendra en considération tous les points mentionnés et toutes les déductions construites.

Chapitre I

La planification stratégique

I-1-Définition :

La **planification stratégique** est le processus de développement de stratégies afin d'atteindre un objectif fixé. Une planification « stratégique » doit opérer à grande échelle (en opposition avec la planification « tactique », qui se rapporte à des activités plus spécifiques). La planification à long terme projette les activités en cours dans l'environnement externe, décrivant ainsi les résultats qui vont *probablement* se produire (que ceux-ci soient désirés ou non). La planification stratégique consiste alors à « créer » des futurs plus désirables soit en influençant le monde externe, soit en adaptant les programmes et les actions en cours afin qu'ils conduisent à des issues plus favorables dans l'environnement externe. La planification stratégique est la feuille de route que se donne une organisation pour réaliser sa vision à moyen et à long terme. Elle va plus loin que la simple planification, puisqu'elle oblige l'organisation à examiner ses contextes internes et externes, à faire des projections dans l'avenir et à déterminer les stratégies lui permettant de concrétiser sa mission et sa vision. La planification stratégique est l'élaboration, le développement et la mise en marche de plusieurs actions et programmes de la part des entreprises ou des organisations, dans le but d'atteindre des objectifs fixés. Ces actions et programmes peuvent être à court, moyen ou long terme [18].

Les plans stratégiques disposent d'un certain budget, c'est pourquoi il est essentiel de déterminer correctement les objectifs à accomplir. Sinon, l'argent risque de ne pas être suffisant pour parvenir aux objectifs et la planification stratégique échoue.

La planification stratégique en tant que système de gestion surgit dans les années 60 et 70, suite à l'évolution des capacités stratégiques des entreprises. La gestion ou le management a commencé à exiger la planification des tâches à accomplir, avec un gérant qui analyse comment et quand les mettre en place.

Après avoir réalisé une évaluation de l'entreprise, la planification stratégique (alors appelée management stratégique) peut fournir des directions générales aux investissements de l'entreprise. Ces investissements vont avoir une influence sur :

- L'organisation
- La santé financière
- Le plan marketing

Qu'est-ce que planifier de façon stratégique?

La planification stratégique se comprend comme un cadre définissant la vision, de même que les principaux objectifs, étapes et moyens permettant d'atteindre le changement souhaité dans un certain laps de temps déterminé. Sans planification stratégique, il est probable que le changement souhaité ne puisse survenir naturellement [18].

Dans le cas du développement d'une communauté, la planification stratégique s'inscrit dans une longue portée temporelle, ce qui rend d'autant nécessaire l'identification d'une ligne directrice, d'une orientation globale. La planification stratégique sert ainsi de guide pour ajuster l'avancement d'une démarche de développement, puisqu'elle permet de veiller à la cohérence entre la vision, les orientations et les actions à réaliser.

Chapitre I: La planification stratégique

Planifier : Organiser selon un plan.

Stratégie : Art de diriger et de coordonner des actions pour atteindre un objectif.

Position stratégique : Qui permet d'agir dans les meilleures conditions.

I-2-Les raisons de la planification :

Planifier permet :

- d'obtenir une vue complète et détaillée de la situation.
- de disposer d'une liste des activités à réaliser avec leur enchaînement précis.
- de distribuer la charge des ressources ou des moyens alloués.
- de décomposer les projets en sous-ensembles plus simples.

La planification sert notamment à :

- asseoir le projet sur une base solide.
- organiser les activités afin qu'elles soient conformes aux priorités.
- établir les points de référence permettant de mesurer les progrès.
- tirer le meilleur profit des ressources humaines, financières, informationnelles et matérielles.
- gérer les changements avec plus de souplesse.

Comme nos environnements sont caractérisés par de nombreux changements pouvant subvenir à des vitesses rapides, la planification stratégique requiert une certaine veille et des ajustements en cours de route. Le plan d'action découlant généralement de la planification stratégique devient alors un outil de travail devant être ajusté au fur et à mesure que des imprévus se manifestent.

Pour être bien adaptée à son contexte particulier, la planification stratégique devrait inclure une analyse de la communauté et de son environnement. L'analyse « Menaces/Opportunités Forces/Faiblesses », connue également sous le nom de modèle de Harvard, constitue le modèle le plus répandu de ce type d'analyse.

L'identification de menaces et d'opportunités peut toutefois avoir certaines limites. Comme certains des changements visés par une communauté peuvent s'étendre sur des périodes de temps assez longues, ce type d'analyse peut parfois s'avérer trop centré sur l'immédiat. Le repérage de tendances lourdes et de tendances émergentes, ainsi que l'élaboration de scénarios futurs possibles peut alors être utile pour dégager des pistes d'actions dans des environnements changeant rapidement [19].

I-3-Objectif de la planification stratégique:

L'objectif de la planification stratégique est de fixer les objectifs globaux pour votre entreprise et d'élaborer un plan pour les atteindre. Cela implique de prendre du recul par rapport à vos opérations quotidiennes et vous demander dans quelle direction se dirige votre entreprise et quelles devraient être ses priorités.

Chapitre I: La planification stratégique

La planification stratégique est plus importante pour les entreprises en croissance car prendre la décision active de développer une entreprise signifie accepter les risques qui accompagnent la croissance. Le temps passé à identifier la destination de l'entreprise, et la façon dont il faut s'y rendre devraient aider à réduire et à gérer ces risques.

À mesure que l'entreprise devient plus importante et plus complexe, la formulation de la stratégie deviendra plus complexe, à la fois pour soutenir la croissance et pour aider à rassembler le leadership et les ressources nécessaires pour que l'entreprise continue à se développer.

Pour ce faire, il faut également commencer à recueillir et à analyser une gamme plus importante d'informations au sujet de l'entreprise, à la fois sur la façon dont elle fonctionne à l'interne et sur la façon dont les conditions se développent au sein des marchés actuels et éventuels. La différence entre la planification stratégique et la rédaction d'un plan d'affaires est que le processus de planification stratégique concerne la détermination de la direction dans laquelle l'entreprise veut être amenée. Il implique la fixation des objectifs globaux de l'entreprise. En comparaison, l'objectif du plan d'affaires est de fournir la carte routière détaillée qui va amener à la direction souhaitée. La planification stratégique et votre planification d'affaires doivent être complémentaire, mais un développement stratégique efficace exige le détachement des préoccupations quotidiennes de l'entreprise et envisage des options plus ambitieuses à plus long terme [19].

I-4-Les éléments clés de la planification stratégique:

L'élaboration d'une stratégie pour la croissance d'une entreprise exige d'approfondir la compréhension concernant la façon avec laquelle fonctionne l'entreprise, et sa position par rapport à d'autres entreprises dans les marchés. Comme point de départ, il faut poser les trois questions suivantes :

- **Où en est de l'entreprise actuellement?** Ceci implique de comprendre le plus de choses possibles au sujet de l'entreprise, y compris la façon avec laquelle elle fonctionne à l'interne, ce qui accélère sa rentabilité, et comment elle se compare aux concurrents. Cet examen doit être fait en dehors du travail quotidien; un esprit réaliste, détaché et de critique doit être développé lorsqu'il faut distinguer la cause et l'effet concernant la façon avec laquelle fonctionne l'entreprise. Il faut également le mettre par écrit et l'examiner régulièrement.
- **Où faut-il l'amener?** Il faut ici indiquer les objectifs prioritaires. Élaborer la vision, la mission, les valeurs, les techniques et les objectifs.
- **Quelle vision pour l'entreprise dans cinq ou dix ans?** Sur quoi il faut que l'entreprise se concentre et quelle source d'avantage concurrentielle faut-il qu'elle avoir par rapport aux adversaires au sein du marché? Cette étape doit constituer la base du plan définitif et motiver le changement.
- **Qu'est ce qu'il faut faire pour en arriver là?** Quels changements faut-il effectuer afin d'atteindre les objectifs stratégiques? Quelle est la meilleure façon de mettre en œuvre ces changements? Quels changements devront être apportés à la structure et au financement de l'entreprise et quels objectifs et dates d'échéance faut-il fixer pour les structures au sein de l'entreprise? Penser à l'entreprise de façon globale, par exemple, envisagez la diversification, la croissance existante, les plans d'acquisition, ainsi que les questions fonctionnelles dans les domaines clés [18].

Chapitre I: La planification stratégique

Bien que la deuxième question, « Où faut-il l'amener? », soit au cœur du processus de planification stratégique, elle ne peut être envisagée de façon utile que dans le contexte des deux autres.

Il faut aussi évaluer la vision de l'entreprise par rapport aux réalités pratiques de la situation actuelle et des changements, comme une augmentation de l'investissement en capital et d'autres ressources qui seraient nécessaires pour mettre en œuvre la vision. Un plan stratégique doit être réalisable.

I-5-les avantages de la planification stratégique:

- Exercer une influence plutôt que de la subir.
- Clarifier ou redéfinir les rôles.
- Réagir positivement devant l'inévitable: le changement.
- Résoudre les problèmes graves auxquels on fait face.
- Trouver des manières originales d'atteindre les objectifs.
- Réduire le recours à la gestion de crises.
- Assurer une continuité pendant les périodes d'évolution (ou lorsque les personnes changent).
- Utiliser les ressources avec efficacité et efficience.
- Prévoir les problèmes et élaborer des moyens de répondre aux besoins futurs.
- Obtenir l'engagement des acteurs concernés et les amener à travailler ensemble vers des objectifs communs [18].

I-6-Caractéristiques d'une bonne planification stratégique:

- Identification réaliste du chemin nécessaire pour atteindre la vision partagée de changement.
- Bonne adaptation à l'environnement externe, ainsi qu'aux ressources et aux compétences internes (stratégies réalisables et appropriées).
- Flexibilité permettant de s'adapter aux changements de situation.
- Clarté permettant aux acteurs de se l'approprier, de voir le rôle qu'ils peuvent y jouer et de suivre l'évolution du changement [19].

La planification stratégique contient généralement les éléments suivants :

- Portrait et diagnostic
- Vision de changement (incluant la durée)
- Orientations / Thèmes / Axes d'intervention / Priorités
- Stratégies
- Indicateurs de changement
- Moyens / Actions / Projets
- Acteurs mis à contribution
- Échéanciers

I-7-Les participants à la planification stratégique:

La participation à l'élaboration d'une planification stratégique est une question centrale. Lorsque les personnes qui auront à mettre en œuvre un processus de développement participent à l'élaboration de la planification stratégique, les chances de succès sont significativement augmentées puisque ces personnes développent un fort sentiment d'adhésion. La participation assure aussi l'intégration des connaissances de la réalité locale dans le plan d'action qui découle de la planification stratégique, ce qui facilite ainsi son acceptation par la collectivité et ses chances de succès [19].

En résumé:

La planification stratégique :

- Est l'élaboration d'une stratégie permettant d'atteindre la vision partagée de changement.
- Doit opérer à grande échelle.
- Comprend les grandes étapes requises pour atteindre la vision de changement, en fonction de la réalité économique, financière, et géopolitique actuelle.
- Implique une planification globale permettant de définir et d'harmoniser les différents efforts requis pour atteindre la vision, incluant les acteurs mis à contribution.

Elle permet de créer des futurs plus désirables, soit en influençant l'environnement, soit en adaptant les programmes et les actions en cours.

Logique d'adaptation plutôt que d'innovation•

- Idée selon laquelle le contexte de départ détermine les conditions d'arrivée (que l'avenir est écrit...).
- Difficulté à réagir si les règles du jeu changent.
- Frein à l'ambition, au dynamisme, au risque.
- Inaptitude à penser l'ambivalence.
- Gérer les contradictions et être acteur de son avenir.
- Inclination à l'immobilisme.
- Prévention face au changement Critique de la planification stratégique.

I-8-Lancement de la planification stratégique:

Comme c'est le cas avec toute activité commerciale, le processus de planification stratégique lui-même doit être géré judicieusement. Les responsabilités et les ressources doivent être attribuées aux bonnes personnes et le contrôle du processus doit être durable.

Qui inclure?

Il faut trouver des personnes qui font preuve des compétences analytiques dont dépend une planification stratégique réussie. Essayez de trouver une combinaison de penseurs créatifs et de personnes possédant une bonne compréhension des détails opérationnels.

Chapitre I: La planification stratégique

Une bonne règle pratique est qu'il ne faut pas essayer de tout faire en solo. Prendre en compte les avis d'autres membres du personnel : les employés clés, les comptables, les chefs de service, les membres du conseil, et ceux des parties prenantes externes, y compris les consommateurs, les clients, les conseillers et les consultants.

Comment structurer le processus?

Il n'existe pas de bonne ou de mauvaise façon d'établir le processus de planification stratégique, mais il faut expliquer clairement à l'avance de quelle façon il faut procéder. Chaque personne concernée doit savoir ce qu'on attend d'elle et à quel moment.

Par exemple, décider d'organiser une série de réunions hebdomadaires avec l'équipe stratégique avant de déléguer la rédaction d'un document stratégique à l'un de ses membres. Ou l'on peut décider de bloquer une ou deux journées pour des séances de remue-méninges, une partie desquelles peut impliquer l'obtention de contributions d'une gamme d'employés plus large et même de clients clés.

Bien rédiger le document de planification.

La priorité en matière de planification stratégique est de bien établir le processus de planification. Mais ne jamais négliger le résultat. Il est également important de saisir les résultats dans un document de planification stratégique qui communique clairement les objectifs prioritaires à tous au sein de l'entreprise.

Un tel document doit :

- refléter le consensus des personnes qui l'ont rédigé.
- être appuyé par des décisionnaires clés, particulièrement les responsables et les investisseurs.
- être acceptable pour les autres parties prenantes, telles que les employés [18].

I-9-Élaboration du plan en se basant sur une analyse stratégique solide:

La planification stratégique concerne le positionnement de l'entreprise de façon aussi efficace que possible au sein du marché. Il faut donc s'assurer d'effectuer une analyse de l'entreprise ainsi que du marché de façon aussi complète que possible.

Il existe ici toute une gamme de modèles stratégiques qu'il est possible d'utiliser afin de vous aider à structurer l'analyse. Ces modèles fournissent une image abstraite et simplifiée de l'environnement de l'entreprise. L'analyse FFPM (forces, faiblesses, possibilités et menaces) constitue probablement le modèle le plus connu et il est utilisé à la fois par les entreprises de plus petite taille et de taille plus importantes, aussi bien dans les secteurs à but lucratif que dans les secteurs à but non lucratif. L'analyse S.T.E.E.P.L.E. (social, technologique, économique, environnemental, juridique et éthique) et l'analyse des cinq forces concurrentielles sont deux autres modèles largement utilisés [19].

Chapitre I: La planification stratégique

FFPM:

Une analyse FFPM implique l'identification d'un objectif d'une entreprise ou d'un projet, puis l'identification des facteurs internes et externes qui sont favorables et défavorables à l'atteinte de cet objectif.

Ces facteurs sont pris en compte en utilisant quatre éléments :

- **forces** : caractéristiques de l'entreprise pouvant aider à atteindre l'objectif.
- **faiblesses** : caractéristiques de l'entreprise pouvant représenter des obstacles à l'atteinte de l'objectif.
- **possibilités** : facteurs externes pouvant être utiles à l'atteinte de l'objectif.
- **menaces** : facteurs externes pouvant représenter des obstacles à l'atteinte de l'objectif.

S.T.E.E.P.L.E.:

Il existe d'autres modèles qu'il est possible d'utiliser pour évaluer la position stratégique. L'analyse S.T.E.E.P.L.E. par exemple décompose l'environnement commercial en les composantes suivantes :

Social : les tendances démographiques ou les changements de style de vie.

Technologique : l'émergence de technologies concurrentes ou d'équipement améliorant la productivité de votre entreprise.

Économique : les taux d'intérêt, l'inflation et les changements de la demande des consommateurs.

Environnemental : les changements dans les attentes des consommateurs, des organismes de réglementation et des employés concernant le développement durable.

Politique : les changements concernant la fiscalité, les relations commerciales ou l'octroi d'aide aux entreprises.

Juridique : les changements concernant le droit du travail ou la façon que le secteur est réglementé.

Éthique: les normes éthiques et morales régissant les politiques et les pratiques.

L'analyse S.T.E.E.P.L.E. est souvent utilisée avec l'analyse FFPM pour aider à identifier les possibilités et les menaces [19].

Cinq forces:

Le modèle des cinq forces vise à aider les entreprises à comprendre les catalyseurs de la concurrence au sein de leurs marchés. Il identifie cinq déterminants clés qui prévoient comment l'exercice d'une activité dans un marché donné est susceptible de se présenter pour une entreprise :

Chapitre I: La planification stratégique

- le pouvoir de négociation des consommateurs: plus il est élevé (peut-être en raison du petit nombre d'acheteurs importants pour un certain produit ou un certain service), plus ils seront en mesure d'exercer une pression vers le bas sur les prix et donc sur le chiffre d'affaires.
- le pouvoir de négociation des fournisseurs: la capacité des fournisseurs de monter les prix (par exemple si on dépend d'une seule entreprise) peut avoir un impact significatif sur les coûts et la rentabilité.
- la menace de nouveaux concurrents: pénétrant dans le marché ou dans l'industrie - plus d'avantages d'entreprises se faisant concurrence rend le fait de conserver une part de marché et de maintenir les niveaux de prix plus difficile.
- la menace représentée par des consommateurs: passant à des produits et services de substitution, on pourrait citer comme exemple la menace subie par des fabricants de télécopieurs en raison de la grande disponibilité du courrier électronique.
- le niveau de concurrence entre les entreprises au sein du marché: cela dépend d'une large gamme de facteurs, y compris le nombre et la force relative des entreprises ainsi que le coût pour les consommateurs de passer d'une entreprise à l'autre.

I-9-1-Contenu d'un plan stratégique écrit:

Il n'existe pas de règle concernant la façon de structurer un plan stratégique, mais il est de bonne pratique d'inclure les éléments suivants :

- L'analyse des **catalyseurs internes** : correspondant, par exemple, aux forces et faiblesses d'une analyse FFPM (forces, faiblesses, possibilités et menaces).
- L'analyse des **catalyseurs externes** : elle doit englober des facteurs tels que la structure du marché, les niveaux de demande et les pressions relatives aux coûts, correspondant tous aux éléments de possibilités et de menace d'une analyse FFPM.
- **Un énoncé de vision** : un résumé concis de la vision de l'entreprise dans cinq à dix ans.
- **Les objectifs de premier niveau** : il s'agit des objectifs majeurs devant être atteints afin que la vision de l'entreprise devienne réalité. Il peut s'agir d'attirer un nouveau type de client, développer de nouveaux produits et services ou obtenir de nouvelles sources de financement.
- **La mise en œuvre** : cela implique l'indication des mesures clés (accompagnées des résultats et des dates d'échéance souhaités) qui devront être effectuées afin d'atteindre vos objectifs de premier niveau.
- **Les ressources** : un résumé des répercussions que la proposition de stratégie aura sur les ressources dont l'entreprise a besoin. Ce résumé reflètera les exigences financières, ainsi que les facteurs tels que les niveaux de dotation en personnel, les locaux et l'équipement.

Il est possible d'envisager l'ajout d'un **sommaire de gestion**. Cela peut s'avérer utile pour des investisseurs éventuels et d'autres parties prenantes clés externes [19].

I-9-2-Les questions à considérer concernant la planification stratégique:

La croissance d'une entreprise peut poser des défis personnels importants pour le propriétaire ou le directeur dont le rôle peut changer considérablement au cours du développement de l'entreprise.

La planification stratégique efficace nécessite d'envisager des choix qui défient la façon dont l'entreprise a été exploitée jusqu'à présent. Il peut s'agir du fait que la prise de décision dans certains domaines est transmise à d'autres, ou que les processus ayant bien fonctionné par le passé ne correspondront plus aux plans futurs.

Il peut être tentant pour les responsables ou les directeurs d'ignorer les solutions de rechange qui ne leur conviennent pas personnellement, mais le fait de ne pas tenir compte des options pour ces raisons peut sérieusement compromettre le plan stratégique et en bout de ligne, la croissance de l'entreprise.

Parmi les exemples du genre de problèmes qui ont tendance à être ignorés par des entreprises en croissance, on peut trouver :

- **Le futur rôle du responsable:** par exemple, il peut être dans l'intérêt de l'entreprise que le propriétaire se concentre sur un plus petit nombre de responsabilités, ou qu'il transmette l'intégralité du contrôle quotidien à une personne ayant davantage d'expérience.
- **L'emplacement de l'entreprise:** dans le cadre de la croissance d'une entreprise, il peut être judicieux de relocaliser la société, par exemple, afin d'être plus près d'un plus grand nombre de clients ou d'employés possédant certaines compétences.
- **La structure de la propriété :** les entreprises en croissance, notamment, doivent s'assurer que cet aspect soit bien compris. Plus une entreprise croît, plus elle doit être avertie pour répondre à ses besoins financiers. Dans un grand nombre de cas, le meilleur choix pour le responsable consiste à abandonner une part de l'entreprise en échange d'un financement par capitaux propres, mais cela peut être difficile à réaliser.

En dernière analyse, c'est le responsable de l'entreprise qui décide du plan stratégique. Le développement d'une entreprise ne s'effectue pas « à tout prix ». Cependant, une évaluation honnête des choix permet de prendre les décisions les plus éclairées possibles [18].

I-9-3-Mise en œuvre d'un plan stratégique:

Le plan doit être mis en œuvre et ce processus de mise en œuvre nécessite une planification. La clé de la mise en œuvre des objectifs identifiés dans le plan stratégique est d'assigner des objectifs et des responsabilités accompagnés de budgets et de dates d'échéance aux responsables des employés clés ou des chefs de service, par exemple.

La surveillance de l'avancement du plan de mise en œuvre et l'examen du plan stratégique par rapport à la mise en œuvre sera un processus continu. La correspondance entre la mise en œuvre et la stratégie peut ne pas être parfaite au départ et les implications de la mise en œuvre de la stratégie peuvent rendre nécessaire la modification du plan stratégique.

Chapitre I: La planification stratégique

La surveillance de la mise en œuvre est primordiale. L'utilisation des indicateurs de rendement clés de performance (les IRC) et la fixation de cibles et de dates d'échéance sont une bonne façon de contrôler le processus d'introduction d'un changement stratégique.

Le plan d'affaires constitue un autre outil important dans le processus de mise en œuvre. Le plan d'affaires est habituellement un document à court terme et plus concret que le plan stratégique et il tend à être axé plus étroitement sur des considérations opérationnelles telles que les ventes et les tendances en matière de flux de trésorerie. S'il est possible d'assurer que le plan stratégique renseigne le plan d'affaires, cela jouera pour beaucoup pour garantir sa mise en œuvre.

Il faut se rappeler que la planification stratégique peut entraîner à la fois des changements organisationnels et culturels à la façon dont l'entreprise fonctionne [19].

La planification stratégique qu'on va élaborer consistera à faire une étude de l'activité gazière de SONATRACH en allant de l'exploration production vers le transport avec ces différentes options et les différents projets proposés dans le cadre du développement de la commercialisation du gaz, cette étude nous permettra d'un côté d'analyser certains facteurs influant sur la faisabilité économique de ces projets (comme le facteur prix et prix de revient), et d'un autre côté de collecter un maximum d'informations pertinentes qui peuvent avoir un lien direct ou indirect avec la stratégie de développement de l'activité gazière de SONATRACH. La deuxième partie de cette planification consistera à élaborer le diagnostic stratégique de SONATRACH dans l'activité gazière en s'appuyant sur les différentes informations requises de la première partie, ces deux parties nous permettront d'illustrer la vision stratégique sous forme d'un schéma qui englobera toutes les démarches et actions stratégiques sur le long terme. En premier lieu il est nécessaire de définir par une partie théorique le marché gazier en général ainsi que le facteur prix du gaz, les réserves, les options de commercialisation et la stratégie de SONATRACH.

Chapitre II

Le prix du gaz et les différents contrats gaziers.

Introduction :

Le prix du gaz est le premier facteur dans notre étude, ce facteur joue un rôle très influant sur les décisions d'investissement, le prix peut rendre la décision difficile ou plus facile car ce facteur est lié à l'investissement d'une part et au marché d'une autre part, son analyse nécessite une décomposition et une détermination de ces parties intégrantes, l'étude de sa tendance dans le futur, et la connaissance des facteurs endogènes et exogènes qui influent sur ces variations. Dans ce qui suit nous allons donner un petit aperçu sur le prix du gaz et de ces différents contrats gaziers, on définira aussi le prix des produits hydrocarbures qui jouent un rôle dans la pénétration d'un nouveau marché, les différents contrats représentent l'ensemble des contrats existant qui déterminent les différentes transactions gazières , à la limite on saura dans ce chapitre la structure du prix sur un marché gazier et les contrats gaziers appliqués.

II-1-Les Principaux Composants du Prix du gaz :

- Le prix en tête de puits (cout du gaz naturel) 45%
- Le coût du transport sur une longue distance.
- Le coût de distribution locale.

Les deux dernières composantes représentent 55% du prix du gaz naturel.

Le prix du gaz = Prix de l'énergie concurrente la moins chère.

Les coûts de transport de la frontière au consommateur.

Les coûts de stockage pour les points de consommation.

Toutes les taxes à la consommation [10].

II-2-Les Avantages de l'indexation du Prix du gaz sur le Prix du Pétrole :

- Favorise le renchérissement des deux énergies (pétrole et gaz).
- Les acheteurs assurent que le prix de leur énergie reste compétitif sur le marché final.
- Elle se fait avec décalage temporel (un a six mois) et avec lignage, ce qui atténue la volatilité des prix.
- Maitrise de la volatilité des prix.
- Les volatilités sur le marché spot sont plus élevées que celles des prix des contrats à long terme.
- La volatilité des prix ne permet pas de constituer des signaux d'investissement pertinents.
- On pourra utiliser une indexation partielle sur les prix spot lorsque le marché gazier sera plus liquide.
- Le prix du pétrole est plus sensible aux aléas géopolitiques que celui du gaz.

Donc l'indexation empêche l'évolution du marché spot et la volatilité des prix grâce aux formules financières (forwards, options, futurs et swaps) [10].

II-3-Les Références du Prix du gaz :

- Le CAF au Japon.
- Le CAF a l'UE.
- L'indice HEREN aux Royaumes unis.
- Le Henry HUB aux Etats unis
- L'Alberta au Canada.
- Le Zeebrugge hub en Belgique.

Les Prix annuels sont donnés à titre de référence moyeux de gaz naturel avec pipeline contracté et les importations de GNL. Les prix de référence du noyau incorporé des États-Unis (Henry Hub), Canada (Alberta) et le Royaume-Unis (NBP). Les prix contractuels sont représentés par les importations de GNL vers le Japon et les prix moyens des importations allemandes. Les prix pour la frontière GNL et européen sont calculés comme des prix CAF, où CAF =coût+ assurance + fret (prix moyens de fret) en dollars américains par million d'unités thermiques britanniques (BTU).

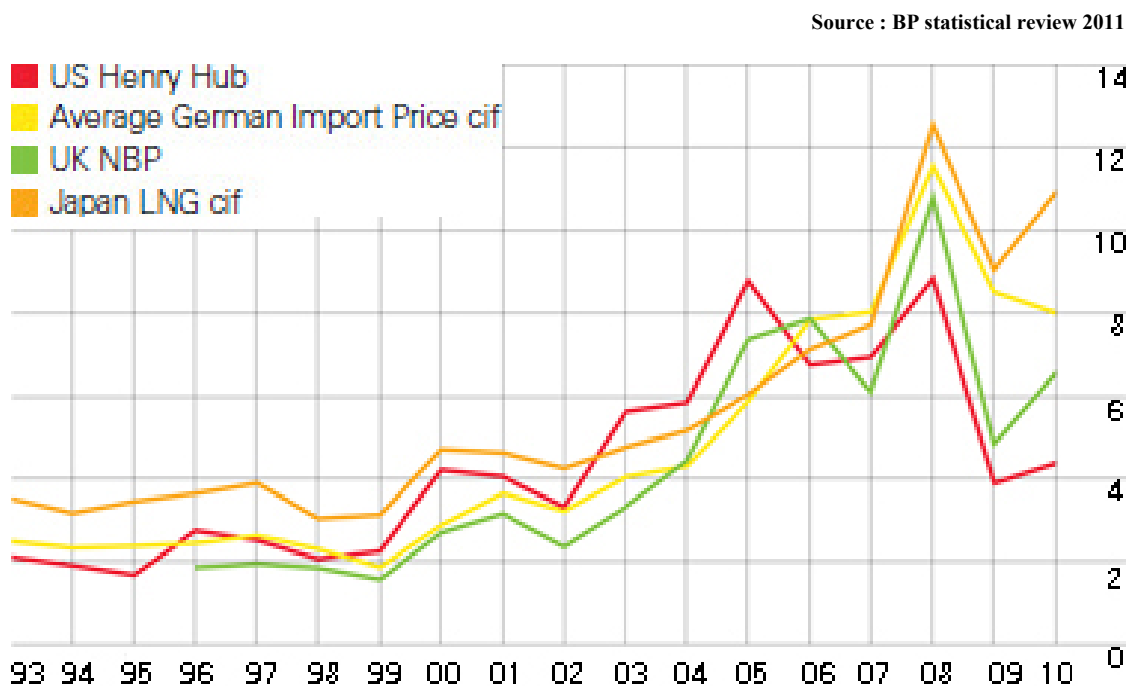


Figure1 : Evolution des Références du Prix de gaz

Comme l'indique le tableau en dessus ,les référentiels de prix du gaz ont connu une forte baisse de 2008 à 2009 ,cela prouve que la conjoncture économique qui a bouleversé le système économique mondiale a eu un effet négative sur la consommation mondiale de gaz, la baisse de la demande a conduit à la chute vertigineuse des prix puis ce dernier a repris avec la relance et le dépassement de la conjoncture qui reste avec des effets négatifs sur l'offre et la demande même actuellement[21] .

II-4-Evolution du prix du gaz sur les principales zones du marché :

Source SOS, World Data Bank (2011)

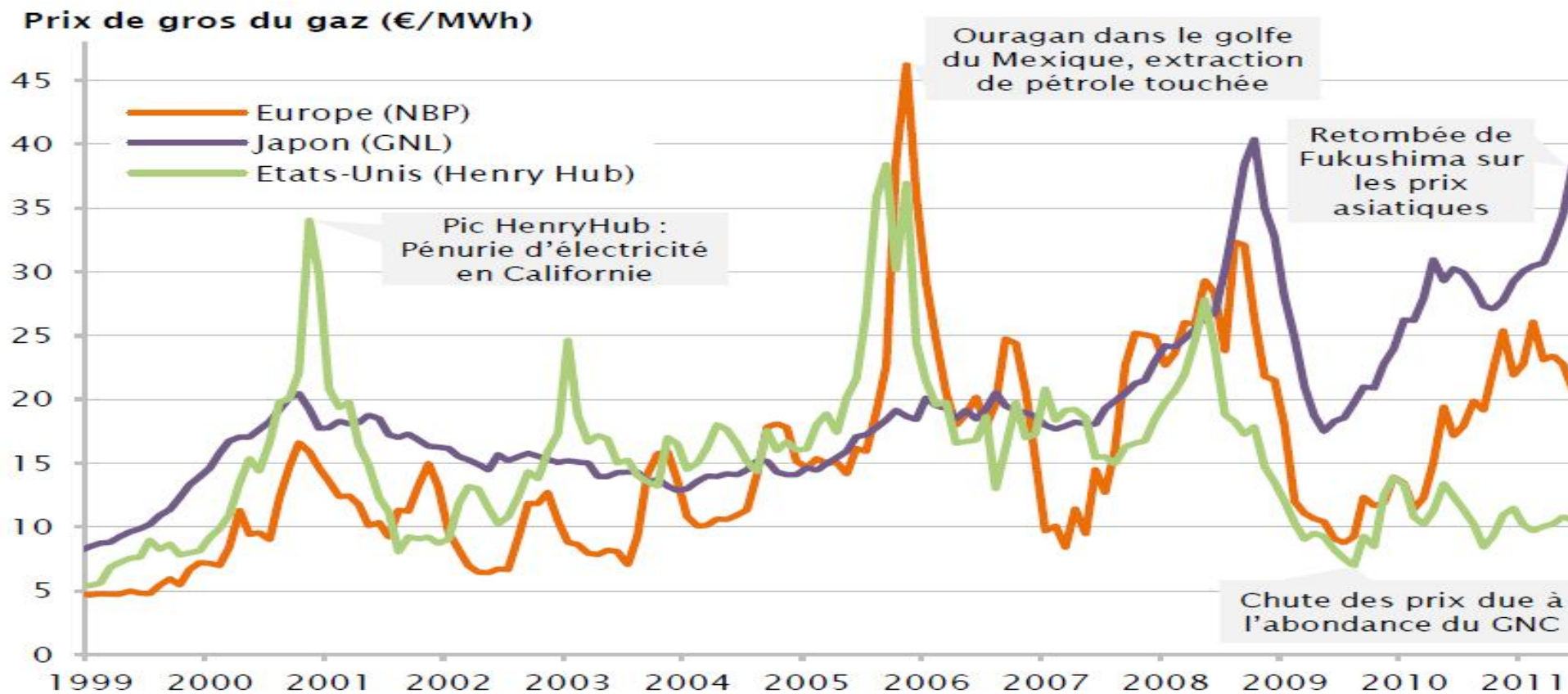


Figure2:Evolution du prix sur les principales zones du marché

II-4-1-Définition :

Ce graphe représente l'évolution des prix de gros sur les trois zones de marché principales : l'Europe occidentale, l'Amérique du nord et l'Asie du sud-est (assimilée au Japon).

II-4-2-Analyse :

Si les tendances globales sur les 3 zones sont plutôt en phase, on observe cependant une réelle divergence à partir de 2009 qui semble se confirmer. D'une part le prix du gaz en Asie s'est envolé principalement suite aux conséquences de la catastrophe de Fukushima, d'autre part, l'essor de l'exploitation du gaz naturel non conventionnel aux Etats-Unis explique la baisse durable des prix sur le continent américain depuis 2008. Le prix européen peut dans ces conditions être considéré comme un prix moyen sur le marché mondial.

II-4-3-Le Prix du gaz sur le marché américain et européen:

Au niveau mondial, il y a trois types de marchés du gaz qui fonctionnent selon des règles différentes : le marché américain, européen et asiatique. Nous nous concentrerons sur les différences entre le marché du gaz américain et européen. Le marché américain du gaz est un marché spot (c'est-à-dire au comptant) dont le prix dépend des évolutions de l'offre et de la demande sur le court terme [8]. C'est un marché flexible où le prix peut être affecté par des fluctuations rapides et parfois importantes. Grâce à l'incroyable croissance des forages de gaz de schiste aux Etats-Unis, l'offre de gaz a fortement augmenté sur le marché, à un moment où la demande baissait avec la crise ; il en a résulté une baisse immédiate des prix spot du gaz, jusqu'au niveau de 3 dollars par million de BTU contre 8 dollars en 2010. D'ailleurs, lorsque l'on compare les courbes d'évolution des prix du gaz en Europe et aux Etats-Unis, on remarque qu'elles étaient quasiment identiques jusqu'en 2010. Ensuite, le prix du gaz baisse pour les Etats-Unis (grâce à la production des gaz de schiste) et augmente légèrement pour l'Europe avec un écart de prix autour de 7 \$. C'est d'ailleurs l'argument favori de la plupart des économistes pro-gaz de schiste. Les mêmes qui ont l'habitude de scruter les indices synthétiques des marchés financiers sans connaître véritablement les valeurs des entreprises cotées, scrutent aujourd'hui les courbes des prix du gaz américain sans se demander si ce prix est valable au regard de l'évolution des coûts réels supportés par les entreprises exploitantes. Car si le prix de marché n'est pas tenable cela signifie qu'il y a une bulle, c'est à dire une déconnexion des prix avec la réalité, suivie inévitablement d'un réajustement brutal - l'explosion de la bulle - dont tout le monde connaît les conséquences désastreuses sur l'économie. D'ailleurs, il y a déjà un débat sur le maintien d'un prix durablement bas du gaz aux Etats-Unis. Ben Dell du Bernstein Research à New York estime que pour couvrir le coût total de la recherche, du développement et de l'exploitation de puits de gaz de schiste, il faut un prix du gaz entre 7,50 et 8 \$ par million de BTU, c'est-à-dire un prix presque équivalent au prix européen ! A ce propos, plusieurs Directeurs de compagnie gazière comme Aubrey McClendon de Chesapeake EnergyCorp jugent le

Chapitre II: Le prix du gaz et les différents contrats gaziers

prix actuel insoutenable, évoquant déjà une bulle sur les prix. Car même si la croissance des forages de schiste est impressionnante aux Etats-Unis voir inconsciente, elle ne peut pas durablement maintenir le prix plus bas que le coût d'extraction, faute de quoi l'exploitation de gaz de schiste, n'étant plus rentable, sera abandonnée, ce qui finira par compresser l'offre et faire augmenter le prix à nouveau (c'est l'explosion de la bulle). Il est à parier que c'est le scénario des prix du gaz américain et qu'ils finiront par retrouver le chemin des prix européens [17].

Le marché européen du gaz est différent, rigide, basé sur des contrats à long terme (dix à trente ans) avec les pays fournisseurs, indexés sur le prix du pétrole. Même si le gaz de schiste était moins cher que le gaz importé, le prix final s'alignerait sur le plus élevé, c'est un vieux principe d'économie. Seules les compagnies profiteraient de cette rigidité du marché : en vendant leur gaz au prix du gaz importé, elles feraient d'énormes marges. C'est pour cela aussi qu'elles font du «forcing» [14]. Ensuite, le prix du gaz remonte déjà aux Etats-Unis. Il est certes passé de 8 dollars par million de BTU [*British Thermal Unit*] en 2010 à 3 dollars en 2012, car il y a eu ce forage massif et que le marché du gaz américain répercute tout de suite les mouvements de l'offre sur les prix. Mais à 3 dollars, il est moins rentable d'investir, vu les coûts de production élevés. Résultat, l'offre de gaz de schiste baisse et le prix remonte. Il est désormais à 4 dollars.

Les prix bas ne tiendront pas au-delà de 2015, c'est impossible. Les pétroliers investissent déjà moins dans le gaz aux Etats-Unis. Ils se tournent vers le pétrole de schiste, car ils le revendent sur le marché mondial du pétrole, au prix de ce dernier, autour de 100 dollars [75 euros]. Les producteurs Américains, comme Exxon ou Chesapeake, disent eux-mêmes que pour investir sur le long terme, il faut que le prix du gaz aux Etats-Unis soit à 7 ou 8 dollars, quasiment au prix européen, qui est à 10 dollars. Avec deux dollars de différence, l'avantage compétitif des Etats-Unis serait négligeable. Engager une politique de forage intensif.

Source: BLOOMBERG

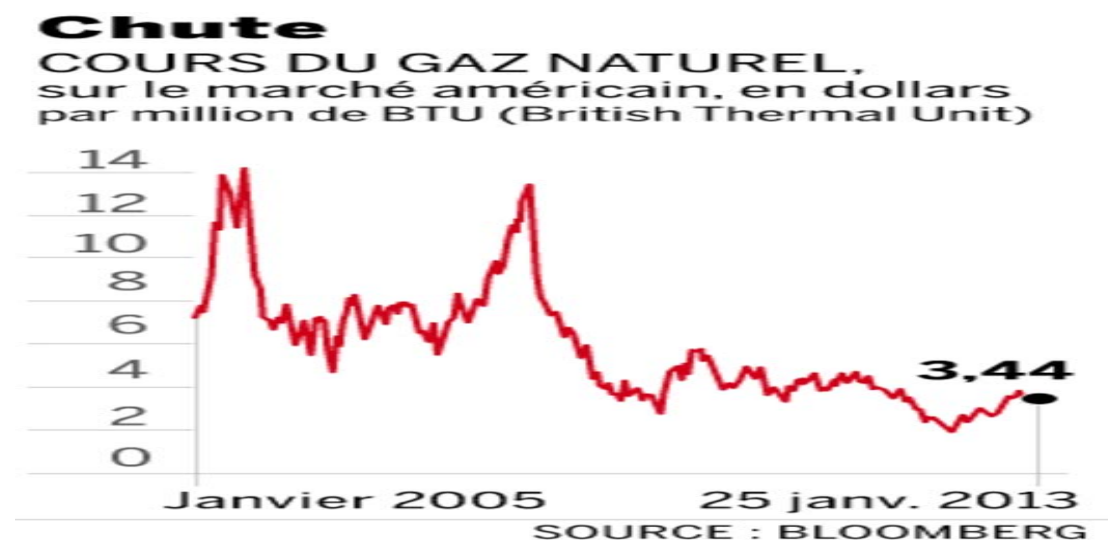


Figure3: cours du gaz naturel sur le marché américain

II-5-Le Prix du GNL (Gaz Naturel Liquéfié) :

La 16^{ème} Conférence internationale sur le gaz naturel (GNL 16) et la 10^{ème} session du Forum des pays exportateurs de gaz (FPEG) ce sont tenues dans un contexte marqué par une forte chute des prix du GNL sur le marché international, passant de **12 dollars à 4 dollars le MBTU** (million british thermal unit), en raison surtout de l'excédent de l'offre mondiale de cette énergie. Cette situation est due essentiellement à la récession mondiale qui a touché la plupart des pays de l'OCDE. Mais la raison la plus sérieuse qui a affecté le marché du GNL est l'avancée technologique qui a permis aux pays comme les USA de ne plus importer du gaz grâce à sa production locale. Cette nouvelle technologie consiste à extraire du gaz à partir des schistes. Du coup, pas moins de 300 milliards de MBTU ne sont plus demandés sur le marché international du GNL [22]. La crise des prix bas du GNL risque de s'aggraver dans la mesure où plusieurs pays peuvent emprunter le même chemin que les USA. Le prix actuel du gaz naturel liquéfié (GNL) a chuté de 12 dollars à 4 dollars le million BTU, sur un marché mondial caractérisé par un excédent de l'offre gazière sans précédent. Indexé aux cours du pétrole, le prix de cession du GNL qui devrait représenter 1 sur 7 du prix du baril de brut, soit environ 12 dollars, s'échange actuellement à seulement 4 à 5 dollars sur le marché spot, affecté par une surproduction inattendue aux Etats-Unis. Mais pour le prix équitable du gaz, l'Algérie propose de diviser le prix du baril de pétrole, actuellement autour de 105 dollars, par six, "cela donne 13-14 dollars par MBTU ce qui est équitable", l'indexation du prix du gaz sur les cours actuels de pétrole est importante. "Actuellement, le prix unitaire du gaz est fixé à 13 dollars le MBTU, soit un sixième des cours actuels du pétrole, alors qu'il s'agit d'une énergie propre, moins polluante et, surtout, elle a des avantages comparatifs considérables dans le développement des énergies renouvelables", il n'y a pas de raison que le prix du gaz soit maintenu à ce niveau, en se penchant sur cette question en vue d'aboutir à un prix rentable aussi bien pour les exportateurs que les consommateurs[11] .

II-5-1-La Recherche d'un Juste Prix Pour Le GNL :

L'Algérie cherche à trouver un prix raisonnable du gaz qui ne soit pas trop bas afin d'encourager les investissements dans le secteur de la production et pas trop élevé afin de ne pas pénaliser les pays consommateurs", un prix trop bas risque de créer la volatilité du marché, générant plus tard un prix élevé comme cela a été le cas pour le pétrole. Donc il faut parvenir à assurer un équilibre entre l'offre et la demande de gaz et c'est cela le cœur du problème, des études qui donne plusieurs hypothèses sur l'évaluation du marché, l'évolution du marché du gaz et son impact sur les revenus ont été faites afin d'aboutir à cet objectif [22].

II-5-2-La Mauvaise Passe des Cours du GNL :

Selon une étude initiée par l'Algérie, la mauvaise passe que traverse le marché mondial du gaz naturel devrait perdurer encore 4 à 5 années avant que la demande ne retrouve son niveau de 2007. Cette étude, commandée par l'Algérie pour évaluer le bilan offre/demande de gaz naturel à moyen terme (jusqu'en 2015) sur les principaux marchés de consommation, avance qu'il faut au moins 4 à 5 ans avant que la demande mondiale en gaz naturel ne retrouve son niveau de 2007. La reprise de la demande mondiale en gaz naturel dépend également de la reprise économique mondiale qui "devrait se poursuivre avec des taux de croissance raisonnables". La crise mondiale a touché la plupart des pays importateurs du GNL ce que les a contraint de réduire leurs quantités importées. La reprise économique mondiale qui s'annonce modeste mais plutôt ferme peut avantager une reprise des prix du GNL [22].

II-6-Le marché des produits pétroliers :

Les produits de pétrole sont traités sur le marché de ROTTERDAM , Singapour, le golfe persique, la zone méditerranée et le golfe du Mexique , depuis 1970, la vente des produits pétroliers se fait soit d'état à état soit d'état à société, la stratégie de commercialisation se fait sur des cours internationaux, depuis 1990 le prix des marchés physiques qui servaient de référence, sont de plus en plus remplacés par les cours négociés sur les marchés à terme.

II-6-1-Le marché à terme :

Pour se prémunir du risque de variation des prix, ces marchés sont devenus une référence directe ou indirecte dans la formation du prix de transaction physique des produits pétroliers, NYMEX, IPE (PETROLEUM EXCHANGE) à Londres. Les opérateurs de la sphère financière (Investisseurs, institutionnels, gestionnaires de fonds, spéculateurs) sont en pourcentage aussi nombreux que les opérateurs pétroliers traditionnels à agir sur ces marchés. Les niveaux de prix sur ces marchés financiers sont cependant en moyenne parfaitement cohérents avec les prix des transactions pétrolières physiques. Les marchés physiques et financiers sont parfaitement intégrés et certains comportements spécifiques aux marchés financiers (comportement suiveurs, effet des prises de bénéfice.....) contribuent à amplifier à court terme les mouvements du prix [13].

Le gasoil :

36% de la demande totale des carburants, l'augmentation de la consommation de gasoil en Europe de 30 à 40 %, l'Asie pacifique consomme 30% de la production mondiale de gasoil.

Le kérosène :

Connu pour son grand pouvoir énergétique dans le domaine de l'aviation, le marché a progressé de 2.9% entre 2002 et 2003 soit 15 millions de baril/jour sont consommés en 2003 vu la croissance du commerce inter marchandise par avion.

Le naphtha :

L'Asie pacifique et L'Amérique du nord sont les principaux marchés du naphtha (25.35 % et 45.39 % du commerce international du naphtha en 2003) [13].

II-7-Prix des Produits Pétroliers sur le Marché Spot :

Les prix spot suivent les prix du pétrole sur le marché de ROTTERDAM et le marché méditerranéen, les distillats moyens dont les prix sont très élevés par rapport au prix du pétrole.

Le naphtha :

Il varie d'un pourcentage plus ou moins égal aux prix du pétrole, selon l'importance du marché, dans le marché européen le prix du naphtha est égal au prix de pétrole plus 10 % du prix de pétrole.

Le kérosène :

Il est généralement supérieur au prix du pétrole, une variation de l'ordre de 10% cela est dû à l'insuffisance du kérosène dans le marché et l'augmentation de la demande du corps militaire et des stocks très bas en Amérique du nord et en Asie.

Le gasoil :

Le prix du gasoil en Europe et à Newyork gagne une prime de 7% sur le prix du brut, dans ces marchés le stock très bas du gasoil et la demande excessive permet de supporter le prix du gasoil [9].

II-8-Les Contrats Gaziers sur Le Marché Européen :

Afin d'assurer l'approvisionnement des clients en gaz, les groupes gaziers concluent des **contrats de fourniture de gaz naturel auprès d'autres gaziers situés plus en amont dans la chaîne**. Un acteur comme GDF Suez peut par exemple conclure des accords avec des producteurs de gaz norvégiens (Statoil) ou russe (Gazprom). Ces contrats portent généralement sur des quantités de gaz très importantes, notamment dans des pays comme la France disposant de pas ou très peu de sites propres de production. Ils se caractérisent par **leur durée** (jusqu'à plusieurs dizaines d'années, la tendance actuelle étant à une diminution de la durée des contrats pour être réactif face aux évolutions du marché gazier) [12]. Le prix du gaz dans les contrats est historiquement **indexés sur les cours du pétrole ou de ses dérivés** (fuel oil ou gasoil) ; ce lien permet de vendre le gaz à un prix compétitif par rapport à l'énergie

Chapitre II: Le prix du gaz et les différents contrats gaziers

concurrente. Le prix du gaz ne suit pas les brusques variations du cours du pétrole, mais est lissé par un effet de moyenne mobile. Par exemple, le prix du gaz livré en décembre peut dépendre des prix du pétrole sur les 6 mois précédents, donc de juin à novembre. Cela explique la plus forte inertie du prix du gaz dans les contrats par rapport au prix du pétrole. Au cours de l'année 2008, le pétrole a dépassé 140 \$ le baril, pour redescendre à partir de septembre jusqu'en dessous de 40\$ le baril. A contrario, le prix du gaz contrat a été lissé par l'effet de moyenne mobile, la hausse du prix étant progressive, la baisse également. Le prix du gaz de décembre prenant en compte les valeurs élevées du pétrole en été peut sembler anormalement élevé par rapport au prix du pétrole, alors que c'est une simple conséquence du mode de tarification.

Progressivement, un **marché gazier se développe en Europe** autour de différents hubs, le **NBP** (National Balancing Point) en Angleterre, **Zeebrugge** (Belgique) en Europe continentale, TTF aux Pays-Bas. Cela fournit d'autres références de prix que les contrats à long terme ou à moyen terme, et les différents acteurs peuvent s'échanger ponctuellement du gaz pour s'équilibrer. Un acteur qui a trop de gaz peut ainsi en vendre à un autre acteur qui aura mal anticipé une vague de froid et donc une surconsommation de ses clients, ou bien qui doit reconstituer ses stockages. La tendance actuelle est de prendre en compte le signal du prix de marché dans les contrats à long terme. Par exemple, un fournisseur de gaz peut vendre son gaz comme la moyenne entre un prix indexé sur le pétrole classique (décrit précédemment) et le prix sur le marché du Zeebrugge. Cela lui permet de se prémunir contre des prix de pétrole trop faibles par rapport aux prix du marché du gaz. Globalement, notamment en Europe continentale, les **prix du marché sont bien corrélés aux prix du pétrole** en raison de l'importance des contrats à long terme pour l'alimentation de la zone. Enfin, la flexibilité des contrats gaziers est un élément important lors de la négociation [14].

II-8-1-Clause Take or Pay:

Par exemple, pour un contrat de TOP 80%, l'acheteur a la possibilité d'utiliser et donc de payer entre 80% et 100% du gaz. Il ne peut pas par exemple en prendre 70%, car il devra quand même payer les 10% de gaz (80% - 70%) même s'il ne les a pas utilisés (d'où le terme Take Or Pay). Cette clause permet au vendeur de s'assurer qu'il va écouler une quantité minimale de gaz lui assurant des revenus réguliers. L'acheteur a lui plutôt intérêt à avoir une grande flexibilité dans son contrat, cela lui permettra notamment de ne pas tirer son contrat au maximum s'il fait chaud et que ses clients ne consomment pas. Autre possibilité, le prix du contrat peut être élevé (si les prix du pétrole des mois précédents étaient élevés par exemple) alors que le prix du marché est faible. Dans ce cas, l'acheteur a intérêt à acheter son gaz sur le marché pour trouver le gaz au prix le plus compétitif pour le client final. On appelle cela de l'arbitrage.

Cette clause est utilisée dans les contrats à long terme qui sont prévues d'être reconduites vu leurs expirations en 2019 et la demande des pays consommateurs de revoir les prix, mais pour le cas de l'Algérie les prix seront maintenus selon le ministre de l'énergie et des mines qui a précisé que le long terme offre une sécurité d'approvisionnement aux clients en dépit de ces prix élevés par rapport au marché

Chapitre II: Le prix du gaz et les différents contrats gaziers

spot, les prix reste indexés au cours du pétrole et l'idée de la libération des prix de pétrole (marché au comptant) est loin d'être réalisé[12].

II-8-2-Clause Deliver or Pay:

Des quantités et des prix qu'un producteur devra livrer et doit payer s'il n'honore pas ces fournitures.

II-8-3-Clause de Destination :

Cette clause existe surtout sur le marché européen de gaz, par exemple gaz de France livre du gaz russe a la frontière franco-allemande, et qui transite par l'Allemagne, il ne peut revendre en Allemagne une partie des volumes acheminés, le prix GIF consenti à gaz de France est théoriquement inférieur au prix GIF consenti à un acheteur allemand .La clause de destination interdit aux clients essentiellement pour le GNL de revendre le gaz durant son parcours ou de retour de la cargaison vers une autre destination , et oblige le client a enlever le gaz et à le vendre sur le marché indiqué à l'endroit désigné par le contrat. Cette clause permet aux producteurs d'atteindre des marchés plus éloignés en opérant péréquation partielle des couts de transport entre les marchés de destination de leur gaz. Elles ne sont pas toujours acceptées par l'ensemble des acteurs.

II-8-4-Principe du Net Back :

Indexation du prix du gaz sur les prix du pétrole, au point d'entrée du réseau CIF ou du point de débarquement FOB, le prix du gaz est calculé à partir des coûts de distribution, de stockage, de transport, et dépend de sa destination finale (bénéfice de rente minimale) [12].

II-8-5-Clause Take or Release:

Les concurrents d'un importateur peuvent acheter du gaz pendant une certaine période et le producteur peut prendre son excédent de production sur le marché spot(les prix sont fixés soit par enchères soit par négoce de gré à gré), cette clause est temporaire (de 3 à 6 ans) [7].

II-8-6-Clause Make up:

Un nouvel équilibre des contrats à long terme, la possibilité de différer d'une ou plusieurs années d'enlèvement d'un gaz payé et non enlevé , mais il ne peut le faire qu'une fois qu'il a satisfait son obligation annuelle de "take or pay".Vu que l'acheteur enlève du gaz selon ses besoins Durant l'année (variation saisonnière ,continuité de fourniture en cas de défaillance d'un producteur ou d'aléas climatiques ,difficulté d'acheminement du gaz jusqu'au point d'enlèvement (livraison, contraintes légales liés aux obligations de services publics) .les contrats utilisés actuellement sont des contrats take or pay à long terme pour le cas du gazoduc, mais il y'a une certaine

Chapitre II: Le prix du gaz et les différents contrats gaziers

tendance des contrats vers le court terme, mais la clause take or pay reste toujours valable, on trouve aussi le principe du net back utilisé dans les différents cas de transport comme le GNL ou même le gazoduc [7].

Conclusion:

On conclut dans ce chapitre que le prix du gaz est composé de plusieurs composantes, la composante prix tête de puits est déterminé dans la phase exploration production, la composante cout de transport est déterminé dans la phase d'investissement dans le transport, ces deux composantes nous donnerons principalement le prix de revient qui peut être comparé au prix du gaz afin de déterminer une certaine marge de bénéfice, dans les contrats take or pay comme le cas de l'Algérie le prix du gaz est fixé et la marge de bénéfice est généralement assez satisfaisante, mais le problème se pose dans un marché libéralisé ou la concurrence devient rude et le prix du gaz obéit à la loi de l'offre et de la demande, on conclut que les prochaines études d'investissement devra toujours prendre en considération le cas d'un marché libre au comptant. Le prix du GNL et des produits hydrocarbures seront déterminés sur ce type de marché.

Chapitre III

Les réserves gazières algériennes

Introduction :

Le facteur réserves gazières est un facteur influant et qui joue rôle aussi important que le prix du gaz ,l'estimation des réserves existantes et récupérables peut nous donner un aperçu sur la faisabilité de certains projets qui nécessite de grandes quantités de gaz pour leurs bon fonctionnement ,dans ce qui suit nous essayerons d'évaluer le potentiel gazier algérien pour connaitre la tendance de l'offre sur le marché gazier et essayer de la comparer à la demande qui ne cesse d'augmenter et puis de déduire les facteurs déterminants dans l'exploitation et la durée de vie de ces réserves

III-1-Les réserves mondiales de gaz naturel

Les Réserves mondiales de gaz naturel ont augmentés de 0,5 billions de mètres cubes (+0,3%) à 187,1 milliards de mètres cubes. Le ratio mondial de 2010 R/P a été de 58,6, une baisse de 62,7 en 2009. Les Ratios R/P ont diminués pour chaque région, entraînés par une augmentation de la production [20]. Le Moyen-Orient était le plus élevé de la région ratio R/P. Les réserves prouvées de gaz naturel sont généralement prises à ces quantités que l'information géologique et d'ingénierie indiquent avec une certitude raisonnable peut être récupéré à l'avenir à partir des réservoirs connus dans les conditions économiques et d'exploitation.

Source: BP statisticalreview 2011

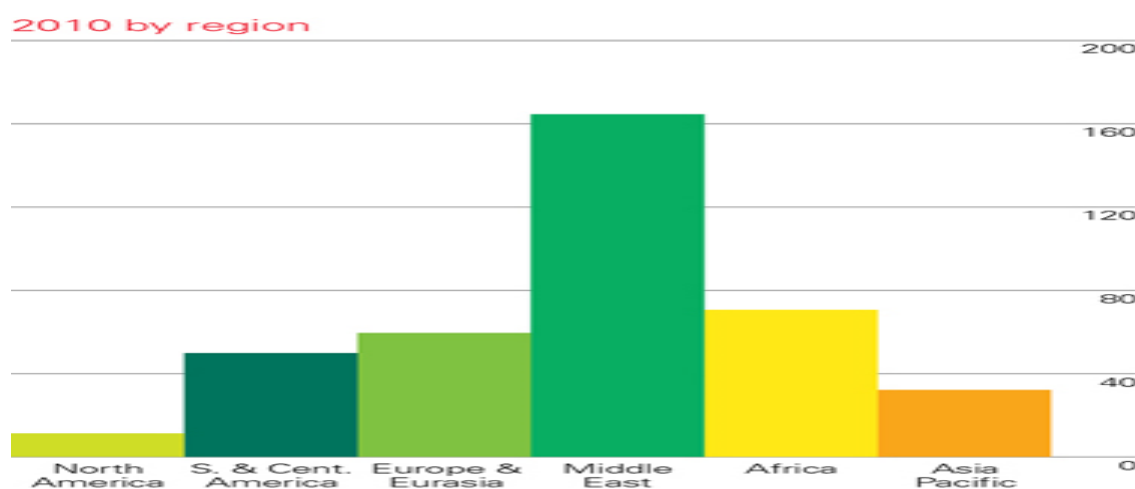


Figure 4:Réserves de Production 2010

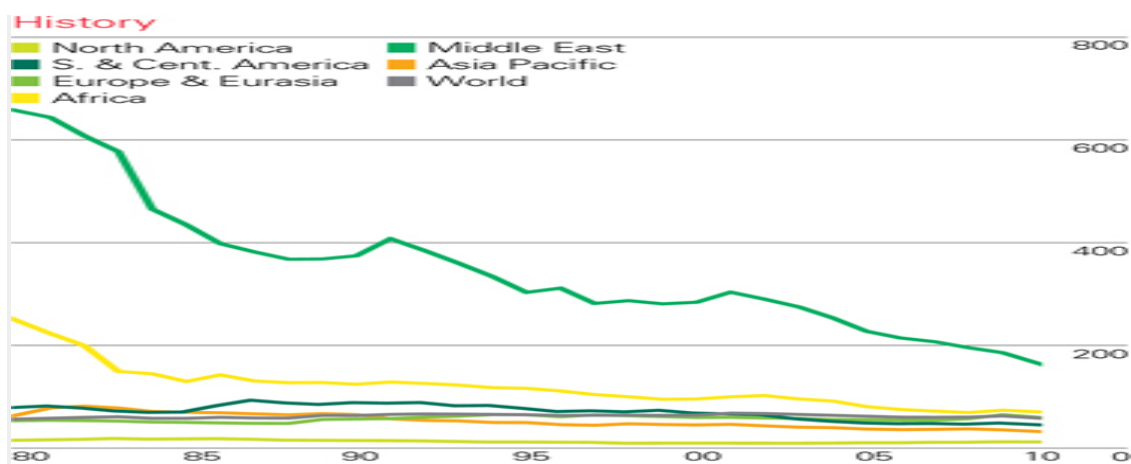


Figure 5 : Réserves mondiales de gaz naturel 2010

Les réserves mondiales de gaz naturel prouvées en 2010 étaient suffisantes pour répondre aux 58,6 % de la production mondiale. Les Ratios R/Pont diminués pour chaque région, entraînés par l’augmentation de la production. Le Moyen-Orient une fois de plus a eu le ratio R/P le plus élevé, tandis que le Moyen-Orient et l'ex-Union soviétique détiennent conjointement 72% des réserves mondiales de gaz. Les flux commerciaux sont sur une base contractuelle et peuvent ne pas correspondre aux flux physiques de gaz dans tous les cas [20]. Les données illustrent le flux de gaz naturel de pipeline et le GNL entre les sources de production et les régions de la consommation. Le commerce du gaz naturel est présenté en milliards de mètres cubes (mmc).

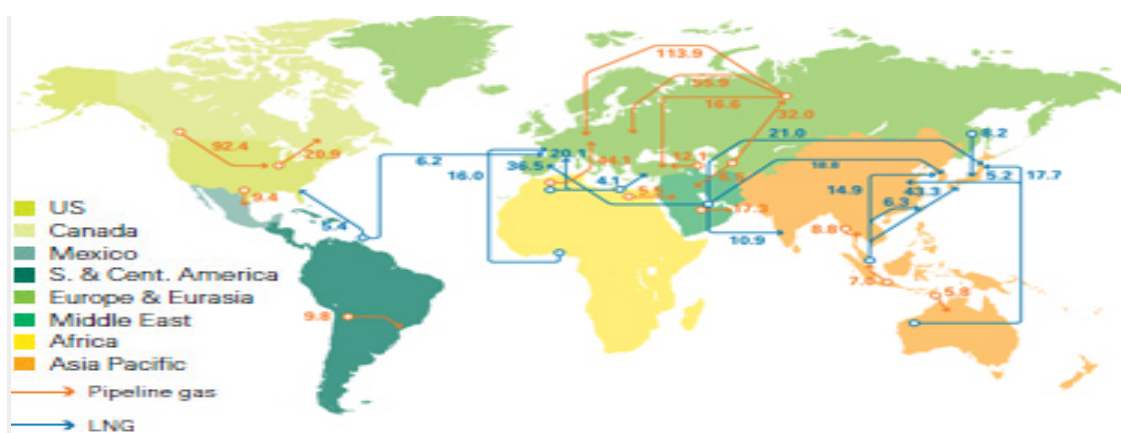


Figure 6 : Mouvements commerciaux majeurs (Les flux commerciaux dans le monde entier (en milliards de mètres cubes)

Chapitre III: Les réserves gazières algériennes

Le commerce du gaz naturel a augmenté de 10,1% en 2010, tiré par une forte croissance (+22,6%) des livraisons de GNL. Les exportations de GNL sont dominées par la région du Moyen-Orient, Qatar (le plus grand fournisseur mondial de GNL) a vu ses exportations augmenter de 53,2%. Le GNL représente désormais 30,5% du commerce mondial du gaz. Les expéditions de pipelines ont augmentés de 5,4%, tirée par la croissance en Russie. L'Europe et l'Asie représentent pour environ les deux tiers du commerce mondial du gaz.

III-2-Le gaz naturel Algérien :

Le gaz algérien: une ressource stratégique, L'Algérie est le seul pays maghrébin qui possède avec le gaz une ressource vraiment stratégique pour les pays de la communauté économique européenne. C'est aussi l'Etat qui a mené la politique la plus nationaliste en matière économique depuis son indépendance : jusqu'à la fin des années quatre-vingts. La politique algérienne excluait toute idée de sociétés mixtes (*joint-ventures*) avec ses compagnies étrangères. L'Algérie dépend pour ces recettes extérieures, et ce quasi exclusivement, de ses ventes d'hydrocarbures, parmi lesquelles le gaz et les produits dérivés qui sont de plus en plus demandés en Europe. Le gaz naturel est une matière première de plus en plus recherchée étant pour des raisons d'environnement que d'efficacité, notamment pour ce qui est de la production d'électricité. Le refus de pays tels que l'Italie, la Belgique et l'Espagne de recourir au nucléaire ne pourra que renforcer le rôle du gaz dans les années à venir. Les deux grands fournisseurs non européens de la Communauté européenne sont actuellement la Russie et l'Algérie.

La Russie, dont le territoire recèle les plus importantes réserves de gaz naturel au monde, fournit un cinquième des besoins en gaz de l'Europe occidentale. L'Algérie avec des réserves de 3.300 milliards de mètres cube, soit un quinzième du chiffre russe, fait figure de producteur modeste. Néanmoins, pour les pays de la rive nord de la Méditerranée, c'est le fournisseur par excellence [23].

La décision prise par la compagnie d'Etat italienne EMEL pour désigner un contrat d'achat de gaz sur vingt ans avec la compagnie algérienne qui détient le monopole du pétrole et du gaz, Sonatrach, a renforcé la position de l'Italie comme premier acheteur du gaz algérien. L'accord porte sur la livraison de 4 milliards de mètres cubes de gaz chaque année à partir de 1995 [8].

III-3-Problématique de la sécurité énergétique de l'Europe et de la durée des réserves de gaz algérien rentable :

L'Europe s'inquiète récemment de la capacité de l'Algérie à honorer ses engagements internationaux en termes d'approvisionnement de gaz face aux événements en Tunisie et en Lybie (baisse des exportations à travers le Transmed bien avant les sabotages récents du gazoduc en Tunisie), de l'importance de la consommation intérieure algérienne et du gaz non conventionnel qui bouleversera profondément durant les

Chapitre III: Les réserves gazières algériennes

années à venir le paysage énergétique mondial. Cette inquiétude est-elle justifiée ? C'est l'objet de cette contribution qui engage la sécurité des deux rives de la Méditerranée.

III-3-1-Le Gaz et la coopération en Algérie :

L'Algérie détient 2,37% des réserves mondiales prouvées de gaz naturel, contre pour le pétrole, 1% selon certaines statistiques de janvier 2011, 12 milliards de barils selon la revue financière Gasoil , tenant compte de l'entrée de nouveaux pays pétroliers , 1,5 % selon d'autres sources grâce aux techniques de récupération, ayant pompé entre 1962 et 2006 plus de 15 milliards de barils soit plus que les réserves actuelles, mais récemment avec des coûts supérieurs à la moyenne des grands pays pétroliers. Pour le gaz, elle se classe à la dixième position avec des réserves mondiales. Elle est bien loin de la Russie, classée première, qui détient pas moins de 25,02% soit 47570 milliards de mètres cubes des réserves mondiales, l'Iran (15%), le Qatar (10%), le Turkménistan, l'Arabie Saoudite, les Etats-Unis, les Emirats Arabes Unis, le Nigeria et le Venezuela.

Les réserves de gaz naturel qui étaient de 3300 milliards de mètres cubes à la fin de l'année 1990 ont connu une hausse importante dès le début de la décennie 1990 avec les grandes découvertes faites parallèlement à celles du pétrole .Depuis le début de la décennie 2000, elles ont été consolidées toujours selon la revue internationale Gasoil à 4500 milliards de mètres cubes au 01 janvier 2010 malgré les volumes énormes qui ont été consommées sur le marché national et les volumes exportés depuis 1970[23].

L'Algérie fournit à l'Europe 25/30% de ses besoins en gaz naturel, ce qui représente 70% des exportations algériennes, étant le troisième fournisseur de gaz de l'Europe après la Russie et la Norvège. Et ce à travers tant les GNL que Medgaz et Transmed .Les principaux pays importateurs sont l'Italie, l'Espagne et la France. A titre de rappel, Medgaz est le troisième gazoduc algérien qui livre le gaz à l'Europe, avec le GME (gazoduc Maghreb-Europe qui transite par le Maroc et le détroit de Gibraltar). Medgaz compte comme actionnaires Sonatrach, majoritaire avec 36%, les espagnoles Cepsa Iberdrola Endesa et Gaz de France. Ces derniers ont signé des contrats d'achat de gaz avec Sonatrach pour un volume total de 5 milliards de mètres cubes annuellement [9].

Sonatrach, au titre de sa quote-part, devra commercialiser 3 milliards de mètres cubes annuellement sur le marché espagnol via Medgaz à travers sa société implantée dans ce pays. On estime à 2 milliards de dollars annuellement les revenus en devises tirés par l'Algérie de Medgaz dans une première phase pour un volume d'exportation de 8 milliards m³ par an contre un coût de 28 milliards de DA en monnaie locale et 148 millions d'euros en devises. Et bien entendu ce montant concerne le chiffre d'affaire et non le profit net de Sonatrach après retrait des charges et si le prix de cession reste au même niveau des négociations de départ, soit 10 dollars le MBTU ce qui n'est pas évident dépendant de la durée de la bulle gazière et de la concurrence surtout de la Russie et le Qatar alimentant pour une fraction de leur production le marché spot sans préjuger avec l'embargo dans le cas de l'Iran [7].

III-3-2-La situation actuelle des réserves en Algérie :

En dépit d'un redressement de situation en 2010 – 55,28 milliards de mètres cubes de gaz naturel exportés contre 52,67 milliards de mètres cubes en 2009, l'Algérie peine toujours à maintenir le niveau des volumes exportés au-dessus de 60 milliards de mètres cubes, un seuil qui était bien conservé entre 2001 et 2008. La production à un rythme rapide des gaz non conventionnels aux USA et en Europe explique en partie cette situation alors que l'Algérie tablait sur des exportations de l'ordre de 85 milliards de mètres cubes pour 2011/2012, ce qui devient une impossibilité du moins pour cette échéance. Le temps étant de l'argent l'Algérie ne risque-t-elle pas de perdre des parts de marché au profit d'autres concurrents ? Par ailleurs, le prix du gaz non conventionnel, encore qu'existe un problème de la dégradation de l'environnement, grâce à la technique du forage horizontal est actuellement de 4/5 dollars donnant les USA exportateur de gaz horizon 2020, pouvant freiner l'importation de gaz algérien pour ne pas dire l'annuler ou Sonatrach devait approvisionner la côte Est des USA [7].

Selon les statistiques internationales, le gaz non conventionnel devrait représenter environ 25% de la production mondiale en 2020. Concernant l'approvisionnement de l'Europe, et cela n'est pas propre à Sonatrach mais également pour le géant russe Gazprom, il faudra tenir en compte de la donne polonaise membre de l'Europe des 27 qui pourrait bouleverser la donne énergétique européenne. D'après l'Agence américaine de l'énergie (rapport 2010) la Pologne aurait une réserve de quelque 5300 milliards de mètres cubes de gaz de schiste dans ses sous-sols d'une valeur de 1380 milliards d'euros Est ce que la bulle gazière s'arrêtera à l'horizon 2015 ou au-delà lorsque les contrats à moyen terme de l'Algérie arriveront à expiration ce qui influencera le niveau d'entrée en devises du fait que le gaz représente plus de 40% des entrées en devises[14].

Et donc un sérieux problème de financement au-delà de 2014 si l'on maintient le rythme de la dépense publique ou le déficit budgétaire déjà élevé dans la loi des finances 2011 (33,9% du PIB) dépassera les 40% selon la loi des finances prévisionnelles 2012. Comme se pose le problème si ce prix bas du gaz non conventionnel sur le marché libre est tenable à terme, devant fluctuer pour une extension de l'investissement dans ce segment selon les experts entre 8 ou 9 dollars ? Selon le dernier rapport du FMI (2011), il y aurait eu pour l'Algérie une baisse de 10% des exportations de gaz naturel liquéfié (GNL) en 2010, arrêt depuis la même année des exportations de GNL vers les États-Unis et la Belgique (10% des volumes totaux).

Le gazoduc Medgaz, opérationnel depuis le début de l'année en cours, ne pourra compenser de sitôt les pertes sur le marché américain compte tenu des craintes qui pèsent sur la reprise des européennes et notamment les économies espagnoles et italiennes. Le risque face à la déconnection du prix du gaz par rapport à celui du pétrole qui connaît un cours relativement élevé, pour couvrir la dépense publique est que l'Algérie accélère l'épuisement de ses réserves de pétrole.

Dans la Revue statistique sur l'énergie dans le monde daté de juin 2011 de British Petroleum, le groupe anglo-américain réputé pour ses analyses et ses données chiffrées sur le secteur indique que la durée de vie des réserves pétrolières de

Chapitre III: Les réserves gazières algériennes

l'Algérie serait de 16/18ans. De façon plus précise, d'après cette revue, les réserves prouvées de brut du pays auraient été en 2011, de 11,3 milliards de barils, soit environ 1,6 milliards de tonnes, représentent 1% des réserves mondiales. L'Algérie ayant produit en 2004 pour 1,8 million de barils/ jour de liquides, rapportée au niveau d'extraction du pays, la durée des réserves serait selon cette source de 16 ans, donc restant à la date de 2011 environ 10 ans. Cela pose un vrai problème : entre-temps, y a-t-il eu de découvertes significatives ou de réévaluations à la hausse des accumulations de brut dans les gisements? Dans le cas contraire l'Algérie sera un importateur net de pétrole à partir de 2020 [21].

Concernant le gaz, du fait du bas prix de cession au niveau du marché intérieur, et du programme du gouvernement d'aller vers plus de 90% d'utilisation du gaz dans les foyers, et des projets prévus dont pour ne citer que quelques-unes , l'Ammoniac Orascom avec des besoins de 1,645 milliards de m³/an, Ammoniac SBGH avec 0,8 milliards de m³/an, la raffinerie de Tiarret qui a été récemment différé (0,960 milliards de m³/an) et la réhabilitation de la raffinerie d'Alger selon le rapport de la CREG, hypothèse forte excluant l'abandon des projets programmés par le Ministère de l'énergie , la demande globale intérieure en gaz horizon atteindra 62,96 milliards de m³, soit un rythme d'évolution annuel moyen de 11,3% entre 2008 et 2013 et de 6,7% entre 2013 et 2018.Pour l'hypothèse moyenne cela approche 50 milliards de mètres cubes gazeux. La crainte pèse sur la capacité de l'Algérie à honorer ses engagements gaziers envers l'étranger en raison de l'augmentation de sa consommation interne d'ici à 2018. Les économies d'énergie supposant une politique des prix plus rationnelle et le développement de sources alternatives d'énergie (le solaire) pour les besoins du marché national permettrait d'alléger la pression de la demande sur l'offre de gaz et donc pour l'Algérie d'honorer ses engagements internationaux [23].

Concernant le calcul de la durée de vie des réserves de gaz, il y a lieu de préciser que pour l'Algérie, fonction du cout de Sonatrach qui est un sujet tabou alors qu'il est déterminant pour déterminer sa rentabilité réelle, selon des calculs, la rentabilité des installations de Medgaz et Galsi nécessite un prix de cession entre 9/10 dollars et pour le GNL 14/15 dollars. Le calcul des réserves et quel que soit le pays est fonction de l'évolution de la concurrence des énergies substituables , du cout et du prix international et non de découvertes de gisements physiques qui peuvent être non rentables. Ne pouvant pas compresser la demande intérieure en deçà de 50 milliards de mètres cubes gazeux entre 2011/2020, au risque de freiner le développement, compte tenu des exportations prévues et de la consommation intérieure (scénario moyen du CREG) , plus 85 milliards de mètres cubes d'exportation soit une production totale de 135 milliards de mètres cubes gazeux et presque 150 pour l'hypothèse forte du CREG , 10/15% des gisements marginaux selon les experts gaziers étant à soustraire car non rentables. En cas de l'hypothèse d'un prix moyen de 14/15 dollar le MBTU pour le GNL s'accroissant ou baissant proportionnellement selon le prix du gaz par canalisation(GN), et selon les scénarios variables pour la cession du prix du gaz par canalisation nous aurons les prévisions suivantes :

- prix du gaz 9/10 dollars le million de BTU par canalisation : 25 années de réserves.
- prix du gaz 4/5 dollars : entre 15/16 ans de durée de vie des réserves.
- en cas d'un prix supérieur à 15 dollars : la durée serait supérieure à 30 ans, les gisements marginaux devenant alors rentables.

Chapitre III: Les réserves gazières algériennes

La durée de vie des réserves sera moins longue si les prévisions du Ministère de l'Énergie d'exporter plus de 100 milliards de mètres cubes gazeux à l'horizon 2020 se réalisent et si la consommation intérieure est plus importante que prévue du fait du bas prix de cession du gaz [9].

Les réserves de l'Algérie en gaz de schiste sont évaluées à 600 trillions de mètre cube révélées grâce à des études réalisées en partenariat sur une superficie de 180 000 km et avec juste un taux de récupération de 20% soit quatre fois le niveau de ses réserves gazières conventionnelles actuelles, pour développer ces réserves, d'importants investissements sont nécessaires pour soutenir l'effort d'exploration et d'exploitation des gaz de schiste, le gaz de schiste est piégé dans des roches poreuses qui le produisent, pour le dégager, il n'existe qu'un seul procédé, bouilliquique en eau : la fracturation hydraulique qui consiste à attaquer la roche en injectant à de fortes pressions d'énormes quantités d'eau mélangée à 99% de sable et 1% de produits chimiques, le groupe SONATRACH va conclure prochainement des partenariats avec le groupe anglo-néerlandais SHELL et l'américain Exxon Mobil, le groupe a déjà conclu des accords similaires avec l'Italien ENI et le canadien TALISMAN. En 2011, le groupe Sonatrach a réalisé ses premiers puits de gaz de schiste dans le bassin d'Ahnet, au sud d'In Salah [25].

III-3-3-Perspectives de production de gaz en fonction des nouveaux investissements :

Il est entendu que la demande extérieure des hydrocarbures pour l'Algérie d'une manière générale sera fonction d'une reprise ou pas de l'économie mondiale et de l'évolution du cours du dollar. Rappelons la chute des cours en 1986 avec toutes les ondes de chocs politiques, économiques et sociales entre 1988/1994(rééchelonnement) et de près de 45% des recettes en devises de Sonatrach après la crise de 2008/2009.

Cependant, il faut éviter la sinistrose, 25 ans étant la moyenne maximale et c'est déjà appréciable tout en étant conscient, à moins d'un miracle, l'Algérie n'ayant pas découvert de gisements substantiels de gaz entre 2000/2011 mais des gisements marginaux ce qui pose le problème du coût élevé de l'extraction. Selon le gouvernement, la production de gaz naturel de l'Algérie, qui a connu en 2010 un recul de 2,4 % par rapport à 2009, devrait croître nettement d'ici 2014 avec l'entrée en production de nouveaux gisements gaziers. Ces exportations peuvent être renforcées par la mise en production de nouveaux gisements qui devraient renforcer les capacités de production de gaz naturel de près de 25 milliards de mètres cubes d'ici 2014 ce qui nous donnerait 80 milliards de mètres cubes gazeux pour 2014. En résumé, l'Algérie exporte 98% en hydrocarbures brut et semi brut et important 75% des besoins des entreprises et des ménages [3].

Surtout qu'actuellement avec la crise mondiale un débat national pose la problématique du rendement des placements dans des banques centrales occidentales, asiatiques et même au niveau de états du pays du Golfe, soit 80% des réserves de change estimées à 162 milliards de dollars au 01 janvier 2011 selon la banque d'Algérie et à 173 milliards de dollars fin juillet 2011 selon les statistiques internationales, résultante des exportations des hydrocarbures à des rendements faibles voir nuls ?.Donc tout débat sur les réserves de change en Algérie envoie au

Chapitre III: Les réserves gazières algériennes

débat sur la rente des hydrocarbures, car pourquoi continuer à épuiser cette ressource éphémère pour les placer ensuite à l'étranger? Aussi un débat objectif ne peut dissocier l'analyse des rendements des réserves de change des réserves d'hydrocarbures, puisque provenant de cette sphère, ainsi que de la stratégie future du développement au sein d'un espace de plus en plus mondialisé, afin de transformer cette richesse virtuelle en richesse réelle [3].

III-4-Le prix qui détermine la durée de vie :

En prenant par hypothèse une stabilisation des coûts, toute augmentation des coûts réduisant également la durée de vie des réserves, en termes de rentabilité financière le prix (coût et transport) se situerait entre 14 et 15 dollars par million de BTU pour le gaz naturel liquéfié (GNL). En revanche, le prix du gaz naturel par canalisation –GN- (Medgaz / Galsi) se situerait entre 10 et 11 dollars pour l'exploitation de 4300 milliards de mètres cubes gazeux (10% des gisements marginaux non rentables étant à soustraire), soit une durée de vie (exportation et consommation intérieure) de 25 à 30 ans. Si le vecteur prix est de 6/7 dollars le million de BTU, la durée de vie est à diviser par deux, soit environ 15/16 ans. Si le prix est de 4/5 dollars, comme cela se passe sur le marché spot, la durée de vie serait entre 10 et 12 ans, c'est-à-dire en 2020.

Ainsi, l'Algérie pourrait faire face à une grave crise interne de gaz dans les huit prochaines années, si le prix international se maintient à son niveau actuel ainsi que les prévisions d'exportation. Se pose fatalement le problème de la sécurité nationale. Cette inquiétude est d'autant plus justifiée que les exportations de gaz algérien n'ont pas dépassé 54,5 milliards de mètres cubes en 2009, fort loin de l'objectif de 85 milliards de mètres cubes pour 2012. La concurrence du marché spot et les retards dans certains projets, dont GassiTouil, qui devait entrer en production en 2009, explique le recul de 2009 selon des sources internationales [10]. Bien évidemment, ces chiffres ne sont pas fixes, dépendant de nouvelles découvertes, tant dans le monde qu'en Algérie.

Selon les statistiques de BP, l'Algérie, bien que n'ayant que 2,5% des réserves mondiales en gaz (contre moins de 1% pour le pétrole), restera, du moins à court terme, l'un des fournisseurs majeurs de l'Europe, notamment après la mise en service des gazoducs Medgaz et Galsi. Néanmoins, le GNL prend une part de plus en plus importante des exportations algériennes. Environ 20,9 milliards des 52,67 milliards de mètres cubes exportés (40%) sont transportés par bateau après avoir été liquéfiés. Mais, se pose cette question stratégique de la rentabilité : le prix du gaz avait dépassé les 12 dollars par millions de British Thermal Units (MBTU), unité anglo-saxonne utilisée dans le secteur, pour atteindre un pic de 14 dollars/MBTU. Mais ce prix est désormais redescendu en dessous des 4 dollars, complètement découplé du prix de pétrole [21].

Qu'en sera-t-il de tous les investissements dans le GNL et les canalisations (GN), pour leur rentabilité ainsi que du projet gazoduc *Trans-Saharan Gas Pipeline* (TSGP) devant relier le Nigeria à l'Europe via l'Algérie ? D'une longueur de 4128 km, dont 1037 en territoire nigérian, 841 au Niger et 2310 en Algérie, ce réseau aura une capacité de 20 à 30 milliards de mètres cubes, destinés en majorité au marché européen. Selon l'étude de faisabilité, le projet coûtera 13 milliards de dollars, contre

Chapitre III: Les réserves gazières algériennes

une prévision initiale de 7 milliards de dollars, sous réserve de la résolution de certains conflits frontaliers. Ce projet devrait permettre à l'Algérie de concurrencer la Russie et la Norvège sur le marché européen. Seulement, la rentabilité du GN doit être d'environ 8 à 9 dollars et celle du GNL, de 11 à 14 dollars pour que de tels projets puissent être réalisés [23].

Conclusion :

On conclut à travers ce chapitre que le facteur réserves gazières est un facteur primordial dans notre étude mais influé par le niveau de prix du gaz sur le marché car plus le prix du gaz est bas et plus on assistera à une exploitation intensive des réserves gazières afin de rentabiliser les capitaux investis et donc un épuisement rapide des ressources ,et plus le prix est élevé alors là l'exploitation des réserves devient de moins en moins intense et là on assistera à une durée de vie plus grande, la durée de vie des réserves sera pris en considération dans notre étude car elle est considéré comme un élément influant sur le prix de revient, la tendance des réserves et l'exploitation de nouvelles sources de gaz devraient être pris en considération afin de favoriser le lancement de nouveaux projets prometteurs, les deux facteurs fondamentaux pour l'exploitation des réserves de gaz sont le couple prix international/cout.

Chapitre IV

Stratégie de SONATRACH **avec la libéralisation du** **marché gazier** **en Europe**

Introduction :

La compagnie nationale SONATRACH cherche à s'engager dans toute la chaîne gazière en Algérie, cet engagement peut favoriser le développement du commerce du gaz naturel au niveau national et international, sachant que le gaz est un produit stratégique et qui se classe après le pétrole dans la politique de rente, ce produit représente un autre intérêt stratégique qui est l'ouverture des brèches pour l'exploitation de nouvelles sources d'énergies, dans ce qui suit nous allons décrire les différentes stratégies appliquées par l'opérateur national SONATRACH et de déduire le rôle que joue cet opérateur avec ces stratégies pour favoriser les investissements proposés dans notre étude.

IV-1-Les efforts de SONATRACH en amont et en aval:

Le groupe SONATRACH a connu une hausse de ces recettes de 29% en 2011 par rapport à 2010, 20 nouvelles découvertes ont été enregistrées dont 19 en effort propre, l'apport en réserves prouvées et probables a dépassé les 157 millions de TEP, enfin les investissements prévus pour la période 2012-2016 sont de 68,2 milliards de dollars. Le portefeuille d'exploration est passé de 30 périmètres de recherche en 2011 à 57 périmètres de recherche et 15 périmètres de prospection en 2012, et il est prévu 79 périmètres de recherche à l'horizon 2014, à cet effet, le programme prévisionnel d'exploration durant la période 2012-2016 comprendra une moyenne de 10 000 km²/an pour la sismique 2D et de 18 000 km²/an pour la sismique 3D, avec un programme de forage de 160 puits/an en moyenne. Cette ambition permettra à la production primaire totale des hydrocarbures de passer de 210 millions de TEP en 2012 à 234 millions de TEP en 2016, soit une augmentation de plus de 11%.

La production primaire d'hydrocarbures actuelle se situe près de 206 millions de TEP dont 147 millions de TEP provenant des gisements opérés par SONATRACH, en aval plus de 27,5 millions de m³ de GNL, s'agissant de l'approvisionnement du marché national, 37 millions de TEP ont été livrées en 2011, en hausse de 03% par rapport à l'année 2010. Par ailleurs, les réserves prouvées de l'Algérie sont évaluées à environ 04 milliards de TEP[25].

IV-2-Perspective de SONATRACH pour l'année 2013 a moyen terme :

Le montant total des investissements à consentir durant la période 2012-2016 est estimé à 68,2 milliards de dollars faisant de SONATRACH le premier investisseur en Algérie, 82% sera dédié au segment amont, 9% au segment aval et 8% au segment transport par canalisation, le programme consenti en amont est prévu en effort propre à hauteur de 41 milliards de dollars ce qui représente 61% du montant des investissements prévus en Algérie durant la même période. Le programme de la réalisation de trains GNL s'inscrit dans le cadre de la réhabilitation et le

renouveau des raffineries, une première unité GNL à SKIKDA d'une capacité de 4,5 MT/an en 2012 et une seconde d'une capacité de 4,7 MT/an en 2013[25].

IV-3-Développement des réserves de gaz :

Le développement des réserves gazières, une préoccupation de SONATRACH, avec l'importance de la demande sur le marché gazier, l'opportunité de production reste valable. Sonatrach a signé, en avril 2011, un accord de coopération avec le groupe italien ENI dans le domaine de l'exploration et le développement des gaz de schistes (shale gas) en Algérie, annonce un communiqué de Sonatrach. Cet accord permettra aux deux compagnies d'unir leurs efforts en vue d'évaluer le potentiel en hydrocarbures non conventionnels et dans le cas d'intérêt avéré, poursuivre avec un ou plusieurs projets pilotes de forage. Selon les travaux préliminaires réalisés par les experts de Sonatrach, les bassins sédimentaires algériens recèlent un haut potentiel en shale gas, précise le communiqué. L'apport du groupe ENI, avec l'expérience déjà acquise dans ce domaine sera certainement bénéfique pour les deux parties et ouvrira de nouveaux horizons de coopération. Ainsi, après l'intensification de la coopération énergétique entre l'Algérie et l'Italie, notamment avec le gazoduc transméditerranéen Enrico Mattei et le gigantesque projet Galsi, les deux parties tireront, certainement, grand profit de ce partenariat gagnant-gagnant, d'autant plus que les échanges commerciaux entre les deux pays sont en nette croissance atteignant des milliards d'euros en termes de transaction commerciale[16].

IV-4-Le partage du risque d'investissement :

Selon le ministre de l'énergie et des mines, les pays exportateurs et importateurs de gaz naturel doivent s'entendre sur le développement de cette énergie propre notamment en partageant les risques de l'investissement vu que le gaz naturel en tant qu'énergie propre est appelé à jouer un rôle primordial dans l'approvisionnement énergétique mondial, d'où la nécessité des pays importateurs et exportateurs d'assurer un développement harmonieux pour cette énergie, les coûts associés à l'industrie du gaz ,notamment en ce qui concerne les non conventionnels ou le GNL seront nettement plus élevés ,et face à cette augmentation l'Algérie défend avec ardeur le prix du gaz qui est une condition minimale pour faire face à l'énorme investissement dans ce secteur et cela malgré les demandes intenses des pays consommateurs pour faire baisser le prix de gaz livré, l'investissement dans cette industrie est justifié par les prévisions d'augmentation de la demande en énergies fossiles de 20 à 30% pour atteindre 14 milliards de TEP à l'horizon 2030,l'élan des énergies renouvelables risque d'être interrompus par la crise économique et le doublement de la part des énergies non renouvelables dans la production mondiale d'électricité à l'horizon 2030 n'est pas un objectif simple à atteindre au cours des deux prochaines décennies[17].

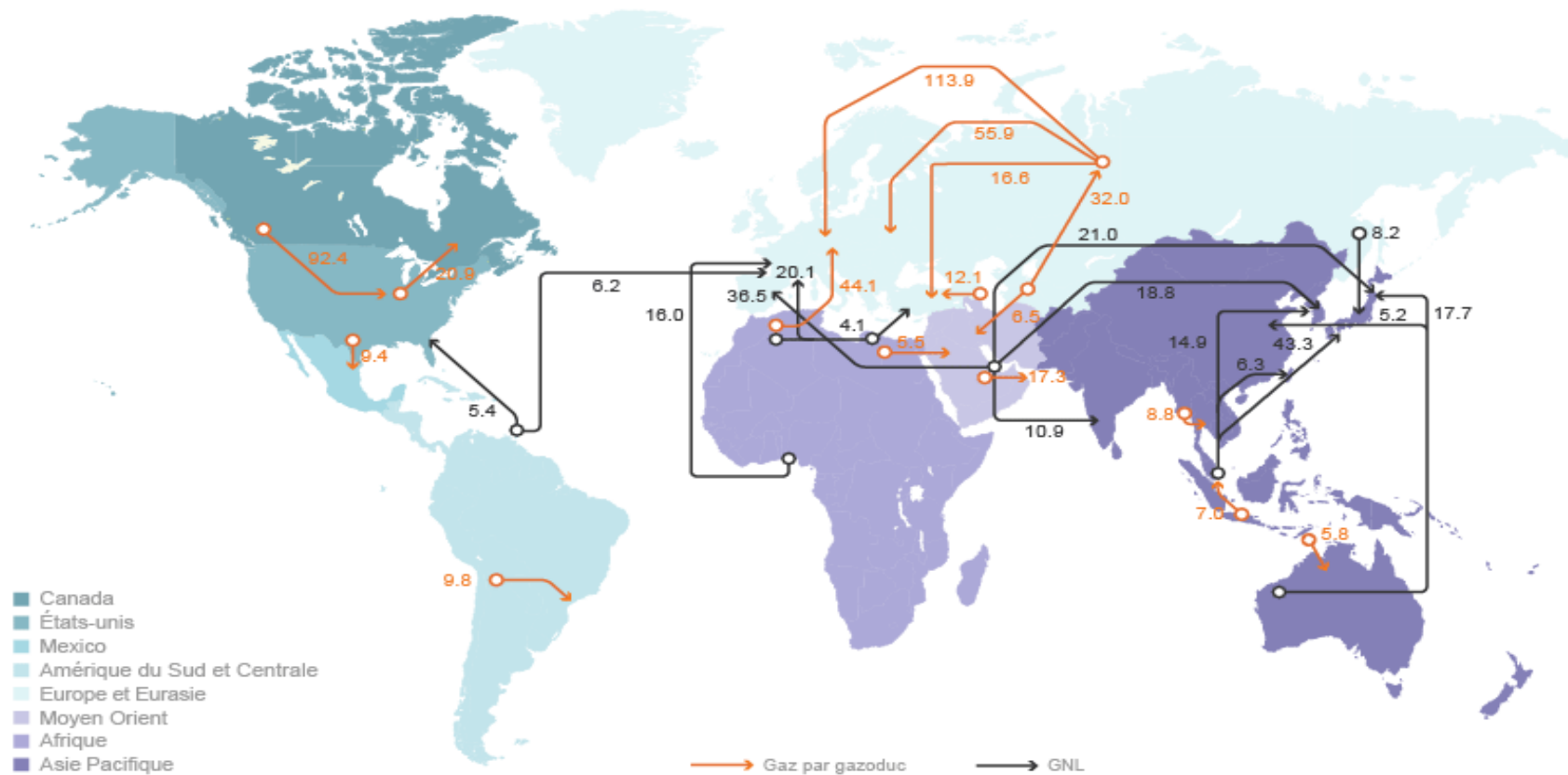
IV-5-Sécurisation de l'accès au Marché du GNL :

Ces dernières années, une forte chute des prix du GNL sur le marché international a été remarqué, passant de 12 dollars à 4 dollars le MBTU (million british thermal unit), en raison surtout de l'excédent de l'offre mondiale de cette énergie. Cette situation est due essentiellement à la récession mondiale qui a touché la plupart des pays de l'OCDE. Mais la raison la plus sérieuse qui a affecté le marché du GNL est l'avancée technologique qui a permis aux pays comme les USA de ne plus importer du gaz grâce à sa production locale. Cette nouvelle technologie consiste à extraire du gaz à partir des schistes. De coup, pas moins de 300 MBTU ne sont plus demandés sur le marché international du GNL. La crise des prix bas du GNL risque de s'aggraver dans la mesure où plusieurs pays peuvent emprunter le même chemin que les USA. Le prix actuel du gaz naturel liquéfié (GNL) a chuté de 12 dollars à 4 dollars le million BTU, sur un marché mondial caractérisé par un excédent de l'offre gazière sans précédent. Indexé aux cours du pétrole, le prix de cession du GNL qui devrait représenter 1 sur 7 du prix du baril de brut, soit environ 12 dollars, s'échange actuellement à seulement 4 à 5 dollars sur le marché spot, affecté par une surproduction inattendue aux Etats-Unis. Mais pour le prix équitable du gaz, l'Algérie propose de diviser le prix du baril de pétrole, actuellement autour de 110dollars, par six, "cela donne 17-18 dollars par MBTU ce qui est équitable. Actuellement, le prix unitaire du gaz est fixé à 13 dollars le MBTU, soit un sixième des cours actuels du pétrole, alors qu'il s'agit d'une énergie propre, moins polluante et, surtout, elle a des avantages comparatifs considérables dans le développement des énergies renouvelables, le groupe SONATRACH se penche sur la question du prix du gaz naturel et du GNL en vue d'aboutir à un prix rentable aussi bien pour les exportateurs que les consommateurs" [22].

La mauvaise passe que traverse le marché mondial du gaz naturel devrait perdurer encore 4 à 5 années avant que la demande ne retrouve son niveau de 2007. Cette étude, commandée par l'Algérie pour évaluer le bilan offre/demande de gaz naturel à moyen terme (jusqu'en 2015) sur les principaux marchés de consommation, avance qu'il faut au moins 4 à 5 ans avant que la demande mondiale en gaz naturel ne retrouve son niveau de 2007. La reprise de la demande mondiale en gaz naturel dépend également de la reprise économique mondiale qui devrait se poursuivre avec des taux de croissance raisonnables. La crise mondiale a touché la plupart des pays importateurs du GNL ce que les a contraint de réduire leur quantités importées. La reprise économique mondiale qui s'annonce modeste mais plutôt ferme peut avantager une reprise des prix du GNL [23].

Face à cette rude bataille pour les prix du gaz et du GNL, SONATRACH compte sécuriser son marché du GNL par son développement sur d'autres continents tel que l'Asie, et cela par le billet des accords avec les compagnies tel que GAZPROM et la fidélisation de clients tel que le Japon.

Principaux flux de gaz en 2010 (en milliards de m³)



Source: BP Statistical Review of World Energy: juin 2011

Figure 7 : Principaux flux de gaz en 2010

Autre que le développement des réserves gazières et le partage du risque d'investissement, la stratégie de SONATRACH s'appuie aussi sur les points suivants :

IV-6-Mise de nouveaux schémas de développement intégrés :

Pour SONATRACH, le développement intégré de ces projets représente une priorité, ça rentre dans le processus de management intégré de l'entreprise, le développement intégré permet de mettre à jour toutes les technologies nécessaires pour l'exploitation des ressources et cela afin de ne pas être dépassé technologiquement dans une activité ou une autre. Aussi le développement intégré permet de coordonner les objectifs de chaque activité pour atteindre les mêmes objectifs, sur la scène énergétique, plusieurs changements sont en train de se passer, le développement intégré permet alors de guider la stratégie de SONATRACH dans le but de faire les meilleurs choix stratégiques dans tous les maillons et activités de l'entreprise. Le développement intégré permet aussi de gérer les grands investissements de la manière la plus optimale possible, la prise en considération des recettes de l'entreprise, des entrées et sorties, des investissements et de la manière de l'appliquer, toutes ces considérations sont importantes, et vu que les entrées dépendent de l'aval et que le produit brut dépend de l'amont, alors le développement intégré permet de coordonner ces deux parties afin de réaliser la rentabilité la plus importante possible.

Parmi les solutions qui peuvent favoriser le développement intégré, les accords et partenariats dans toute la chaîne, les échanges de savoirs faire et de technologies dans le domaine pétrolier et gazier permettent la mise à jour des capacités et compétences de la compagnie, mais pour plus de développement dans toute la chaîne, ces échanges devraient se faire dans toutes les activités de l'entreprise amont et aval, c'est le cas de GAZPROM qui cherche à pénétrer l'amont et l'aval gazier, cette opportunité peut révéler à SONATRACH plusieurs possibilités de développement dans tous ces maillons, et même dans d'autres domaines mis à part le domaine pétrolier et gazier.

IV-7-Renforcement de l'exportation via gazoduc :

L'exportation du gaz via GAZODUC représente la principale activité de SONATRACH dans le domaine du transport du gaz, des contrats à long terme sont signés pour garantir la pérennité de ces exportations, les avantages géographiques de l'Algérie lui permettent de développer cette activité qui est devenu la majeure activité dans le transport du gaz, seulement beaucoup de pays consommateurs cherchent à transformer les contrats à long terme en contrats de courte période, et de cela le marché gazier se transforme en marché au comptant ce qui ne travaille pas les intérêts de la SONATRACH et du pays, l'Algérie compte renforcer l'exportation du gaz via GAZODUC et cela le développement de nouveaux projets de recherche et d'exploitation de gisements de gaz et de transport par pipeline, ainsi que le

renforcement du réseau de collecte et de transport de gaz .Vu les avantages géopolitiques de l'Algérie, elle est en mesure de renforcer cette activité afin de garantir la rentabilité de tous ces projets et de réaliser le bénéfice maximale.

Ce qui est important et qui doit être pris en considération, c'est que les mutations mondiales dans le domaine de l'énergie, et les crises économiques et financières dans le monde, et plus précis aiment en Europe, incite à mettre des mesures en place afin de garantir les entrées de l'Algérie ,l'exportation du gaz est seulement une stratégie qui permet de garantir les recettes du pays mais temporairement , le développement de nouveaux mécanismes de recherche et de développement de la technologie est primordiale car les mutations mondiales risquent de perturber la stratégie actuelle de SONATRACH qui représente le représentant principale de l'Algérie sur le plan national et international.

IV-8-Pénétrer l'aval gazier et le segment d'électricité :

IV-8-1-Pénétration l'aval gazier :

La pénétration de l'aval gazier consiste à diversifier les modes de transport et de production gazière, actuellement, le transport du gaz par pipeline et méthanier (Gaz Naturel Liquéfié) consiste les principales activités gazières en Algérie, plusieurs autres options peuvent être mis en œuvre et qui représentent un intérêt stratégique et économique important, parmi ces activités on site dans le cadre de la conversion chimique ,le procédé gaz to liquid (GTL) qui est un procédé qui permet de générer à partir du gaz, des produits de nature hydrocarbures comme le condensat, le naphta, le diesel, et le GPL[13]. Ce procédé qui a été entamé par le QATAR qui représente l'un des plus grands utilisateurs est un grand producteur de gaz et fournisseur de produits hydrocarbures. Ce procédé qui ne représente pas autant d'intérêt économique que stratégique, rentre dans le programme de développement de l'aval gazier par SONATRACH. Autre que le GTL, le renforcement de l'exportation via GAZODUC et le développement de la production des GNL rentrent dans le cadre de la pénétration de l'aval gazier.

IV-8-2-Pénétrer le Segment d'Electricité :

Le segment de l'électricité reste un segment assez important que la compagnie devrait y pénétrer vu que les sources de production de l'électricité sont en train de se diversifier, et c'est dans ce contexte que l'Algérie cherche à développer de nouvelles sources d'énergies renouvelables. La production d'électricité et son exportation représente un maillon très important que SONATRACH devrait y pénétrer pour développer de nouveaux maillons d'activités comme le solaire et le transport par câble après conversion du gaz en électricité. Le marché de l'électricité représente un grand avantage et opportunité, mais la sécurisation de ce marché en matière de contrats de longues durées par et de stabilité géopolitique reste à étudier.

Conclusion:

On conclut que les stratégies de l'opérateur national SONATRACH vise à participer en exploration-production et même dans le transport et la distribution du gaz algérien, du point de vue politique on dira que la stratégie de SONATRACH va contribuer à élaborer des actions qui seront nécessaires afin d'optimiser les capitaux investis et les ressources engagés et puis favoriser un prix de revient optimale pour les projets amont et aval par son support et son engagement à partager le risque d'investissement d'un côté, et d'un autre côté de contribuer à l'extension des capacités de production et de stockage du gaz et de développer ces voies de commercialisation par la pénétration de l'aval gazier et du segment d'électricité. On dira que le facteur stratégie de SONATRACH est un facteur qui encourage l'investissement en amont et en aval et qui favorise la diversification pour la commercialisation du gaz algérien.

Chapitre V

Les options de transport et **de commercialisation du** **gaz**

Introduction :

Les options de transport et de conversion chimique proposés dans notre étude vont représenter la deuxième partie de notre simulation économique et dont le but est la détermination des prix de revient nécessaire pour rentabiliser les capitaux investis pour ces projets. Ces options représenteront les sujets d'analyse stratégiques dans la partie analyse stratégique. Ce facteur est principal dans notre étude car en s'appuyant sur les simulations de ces projets on pourra constater la reconduction de la politique gazière algérienne à long terme, dans ce qui suit nous allons décrire ces différents options et déduire leurs intérêts comme investissements.

V-2-Les méthodes majeurs pour le transport du gaz :

V-2-1-Les pipelines :

V-2-1-1-Définition :

Un pipeline (mot emprunté en anglais signifiant littéralement « ligne-tuyau ») est une canalisation enterrée ou aérienne transportant des biens, qu'ils soient sous forme solide (petites capsules,...), liquides (eau, pétrole, par exemple) ou gazeuse (gaz naturel, par exemple). Les pipelines sont le plus souvent construits à partir de tubes d'acier soudés bout à bout, revêtus extérieurement voir intérieurement et généralement enfouis dans le sol. Ces pipelines s'avèrent coûteux et parfois difficile à mettre en œuvre selon les caractéristiques des terrains traversés; c'est le cas sous l'eau, au passage des fleuves, sur du pergélisol qui fond, en zone de risque sismique ou politiquement instable). Au contraire de leur investissement initial; leur utilisation est relativement peu coûteuse par rapport à d'autres formes de transport concurrentes, au moins sur de petites et moyennes distances. Les risques majeurs de défaillance des pipelines sont liés aux agressions (volontaires ou involontaires) de tiers et à la corrosion interne ou externe. La corrosion externe est maintenant freinée par des dispositifs de protection cathodique [24].

V-2-1-3-Les gazoducs :

La majorité des gazoducs acheminent du gaz naturel entre les zones d'extraction et les zones de consommation ou d'exportation. On estime la longueur totale des gazoducs dans le monde à un million de kilomètres, soit plus de 25 fois la circonférence terrestre. Les gazoducs sont en majorité terrestres, soit enfouis à environ un mètre de profondeur dans les zones habitées, soit posés à même le sol en zone désertique, ou en zone à sol dur (permafrost). Leur diamètre varie entre 50 millimètres (2 pouces) et 1400 millimètres (56 pouces) pour les plus importants. Toutefois, le tarissement des sources de proximité et l'éloignement croissant des zones d'exploitation ont conduit à l'établissement de gazoducs sous-marins. Selon leur nature d'usage, les gazoducs peuvent être classés en trois familles principales :

Chapitre V : Les options de transport et de commercialisation du gaz

- **gazoducs de collecte**, ramenant le gaz sorti des gisements ou des stockages souterrains vers des sites de traitement
- **gazoduc de transport** ou de transit, acheminant sous haute pression le gaz traité (déshydraté, désulfuré,...) aux portes des zones urbaines ou des sites industriels de consommation.
- **gazoducs de distribution**, répartissant le gaz à basse pression au plus près des consommateurs domestiques ou des petites industries [24].

Transport par gazoduc:

A partir des sites de traitement des gisements ou des stockages, le gaz est transporté à haute pression, (de 16 jusqu'à plus de 100 bar), dans des réseaux de grand transport dont les gazoducs constituent les principaux maillons. Ces réseaux comprennent en outre :

- Des stations de compression, régulièrement espacées (tous les 80 à 250 km selon les réseaux) qui maintiennent la pression du gaz transporté et assurent sa progression dans les canalisations.
- Des stations d'interconnexion qui constituent des nœuds importants du réseau de transport.
- Des postes de livraison qui assurent la livraison du gaz naturel chez les gros industriels ou dans les réseaux aval de distribution. Ces postes assurent généralement des fonctions de détente, de réchauffage, de filtrage et de mesurage du gaz [24].

V-2-1-4-Les gazoducs en Algérie :

La longueur total des gazoducs en Algérie est de 7300 KM, le nombre de gazoducs est de 13 gazoducs, on va citer les plus importants dans ce qui suit :

- Le pipeline transméditerranéen TRANSMED
- Le projet GALSI
- Gazoduc MEDGAZ
- Gazoduc Pedro Duran Farell

V-2-2-Le Gaz Naturel Liquéfié :

2-2-1-Définition :

Le **gaz naturel liquéfié** (abrégé en **GNL**) est du gaz naturel (composé essentiellement de méthane) condensé à l'état liquide (réduction du volume original d'environ 1/600). En effet, lorsque ce gaz est refroidi à une température d'environ -161 °C à la pression atmosphérique, il prend la forme d'un liquide clair, transparent, inodore, non corrosif et non toxique. Le GNL est environ deux fois plus léger que l'eau. Le GNL jouera un rôle de plus en plus important dans l'industrie mondiale de l'énergie, car les réserves mondiales de gaz naturel sont abondantes et son état condensé rend possible son transport sur de longues distances par les voies maritimes, donnant naissance à de véritables chaînes d'approvisionnement incluant les puits producteurs, les usines de traitement, les réseaux de gazoducs, les usines de liquéfaction, les terminaux de

Chapitre V : Les options de transport et de commercialisation du gaz

chargement des méthaniers, les terminaux d'importation et de stockage, les usines de regazéification et de réinjection au réseau.

L'exportation du GNL par le Japon, les États-Unis et en Europe à partir des champs de production éloignés est devenue économique en raison de l'amélioration de l'efficacité des technologies et la thermodynamique des installations de GNL, mais il est encore cher. Equivaut souvent à un coût de 15\$ le baril. Cependant, le coût marginal de transport par mile est moindre que pour le pipeline.

Les installations de GNL exigent une machinerie complexe avec des parties mobiles des navires spéciaux réfrigérés pour le transport du GNL sur le marché. Les coûts de construction de l'usine de GNL ont baissé au cours des 25 dernières années en raison de l'amélioration des rendements thermodynamiques grandement de sorte que le GNL devient un procédé mondial principale d'exportation de gaz, avec 15 milliards scf / jour (à peu près triplé depuis 1990) et de nombreuses plantes étant prolongé, ou nouvelles construites dans le monde, par exemple le Nigeria, l'Angola, le Qatar, l'Egypte et la Trinité. Mais de tels projets exigent à long terme des chaînes engagées, peut-être plus de 20 ans, qui ont besoin de vastes négociations de contrats juridiques, ainsi que tout maillon de la chaîne peut soudainement devenir fragile. D'énormes réservoirs cryogéniques sont nécessaires pour stocker le GNL, typiquement ceux-ci peuvent être de 70 m de diamètre, 45m de hauteur et maintenu plus de 100 000 m3 de GNL. A la fin du consommateur, une infrastructure pour gérer le retraitement des grandes quantités de gaz naturel de GNL est nécessaire, ce qui est aussi très coûteux et plus vulnérable au sabotage. Même si le coût de production de GNL a chuté d'environ 40% depuis 1985, les usines de GNL sont à grande échelle, d'un contrat de long terme (20 ans ou plus) et nécessitent de grandes réserves de gaz, 1 milliard de dollars d'investissement pour un traitement de train d'environ 500 millions scf / jour [24].

V-2-2-2-Production :

Le gaz naturel liquéfié est produit par cryogénie, et nécessite une température de -163 degrés Celsius. Le refroidissement est effectué par plusieurs pompes à chaleur à changement d'état (deux ou trois fois), utilisant généralement des hydrocarbures ou de l'ammoniac. Le gaz naturel liquéfié est presque du méthane pur. Les autres composants du gaz naturel sont donc séparés lors de l'opération. Le dioxyde de carbone doit être extrait au préalable, il endommagerait les unités de liquéfaction en s'y solidifiant. On le considère généralement comme un déchet. Les hydrocarbures plus lourds que le méthane sont récupérés, et vendus comme matière première pétrochimique ou comme carburant (gaz de pétrole liquéfié), la plupart des terminaux d'exportation de GNL produisent aussi du GPL. L'hélium est un coproduit dont la valeur commerciale peut être importante [24].

V-2-2-3-Le transport maritime :

Le transport est assuré par des navires appelés méthaniers, qui emmagasinent le liquide dans des réservoirs adiabatiques. L'isolation n'étant pas parfaite, du méthane liquide s'évapore pendant la traversée, il est récupéré par un petit compresseur et utilisé dans la propulsion du navire, qui est en général constitué de chaudières à vapeur mélangeant ce gaz et du fioul. La plupart des méthaniers ont une capacité de

Chapitre V : Les options de transport et de commercialisation du gaz

l'ordre de 140 000 mètres cubes de GNL (70 000 tonnes environ), ce qui correspond à 87 millions de mètres cubes de gaz dans les conditions standards. Ce sont des navires très coûteux, les plus chers navires non militaires par tonne de déplacement après les navires de croisières et les paquebots. Les terminaux de regazéification reçoivent les méthaniers et transfèrent leurs cargaisons dans des réservoirs à terre. Le méthane liquide est gazéifié au fur et à mesure de la demande du réseau de gaz naturel du pays demandeur. En plus du servir à l'importation du gaz, ces terminaux offrent également la possibilité de réguler le réseau de transport de gaz du pays récepteur [22].

Les trois types de méthaniers :

Les méthaniers peuvent être répartis en trois catégories différentes :

- les méthaniers à membrane comprennent une cuve intégrée à la coque du navire et représentent en 2009 60% de la capacité de transport mondiale de gaz naturel liquéfié (GNL). Ce type de méthanier devrait continuer à voir sa part de marché croître, notamment parce qu'il permet la construction de méthanier de très grande dimension.
- les méthaniers à sphères comprennent quatre à cinq cuves de forme sphérique, construites en aluminium recouvert d'un matériau isolant. Les méthaniers à sphères sont reconnaissables à leurs grandes sphères qui dépassent largement sur le dessus de la coque du navire. L'inconvénient des méthaniers à sphères réside dans leur volume et leur poids supérieurs aux méthaniers à membranes pour une même capacité de gaz naturel liquéfié (GNL) transporté.
- les méthaniers prismatiques transportent du gaz naturel liquéfié (GNL) à -163°C dans des conteneurs en aluminium indépendants de la coque du méthanier. Les méthaniers prismatiques ont l'avantage de réduire le besoin en matériaux isolants et sont issus de technologies japonaises et coréennes [22].

V-2-2-4-Les unités de liquéfaction de gaz en Algérie :

Le nombre de complexes existants 04 : 03 a ARZEW et 01 à SKIKDA

- **Complexe GL1 Z/ARZEW :**
Année : 1975
06 trains de liquéfaction identiques
Capacité contractuelle installée : 17,6 millions de m³ GNL/an
Procédé air products (APCI)
Production destiné à la France, l'Italie, la Turquie et les USA
- **Complexe GL2 Z/ARZEW :**
Année : 1981
06 trains de liquéfaction identiques
Capacité contractuelle installée : 17,8 millions de m³ GNL/an
Procédé air products (APCI)
Production destiné à la France, la Belgique et les USA
- **Complexe GL4 Z/ARZEW :**

Chapitre V : Les options de transport et de commercialisation du gaz

Année : 1964

03 trains de liquéfaction identiques

Capacité contractuelle installée : 2,7 millions de m³ GNL/an puis déclassé à 2 millions de m³ GNL/an en 1994.

Procédé cascade classique.

Production destiné à la France.

- **Complexe GL1 Z/SKIKDA :**

Année : 1981

Pole 01 : 03 trains et pole 02 03 trains

Capacité contractuelle installée : 11,3 millions de m³ GNL/an et 13,7 millions de m³ GNL/an après rénovation de cette dernière. Production destiné à la France, l'Espagne et les USA.

L'Algérie, pionnière de cette industrie, dispose de trois complexes d'une capacité de production totale de 44 milliards de mètres cube de GNL. Elle réalise deux autres importants trains de production à Arzew et Skikda, deux des grandes plateformes de traitement des hydrocarbures en Algérie. Elle prévoit aussi la réhabilitation de ces trois complexes de GNL pour répondre à ces engagements d'approvisionnements à très long terme, notamment avec la mise en valeur des gaz de schiste. Avec ces cinq usines, l'Algérie disposera de grandes capacités de production de GNL, mais pas excédentaires. Mais cela ne va pas empêcher la compétition au niveau de la défense des prix car le marché du GNL a connu une forte concurrence avec la mise en production de nouvelles capacités du Qatar et de l'Australie notamment vers le Japon le premier consommateur mondial de GNL. Le groupe SONATRACH cherche une meilleure valorisation du GNL et une garantie des débouchés sur le long terme, donc le prix et la durée du contrat sont des facteurs de choix de la compagnie pour la commercialisation de son GNL, car s'aligner sur un gain temporaire ne va pas sécuriser ces exportations [22].

V-2-2-5-Accord entre SONATRACH et GAZPROM dans le cadre du développement du commerce du GNL :

Le géant russe GAZPROM s'est fixé comme priorité d'accroître ses exportations de GNL essentiellement vers l'Asie où la demande est en forte croissance, son but est de devenir un acteur majeur sur le marché du GNL, GAZPROM a produit 10,67 millions de tonnes de GNL dans le cadre de son projet Sakhaline-2 dans l'extrême Orient russe, et ont exportés 2,3 millions de tonnes. GAZPROM exporte l'essentiel de son gaz via des gazoducs fournissant l'Europe mais ne dispose pas de réseau pour l'Asie, mais de nouvelles perspectives s'ouvrent avec la hausse de la demande de la part des pays de cette région. L'Ukraine, qui cherche à réduire sa dépendance aux livraisons de gaz russe, a lancé un projet de terminal de traitement du gaz naturel liquéfié au bord de la mer Noire, chiffré de 856 millions d'euros. Le projet, un terminal de regazéification de GNL situé près du port de Loujny, doit permettre à l'Ukraine de diversifier ses approvisionnements en gaz, la société Ukrainienne Utransgaz a entamé la construction du gazoduc destiné à relier le futur terminal au réseau gazier, l'objectif est d'atteindre à terme une capacité de 10 milliards de mètres cubes de gaz par an. L'Ukraine tente de négocier avec GAZPROM la baisse des prix de gaz russe, le pays cherche une source d'énergie alternative afin de réduire sa dépendance des

Chapitre V : Les options de transport et de commercialisation du gaz

livraisons gazières russes .le pays a signé avec l'allemand RWE qui devrait lui livrer 5 milliards de mètres cubes de gaz en 2013.

Le gouvernement prévoit de réduire ses importations en gaz russe autour des 20 milliards de mètres cubes, contre 27,5 milliards en 2012.C'est dans ce contexte que GAZPROM cherche à créer des accords avec des fournisseurs potentiels comme l'Algérie pour élargir son marché du GNL [23].La demande de GNL augmente sur les marchés traditionnels, le japon, la Corée et le Taiwan. Le potentiel est important du coté de nouveaux consommateurs majeurs, l'inde et la chine, par ailleurs les marchés du GNL se développent à Singapour, au Pakistan, aux philippines, en Thaïlande et au Bangladesh. La compagnie prévoit de lancer une nouvelle usine de liquéfaction du gaz naturel à Vladivostok pour 2016-2017 et pour un montant de 10 milliards d'euros, une fois achevée, elle recevra le gaz naturel en provenance d'autres parties de la Russie pour liquéfier avant de l'expédier vers les pays de la région d'Asie pacifique [25].

SONATRACH et GAZPROM veulent optimiser leurs ventes de GNL à travers le monde par des échanges de SWAP (les swaps par définition sont des échanges entre deux entités pendant une certaine période de temps. Les deux intervenants doivent, bien entendu, trouver chacun un avantage à cet échange qui peut porter soit sur des actifs financiers, soit sur des flux financiers. Le mot swap désigne dans le langage courant un échange de flux financiers (calculés à partir d'un montant théorique de référence appelé notionnel) entre deux entités pendant une certaine période de temps. Contrairement aux échanges d'actifs financiers, les échanges de flux financiers sont des instruments de gré à gré sans incidence sur le bilan, qui permettent de modifier des conditions de taux ou de devises (ou des deux simultanément), d'actifs et de passifs actuels ou futurs. Il sera possible après que le groupe russe dont la totalité de son gaz exporté est transité par gazoducs et après à commencer de multiplier ces débouchés par la production de GNL en premier lieu .L'échange de swap permettra à SONATRACH d'alimenter des clients en Asie par le biais de GAZPROM , et ce dernier a approvisionner les clients en Europe par le biais de SONATRACH ,cet échange permettra aux deux groupes d'optimiser leurs ventes GNL à travers le monde et de rentabiliser leurs exportations en économisant les couts onéreux de transport de GNL.Vu l'occasion que se présente à SONATRACH à travers l'accord qui devrait être conclu avec GAZPROM, cela devrait donner l'opportunité de pénétrer le marché asiatique ou la demande est de plus en plus importante, et cette pénétration donnera l'occasion au groupe non seulement de développer le marché du GNL mais même celui du gaz naturel. Le japon par exemple étudie actuellement la possibilité d'importer du gaz naturel des pays outre atlantique afin de diversifier ses ressources, et dans cette perspective, l'Algérie peut jouer un rôle clé. Les principaux fournisseurs du Japon en gaz naturel sont actuellement la Russie, la Malaisie et l'Australie, le Japon veut diversifier ces fournisseurs pour trouver de meilleurs opportunités d'approvisionnement pour augmenter sa consommation sachant que le programme d'énergie nucléaire a été renoncé après l'accident de la centrale de Fukushima survenu à la suite des séismes et tsunami du 11 mars 2011[25].

IV-2-3-La technologie GTL ou la conversion chimique :

V-2-3-1-Principe de base :

Il s'agit, à partir du gaz naturel qui est formé de molécules de petites dimensions, de fabriquer des produits ayant des molécules de tailles beaucoup plus grandes. Le composant majoritaire du gaz naturel étant le méthane dont la molécule comprend 4 atomes d'hydrogène solidement disposés autour d'un atome de carbone, est caractérisé par une stabilité particulière. Sa transformation en liquide nécessite en premier lieu, la destruction des liens chimiques entre atomes par un important apport extérieur d'énergie, sous forme de chaleur et avec des pressions élevées. Des catalyseurs judicieusement sélectionnés participent à la réaction chimique, sans être eux-mêmes altérés ou consommés.

L'approche conventionnelle dite " indirecte ", utilisée pour rompre ces liens, repose sur la puissance pure ; les liens chimiques de la molécule de méthane sont rompus en utilisant la vapeur, la chaleur et un catalyseur au nickel, ce qui aboutit à la formation d'un mélange de CO et d'hydrogène, généralement connu sous le nom de " syngas " ou gaz synthétique.

L'étape suivante transforme le " syngas " en divers fuels liquides, par le procédé Fisher Tropsch, inventé en 1923 et qui portent d'ailleurs, le nom de ses 2 inventeurs. Les catalyseurs jouent un rôle primordial dans ce processus. Les fuels liquides ainsi formés sont ensuite raffinés selon les méthodes classiques, en divers produits [24].

V-2-3-2-Les différentes étapes :

Le processus de transformation du gaz naturel en hydrocarbures synthétiques liquides, comprend 3 étapes distinctes :

- **1^{ère} étape :** La transformation du gaz naturel en " Syngas " ou gaz synthétique, un mélange de CO et d'hydrogène.
- **2^{ème} étape :** La transformation du " Syngas " en huiles lourdes et moyennes ou distillats moyens (naphta, kéro, gas-oil, ...), selon la transformation dite "Fisher Tropsch " ou FT, en présence d'un catalyseur.
- **3^{ème}étape :** Le raffinage, selon les méthodes classiques, des distillats moyens en divers produits liquides directement utilisables tels que les carburants pour véhicules ou produits destinés à la pétrochimie, en fonction des besoins ou de la demande.

Le processus de raffinage de ces produits synthétiques est cependant, plus aisé en raison de l'inexistence de soufre et autres composants tels que des métaux. Seules les 2 premières étapes sont réellement considérées comme faisant partie de la technologie GTL.

Caractéristiques de la 1^e étape

L'étape de transformation du gaz naturel en " syngas " ou gaz synthétique, bien que très fiable, consomme d'importantes quantités et est très coûteuse. Elle nécessite la compression du méthane et de la vapeur à une pression dépassant 30 fois la pression normale et une température de 900°C. De plus, l'apport de chaleur ne doit être constamment maintenu par un apport d'oxygène qui provoque la combustion d'une

Chapitre V : Les options de transport et de commercialisation du gaz

partie du gaz naturel (oxydation partielle), évaluée à 30 % environ. Le procédé nécessite une grande quantité d'oxygène qui provient d'une unité de séparation de l'air qui absorbe également une grande énergie. Cette phase revient à plus de 45 % du coût de l'ensemble de l'usine GTL. La plupart des efforts de recherche/développement entrepris ces dernières années, ont été axés sur l'amélioration des rendements et la réduction des coûts de production du "syngas", qui est le passage commun à tous les procédés GTL. Les récents développements ont finalement abouti à la mise au point de procédés utilisant directement de l'air au lieu de l'oxygène pur, extrait à partir de l'air.

La société Syntroleum de Tulsa en Oklahoma (USA) a annoncé il y a 2 années, la construction d'un prototype en laboratoire qui utilise directement de l'air et qui permet de produire des fuels à des prix supportant la concurrence avec les produits pétroliers classiques. Elle a également annoncé la prochaine construction d'une telle unité avec la participation de la société Brown&Root. Dans les sites où le gaz est disponible et peu cher, la technologie s'avère rentable même avec les prix actuels du brut. D'autres sociétés ont fait des annonces similaires dont celle des sociétés japonaises qui utilisent directement le gaz naturel avec du gaz carbonique et de l'eau.

Caractéristiques de la 2^{ème} étape

Le gaz de synthèse est traité par l'intermédiaire d'un catalyseur dans un réacteur Fisher Tropsh (FT) pour produire un ensemble de distillats moyens composé des huiles lourdes et légères, lesquelles peuvent ensuite, être raffinées en divers produits pétroliers synthétiques, ne comportant ni soufre ni métaux lourds. La conversion chimique FT abouti à la production d'une grande variété de produits tels que le naphta, kérosène, diesel, essence, lubrifiants, paraffines, GPL, ...Les technologies actuelles se concentrent sur le diesel, naphta et le kérosène. La réaction FT est commune à l'ensemble des systèmes existants ou annoncés. Elle repose sur le procédé découvert par les scientifiques allemands Fisher et Tropsh qui l'ont mis en œuvre pour la 1^{ère} fois, à l'échelle industrielle en Allemagne dans les années 40. Les diverses méthodes diffèrent sur le type de catalyseurs utilisés (nickel, cobalt, acier, etc...)[24].

V-2-3-3-Intérêt de la Technologie :

Ce chapitre expose les principaux intérêts que présente la technologie GTL, lesquels doivent normalement justifier et expliquer la course engagée parmi les grandes compagnies pétrolières.

3.1. Exploitation des petits gisements de gaz :

Les petits gisements de gaz dont le niveau des réserves ne peut justifier un développement, ne sont pas exploités. La technologie GTL permet d'envisager leur exploitation avec le recours de modules déplaçables, les produits liquides étant injectés dans les oléoducs ou transportés par citernes.

3.2. Récupération des gaz associés :

Le torchage des gaz qui ne peuvent être récupérés, sont transformés en liquides et injectés dans les oléoducs.

3.3. Environnement :

Les produits GTL ne contiennent pas de composants favorisant l'effet de serre ou polluants.

3.4. Rentabilité des infrastructures existantes :

Les infrastructures d'exploitation du brut existantes, peuvent continuer à fonctionner même quand la production chute ou s'arrête. C'est une préoccupation de cette nature qui a poussé les Autorités Américaines à s'intéresser à la technologie GTL afin de l'appliquer aux gisements de North Slope en Alaska, dont la production va rapidement décliner dans les prochaines années. Le gaz naturel étant abondant dans ces gisements, sa conversion en liquides permettra le maintien en fonctionnement des installations d'exploitation du brut, notamment l'oléoduc Trans-Canada. La production d'huile de Prudhoe Bay qui atteint 200 000 baril/jour, va chuter de 10 à 12 % par an et elle ne sera pas relayée par l'apport de nouveaux gisements.

3.5. Mobilisation de nouvelles réserves d'hydrocarbures :

La moitié des réserves prouvées mondiales, évaluées à quelques 5 000 TCF, ne sont pas exploitables en raison de leur éloignement des réseaux des gazoducs et des marchés de consommations. La technologie GTL ouvrira d'autres horizons à cette catégorie de réserves.

3.6. Ouverture de nouveaux marchés pour le gaz naturel :

De nouveaux marchés seront ouverts dès lors que le gaz naturel pourrait être commercialisé sous forme liquide.

3.7. Amélioration de la qualité des produits conventionnels :

Les produits GTL étant très " propres ", ils pourraient utilement être mélangés aux carburants conventionnels notamment, afin d'améliorer leurs qualités ou les rendre compatibles avec les spécifications requises. Ces produits peuvent bénéficier, selon certaines évaluations, d'une prime de qualité (premium) qui peuvent aller jusqu'à 6 \$/baril.

3.8. Qualité des produits (application d'une prime de qualité) :

Compte tenu de cette qualité, les GTL pourraient dans les conditions actuelles, bénéficier de " primes " de qualité et améliorer ainsi les revenus.

3.9. Relance de l'exploration :

Les provinces à gaz dépourvues d'infrastructures de transport de gaz, pourraient devenir attrayantes dès lors que les conditions d'évacuation de liquides sont disponibles ou moins contraignantes.

3.10. Optimisation des performances des moteurs :

Les performances des moteurs fonctionnant aux GTL seraient optimisées [24].

IV-2-3-5-Applications en Algérie :

L'ensemble des avantages présentées par les GTL et cités précédemment, peuvent trouver une application bénéfique en Algérie.

5.1. Gaz de torches :

Les applications les plus immédiates pourraient concerner les gaz torchés actuellement au niveau des centres de traitement de l'huile ou du gaz, tels que ceux de Hassi Messaoud ou de Hassi R'Mel. A l'exception des gaz qui sont mis à la torche pour des raisons de sécurité, la technologie GTL, permet la récupération de l'ensemble des quantités de gaz et leur transformation en liquides. Des essais pourraient être facilement effectués sans procéder à de profondes modifications au niveau de ces installations.

5.2. Gaz associés :

Certains gisements d'huile n'ayant pas encore reçu de programme de récupération des gaz associés, continuent à torcher de petites quantités de gaz afin d'optimiser la production d'huile. Ce type de gisements serait des candidats pour des pilotes GTL.

5.3. Gisements de gaz :

Les petits gisements de gaz situés à de grandes distances de gazoducs ou les gisements de gaz qui ne peuvent injecter leur production dans les gazoducs en raison de leur saturation, méritent une attention particulière et une analyse orientée vers le recours éventuel à la technologie GTL.

5.4. Intérêt technologique :

Les plus grandes compagnies pétrolières ainsi que les universités et centres de recherche s'impliquent fortement dans ce domaine dont le potentiel de développement et d'amélioration reste énorme. Nous ne devons pas rester à l'écart de ce domaine où nos entreprises, nos industries et spécialistes peuvent aisément apporter des contributions significatives.

5.5. Lancement d'un projet GTL :

Notre potentiel pétrolier présente une telle richesse et variété qui pourraient facilement donner lieu à un projet GTL fiable, pour lequel les grandes compagnies possédant une technologie GTL, seraient invitées à concourir.

5.6. Evolution du marché du gaz :

En tant que pays gazier et acteur important dans le marché mondial du gaz, l'Algérie est directement concernée par cette technologie qui va provoquer à moyenne échéance, des changements au niveau de ce marché.

5.7. Aspects économiques :

Une unité de 70000 baril/jour nécessitera l'emploi de 400 personnes environ. Les quantités supplémentaires de gaz qui seraient ainsi mobilisées, procureraient des revenus supplémentaires.

5.8. Qualité des produits raffinés :

Les produits raffinés auxquels seraient mélangés une certaine quantité de GTL, pourraient aisément satisfaire les standards de qualités officiels [13].

V-2-4-Le gas to wire GTW:

Définition et description :

À l'heure actuelle, une grande partie de destination du gaz transporté est combustible pour la production d'électricité, mais l'électricité peut être produite n'importe où, en particulier au niveau ou à proximité de la source du réservoir et transporté par câble à la destination (gas-to-wire, GTW). Ainsi par exemple pour le gaz en mer ou isolées pourraient être utilisé pour alimenter une centrale électrique en mer (peut être situé dans des eaux moins hostiles), ce qui engendrerait de l'électricité pour la vente à terre ou à d'autres clients offshore. Malheureusement, l'installation de forte puissantes lignes pour atteindre le rivage semblent être presque aussi cher que les pipelines, de sorte que le GTW pourrait être considéré comme en contre du but recherché d'une solution alternative meilleur marché pour le transport du gaz [24]. Là est une perte d'énergie importante par rapport aux câbles le long des lignes de transmission à distance, en outre, des pertes aussi se produisent quand il est converti à partir des tensions élevées utilisées dans la transmission de la partie inférieure ; valeurs requises par les consommateurs. Certains considèrent l'énergie comme ayant du gaz aux consommateurs finaux donne une plus grande flexibilité et une meilleure efficacité thermique, car la chaleur perdue peut être utilisée pour le chauffage local et le dessalement. Ce point de vue est renforcé par l'économie comme la production d'énergie qui utilise environ 1million scf / jour de gaz pour chaque 10 MW d'énergie produite, de sorte que même une grande capacité de production ne serait pas consommer une grande partie du gaz à partir des champs plus grands, et donc ne pas générer des revenus importants pour les producteurs de gaz. Néanmoins, le GTW a été considéré comme une option beaucoup plus intéressante aux États-Unis pour obtenir de l'énergie à partir du gaz de l'Alaska et des champs de pétrole dans les zones peuplées, particulièrement en Californie [16].

V-2-4-1-Exemples de production d'électricité à base de gaz :

La compagnie britannique TullowOil engagée dans le développement du secteur de la Mauritanie a annoncé dernièrement que l'électricité à base de gaz extrait du champ mauritanien offshore Panda au large de Nouakchott sera produite en 2015-2016 à partir du gaz de Panda [25].

La transformation du gaz en électricité et son transport par les réseaux électriques sur de longues distances pourrait, à terme, constituer une autre alternative. Bien que de nombreux obstacles restent à surmonter pour donner à cette option l'assurance d'un développement significatif, des progrès récents en matière de semi-conducteurs et des matériaux isolants ont notamment conduit à une diminution des coûts de transport en

Chapitre V : Les options de transport et de commercialisation du gaz

courant continue. L'idée d'introduire l'option de la transformation du gaz en électricité et de son transport par câble électrique reste une idée intéressante à développer dans l'avenir et une option qui peut donner une autre vision de l'exploitation des ressources gazières algériennes tout en profitant des mutations sur le marché énergétique mondiale et plus particulièrement le marché gazier et le marché de l'électricité. Cette option peut représenter aussi une opportunité pour l'exploitation des gisements en utilisant plusieurs méthodes et en introduisant cette méthode de transport de l'électricité. Le potentiel de croissance du gaz naturel est vaste et l'industrie dispose de technologies très performantes. Toutefois, les investissements colossaux à réaliser vont nécessiter une coopération toujours plus étroite entre tous les acteurs de la chaîne, dont les gouvernements des pays hôtes de grands projets d'exportation [16].

V-2-4-2-Le projet DESERTEC :

L'idée de la conversion du gaz en électricité est soutenue avec l'arrivée du projet DESERTEC, une initiative industrielle de la part de la compagnie allemande DESERTEC initiative (DII) pour développer la production de l'électricité avec des sources d'énergies renouvelables, la relation existe entre les deux projets dans le cadre de la réalisation de la production d'électricité à partir de sources alternatives, c'est-à-dire le gaz du gisement et l'énergie solaire.

L'Algérie et ses partenaires dans l'initiative industrielle de DESERTEC initiative (DII) vont lancer un projet de production d'électricité renouvelable de 1000 MW, mais aucun détail n'a été fourni sur le coût du projet et sur son montage financier. Un ambitieux programme de développement des énergies renouvelables prévoit de produire 22000 MW d'électricité de source renouvelable, notamment le solaire et l'éolienne destiné au marché intérieur, en plus de 10000 dédiés à l'exportation pour les 20 prochaines années, ceci correspond à 40% de la production d'électricité d'ici 2030 ce qui représente le double de la capacité actuelle du parc national de production d'électricité. Des investissements de l'ordre de 120 milliards de dollars, dont la moitié provenant du secteur public sont nécessaires pour la même échéance afin d'atteindre cet objectif, d'un coût de 500 milliards d'euros, le projet prévoit de couvrir à l'orée 2050 la moitié des besoins en électricité du proche orient, de l'Afrique du nord et de l'Europe [25].

Conclusion :

On conclut que les quatre options proposés représentent un intérêt économique ,technologique et stratégique mais ces intérêts ont un certain degrés pour chaque option, en prenons par exemple les options gaz- pipe et GNL on dira que ces options représentent un intérêt économique plus que stratégique car ce sont des options de transport et dont leurs fonctionnement ne dépend pas des quantités de gaz mise à disposition ,mais la rentabilité de leurs investissements exigent un certain niveau de quantités de gaz sur une certaine période. Pour les deux autres options comme le GTL et le GTW, on dira qu'ils représentent plus un intérêt stratégique et technologique qu'économique car ces deux options nécessites de grandes quantités de gaz afin de produire les produits hydrocarbures et l'électricité, mais le projet GTW a la particularité de représenter un intérêt et un enjeu majeur par la production d'électricité par des sources alternatives comme le gaz et le solaire.

Chaque méthode est considérée comme une voie d'exportation commerciale potentielle. Le prix du gaz peut avoir une influence prépondérante sur la viabilité du développement d'un gisement d'hydrocarbures, et sur le succès d'un processus particulier, comme les projets GTL ou GTW, en raison de la compétitivité du marché.

Chapitre VI

Contrat de concession : application **de la loi n° 05-07 relative aux** **hydrocarbures**

Introduction :

Dans ce chapitre nous allons représenter la partie exploration production par une simulation économique et selon la loi applicable N° 05-07 relative aux hydrocarbures et en appliquant les différentes taxes applicables par l'état sur le producteur national et étranger. Dans notre cas on suppose avoir un gisement gazier situé au sud algérien et appartenant à une certaine zone parmi les quatre zones mentionnés. Cette partie est nécessaire afin de déterminer le prix tête de puits qui représente la première composante du prix du gaz, mais ce qui est primordial dans cette partie c'est de fixer ce prix comme un cout optimale déduit grâce aux efforts de l'opérateur national SONATRACH et la politique de l'état.

VI-1-Taxes appliqués dans la loi 05-07 :

VI-1-1-La redevance :

L'état prélève une certaine partie de la production totale du gisement, cette partie est prélevée en nature, pour l'état le gisement est jugé être épuisable dans le temps, cette partie représente la part qui doit être destiné aux générations futurs, donc la part de l'état représente la redevance. Cette part est évaluée avec des taux applicables selon la zone (zone A, B, C, D), et selon le nombre de baril produit, pour le cas du gaz, on évalue la production gazière avec le baril équivalent pétrole (BEP).La redevance est calculé selon les taux mentionnés dans le tableau suivant :

Source : Loi n° 05-07 relative aux hydrocarbures

Production (BEP/Jour)/ Zone	A	B	C	D
20 000	5,50%	8,00%	11,00%	12,50%
50 000	10,50%	13,00%	16,00%	20,00%
100 000	15,50%	18,00%	20,00%	23,00%
100 000	12,00%	14,5%	17,00%	20,00%

Tableau n°1:la redevance

VI-1-2-Taxe superficière :

L'explorateur a le droit d'explorer un certain périmètre, seulement et dans certaines régions, l'explorateur ou la compagnie chargé de l'exploration ne trouve des gisements exploitables que dans certaines régions du périmètre exploré, pour des raisons de projets avenir incertain comme par exemple le pose d'un pipe sur l'une de ces régions, et pour éviter que cet compagnie d'exploration demande ces droits ou impose une certaine taxe pour pouvoir réaliser ce projet, l'état a consentie dans sa loi une taxe superficière sur les périmètres non exploitables en matière d'hydrocarbures, cette taxe est déterminé selon la zone (zone A, B, C, D),et selon la période (période de recherche, période de rétention, période exceptionnelle, et la période d'exploitation)[26],le tableau suivant nous décrit les différentes valeurs de la taxe superficière :

Source : Loin°05-07 relative aux hydrocarbures

Taxe [DA/Km2]						
		Durée / Zone	A	B	C	D
Période de recherche	Phase initiale	3 ans	4000	4800	6000	8000
	2 ^{ème} Phase	2 ans	6000	8000	10000	12000
	3 ^{ème} Phase	2 ans	8000	12000	14000	16000
Période de rétention + période exceptionnelle		2 ans	400000	560000	720000	800000
Période d'exploitation		30 ans	16000	24000	28000	32000

Tableau n°2:la taxe superficière

VI-1-3-Taxe sur le revenu pétrolier (TRP) :

La TRP représente la part de l'état sur le revenu pétrolier ou la production valorisée, ce taux est applicable selon deux seuils de production comme indiqué dans le tableau suivant :

Source : Loin°05-07 relative aux hydrocarbures

	Production valorisée P.V [10 ⁹ DA]	
	1 ^{er} seuil « S ₁ »	2 ^{ème} seuil « S ₂ »
Seuils	70	385
Taux de TRP	30%	70%

Tableau n°3:la taxe sur le revenu pétrolier

VI-1-4-Impôt complémentaire sur le revenu ICR :

Cet impôt représente un certain pourcentage de l'assiette de TRP qui représente la différence entre les recettes et toutes les dépenses y compris les amortissements, dans la loi pétrolière 05-07, elle représente 30% de l'assiette.

VI-1-5-Taxe spécifique au torcheage gaz :

Une taxe sur le torchage gaz est appliqué pour chaque 1000 Nm cube de gaz torché.

VI-1-6-Taxe spécifique à l'injection d'eau :

L'injection d'eau est une opération qui demande de l'eau pour les différents besoins de dessalage, de nettoyage, de récupération assisté.....etc., et vu sa rareté et surtout dans le grand sud, il est important pour l'état d'appliquer une taxe sur l'injection d'eau. Le tableau suivant nous montre ces différentes taxes pour le gaz et pour l'eau [26].

Source : Loin°05-07 relative aux hydrocarbures

Taxe spécifique au torchage du gaz	8 000 DA/1000Nm3	100 \$/1000Nm3
Taxe spécifique à l'injection d'eau	80 DA/m3	1 \$/m3

Tableau n°4:taxe spécifique à l'injection d'eau

VI-1-7-l'UPLIFT pour la recherche et le développement :

L'uplift représente un pourcentage qui est enlevé de l'amortissement dans le but de diminuer les charges et augmenter ainsi le bénéfice, cette procédure est appliqué par l'état dans le but d'encourager l'investissement dans les différentes périodes de recherche et de développement et les périodes spécifiques comme la période de récupération assistée ,ce taux diffère selon les zones (zone A, B, C, D),le tableau suivant nous montre l'uplift selon la loi pétrolière algérienne :

Source : Loi n° 05-07 relative aux hydrocarbures

Investissements de Recherche, Développement	Uplift	Tranches d'Invest R&D	Durée correspondante
A	15%	20%	5 ans
B	15%	20%	5 ans
C	20%	12,50%	8 ans
D	20%	12,50%	8 ans

Investissement de Récupération assistée	Uplift	Tranche d'invest de récupération assistée	Durée correspondante
A	20%	20%	5 ans
B	20%	20%	5 ans
C	20%	20%	5 ans
D	20%	20%	5 ans

Tableau n°5:l'uplift pour la recherche et le développement

VI-1-8-Les amortissements ICR :

L'amortissement représente une charge déductible sur les différents biens matériels utilisés durant la période d'exploitation, le tableau qui suit nous montre les différents taux d'amortissements appliqués sur les différentes charges liées à l'exploitation du gisement donné :

Chapitre VI : Contrat de concession : application de la loi relative aux hydrocarbures

Source : Loi n° 05-07 relative aux hydrocarbures

Nature de l'immobilisation	taux d'amortissement	nombre d'années correspondantes
Immobilisation de recherche autre que le sondage	100%	1 an
Sondage improductif		
Sondage de Recherche	100%	1 an
Sondage de Développement	100%	1 an
Sondage productif		
sondage de recherche	12,5%	8 ans
sondage de développement	12,5%	8 ans
autre sondage, notamment ceux utilisés pour la récupération assisté et le stockage sous terrain	12,5%	8 ans
Construction		
bâtiment en dur	5%	20 ans
bâtiment démontable sur socl	15%	7 ans
Voies de transport et ouvrage d'infrastructures		
piste et voie de terre	25%	4 ans
aérodromes	20%	5 ans
puits d'eau	15%	7 ans
Installations d'exploitation d'hydrocarbures		
Installations d'extraction	10%	10 ans
installations de récupération assistée	10%	10 ans
réseau de collecte	10%	10 ans
installations de séparation et de traitement primaire	10%	10 ans
installations du stockage et raccordement	10%	10 ans
installations du traitement des produits bruts	10%	10 ans
installations et canalisation d'évacuation	10%	10 ans
installations annexes d'exploitation	10%	10 ans
Matériels et outillages		
équipements d'habitation et de campement	33%	3 ans
matériels et substruction derrick	10%	10 ans
autres matériels et outillages	15%	7 ans
matériels de transport		
Matériels automobile affectés aux wilayas sud	50%	2 ans
matériels automobile affectés aux autreswilayas		
voitures légères	20%	5 ans
Camions	25%	4 ans
matériels aérien	25%	4 ans
Autres immobilisations corporelles non spécifiques		
mobiliers de cautionnement	5%	20 ans
Immobiliers de bureau et autres immobiliers	15%	7 ans

Chapitre VI : Contrat de concession : application de la loi relative aux hydrocarbures

agencement aménagement de terrains et bâtiment	15%	7 ans
communication et tout autre moyen informatique	25%	4 ans
autres installations générales	20%	5 ans
Installations spécifiques et transport d'hydrocarbures par canalisation		
canalisations principales	7,50%	13 ans
autres canalisations	10%	10 ans
Installations incorporelles générales		
Frais préliminaires	100%	1 an
Etudes et recherches générales (à l'exception de tout investissement corporel),	100%	1 an

Tableau n°6: les amortissements ICR

VI-1-9-Décrets :

Source : Loi n° 05-07 relative aux hydrocarbures

Tarifs de Transport				
Brut		GPL	Condensat	Gaz Naturel
50,88		118,83024	51,05808	1100
Tarifs du Transport				
Pétrole Brut		GPL	Condensat	Gaz Naturel
Nord	350 DA/TM	807 DA/TM	334 DA/TM	700 DA/Mm3
Sud	400 DA/TM	1 384 DA/TM	446 DA/TM	1100 DA/Mm3
Tarifs du Transport				
Pétrole Brut		GPL	Condensat	Gaz Naturel
Nord	44,52 DA/bbl	69,29 DA/bbl	38,24 DA/bbl	700,00 DA/Mm3I
Sud	50,88 DA/bbl	118,83 DA/bbl	51,06 DA/bbl	1100,00 DA/Mm3I

Décret N°: 07-391 du 12 décembre 2007

Prix Marché National		
Année du décret pour le GN MN		2007
Gaz Naturel	3%	1 203 DA/ Mm3

Tableau n°7 : Décret N°: 08-333 du 26 octobre 2008

VI-2-Projet de la nouvelle loi sur les hydrocarbures:

VI-2-1-Principaux amendements apportés à la loi 05-07 :

Le projet de loi sur les hydrocarbures a été complété et modifié compte 58 articles de la loi 05-07 de 2005 et a inséré neuf nouveaux articles .Les principales modifications apportés à la loi en vigueur concernent :

- L'exercice exclusif par le groupe Sonatrach de l'activité transport par canalisation des hydrocarbures et des produits pétroliers.
- La priorité à la satisfaction des besoins en hydrocarbures liquides et gazeux du marché national, notamment à travers un dispositif obligeant les contractants à céder au prix international une partie de leurs productions.
- La possibilité d'acquittement en nature de la redevance.
- La clarification et précisions de certaines missions des agences des hydrocarbures.
- L'assouplissement des conditions d'exercice des activités de prospection, de recherche et ou d'exploration des hydrocarbures.
- L'introduction de nouvelles dispositions spécifiques à la prise en charge de la recherche, de l'exploitation des hydrocarbures non conventionnels.
- Le renforcement de l'implication du Groupe Sonatrach dans l'exercice des activités de recherche des hydrocarbures.
- L'introduction d'une disposition obligeant toute personne à s'associer au groupe Sonatrach pour l'exercice des activités de transformation des hydrocarbures et de raffinage.
- L'introduction d'une disposition obligeant toute personne souhaitant exercer les activités de raffinage de disposer des capacités de stockage propre.
- La révision de la méthodologie de détermination du taux de la taxe sur le revenu pétrolier (TRP) qui est désormais basée sur la rentabilité du projet au lieu du chiffre d'affaires.
- L'introduction de mesures fiscales initiatives pour encourager les activités relatives aux hydrocarbures non conventionnels, aux petits gisements, aux gisements situés dans les zones très faiblement explorées ,notamment l'offshore, aux gisements à géologie complexe et/ou manquant d'infrastructures .
- L'introduction d'un système d'écrémage des superprofits applicable aux bénéficiaires du taux réduit de l'impôt complémentaire sur le résultat (ICR) et cela surtout pour les compagnies étrangères bénéficiant d'avantages fiscaux et découvrant de grands gisements générant des bénéfices exceptionnels .Selon l'article 88, inséré dans ce projet de loi, ces compagnies seront soumises à partir d'un seuil déterminé de bénéfices à un taux d'ICR de 80%.Si ce seuil n'est pas atteint l'ICR appliqué sera de 19%. Le but de cette augmentation est de limiter les gains des groupes étrangers qui bénéficient de surcroit de certains avantages fiscaux, dans le cadre du développement de gaz de schiste

ou le réinvestissement dans les activités de l'électricité et la distribution du gaz par canalisation.

- La prorogation des périodes de recherche et d'exploitation des hydrocarbures non conventionnels, pour ce type d'hydrocarbures, le contrat de recherche et d'exploitation comprend deux périodes : une de recherche fixée à 11 ans maximum à compter de la date de l'entrée en vigueur du contrat avec une phase initiale de 03 ans .Cette phase initiale est désignée comme première phase de recherche ,elle est suivie d'une deuxième et d'une troisième phase de recherche qui ont chacune une durée de deux ans. A ces trois phases vient s'ajouter une phase dite pilote d'une durée maximum de quatre ans qui pourra proroger l'une des phases de recherche .Pour la période d'exploitation, le texte limite à 30 ans la période de production autorisée pour les hydrocarbures non conventionnels liquides (pétrole de schiste) et à 40 ans ceux des hydrocarbures non conventionnels gazeux (gaz de schiste).
- Chaque contrat de recherche et d'exploitation conclu avec un contractant étranger doit préciser le taux de participation du groupe sonatrach au projet dans le cas où le groupe algérien décide de participer au financement des investissements de recherche, le contrat doit notamment préciser le niveau de financement à sa charge [25].

VI-2-2-1'investissement étranger dans le non conventionnel :

La nouvelle loi sur les hydrocarbures prévoit d'accorder plus d'avantages fiscaux à l'investissement étranger dans les hydrocarbures non conventionnels compte tenu des investissements coûteux à consentir dans le développement des hydrocarbures non conventionnels et aussi des risques de perte dans l'exploration et surtout avec les risques d'investissements si l'on suppose qu'une seule découverte peut être réalisée sur cinq périmètres explorés, dans les hydrocarbures conventionnels l'explorateur supporte seul le risque d'investissement, dans les hydrocarbures non conventionnel et avec la nouvelle loi, le risque d'investissement est partagé avec la compagnie nationale SONATRACH pour rendre l'investissement étranger plus attractive avec des incitations financières.

Durant les dernières années, les résultats pour les précédents appels d'offres pour l'exploration des hydrocarbures étaient maigres, lancés dans le cadre de l'actuelle loi, depuis la promulgation de cette loi en 2006, l'Algérie a lancé trois appels d'offres pour l'exploration des hydrocarbures, le premier appel d'offre lancé en 2008 a débouché sur l'octroi de quatre blocs ,le second organisé en 2009 s'est soldé par l'attribution de trois blocs et le dernier tenu en 2011 par deux blocs seulement. Donc le projet de la nouvelle loi définit aussi pour la première fois les ressources non conventionnelles et légifère pour les cas d'investisseurs qui obtiennent des permis de recherche pour le gaz et le pétrole conventionnels mais qui découvrent des gisements d'énergies non conventionnelles [25].

Chapitre VI : Contrat de concession : application de la loi relative aux hydrocarbures

Citant un exemple sur l'exploitation des gaz non conventionnels, l'Ukraine qui a signé récemment avec le groupe anglo-néerlandais SHELL à Davos un important contrat de production de gaz de schiste qui devrait déboucher sur un investissement de plus de 10 milliards de dollars, a constaté l'AFP, un contrat qui coûte quelque milliards de dollars, cet accord représente pour l'Ukraine le début d'une plus grande coopération en matière d'énergie. L'Ukraine qui aspire à réduire sa dépendance énergétique de Moscou, détient selon les estimations du gouvernement américain les quatrièmes réserves de gaz de schiste en Europe, après la Pologne, la France et la Norvège, l'Ukraine prévoit dans cinq ans la production de plusieurs milliards de mètres cubes de gaz par an et dans 10 à 15 ans, aller jusqu'à 10 à 20 milliards de mètres cubes, Shell prévoit la production de 20 milliards de mètres cubes par an et dans son scénario pessimiste au moins 7 à 8 milliards de mètres cubes par an.

La Russie et l'Ukraine se sont engagés dans un nouveau bras de fer sur le dossier gazier, Kiev opposant une fin de non-recevoir aux exigences de GAZPROM, qui lui demande sept milliards de dollars pour du gaz non consommé mais prévu au contrat, les disputes ont engendrés le blocage temporaire des approvisionnements européens, la somme qui devrait être payée a été conclue dans le contrat de 2009, Kiev a importé 32,9 milliards de mètres cubes alors que le contrat prévoit 52 milliards de mètres cubes, selon GAZPROM, Kiev doit consommer au moins 42 milliards de mètres cubes. L'Ukraine tente depuis des mois, en vain, de négocier avec GAZPROM à la baisse du prix du gaz russe[23]. L'exploitation des gaz de schistes en Europe nous montre la forte volonté de celle-ci pour l'indépendance énergétique, la prise en considération de ces événements reste un élément important dans l'évaluation et la construction d'une vision lointaine dans l'exploitation des ressources énergétiques algériennes et les investissements dans ce secteur et dans le domaine gazier plus précis. Le modèle présenté en annexe nous explique le principe de partage de la production de gaz pour un gisement donné dont on a estimé les quantités produites, dans notre cas les quantités produites sont assez importantes pour donner une part de production assez importante pour l'état et la compagnie nationale [25].

VI-3-Simulation du modèle de concession selon la Loi 05-07 :

(Voir annexe 01)

VI-3-1-Hypothèses économiques et données d'investissements :

Informations économiques

Echéancier : étalé sur une durée d'exploitation de 25 ans

Profil de production : 555,93 millions de barils 1 523 102,86 BEP/jour

Investissement de recherche : 67,5 millions de dollars sur 04 ans

Investissement de développement : 741.97 millions de dollars sur 05 ans à partir de la dernière année de recherche

Coûts opératoires (OPEX) : 409,60 millions de dollars sur 18 ans à partir de la dernière année de développement

Chapitre VI : Contrat de concession : application de la loi relative aux hydrocarbures

Prix du gaz en tête de puits : 2,5 dollars /millions de BTU

Taux d'actualisation : 12%

Redevance : la zone choisie pour ce cas est la zone B donc on applique le taux de redevance approprié selon la loi 05-07 des hydrocarbures

Taxe superficière : selon la zone B on donne le taux approprié

Taxe sur le revenu pétrolier TRP : selon la loi des hydrocarbures

Impôt complémentaire sur le résultat ICR : 25%

Taxe spécifique à l'injection d'eau : 80 da/m³ équivaux a 1dollars/m³

Amortissement ICR :

Recherche :

Sismique 2D et 3D :100% sur 19.83 millions de \$ durant la dernière année de recherche.

Sondage productif : 12.5% sur 33.5 millions de \$ étalé sur 08 ans durant la phase de développement.

Sondage improductif : 100% sur 5.4 millions de \$ durant la dernière année de recherche.

Frais préliminaires : 100% sur 5.4 millions de \$ durant la dernière année de recherche.

Autres : 15% sur 3.38 millions de \$ étalé sur 07 ans durant la phase de développement.

Développement :

Installations de surface : 10% sur 185.49 millions de \$ étalé sur 10 ans durant la durée de développement.

Installations générales : 10% sur 222.59 millions de \$ étalé sur 10 ans durant la phase de développement.

Forage productif : 12.5% sur 111.29 millions de \$ étalé sur 08 ans durant le développement.

Forage improductif : 100% sur 74.20 millions de \$ durant la première année de développement.

Récupération assistée :

Forage : 12.5%

Installation : 10%

Etudes : 100%

Récupération du gaz torchée : 10% sur 59.38 millions de \$ étalé sur 10 ans durant la période de développement.

Forage injection CO₂:12.5% sur 37.10 millions de \$ étalé sur 08 ans durant la phase de développement.

Canalisation d'évacuation : 10% sur 51.94 millions de \$ étalé sur 10 ans durant la phase de développement.

Amortissement TRP : 20% sur 809.74 millions de \$ d'investissement étalé sur 05 ans durant la phase de développement.

Recherche et développement : 20% sur 809.74 millions de \$ d'investissement

Récupération assistée : 20% sur 809.74 millions de \$ d'investissement

Up lift recherche et développement : 15% sur 121.42 millions de \$ étalé sur 05 ans durant la phase de développement.

Up lift récupération assistée : 20% non applicable

Cout d'abandon : 72.86 millions de \$.

Cout de formation : 4 millions de \$

VI-3-2-Résultats des calculs et partage de production :

Prix du gaz nominal : 2.5\$/MMBTU

Tarif de transport réel : 0.68 \$/baril

Taux d'actualisation nominal : 12%

Inflation :

Inflation générale : 2%

Capex : 2.5%

Opex : 2%

Transport : 2%

Recettes : 7028,07 MM\$

Redevance : 874,93 MM\$

Total amortissement ICR : 809,47 MM\$

Transport : 502,11 MM\$

Cout d'abandon : 72.86 MM\$

Cout de formation : 4 MM\$

TRP : 2623,99 MM\$

Taxe superficière: 8,01 MM\$

OPEX : 460,80 MM\$

Bénéfice : 1251,93 MM\$

Cash flow: 1251, 93 MM\$

Cash flow actualisé: 188, 59 MM\$

Cumul cash flow: 799, 52 MM\$

VAN: 188, 59 MM\$

TRI nominal:20, 88 MM\$

Part du Partenaire (49%):

Recettes:49%
Prélèvement étatique: - 27,39%
Total part: 21, 61% (0,54 \$/baril)
Investissement Recherche: 100%
Investissement Développement:49%
Redevance: 49%
TRP: 49%
Taxe superficière : 49%
Taxe superficière : 49%
Cout opératoire : 49%
Cout d'abandon : 49%
Cout de transport : 49%
ICR : 49%
Cash-flow du partenaire : 49%
TRI : 16,59 %

Part de SONATRACH (51%):

Recettes: 51%
Prélèvement étatique :-28,49%
Total part :22,51% (0,56\$/baril)
Investissement Recherche:0 %
Investissement Développement:51 %
Redevance:51 %
TRP: 51 %
Taxe superficière : 51 %
Cout opératoire : 51 %
Cout d'abandon : 51 %
Cout de transport : 51 %
ICR:51 %
Cash-flow de SONATRACH:51 %
TRI : 28,56 %

Part de l'état:

Redevance: 874,93 MM\$ (12,45\$)
TRP: 2623,99 MM\$ (37,34\$)
Taxe superficière: 8,01 MM\$ (0,11%)
ICR: 419, 98 MM\$ (5, 98%)
Cash flow de l'état: 3926, 90 MM\$ (55, 87%) (1, 4\$/baril)
Cumulcash-flow: 802, 57 MM\$

VI-3-3-Tests de sensibilité :

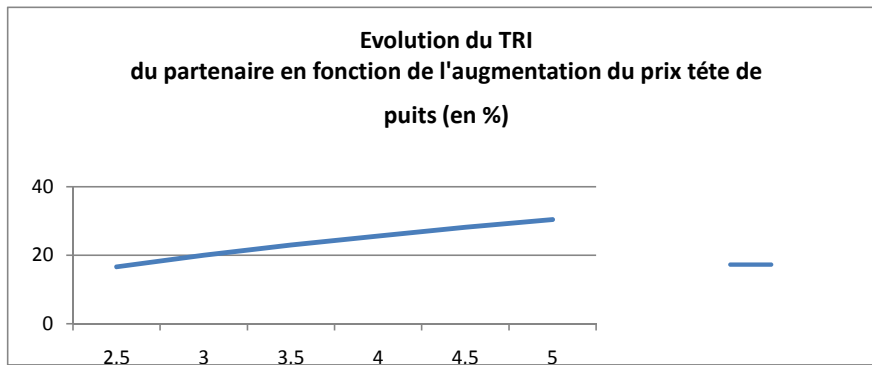
VI-3-3-1-Sensibilité du TRI par rapport au prix tête de puits :

Le tableau en dessous est une variation du prix tête de puits afin de suivre l'évolution du TRI et le TRI partenaire et de déterminer l'intérêt de l'état et de SONATRACH pour la fixation du prix initial qui nous permettra de déterminer le prix finale.

Prix (en\$/MMBTU)	2,5	3	3,5	4	4,5	5
TRI (en %)	20,88	25,08	28,89	32,35	35,52	38,47
TRI du partenaire (en %)	16,59	19,96	22,98	25,70	28,18	30,47

Tableau n°8 : Sensibilité du TRI par rapport au prix tête de puits

Représentation graphique :



D'après le tableau et le graphe en dessus,le TRI du partenaire augmente avec l'augmentation du prix tête de puits,chose qui est avantageuse pour le partenaire,mais elle désavantage l'état et l'operateur national car,un prix tête de puits trop élevé va conduire a déduire un prix de vente trop élevé,dans cette situaion la recherche d'un prix tête de puits le plus bas est une priorité nationale.

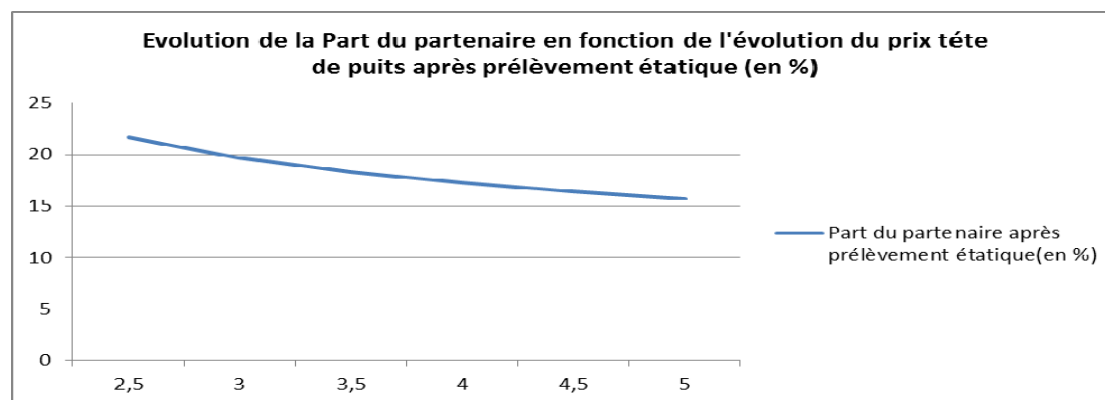
VI-3-3-2-Sensibilité de la part du partenaire par rapport au prix tête de puits :

Le tableau en dessous est une variation du prix tête de puits afin de suivre l'évolution de la part du partenaire après prélèvement étatique et de déterminer l'intérêt de l'état et du partenaire pour la fixation du prix initial tête de puits qui nous permettra de déterminer le prix finale.

Prix (en\$/MMBTU)	2,5	3	3,5	4	4,5	5
Part du partenaire dans la production (en %)	49	49	49	49	49	49
Prélèvement étatique(en %)	27,39	29,32	30,71	31,77	32,59	33,25
Part du partenaire après prélèvement étatique(en %)	21,61	19,68	18,29	17,23	16,41	15,75
Cout du baril pour le partenaire (en\$/MMBTU)	0,54	0,59	0,64	0,69	0,74	0,79

Tableau n°9 : Sensibilité de la part du partenaire par rapport au prix tête de puits

Représentation graphique :



D'après le tableau et le graphe en dessus, la part du partenaire diminue avec l'augmentation du prix tête de puits chose qui désavantage le partenaire en matière de part de production, le prélèvement étatique augmente aussi en pourcentage avec l'augmentation du prix tête de puits, le système de prélèvement étatique influe sur la part du partenaire chose qui risque de décourager l'investissement étranger, donc toutes ces analyses conduisent à la fixation d'un prix tête de puits assez intéressant pour l'état, l'opérateur national et le partenaire étranger.

Conclusion :

Le prix tête de puits peut augmenter comme il peut diminuer, cela dépend de la maîtrise des coûts opératoires et des capitaux investis, mais l'état a tout intérêt à fixer le prix tête de puits le plus bas possible car d'après l'étude plus le prix tête de puits est élevé certes la part de l'état est élevée mais la part du partenaire diminue chose qui décourage l'investissement étranger dans la recherche et le développement des ressources gazières, et vu que l'Algérie est dans une phase d'exploration intense du potentiel minier insuffisamment exploré, ce n'est pas dans son intérêt de décourager l'investissement étranger. D'un autre côté un coût optimal tête de puits nous donnera la possibilité de réduire le coût de revient du gaz une fois le prix de revient des projets de transport et de conversion chimique sera déduit. Donc la phase exploration-production est une phase importante et l'intervention de l'état pour réguler les taxes et optimiser le coût tête de puits est nécessaire afin de déduire un prix intéressant pour conclure la première partie du prix du gaz.

Chapitre VII

Simulation économique des options de la chaîne gazière.

Introduction :

Dans ce chapitre est présenté la partie transport et conversion chimique avec les projets proposés (gaz-pipe, GNL, GTL, GTW), on fait l'hypothèse de quatre projets. Le Plan de simulation sera représenté par un modèle économique bien détaillé, ce modèle va nous décrire tous les investissements nécessaires, les modes de financement, les inputs et les outputs, les CAPEX et les OPEX, les impôts et amortissements.....etc, et cela selon des hypothèses bien déterminées. Cette partie est nécessaire afin de déterminer le prix de revient qui représente la deuxième composante du prix du gaz, mais ce qui est primordial dans cette partie c'est de fixer ce prix de revient comme un coût optimal afin de déduire le prix de revient total qui sera comparé avec le prix du gaz moyen selon de certains scénarios et cas envisageables.

VII-1-Données initiales :

D'après les données et résultats de la modélisation dans le cadre de contrat de concession et de partage de production on a ce qui suit :

- Profil de production : **555,78 millions de BEP.**
- Recettes : **7028 ,07 millions de \$.**
- Recettes Partenaire : **1519 ,08 millions de \$** (après prélèvement de l'état).
- Recettes Sonatrach : **1582 ,09 millions de \$** (après prélèvement de l'état).
- Recettes Etat : **3926,90 millions de \$.**
- Les quantités investies dans cette simulation sont de :
500 millions de MMBTU.

Les recettes issues de toute la durée d'exploitation sont issues de quantités déduites en nature, ce qui veut dire que les parts de SONATRACH et de l'état sont déduites en nature et ce sont ces quantités qui vont être utilisées pour les prochaines simulations.

VII-2-Objectif principal :

L'objectif de cette simulation est d'avoir le coût de revient économique unitaire pour chaque maillon, le coût de revient économique (CREU) nous donne une meilleure idée sur le prix de vente et il représente la meilleure information qui nous permettra de faire des analyses et commentaires sur les différentes options de commercialisation qu'en a leurs faisabilité économique, et stratégique. Aussi le CREU va permettre de déduire les prix de revient issus de la production valorisée qui va permettre de faire une comparaison avec les prix actuels et prévisionnelles.

VII-3-La détermination des prix futurs :

Le processus utilisé pour déterminer les prix futurs qui seront utilisés dans notre évaluation est le processus de retour à la moyenne (Mean Reversion Process). Cette méthode est basée sur l'évaluation des prix passés et déterminer à partir de ces prix les valeurs futures, ces valeurs sont des valeurs moyennes, minimales et maximales, le principe consiste à construire des scénarios de prix (le cas moyen, maximale et minimale), ces valeurs oscillent dans un intervalle de confiance qui tend à devenir un intervalle stable à 100%, cette évaluation va donner une vision plus ou moins précise des prix, cette vision ne prend pas en considération les mutations du marché gazier qui ne peut être prévu.

Actuellement le marché spot prend de plus en plus d'ampleur (environ 05% à 06% du marché gazier mondial), la stratégie de stockage appliquée par les investisseurs sur le marché spot influe sur les prix de gaz et tend à la baisse, la conjoncture économique plus particulièrement en Europe est considérée comme un élément perturbateur et temporaire.

L'augmentation de la production de gaz grâce à la valorisation des gaz non conventionnels dans le monde peut aussi influencer sur les prix de gaz, mais dans ce cas on va faire l'hypothèse de prix qui tendent vers la moyenne selon la théorie de retour à la moyenne et déterminer les prix futurs [27].

VII-3-1-Le Processus de retour à la moyenne :

VII-3-1-1-Définition :

Le processus de retour à la moyenne suppose que quel que soit la tendance des prix vers la hausse ou vers la baisse, ceux-ci reviennent toujours à la valeur moyenne. La plupart des acteurs du marché sont d'accord qu'il est fort probable que les prix finiront par retourner à leur niveau moyen une fois la cause du saut s'en va. Pour les mêmes raisons si par exemple le prix du baril de WTI se situe à 7\$ US en raison de la surproduction nous nous attendons que le prix à terme augmente à mesure que baisse la production, en février 2012 le prix du baril de pétrole a atteint les 122 \$ /baril puis ce dernier diminue jusqu'à 80\$/baril en juillet 2012 pour revenir à 109\$/baril au début de l'année 2013, ce phénomène peut être expliqué par un phénomène de retour à la moyenne. Ces attentes sont intuitives dans la nature et sont prises en charge par les observateurs du comportement des prix de l'énergie au comptant. Donc on peut dire que le processus illustre une évolution aléatoire des prix avec une certaine probabilité de retour vers la moyenne, et c'est ce qu'on appelle la marche aléatoire avec processus de réversion.

Chapitre VII : Simulation économique des options de la chaîne gazière

Une analogie est souvent faite que le processus de marche aléatoire est comme un homme ivre titubant après avoir quitté un bar, la direction et la taille de son faux pas ne sont pas connues. Le processus de retour à la moyenne peut également être expliqué avec une comparaison similaire. Maintenant, imaginez que l'ivrogne est guidé à la maison par son chien, nous voulons déterminer l'évolution de la distance entre l'ivrogne et le chien. L'ivrogne sera toujours trébuché de façon aléatoire. Cependant, la taille de son faux pas est bornée par la longueur de la laisse et la direction de sa foulée étend vers la position de son chien. Lorsque l'ivrogne est loin du chien, il finira par être tiré vers l'arrière, et bien sûr il suivra le chemin menant à sa maison [27].

VII-3-1-2-Définition mathématique :

Supposons que les prix du gaz P suivent un processus géométrique de retour à la moyenne: $dP = \eta P (M - P) dt + \sigma P dz$ où :

M : est le niveau d'équilibre à long terme (ou le prix moyen à long terme dont les prix ont tendance à revenir).

η : est la vitesse de réversion.

Dans la littérature financière-économique apparaissent de différentes façons afin de modéliser le processus de retour à la moyenne. Ce processus de retour à la moyenne a été étudié par Dixit et Pindyck (1994), et est également connu comme modèle géométrique d'Ornstein-Uhlenbeck ou Dixit & Modèle Pindyck.

Ce format d'équation de retour à la moyenne est également apparu dans:
• Metcalf & Hassett (1995): «L'investissement dans des hypothèses de rendement alternatives, Comparaison marche aléatoires et retour à la moyenne», novembre 1995.
Epstein & Maier & Schönbucher & Whalley & Wilmott (1998): «L'évaluation d'une entreprise de publicité de manière optimale" - Revue trimestrielle de l'Economie et des Finances.

Le niveau d'équilibre attire les prix dans sa direction. L'analogie est d'un ressort: comment plus lointain sont les prix loin du niveau d'équilibre, plus grande est la tendance à revenir la moyenne. Le modèle de retour à la moyenne le plus fondamentale est le modèle d'Ornstein-Uhlenbeck. Comme l'a souligné Strock (1993, p.220n), les auteurs ont introduit ce processus dans une tentative de concilier quelques-unes des propriétés les plus inquiétantes des chemins de Wiener avec la réalité physique. Dans les options réelles c'est aussi la motivation des gens à la recherche d'un processus avec des propriétés plus adhérentes à la réalité économique, par exemple, avec les forces de la demande et de l'offre agissant lorsque les prix sont loin d'un niveau d'équilibre plus raisonnable. L'image suivante illustre ce processus stochastique, montrant un chemin d'échantillon, l'intervalle de confiance de 66%, et la valeur prévue (ligne de tendance en direction de son niveau d'équilibre à long terme) [27].

source: Dixit & Pindyck 1994

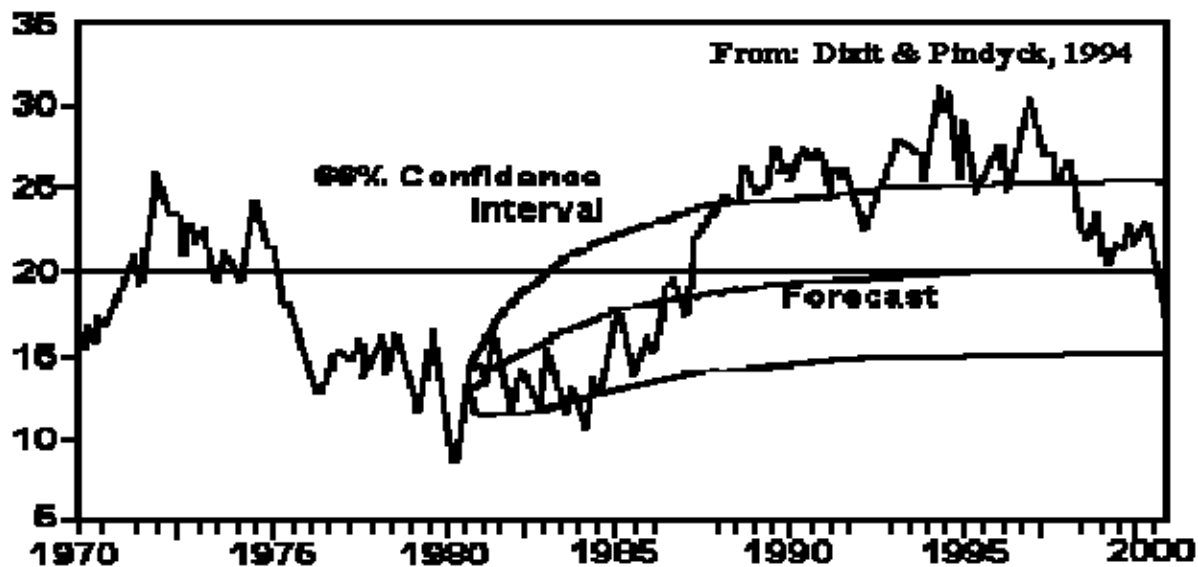
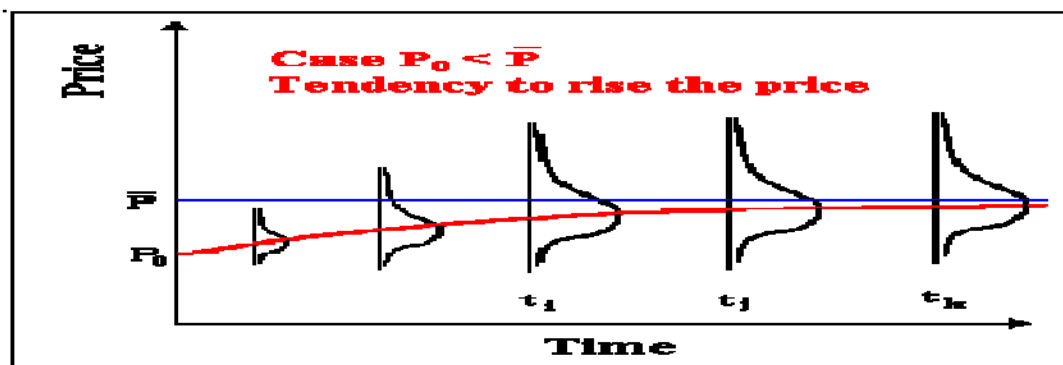
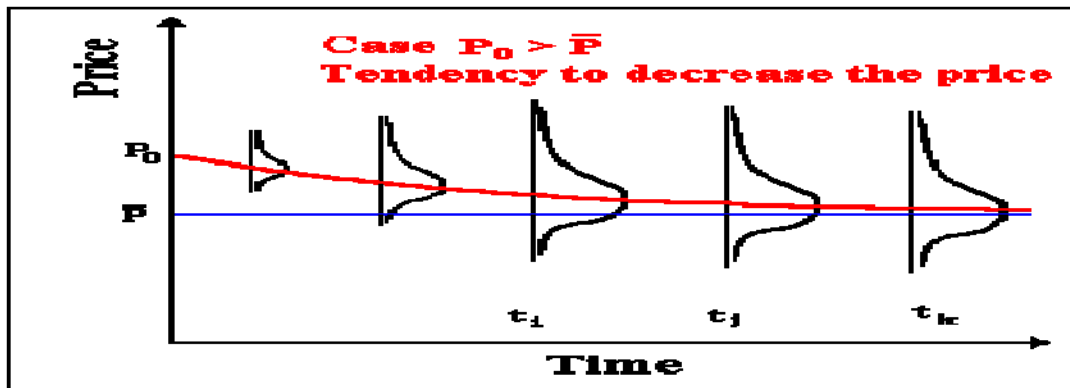


Figure 8: Exemple de Représentation Graphique du Processus de Retour à la moyenne

Le processus de retour à la moyenne est un log-normale de diffusion, mais avec de plus en plus la variance n'est pas proportionnelle à l'intervalle de temps. L'écart grandit au début et après un certain temps se stabilise sur la valeur certaine. La stabilisation de l'écart est attribuable au printemps comme l'effet de retour à la moyenne. L'image ci-dessous illustre ce cas pour le cas de "bas prix" :



L'image ci-dessous illustre le retour à la moyenne pour le cas de "prix élevés" :



Le processus de retour à la moyenne a été considéré comme le choix naturel pour les produits. La Théorie de base de la microéconomie dit que, dans le long terme, le prix d'une marchandise doit être lié à son coût marginal à long terme de production. En d'autres termes, bien que les prix du pétrole soient sensibles aux oscillations à court terme, ils tendent à revenir à un niveau «normal» d'équilibre de long terme. Le coût de production varie grandement selon les pays, principalement en raison des caractéristiques géologiques, et la plupart des pays à bas coûts appartiennent (ou sont influencés) par le cartel de l'OPEP. Par conséquent, même avec une croissance non-productive de l'OPEP, le rôle de l'OPEP reste très important dans le jeu de la production de l'industrie pétrolière. Les prix du pétrole ont tendu à la hausse en Février-Avril 1999 est principalement due à la puissance d'articulation de l'OPEP (et ses alliés éventuels) dans la réduction de la production, en juin-juillet 2012, les prix ont tendu à la baisse à cause des forts stockages qu'a connu cette période, puis vers la hausse après la mise de ces stocks sur le marché au comptant ou les marchés spot. Tout d'abord, la structure par terme des prix à terme sont en baisse (vers le niveau normale de long terme, en situation de départ) si les prix au comptant sont «élevés», et sont en augmentation (en contango) si les prix sont "faibles". Deuxièmement, si les prix sont de marche aléatoire, la volatilité dans les prix à terme devrait être égale à la volatilité du prix au comptant, mais les données montrent que les prix au comptant sont beaucoup plus volatiles que les prix à terme. Dans les deux cas, le modèle de retour à la moyenne est beaucoup plus compatible avec les données sur les prix à terme que le modèle de marche aléatoire. En outre, les tests économétriques de la structure à terme effectuée par Besse binder (1995, p.373-374) révèle aussi un fort retour à la moyenne des prix du pétrole et des matières premières agricoles (mais faible réversion pour les métaux précieux et les actifs financiers) [27].

VII-3-1-3-Le Processus arithmétique Ornstein-Uhlenbeck :

Le Travail est parfois préféré avec le processus arithmétique pour le logarithme de la variable stochastique, essentiellement pour la simulation et l'estimation des paramètres, en raison de la simple. Supposons que le prix du gaz est P , et soit $x = \ln(P)$. Considérons que x suit la moyenne arithmétique d'Ornstein-Uhlenbeck vers un niveau d'équilibre m : $dx = \eta (m - x) dt + \sigma dz$. La variable x a une distribution normale, la valeur attendue de x et la variance sont présentés ci-dessous. L'équation est la valeur attendue:

Chapitre VII : Simulation économique des options de la chaîne gazière

$$E[x(t)] = m + (x(0) - m) \exp(-\eta t) = x(0) \exp(-\eta t) + m (1 - \exp(-\eta t))$$

Dans le format gauche de l'équation de l'interprétation est plus clair: la valeur qui s'étendra sera un point intermédiaire entre $x(0)$ et la moyenne m , pondéré par un taux de décroissance. La somme des poids un. Ilya deux façons de fonder l'équation ci-dessus. La première, plus rigoureuse, à travers le format intégrale stochastique pour le processus arithmétique d'Ornstein-Uhlenbeck (voir ci-dessous) et les attentes en prenant (et l'intégrale d'Itô tend vers zéro).

$$\mathbf{x(T)} = \mathbf{x(0)} e^{-\eta T} + (1 - e^{-\eta T}) \mathbf{m} + \sigma e^{-\eta T} \int_0^T e^{\eta t} dz(t)$$

La deuxième façon d'obtenir la même équation pour la valeur attendue, est tout simplement en intégrant directement le terme déterministe du processus arithmétique d'Ornstein-Uhlenbeck $dx / (m-x) = \eta dt$.

La variance de la distribution normale de la variable x à l'instant t est:

$$\text{VAR} [x_t] = [1 - \exp(-2\eta t)] \sigma^2 / 2\eta$$

Voir qu'il y'a un terme de décroissance dans le temps pour la variance. Pour l'horizon à long terme de la variance de ce processus qui tend vers

$$\sigma^2 / 2\eta.$$

Ce modèle facilite l'estimation des paramètres (voir ci-dessous l'estimation) et utilise l'équation suivante :

$$dP = \eta (m - \ln P) P dt + \sigma P dz$$

En appliquant le lemme d'Itô pour le $x = \ln P$, les résultats:
 $dx = \eta^* (m^* - x) dt + \sigma dz$

Où:

$$m^* = m - \sigma^2 / 2\eta$$

$$\eta^* = \eta$$

En estimant m^* et η^* , il est facile d'obtenir les paramètres du modèle d'origine.

VII-3-1-4-Estimation des paramètres :

L'équation décrivant dx , l'arithmétique d'Ornstein-Uhlenbeck, cette équation qui est présentée ci-dessus est une version en temps continu du processus de premier ordre autorégressif, AR(1), en temps discret (voir Dixit et Pindyck, p.76; ou Schwartz, 1997, note 15). C'est le cas limite (Δt tend vers zéro) de l'AR (1) processus:

$$x_t - x_{t-1} = m (1 - e^{-\eta \Delta t}) + (e^{-\eta \Delta t} - 1) x_{t-1} + \varepsilon_t$$

Où ε_t est normalement distribué avec zéro et un écart type moyen σ_ε , et:

$$\sigma_\varepsilon^2 = [1 - \exp(-2\eta)] \sigma^2 / 2\eta$$

Afin d'estimer les paramètres de retour à la moyenne, la régression:

$$x_t - x_{t-1} = a + b x_{t-1} + \varepsilon_t$$

Le Calcul des paramètres se fait comme suit :

$$m = -a/b;$$

$$\eta = -\ln(1 + b);$$

$$\sigma = \sigma_\varepsilon \sqrt{\frac{2 \ln(1 + b)}{(1 + b)^2 - 1}}$$

Où σ_ε est l'écart type de la régression.

L'unité dans l'équation ci-dessus est le pourcentage par unité de temps, et bien sûr l'unité de temps est le même temps la série unité (si on utilise les séries chronologiques, il est en % par mois, etc.) Si nous utilisons les données mensuelles et nous voulons obtenir des valeurs annuelles pour les paramètres, il faut multiplier la valeur de η , obtenu dans l'équation ci-dessus, par 12, et multiplier la valeur de σ obtenu ci-dessus par la racine carrée de 12, etc. Une distinction importante entre la marche aléatoire et stationnaire AR(1) processus: pour le dernier de tous les chocs sont transitoires, tandis que pour une marche aléatoire tous les chocs sont permanents [27].

VII-3-2-Résultats de calcul et interprétation graphique :

Voir la feuille de calcul en annexe 07.

VII-3-2-1-Représentation graphique des prix passés :

Le graphe ci-dessous illustre l'évolution des prix passés depuis 1998 jusqu'à 2012, cette base de prix va constituer une base initiale de calcul des prix passés et futurs pour l'éventuelle application du processus de retour à la moyenne.

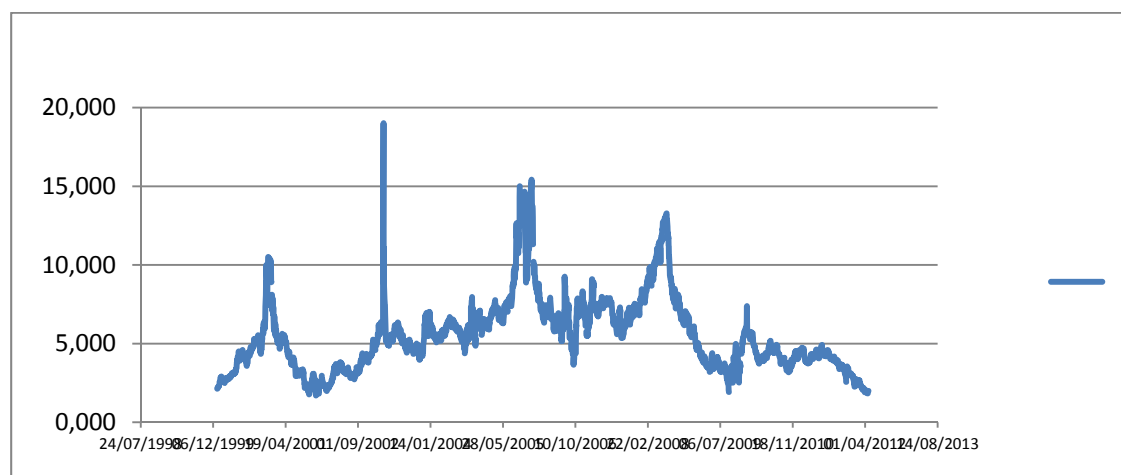


Figure 9: Représentation Graphique des prix passés

V-3-2-2-Représentation graphique des prix passés et futurs avec l'application du processus de retour à la moyenne :

Prix moyen $X=10$

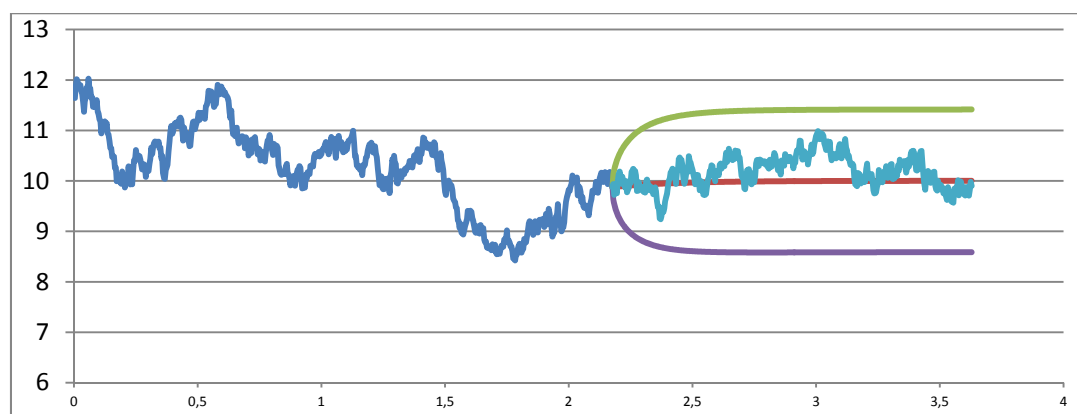


Figure 10: Exemple de Représentation Graphique du Processus de Retour à la moyenne

Chapitre VII : Simulation économique des options de la chaîne gazière

Durée des réserves :

- prix du gaz : 9/10 dollars le million de BTU : 25 années de réserves.
- prix du gaz : 4/5 dollars : entre 15/16 ans de durée de vie des réserves.
- en cas d'un prix supérieur à 15 dollars : la durée serait supérieure à 30 ans, les gisements marginaux devenant alors rentables.

L'application du Processus Arithmétique Ornstein-Uhlenbeck avec des hypothèses de base nous a conduit à déduire l'évolution des prix passés et futurs et de déduire l'intervalle de confiance ou oscillent les prix et tendent vers une valeur moyenne. Comme indiqué dans le graphique on peut voir l'application du processus de retour à la moyenne, les prix passés sont évalués à partir d'un prix initial X_0 puis en appliquant le principe de calcul qu'on a présenté avant, on obtient les résultats d'évolution des prix comme est indiqué dans le graphe, le loge normale nous montre l'estimation des prix moyens, maximales et minimales ainsi que l'intervalle de confiance de 66% qui tend vers la stabilisation à 100% ,dans cet intervalle oscille les prix et varie et tendent vers la valeur moyenne, cette présentation nous donne les prévisions des prix moyens dans le futur qui seront utilisés dans nos prochaines évaluations économiques .

La valeur moyenne = La valeur exacte + la différence entre la solution exacte et solution estimé.

La valeur maximale = La valeur moyenne + $(1, 2, 3)\sigma$

La valeur minimale = La valeur moyenne - $(1, 2, 3)\sigma$

Lorsque l'écart par rapport à la valeur moyenne est de 1σ , l'intervalle de confiance est de 66%.

Lorsque l'écart par rapport à la valeur moyenne est de 2σ , l'intervalle de confiance est de 95%.

Lorsque l'écart par rapport à la valeur moyenne est de 3σ , l'intervalle de confiance est de 100% et on obtient l'intervalle stable de confiance.

VII-4-Outils d'analyse :

VII-4-1-Calcul de la valeur actuelle nette VAN :

On a ce qui suit :

$$\begin{aligned} \text{VAN} &= - \mathbf{I_0} + \sum \frac{CF}{(1+i)^n} \\ &= - \mathbf{I_0} + \sum \frac{(P.Q - OPEX) - t(P.Q - Am - OPEX)}{(1+i)^n} \\ &= \left[- \mathbf{I_0} + \sum \frac{t.Am}{(1+i)^n} \right] + \left[\sum \frac{-(1-t).OPEX}{(1+i)^n} \right] + \sum \frac{P.Q(1-t)}{(1+i)^n} \end{aligned}$$

Où :

$\mathbf{I_0}$: c'est l'investissement initial.

CF : le cash-flow.

i : le taux d'actualisation.

$P.Q$: le prix par la quantité produite qui représente les recettes déduites.

OPEX : les coûts opératoires qui représentent les charges fixes et charges variables nécessaires pour la réalisation du projet.

t : le temps exprimé en années.

n : le nombre d'années.

VII-4-2-Détermination du coût de revient économique :

Le coût de revient économique représente la somme de l'amortissement économique et des dépenses d'exploitation, il nous informe sur le montant nécessaire pour produire une unité, le CREU représente la meilleure information pour nous permettre de décider sur la fixation du prix unitaire, le calcul du CREU est décrit comme suit : $\text{CREU} = A.E + D.E$ d'où l'écriture mathématique :

$$\text{CREU} = \frac{\sum \frac{(1-t).Am}{(1+i)^n}}{\sum \frac{(1-t).QL}{(1+i)^n}} + \frac{\sum \frac{(1-t).D}{(1+i)^n}}{\sum \frac{(1-t).QL}{(1+i)^n}}$$

Chapitre VII : Simulation économique des options de la chaîne gazière

QL : La quantité de gaz produite du gisement.

Am : c'est l'amortissement linéaire.

D : Les dépenses d'exploitation durant la période de transport (OPEX).

i : Le taux d'actualisation ou le coût du capital investi.

N : le nombre d'années durant la période d'exploitation.

L'unité : le dollars/millions de BTU

Donc en général les facteurs économiques à déduire sont : la valeur actuelle nette, le prix unitaire, le coût de revient économique, ces facteurs sont nécessaires pour pouvoir faire une analyse plus précise sur les aspects économiques, stratégiques, qui servent à la prise de décision sur le long terme.

VII-5-Les options par procédé :

VII-5-1-Le transport via gazoduc (pipe) :

Cette activité comporte un seul maillon qui est le gazoduc choisi selon la région d'exploitation du gisement et son itinéraire jusqu'à son arrivée au terminal destiné. Dans cette activité le prix du gaz sur des contrats à long terme (take or pay) indexé sur les prix du pétrole est une information principale pour pouvoir déduire les recettes générées par l'activité. Le coût unitaire du gaz transporté augmente avec l'augmentation de la distance parcourue dans le pipe. Dans notre étude la simulation du transport par gazoduc n'est pas prise en compte car l'évaluation de ce type de projet dépend de plusieurs paramètres comme le paramètre distance ou localisation géographique, par contre une comparaison économique sera faite avec d'autres maillons qui sont en relation directe avec le pipe comme le projet GNL ou GTW gaz to wire [28].

VII-5-1-1-Hypothèses économiques (en millions de dollars) :

Pour 1000 milles (1609 km), CAPEX =1000.

Pour 2000 milles (3218 km), CAPEX =2000.

OPEX/année =2.

Annuité= 200 sur 10 ans.

Coût=3,16\$/MWh=0,92\$/MMBTU.

Prix de revient = 1,83\$/MMBTU pour une durée des réserves de plus de 30 ans.

Pour la simulation des données, voir annexe 02.

VII-5-1-2-Sensibilité :

Sensibilité du prix de revient total du gaz :

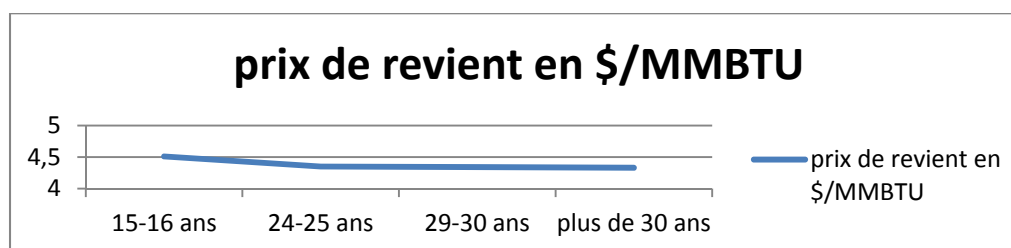
Le prix de revient global va contenir le prix tête de puits plus le prix de revient pour son transport, sachant que le prix tête de puits est de 2,5\$/MMBTU on a ce qui suit :

Par rapport à la durée des réserves :

Introduction : Le tableau en dessous montre l'évolution du prix de revient total en fonction de la durée des réserves, l'estimation de la durée des réserves est un aspect important qui peut étendre le prix de revient sur la durée d'exploitation avec une durée de plus en plus longue et l'augmenter avec une durée de moins en moins longue.

Durée des réserves	15-16 ans	24-25 ans	29-30 ans	Plus de 30 ans
Prix de revient en \$/MMBTU	4,51	4,35	4,34	4,33

Tableau n°10 : sensibilité du prix de revient total par rapport à la durée des réserves



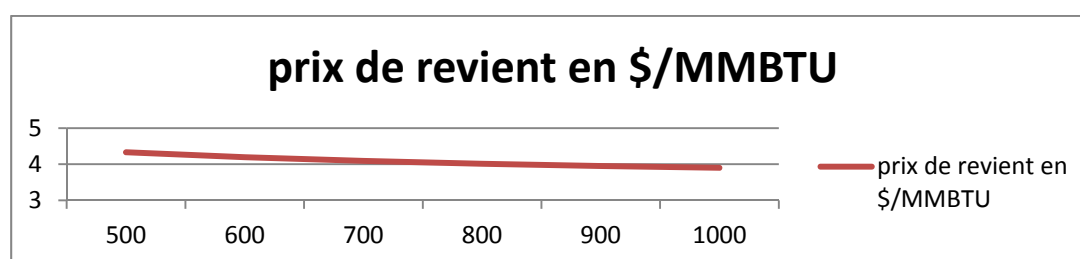
Commentaire et constat : Pour un prix moyen $P_{moyen} = 5$ \$/MMBTU et qui correspond à une durée de vie des réserves de 15 à 16 ans, le prix de revient global est au maximum 4,51 \$/MMBTU, il est juste au-dessus de la moyenne ce qui laisse une marge de près de 0,5\$/MMBTU, ce prix diminue avec l'augmentation de la durée de vie des réserves. La durée de vie des réserves joue un rôle important sur la déduction du prix de revient qui tend à diminuer plus les réserves sont longues et puis c'est la marge de bénéfice qui augmente.

Par rapport aux quantités produites :

Introduction : Le tableau en dessous montre l'évolution du prix de revient total en fonction des quantités produites, l'estimation des quantités mise à disposition est un aspect important qui peut étendre le prix de revient sur la durée d'exploitation avec des quantités de plus en plus grandes.

Quantités (×10 ⁶ MMBTU)	500	600	700	800	900	1000
Prix de revient du gaz (en\$/MMBTU)	4,33	4,19	4,09	4,01	3,95	3,9

Tableau n°11 : sensibilité du prix de revient total par rapport aux quantités produites



Commentaire et constat : Pour un prix moyen $P_{moyen}=5\$/MMBTU$ et qui correspond à une durée de vie des réserves de 15 à 16 ans, le prix de revient total est au maximum 4,33 \$/MMBTU, il est juste au-dessus de la moyenne ce qui laisse une marge de près de 0,67\$/MMBTU, ce prix diminue avec l'augmentation des quantités produites, mais ces quantités dépendent de la durée des réserves et des nouvelles découvertes de gaz, la disponibilité des ressources en gaz joue un rôle important sur l'augmentation ou la diminution du prix de revient, la marge de bénéfice devient plus importante avec des quantités plus importantes.

L'augmentation des quantités produites va conduire à la diminution du prix de revient et l'augmentation de la durée de vie des réserves. Donc la diminution et l'optimisation du prix de revient dépend de :

- La durée de vie des réserves.
- Des quantités de gaz produites.

VI-5-1-3-Détermination de l'évolution de la marge par rapport aux scénarios du processus de retour à la moyenne (cas de $X_{bar}=5\$/MMBTU$) :

Introduction : Afin de déterminer la marge pour un prix de revient $P_{rev}=4,33\$/MMBTU$, un échantillon de prix moyen, maximale (scénario optimiste) et minimale (scénario pessimiste) est utilisé pour un niveau de prix $X_{bar}=5\$/MMBTU$ et une durée des réserves de 30 années (dans ce cas le coût de stockage et de distribution n'est pas pris en considération).

Chapitre VII : Simulation économique des options de la chaîne gazière

1er cas: le cas moyen:

Prix moy	5,39	5,388	5,382	5,37	5,366	5,36	5,355	5,35	5,345	5,34	5,335	5,335	5,33	5,325	5,32	5,315	5,31	5,305	5,3
marge	1,06	1,058	1,052	1,04	1,036	1,03	1,025	1,02	1,015	1,01	1,005	1,005	1	0,995	0,99	0,985	0,98	0,975	0,97
Prix moy	5,295	5,29	5,285	5,28	5,275	5,27	5,265	5,26	5,255	5,25	5,10	5,08	5,05	5,03	5,02	5,01	5,00	5,00	5,00
marge	0,965	0,96	0,955	0,95	0,945	0,94	0,935	0,93	0,925	0,92	0,77	0,75	0,72	0,7	0,69	0,68	0,67	0,67	0,67

Tableau n° 12 : échantillon du processus de retour à la moyenne (le cas moyen)

Commentaire et constat : Dans le cas moyen il y'a une modeste marge variant entre 0,67 et 1,06 dollars, ce cas peut-être envisageable dans le cas d'une libéralisation du marché gazier et d'une chute des prix du gaz à cause du surplus de production issu des gaz de schistes qui est envisageable, on constate dans ce cas qu'un surplus de production risque de menacer la part de l'Algérie sur le marché gazier mais dans un seul cas lorsque le marché est totalement libéralisé.

2ème cas: le cas max (scénario Optimiste) :

Prix moy	5,39	5,63	5,72	5,78	5,84	5,88	5,92	5,96	6	6,02	6,05	6,07	6,10	6,12	6,14	6,16	6,19	6,20	6,22
marge	1,06	1,3	1,39	1,45	1,51	1,55	1,59	1,63	1,67	1,69	1,72	1,74	1,77	1,79	1,81	1,83	1,86	1,87	1,89
Prix moy	6,23	6,25	6,27	6,30	6,32	6,35	6,37	6,38	6,4	6,42	6,43	6,45	6,46	6,47	6,43	6,42	6,415	6,415	6,415
marge	1,9	1,92	1,94	1,97	1,99	2,02	2,04	2,05	2,07	2,09	2,10	2,12	2,13	2,14	2,10	2,09	2,085	2,085	2,085

Tableau n° 13 : échantillon du processus de retour à la moyenne (le cas optimiste)

Commentaire et constat : Dans le cas max qui est un scénario optimiste par rapport à la moyenne de 5 dollars/MMBTU, il y'a une marge plus intéressante allant de 1,06 à 2,085 dollars, ce cas illustre une remontée des prix dans le cas d'une baisse de la production sur un marché libéralisé, on constate que la baisse de production de gaz pour certaines raisons d'ordre économique ou politique peut conduire à une remontée des prix chose qui pourra avantager l'Algérie pour accélérer la récupération des capitaux investis.

3ème cas: le cas min (scénario Pessimiste) :

Prix moy	5,39	5,14	5,04	4,96	4,9	4,84	4,8	4,74	4,7	4,66	4,62	4,6	4,55	4,52	4,50	4,47	4,44	4,41	4,37
marge	1,06	0,81	0,71	0,63	0,57	0,51	0,47	0,41	0,37	0,33	0,29	0,27	0,22	0,19	0,17	0,14	0,11	0,08	0,04
Prix moy	4,35	4,32	4,30	4,27	4,25	4,23	4,21	4,18	4,15	4,11	4,08	4,04	3,95	3,88	3,75	3,68	3,58	3,58	3,58
marge	0,02	-0,01	-0,03	-0,06	-0,08	-0,1	-0,12	-0,15	-0,18	-0,22	-0,25	-0,29	-0,38	-0,45	-0,58	-0,65	-0,75	-0,75	-0,75

Tableau n° 14 : échantillon du processus de retour à la moyenne (le cas pessimiste)

Chapitre VII : Simulation économique des options de la chaîne gazière

Commentaire et constat : Dans le cas min qui est le scénario pessimiste par rapport à la moyenne de 5 dollars/MMBTU, une faible marge voir négatif allant de -0,75 à 1,06 dollars le MMBTU, ce cas est envisageable dans le cas d'une chute vertigineuse des prix de gaz sur un marché libéralisé, cette situation peut illustrer la cas d'une bulle économique vu que les prix sont trop bas, ce cas est envisageable et les investissements avenir devraient être étudiés en prenant en considération ce cas de figure .

VII-5-2-le GNL (gaz naturel liquéfié) :

Cette activité comporte trois maillons principaux :

- L'exploration et la production.
- Le processus de liquéfaction.
- Le transport par méthanier (shipping).
- Le processus de regazéification.

Le prix du GNL sur le marché libre au comptant est l'information principale pour pouvoir déduire les recettes générées par cette activité. Le prix de revient déduit sera comparé avec les prix prévisionnels issus du processus de retour à la moyenne.

VII-5-2-1-La structure des coûts du GNL :

- Le GNL est facturé en \$/MMBTU : million BTU représente l'énergie calorifique emmagasiné dans ce gaz.
- Dans le marché américain le GNL peut être économiquement produit et fourni dans la fourchette de 2.50 à 3.00 \$/MMBTU.

source:BG,ALNG,CMS



Figure 11: structure des coûts du GNL

Dans la représentation ci-dessus, les variations de la structure des coûts pour toutes les phases de production et de transport du GNL, dans l'évaluation économique, le coût de chaque phase sera supporté par la phase qui suit, par exemple le coût unitaire de la phase exploration production sera supporté par la phase liquéfaction et ainsi de suite car ce coût est considéré comme une charge variable qui sera pris en considération dans l'évaluation économique, donc en gros on a l'autoconsommation du gaz et le coût de revient de la phase précédente comme charges variables. Les coûts unitaires des phases qui précèdent et l'autoconsommation sont des informations essentielles pour qui contrôle la déduction du prix de revient recherché.

VII-5-2-2-Les améliorations en matière de coûts de la chaîne GNL :

Source: McKinsey & Company / El Paso\$/MMBtu—2,500 mile voyage

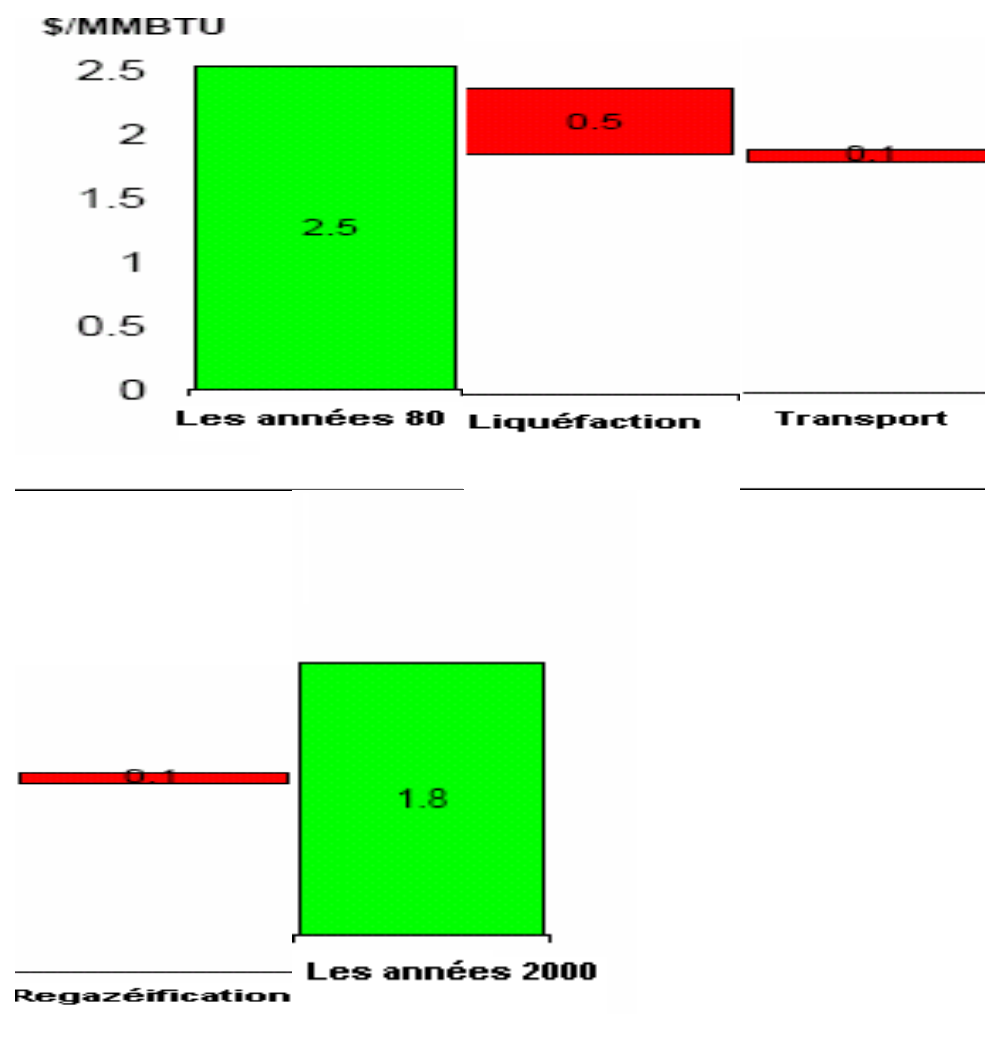


Figure 12: les améliorations des coûts de la chaîne GNL

Le graphique en dessus nous montre que le progrès technique joue un rôle important dans la maîtrise des coûts de la chaîne GNL, une chose qui contribue à la réduction des CAPEX et OPEX futurs, donc dans notre évaluation économique la prise en considération du progrès technique est très important. Ces gains en coûts sont dus notamment à :

- l'Amélioration des techniques d'exploration, de forage et de production.
- La réduction des coûts des unités de liquéfaction et de regazéification.



Figure 13 : couts de l'usine GNL dans le temps

Réduction des coûts des méthaniers:

Source: LNGOneWorld 2001

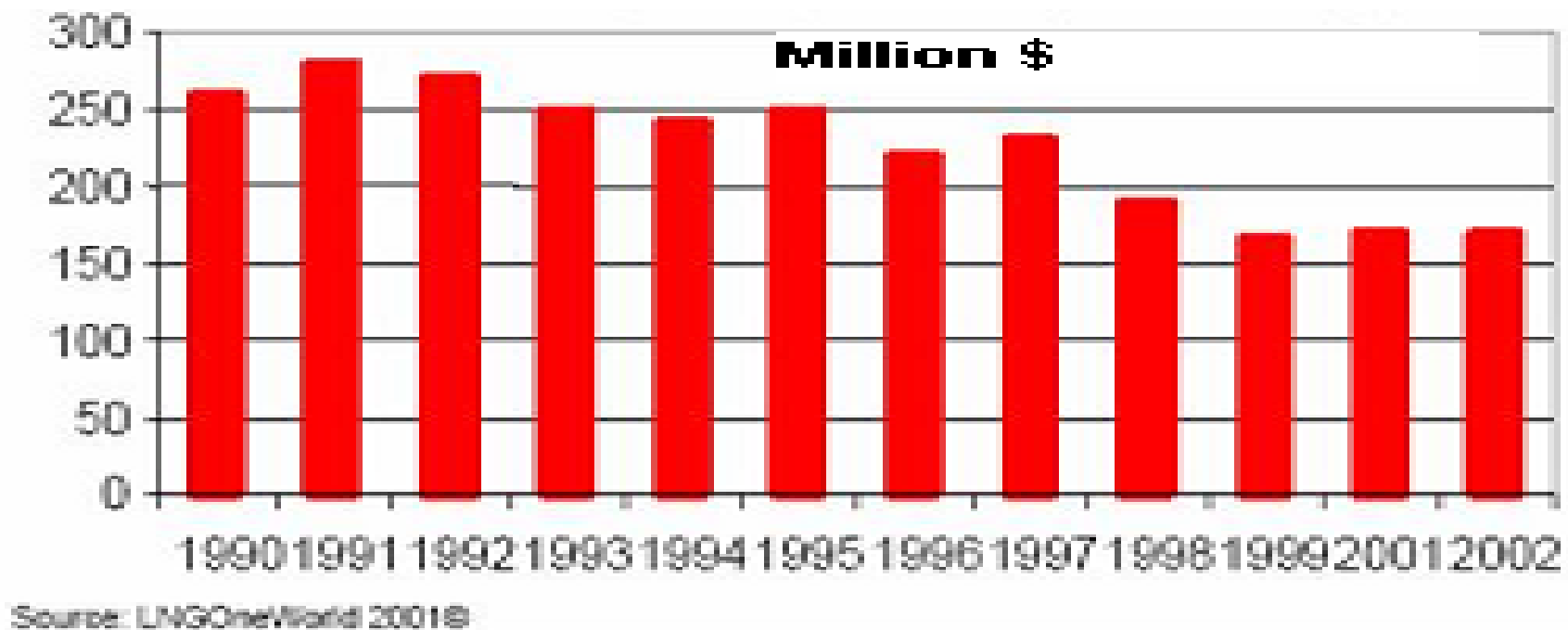


Figure 14: Réduction des couts des Méthaniers

VII-5-2-3-Hypothèses économiques (en millions de dollars) :

Processus de liquéfaction :

CAPEX : 1800.

Autoconsommation : 15%.

Cout de revient économique : 0,75\$/MMBTU.

OPEX : 14,77.

Prix de revient : 1,04 \$/MMBTU.

Shipping:

CAPEX : 900.

Autoconsommation : 02%.

Cout de revient économique : 1,04\$/MMBTU.

OPEX : 5,41.

Prix de revient : 0,5 \$/MMBTU.

Regazéification :

CAPEX : 500.

Autoconsommation : 01%.

Cout de revient économique : 0,62\$/MMBTU.

OPEX : 4,43.

Prix de revient : 0,32 \$/MMBTU [22].

Pour la simulation voir annexe 03.

VII-5-2-4-Tests de sensibilité :

Introduction : le tableau en dessous nous illustre l'évolution du prix de revient du GNL pour ces différents maillons (liquéfaction, shipping, regazéification) en fonction de l'augmentation de la durée de vie des réserves, l'estimation de la durée des réserves est un aspect important qui peut étendre le prix de revient sur la durée d'exploitation avec une durée de plus en plus longue et l'augmenter avec une durée de moins en moins longue.

Sensibilité par rapport à la durée des réserves :

Durée des réserves (en années)	15-16 ans	24-25 ans	29-30 ans	30 ans et plus
Prix GNL maillon liquéfaction (en \$/MMBTU)	1,25	1,07	1,04	1
Prix GNL maillon shipping(en \$/MMBTU)	0,64	0,55	0,53	0,5
Prix GNL maillon regazéification(en \$/MMBTU)	0,41	0,38	0,35	0,32

Tableau n° 15 : Sensibilité du prix de revient par rapport à la durée des réserves

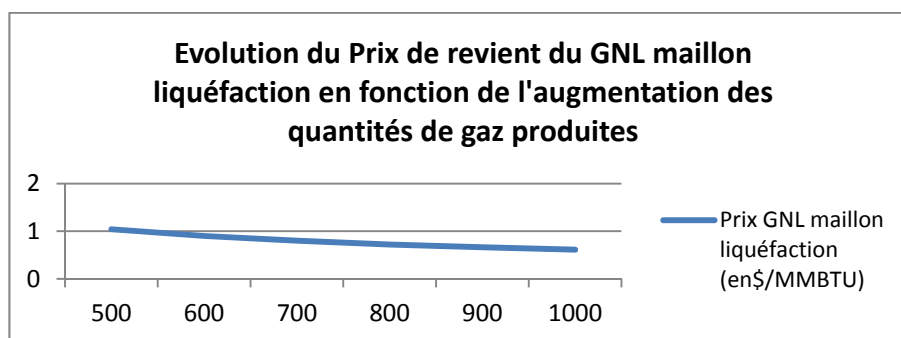
Commentaire et constat : D'après le tableau en dessus, la durée des réserves augmente plus les prix de revient du GNL diminuent en supposant que les CAPEX et les OPEX restent les mêmes, la durée des réserves joue un rôle important que ça soit dans la détermination du prix final ou le prix de revient, l'élargissement de la durée d'exploitation des réserves a un avantage important sur le coût de revient, seulement le prix du marché joue un rôle principal dans la durée de vie des réserves car plus le prix diminue et plus les gisements sont condamnés à être de plus en plus exploités pour rentabiliser les capitaux investis, en plus la différence entre le prix de revient et le prix de vente va rétrécir, donc la durée de vie des réserves joue un rôle important mais qui reste lié aux mutations du marché mondiale du gaz.

Sensibilité par rapport aux quantités produites:

Quantités (×10 ⁶ MMBTU)	500	600	700	800	900	1000
Prix GNL maillon liquéfaction (en\$/MMBTU)	1,04	0,9	0,8	0,72	0,66	0,61

**Tableau n°16 : Sensibilité du prix de revient par rapport aux quantités produites
(maillon liquéfaction)**

Représentation graphique :

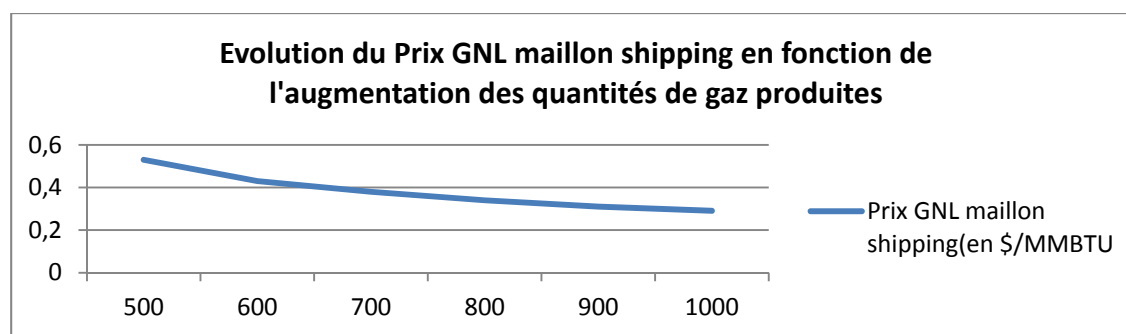


Commentaire et constat : D'après le tableau et le graphe en dessus, le prix de revient du GNL dans le maillon liquéfaction diminue avec l'augmentation des quantités de gaz produites destinés à la liquéfaction vu que les CAPEX et les OPEX reste les mêmes, les quantités produites vont engendrer plus de recettes et donc une meilleure rentabilité, donc le prix pour avoir une VAN nulle va baisser.

Quantités (×10 ⁶ MMBTU)	425	547	638,75	730	821,25	912,5
Prix GNL maillon shipping(en \$/MMBTU)	0,5	0,43	0,38	0,34	0,31	0,29

**Tableau n°17 : Sensibilité du prix de revient par rapport aux quantités produites
(maillon shipping)**

Représentation graphique :

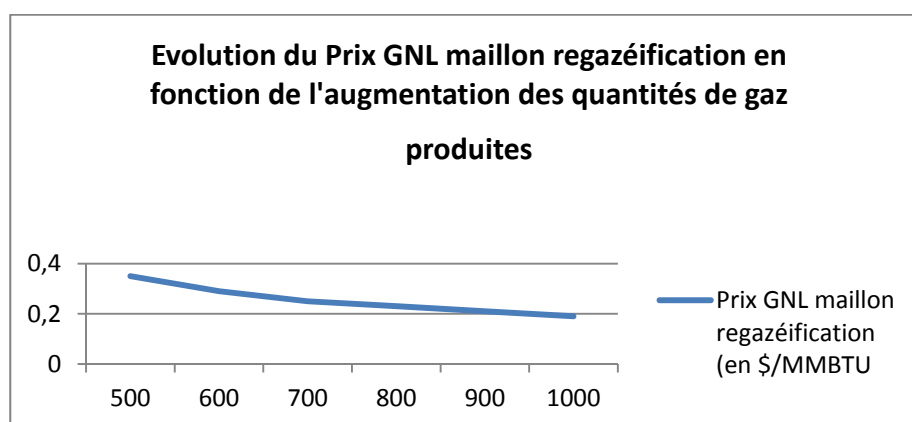


Commentaire et constat : D'après le graphe en dessus, le prix de revient du GNL dans le maillon shipping diminue avec l'augmentation des quantités de gaz produites destinés au transport maritime vu que les CAPEX et les OPEX restent les mêmes, les quantités produites vont engendrer plus de recettes et donc une meilleure rentabilité, donc le prix pour avoir une VAN nulle va baisser.

Quantités (×10 ⁶ MMBTU)	395	499,14	582,86	666,13	749,39	832,66
Prix GNL maillon regazéification (en \$/MMBTU)	0,32	0,29	0,25	0,23	0,21	0,19

Tableau n°18 : Sensibilité du prix de revient par rapport aux quantités produites (maillon regazéification)

Représentation graphique :



Chapitre VII : Simulation économique des options de la chaîne gazière

Commentaire et constat : D'après le graphe en dessus, le prix de revient du GNL dans le maillon regazéification diminue avec l'augmentation des quantités de gaz produites destinés à la regazéification vu que les CAPEX et les OPEX reste les mêmes, les quantités produites vont engendrer plus de recettes et donc une meilleure rentabilité, donc le prix pour avoir une VAN nulle va baisser.

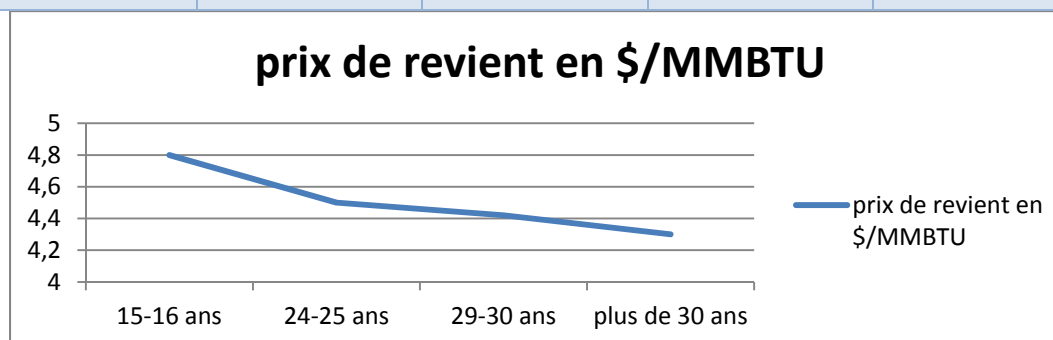
Sensibilité du prix de revient total du GNL :

Le prix de revient global va contenir le prix tête de puits plus le prix de revient pour sa liquéfaction et son transport ainsi que sa regazéification, sachant que le prix tête de puits est de 2,5\$/MMBTU on a ce qui suit :

Par rapport à la durée des réserves :

Tableau n°19 : Sensibilité du prix de revient total par rapport aux quantités produites

Durée des réserves	15-16 ans	24-25 ans	29-30 ans	Plus de 30 ans
Prix de revient du GNL en \$/MMBTU	4,8	4,5	4,42	4,3



Commentaire et constat : Pour un prix moyen $P_{moyen} = 5$ \$/MMBTU et qui correspond à une durée de vie des réserves de 15 à 16 ans, le prix de revient global est au maximum 4,8 \$/MMBTU, il est juste au-dessus de la moyenne ce qui laisse une marge de près de 0,2\$/MMBTU, ce prix diminue avec l'augmentation de la durée de vie des réserves.

Echantillon de prix selon le processus de retour à la moyenne :

Introduction : Afin de déterminer la marge pour un prix de revient $P_{rev} = 4,8$ \$/MMBTU, on va prendre un échantillon de prix moyen, maximale (scénario optimiste) et minimale (scénario pessimiste) pour un niveau de prix $X_{bar} = 5$ \$/MMBTU et une durée des réserves de 15 à 16 années.

Chapitre VII : Simulation économique des options de la chaîne gazière

1er cas: le cas moyen :

Prix moy	5,39	5,388	5,382	5,37	5,366	5,36	5,355	5,35	5,345	5,34	5,335	5,335	5,33	5,325	5,32	5,315	5,31	5,305	5,3
marge	0,59	1,588	0,582	0,57	0,566	0,56	0,555	0,55	0,545	0,54	0,535	0,535	0,53	0,525	0,52	0,515	0,51	0,505	0,5
Prix moy	5,295	5,29	5,285	5,28	5,275	5,27	5,265	5,26	5,255	5,25	5,10	5,08	5,05	5,03	5,02	5,01	5,00	5,00	5,00
marge	0,495	0,49	0,485	0,48	0,475	0,47	0,465	0,46	0,455	0,45	0,3	0,28	0,25	0,23	0,22	0,21	0,2	0,2	0,2

2ème cas: le cas max (scénario Optimiste) :

Prix moy	5,39	5,63	5,72	5,78	5,84	5,88	5,92	5,96	6	6,02	6,05	6,07	6,10	6,12	6,14	6,16	6,19	6,20	6,22
marge	0,59	0,83	0,92	0,98	1,04	1,08	1,12	1,16	1,20	1,22	1,25	1,27	1,30	1,32	1,34	1,36	1,39	1,40	1,42
Prix moy	6,23	6,25	6,27	6,30	6,32	6,35	6,37	6,38	6,4	6,42	6,43	6,45	6,46	6,47	6,43	6,42	6,415	6,415	6,415
marge	1,43	1,45	1,47	1,50	1,52	1,55	1,57	1,58	1,6	1,62	1,63	1,65	1,66	1,67	1,63	1,62	1,615	1,615	1,615

3ème cas: le cas min (scénario Pessimiste) :

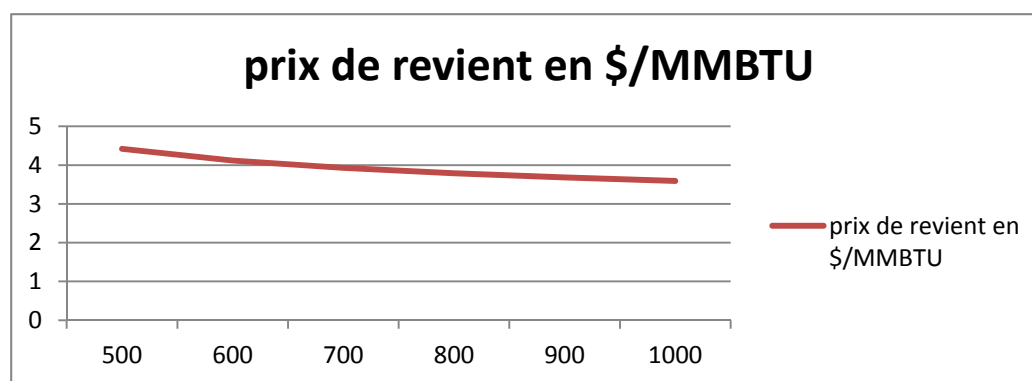
Prix moy	5,39	5,14	5,04	4,96	4,9	4,84	4,8	4,74	4,7	4,66	4,62	4,6	4,55	4,52	4,50	4,47	4,44	4,41	4,37
marge	0,59	0,34	0,24	0,16	0,1	0,04	0	-0,33	0,37	-0,14	-0,18	-0,20	-0,25	-0,28	-0,30	-0,33	-0,36	-0,39	-0,43
Prix moy	4,35	4,32	4,30	4,27	4,25	4,23	4,21	4,18	4,15	4,11	4,08	4,04	3,95	3,88	3,75	3,68	3,58	3,58	3,58
marge	-0,45	-0,48	-0,50	-0,53	-0,55	-0,57	-0,59	-0,62	-0,65	-0,69	-0,72	-0,76	-0,85	-0,92	-1,05	-1,12	-1,22	-1,22	-1,22

Commentaire et constat :

Dans le cas du GNL c'est la même chose que la pipe sauf une remarque sur le prix de revient qui est plus élevé que celui du cas pipe, donc on remarque une faible marge allant de 0,2 à 0,59 dollars dans le cas pessimiste, et de 0,59 à 1,615 dollars dans le cas optimiste, et une marge négative pour le cas de prix inférieur au prix de revient.

Quantités (×10 ⁶ MMBTU)	500	600	700	800	900	1000
Prix de revient du GNL (en\$/MMBTU)	4,42	4,12	3,93	3,79	3,68	3,59

Tableau n°20 : Sensibilité du prix de revient total par rapport aux quantités produites



Commentaire et constat : pour un prix moyen $P_{moyen}=5\$/MMBTU$ et qui correspond à une durée de vie des réserves de 15 à 16 ans, le prix de revient global est au maximum 4,42 \$/MMBTU, il est juste au-dessus de la moyenne ce qui laisse une marge de près de 0,58\$/MMBTU, ce prix diminue avec l'augmentation de la durée de vie des réserves. L'augmentation des quantités produites va conduire à la diminution du prix de revient et l'augmentation de la durée de vie des réserves, donc la diminution et l'optimisation du prix de revient dépend de :

- La maîtrise de la technologie.
- La durée de vie des réserves.
- Des quantités de gaz produites.

VII-5-3-le GTL (gaz to liquid)

Cette activité comporte deux maillons principaux :

- L'exploration et la production.
- Le procédé de synthétisation du gaz et le procédé fischer – troph.

Le prix des produits pétroliers issus du processus fischer-troph indexés sur le prix du pétrole (marché spot) sont les informations principales pour déduire les recettes générées par cette activité. Dans cette simulation les prix de revient des produits GPL, Kérosène et Gasoil sont déduits.

VII-5-3-1-Hypothèses économiques (en millions de dollars) :

CAPEX : 6500.

Autoconsommation : 35%.

Cout de revient économique : 1,2\$/MMBTU.

OPEX : 345,76.

Rendement : 85 000 baril/millions de MMBTU.

Chapitre VII : Simulation économique des options de la chaîne gazière

Pour 500 millions de MMBTU on a : 42500000 baril/millions de MMBTU.

Prix tête de puits : 0.5\$/MMBTU pour 15 à 20\$/baril.

Prix tête de puits : 2.5 à 3.5 \$/MMBTU pour 100 à 105\$/baril [36].

Clés de répartition des charges :

	CAPEX	OPEX	GAZ consommé
naphta	30%	20%	25%
gasoil	62%	76%	70%
GPL	8%	4%	5%
Total	100%	100%	100%

Prix de revient : naphta : 84,04\$/baril.

Gasoil : 86,29\$/baril.

GPL. : 98,99\$/baril.

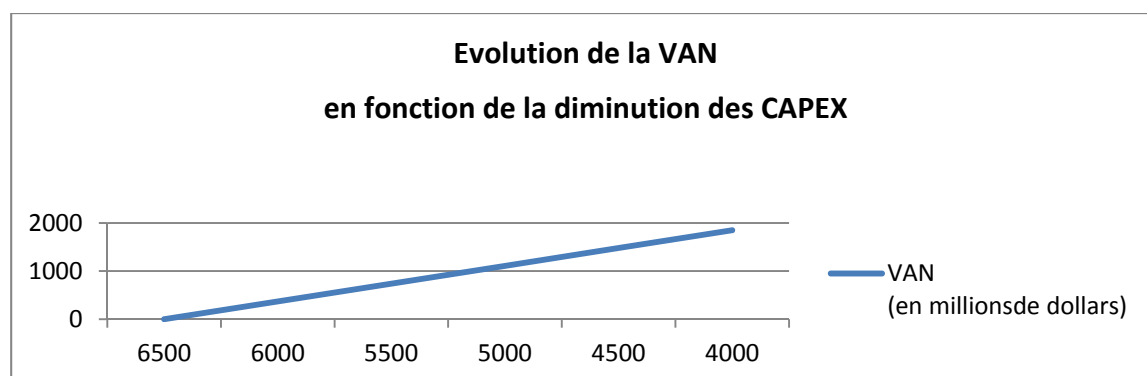
Pour la simulation voir annexe 04.

VII-5-3-2-Tests de sensibilité :

CAPEX (en millions de dollars)	6500	6000	5500	5000	4500	4000
VAN (en millions de dollars)	00,00	369,53	739	1108,48	1477,96	1847,44

Tableau n° 21 : Sensibilité de la VAN par rapport aux CAPEX

Représentation graphique :

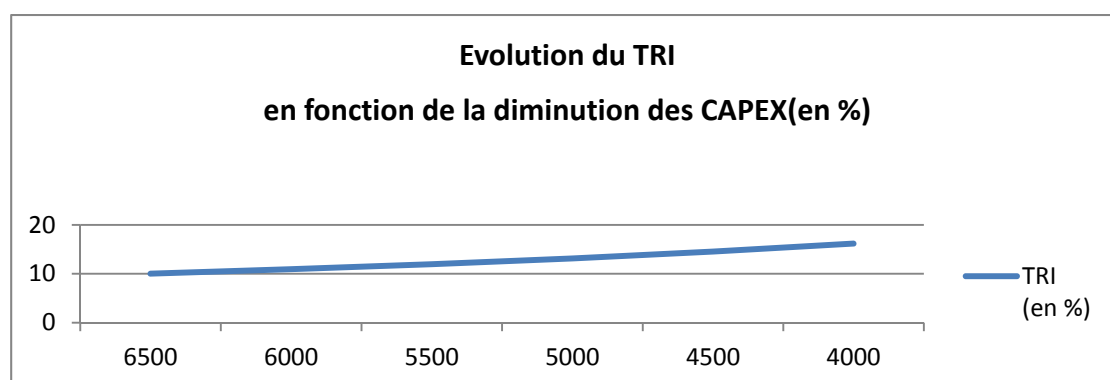


Commentaire et constat : d'après la représentation graphique en dessus, la VAN augmente avec la diminution des CAPEX, les investissements GTL les CAPEX sont grands et devraient être optimisés avec le progrès technologique, donc une VAN de plus en plus importante est prévue avec l'évolution technologique.

CAPEX (en millions de dollars)	6500	6000	5500	5000	4500	4000
TRI (en %)	10	10,91	11,94	13,13	14,52	16,17

Tableau n° 22 : Sensibilité TRI par rapport aux CAPEX

Représentation graphique :



Commentaire et constat :

D'après la représentation graphique en dessus, le TRI augmente avec la diminution des CAPEX, dans les investissements GTL les CAPEX sont grands et devraient être optimisés avec le progrès technologique, donc un TRI de plus en plus important est

Chapitre VII : Simulation économique des options de la chaîne gazière

prévu avec l'évolution technologique, l'optimisation et la diminution des CAPEX dépendent :

- Des progrès de la technologie.
- De l'expérience dans la production des produits hydrocarbures issue du GTL.

Actuellement le prix de pétrole est aux alentours des 100\$/baril chose qui laisse le prix tête de puits aux alentours de 2.5 à 3.5\$/MMBTU, la question qui peut se poser c'est est ce que le prix tête de puits sera maîtrisé dans le cas d'une chute des prix de pétrole, le scénario est envisageable vu que le marché pétrolier peut être perturbé par la conjoncture économique, l'émergence des marchés spot, ou même par l'augmentation des stockages des opérateurs privés.

L'AIE estime à 2,4 millions de baril/jour de capacité installée à l'horizon 2030 contre une consommation de 120 millions de baril/jour [1], d'après la simulation, une quantité d'un million de MMBTU nous donne 85000 baril, donc des quantités de l'ordre de 500 millions de MMBTU nous donne 42500000 baril/an, cela équivaut à 116438 baril/jour, face à cette prévision de la demande et vu les données simulées de grandes quantités devraient être produites afin de satisfaire la demande internationale et de pénétrer le marché des produits hydrocarbures.

Le projet GTL est un projet à CAPEX très élevé et qui consomme énormément de gaz, la maîtrise de la technologie et la disponibilité des ressources gazières sont deux facteurs importants qui devraient être pris en considération avant de décider de se lancer dans un tel projet, le prix tête de puits qui est lié directement au prix de pétrole est aussi une contrainte à surmonter surtout en cas de chute des prix de pétrole vu que le prix des produits raffinés valorisés dépendent des prix de pétrole.

VII-5-4-le GTW (gaz to wire):

Cette activité comporte deux maillons principaux :

- La phase exploration production
- La phase de conversion du gaz en électricité (tolling).
- La phase de transport de l'électricité par câble (Wire).

Le prix de l'électricité sur un marché libre peut déduire les recettes générées par cette activité. L'électricité représente une énergie noble dont son marché suit la loi de l'offre et de la demande, chaque fournisseur sur le marché de l'électricité produit selon une méthode spécifique (éolienne, la géothermie, l'énergie solaire, le gaz.....etc.) [23]. Le prix est fixé selon la loi de l'offre et de la demande par l'interaction entre l'offre et la demande, si le fournisseur fixe son prix à moins que le prix fixé, alors il bénéficie d'un surplus de production, dans le cas contraire c'est un surplus de consommation, le cas d'un surplus de consommation va inciter les

Chapitre VII : Simulation économique des options de la chaîne gazière

producteurs a mieux maîtriser leurs coûts pour réduire le prix de vente proposés, c'est tout simplement le principe du marché libéralisé. Donc dans le marché de l'électricité quel que soit la méthode de production c'est le prix qui décide de la possibilité de commercialiser le produit qui ne peut pas être stocké [29].

Unités de conversion :

1 mille = 1,6093 kilomètre

1000 milles = 1609,3 kilomètres

1Kwh= 3412 BTU

1Mwh= 3 412 141 BTU=3,412 MMBTU

1euro=1,29 \$

40 euro=51,6 \$

1MMBTU=15,16 \$

Donc le prix moyen de l'électricité est de 15,16 \$ /MMBTU [28].

VII-5-4-1-Hypothèses économiques (en millions de dollars) :

Pour **1000 milles (1609 km)** CAPEX =2000.

OPEX=0,5\$/an.

Annuité=24,81 par an

Cout= 2,97\$ /Mwh= 0,87\$ /MMBTU.

Pour **2000 milles (3218 km)** CAPEX=4000.

OPEX=1 par an.

Annuité=49,6 par an

Cout=5,94\$ /Mwh=1,74\$ /MMBTU.

Pertes de charges (effet joule) : 35%

Résultats:

Prix de revient : 11,36\$/Mwh=3,32\$/MMBTU

Pour la simulation voir annexe 05.

VII-6- Comparaisons:

VII-6-1- Le transport du gaz par pipeline contre le GNL :

Le choix du mode de transport du gaz naturel sur grande distance par gazoduc ou sous forme de GNL est largement dépendant des facteurs techniques et économiques mais les arbitrages politiques y jouent aussi un rôle déterminant. En conséquence chaque projet potentiel apparaît finalement comme un cas d'espèce. Le coût de transport par gazoduc apparaît moins élevé que celui de la chaîne GNL jusqu'à des distances de transit importantes. Les fortes distances favorisent le GNL mais les grandes capacités reculent son domaine d'application. Toutefois, ces comparaisons revêtent un caractère fatalement théorique puisque pour un même projet potentiel, le trajet est conséquemment sa longueur diffèrera selon la solution technique adaptée.

Pour les chaînes GNL, l'importance des coûts de liquéfaction qui représente plus de 60 % du coût total de la chaîne. Si le coût de transport commande assez souvent la faisabilité d'un projet, la contrainte financière apparaît aussi déterminante particulièrement pour les pays des tiers monde riches en gaz mais limités en ressources financières et souvent lourdement endettés. En effet, les investissements requis par les chaînes de transport sont considérables. Alors que le point d'équilibre entre le gazoduc et la chaîne GNL se situe à environ 4000 à 6000 Km pour des volumes annuels transportés de l'ordre de 10 à 18 milliards de m³, il est sensiblement plus rapproché et se situe entre 2500 et 4000 Km en terme d'investissement, dans des conditions raisonnablement faciles à terre et en mer. En effet la chaîne de GNL est pénalisée par les consommations énergétiques, principalement celles qui sont requises par la liquéfaction qui peuvent représenter en moyenne de l'ordre de 15% originel, alors que les besoins énergétiques de compression pour le transport par gazoduc se situe généralement autour de 1.5 à 20 % de gaz transporté pour une distance de 1000 km [28]. On peut noter que les coûts des autoconsommations énergétiques dépendent singulièrement de la valeur attribuée en gaz brûlé dans les stations de compressions et surtout dans les unités de liquéfaction. Des valeurs arbitrairement basses peuvent être adoptées particulièrement lorsqu'il s'agit de gaz associé par certains pays exportateurs de tiers monde, riches en gaz mais limités en capitaux, élargissent ainsi le domaine de faisabilité économique des chaînes de liquéfaction par rapport à la solution gazoduc.

VII-6-1-1-Comparaison entre le prix de revient du gaz et le prix de revient du GNL :

durée des réserves	15-16 ans	24-25 ans	29-30 ans	plus de 30 ans
prix de revient gaz en \$/MMBTU	4,51	4,35	4,34	4,33
prix de revient GNL en \$/MMBTU	4,8	4,5	4,42	4,3

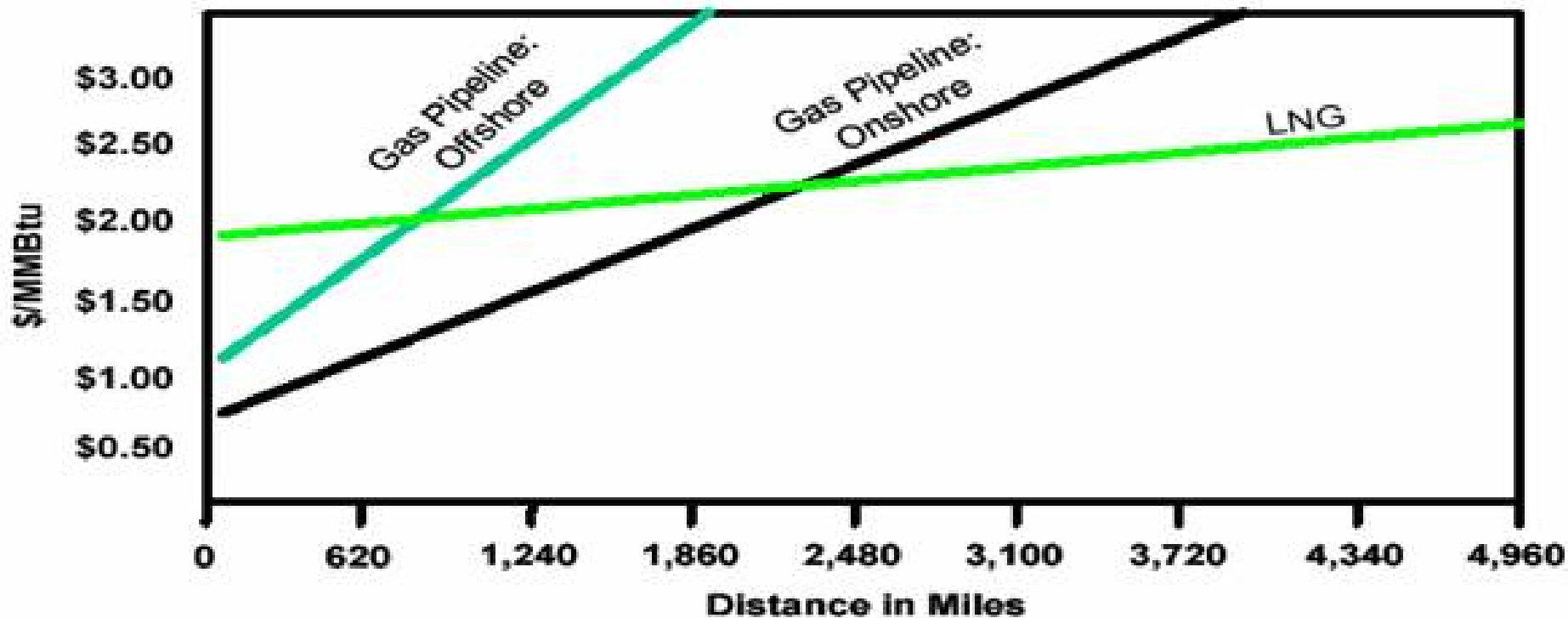
quantités produites(en millions de MMBTU)	500	600	700	800	900	1000
prix de revient du gaz en \$/MMBTU	4,33	4,19	4,09	4,01	3,95	3,9
prix de revient GNL en \$/MMBTU	4,42	4,12	3,93	3,79	3,68	3,59

Tableau n°23 : Comparaison entre le prix de revient du gaz et le prix de revient du GNL

Commentaire et constat : D'après les deux tableaux en dessus le prix de revient du gaz est légèrement faible par rapport au prix du GNL, mais le prix du GNL devient de plus en plus maîtrisable avec l'augmentation des quantités produites et des réserves.

VII-6-1-2-Les coûts du transport GNL vs pipelines :

Source: Institute of Gas Technology,USA



Source: Institute of Gas Technology, USA

Figure 15 : couts de transport du GNL vs pipes

Analyse et commentaire :

D'après le graphe ci-dessus il est clair que plus la distance est grande plus le coût de transport GNL et par pipe augmente, seulement il est clair qu'on remarque une maîtrise du coût de transport pour le GNL plus que celui du transport par pipe, le coût du gaz qui peut dépasser les 2.5\$/MMBTU risque d'influer la rentabilité des projets des pipes et élimine l'option d'utilisation d'autres contrats hormis celui du long terme qui est appliqué actuellement, la maîtrise du coût favorise dans ce cas l'utilisation du GNL. Dans les situations actuelles et face à la conjoncture économique mondiale qui touche l'Europe et les États-Unis, les consommateurs cherchent à remettre en cause les contrats à long terme pour trouver une issue à des marchés libres au comptant, dans des situations pareilles, la maîtrise des coûts devient importante.

VII-6-1-3-Paramètres et facteurs de comparaison GNL – pipe :

- Facteurs économiques, technologiques et géopolitiques.
- La distance : plus la distance augmente, le coût du GNL devient plus intéressant que celui du pipe.
- Les capacités faibles qui reculent l'application du GNL.
- Le trajet selon la solution technique en plus des conditions de la nature comme la nature des reliefs, les profondeurs sous-marines.....etc. qui peuvent favoriser l'utilisation de l'option du GNL.
- Progrès techniques en matière de canalisations sous-marines surtout dans la zone méditerranéenne défavorise l'option du GNL.
- Les risques politiques qui favorisent l'option GNL.
- Equivalence théorique pour l'option pipe et GNL pour une distance plus de 4000 km (le point d'équilibre qui est situé à environ 4000 à 6000km et en termes d'investissement de 2500 à 4000km).
- Des contraintes financières qui défavorisent l'option GNL (des consommations énergétiques importantes dans le processus de liquéfaction).
- les coûts des autoconsommations énergétiques dépendent singulièrement de la valeur attribuée en gaz brûlé dans les stations de compressions et surtout dans les unités de liquéfaction.
- Des valeurs arbitrairement basses peuvent être adoptées particulièrement lorsqu'il s'agit de gaz associé par certains pays exportateurs du tiers monde, riches en gaz mais limités en capitaux, élargissent ainsi le domaine de faisabilité économique des chaînes de liquéfaction par rapport à la solution gazoduc.
- L'augmentation de la distance implique l'augmentation du coût de l'option GNL et pipe mais le coût du GNL devient plus maîtrisable.
- La conjoncture économique et la libéralisation du marché gazier favorise l'utilisation de l'option GNL sachant que son coût est plus maîtrisable que celui du pipe et cette maîtrise favorise l'absorption des mutations et fluctuations du marché.

Chapitre VII : Simulation économique des options de la chaîne gazière

En liant cette étude aux mutations du marché on peut conclure que l'option GNL joue un rôle important dans la garantie de l'approvisionnement en gaz d'un côté pour son coût qui est plus maîtrisable et d'un autre pour les objectifs stratégiques à atteindre, l'option du GNL va jouer dans l'avenir un rôle très important d'autant que le rôle joué par l'option du pipeline mais le pipeline restera pour un bon bout de temps une option indispensable que ce soit par le consommateur ou par le producteur, néanmoins le développement de ces deux options de transport devient inévitable à cause de la forte demande en gaz qui ne cesse d'augmenter et dans ce cas-là la durée des réserves joue un rôle important pour augmenter la production et rentabiliser les capitaux investis. La bataille pour un prix du GNL et du gaz naturel deviendra de plus en plus rude surtout avec l'apparition de nouveaux producteurs proches du marché principal. donc en conclusion l'augmentation des capacités de production de gaz doit être accompagnée avec l'augmentation des réserves d'où de nouveaux investissements doivent prendre effet dans les 20 prochaines années [29].

VII-6-2-Comparaison entre GTL et GNL :

La nouvelle mutation qui se prépare actuellement est la conversion chimique du gaz naturel en hydrocarbures liquides (GTL). Si les progrès techniques encourus lui permettent des débouchés à grande échelle dans les cinq à dix ans à venir, elle pourrait ouvrir au gaz naturel des débouchés majeurs dans des domaines qui étaient fermés jusqu'à présent comme le domaine des carburants. Dès à présent, de nombreux projets sont à l'étude dans le monde, il s'agit d'unités de production de carburants par synthèse Fischer-Tropsch. Bien entendu, elles ne sont pas encore réalisées mais si maintenant on passe à l'examen de la rentabilité économique, comme dans le cas du GNL, l'effet de taille est important pour réduire les coûts[25]. Pour des trains de capacité comprise entre 30 000 et 80 000 barils par jour, on peut envisager à présent avec les progrès techniques actuels, d'atteindre le seuil de rentabilité avec un pétrole brut dont le prix est compris entre 15 à 20 \$/b à condition bien sûr de disposer d'un gaz dont le coût en tête de puits ne dépasse pas 0.5\$/b par millions de btu ce qui peut être évidemment encore problématique pour une fourniture sur une longue période de 20 ou 25 ans [28].

Il faut noter toutefois que depuis les années 1950, une réduction continue et spectaculaire des coûts a été observée. Actuellement cette réduction des coûts est de l'ordre de 10% par an. Cela présente un facteur qui est supérieur à 2 en dix ans. Dans ces conditions, en extrapolant cette tendance on peut escompter un niveau d'investissement inférieur à 15000 \$/b, dans les 10 à 15 ans à venir. A ce moment-là, la rentabilité des unités GTL sera beaucoup plus facile à assurer. Compte tenu des débouchés qui sont très différents pour les filières GNL et GTL, ces filières devraient être complémentaires plutôt que concurrentes. A l'horizon 2020, c'est quelque peu hypothétique, mais différentes analyses convergent dans ce sens, il paraît envisageable d'atteindre un niveau de production qui serait de l'ordre de 40 à 60 millions de tonnes par an de produits liquides par la filière GTL représentant environ 1% de la demande de produits raffinés. Cette production pourrait alors commencer à peser de manière significative par rapport à la production de GNL. Plusieurs questions peuvent se poser sur la faisabilité du projet GTL, une question globale est est-ce que le GTL peut remplacer le GNL en matière de faisabilité économique et de production et est-ce que le GTL pourra au moins jouer un rôle partiel dans le remplacement du pétrole ?

Chapitre VII : Simulation économique des options de la chaîne gazière

Pour pouvoir répondre il faut analyser les données qu'on possède :

- Sur le plan d'investissement, le projet GTL est beaucoup plus coûteux qu'un projet GNL, mais l'investissement devient de plus en plus maîtrisable avec le progrès technologique, donc la réduction des coûts et puis l'investissement est envisageable dans les 20 prochaines années.
- Sur le plan de consommation, le projet GTL consomme d'énormes quantités de gaz qui ne convient pas avec les prévisions des ressources actuelles en gaz, donc le démarrage d'un tel projet exige de nouvelles sources d'énergie pour garantir son bon fonctionnement. Pour le projet GNL l'augmentation des capacités de production est faisable avec les ressources existantes.
- Avec le GTL il est possible de valoriser des produits raffinés qui sont normalement issus du pétrole chose qui peut agrandir l'indépendance du pétrole et prévoir l'exploitation de nouvelles sources d'énergies.

Vu que le lancement d'un projet GTL nécessite un investissement important et consomme d'énormes quantités de gaz il serait plus avantageux de projeter ce projet qui représente un intérêt stratégique très important après les 20 prochaines années où il y'aura plus de maîtrise technologique qui engendrera une réduction des coûts mais aussi la découverte de nouvelles ressources en gaz pour pouvoir faire marcher ce type de projet, actuellement il est plus faisable d'augmenter les capacités de production de GNL par la création de nouvelles unités de liquéfaction[29].

VII-6-3-Comparaison entre le transport du gaz naturel par gazoducs ou sous forme d'électricité (gaz pipe-GTW) :

Pour ce qui est du choix entre le transport du gaz naturel par pipelines ou sous forme d'électricité, il faut savoir qu'il dépend directement de la situation géographique entre les zones importatrices et les pays exportateurs. Ces derniers ont utilisés classiquement les gazoducs qui sont déjà installés, mais actuellement et suite au développement du transport d'électricité beaucoup de pays auront tendance à mettre en place des installations de production de l'électricité qui vont porter au gaz naturel une valeur ajoutée plus importante. Ce choix dépend aussi de la politique des investisseurs et de leurs capacités financières, en effet la production de l'électricité et son transport par câbles nécessite des investissements très lourds. Enfin, nous pouvons dire que le transport de gaz naturel par câbles aura un avenir prometteur, car l'interconnexion des réseaux énergétiques (Gaz-Electricité) entre régions et nations va permettre en premier de satisfaire le besoin pressenti mondial [29], et qui engendra par la même occasion :

- La diminution de la pollution fossile de l'énergie nucléaire.
- La réduction de la faim et de la pauvreté dans les pays en voie de développement.
- L'augmentation du commerce et de la coopération entre nations.

VII-6-3-1-Les contraintes du projet GTW en Algérie :

- **Contrainte géopolitique :**

C'est une contrainte qui bloque vraiment ce type de projet, le consommateur ne prendra pas de risques de signer des contrats puis à cause d'un conflit politique l'alimentation sera coupée, cela est probable surtout dans des pays comme l'Algérie.

- **Contrainte de faisabilité des contrats à long terme :**

Pour le cas de l'électricité, les contrats take or pay n'existent pas pour le moment et avec la libéralisation du marché de l'électricité, les consommateurs ne prévoient pas ce type de contrat sachant qu'il existe d'autres sources de production d'électricité qui ne nécessitent pas des contrats à long terme pour rentabiliser leurs capitaux investis.

VII-6-3-2-Comparaison économique :

	pipe	GTW
CAPEX(en millions de \$)	2000	4000
OPEX (en millions de \$)	2	1
ANNUITE (millions de \$)	200 sur 10 ans	400 sur 10 ans
COUT	0,92\$/MMBTU	1,74\$ /MMBTU
Pertes de Charges (millions de \$)	Auto consommation gaz : 10%.	Pertes de charges (effet joul) : 35%.
Prix de Revient (millions de \$)	1,83\$/MMBTU	3,32\$/MMBTU

Tableau n°24 : comparaison économique PIPE vs GTW

Commentaire et constat : D'après le tableau en dessus les CAPEX qui concerne le transport par câble représente le double des CAPEX du transport par pipe, d'où on a un coût unitaire du transport par câble qui représente presque le double du coût pour le transport par pipe, et le prix de revient représente aussi presque le double, à première vue et du côté économique il est plus avantageux de suggérer le transport par pipe pour éviter des dépenses très élevées si on suppose bien sûr que le résultat est le même mais dans le cas du GTW, la valeur de l'électricité est plus importante que sa valeur économique.

Chapitre VII : Simulation économique des options de la chaîne gazière

Sur le marché de l'électricité, le produit est de plus en plus demandé, en plus des nouvelles sources de production d'électricité qui se caractérise par la rapidité de production qui rend la procédure de conversion du gaz après son achat en électricité inefficace et plus coûteuse, le transport de l'électricité directement vers le consommateur devient une opportunité. Pour le cas de l'Algérie l'opportunité se présente dans la production de l'électricité par des sources alternatives comme le solaire le matin, et le gaz le soir. Le projet GTW est un projet très prometteur sauf que son lancement exige d'énormes investissements pour la réalisation de l'unité de conversion et le réseau de transport par câble, le projet GTW donnera une nouvelle valorisation du gaz en plus des produits raffinés issu du projet GTL et ouvrira une grande porte pour la coopération énergétique surtout avec l'opportunité qui se présente dans le cadre de la diversification des sources de production comme le solaire et le gaz. Le projet GTW ouvrira une brèche pour pouvoir avancer vers l'exploitation de l'énergie solaire renouvelable. Mais le plus grand inconvénient qui représente une grosse contrainte d'autant plus que la contrainte d'investissement, c'est le risque géopolitique et l'absence de contrats take or pay qui peuvent assurer la rentabilité des investissements, sans parler des quantités de gaz nécessaires pour lancer ce projet. Donc en conclusion le projet GTW est encore plus prometteur que les autres projets du point de vue économique et stratégique, mais du point de vue géopolitique, le sujet reste un débat délicat et la prise de décision n'est pas aussi faisable, on peut conclure que malgré l'opportunité qui se présente dans le projet GTW, il restera un projet à vision lointaine voir après 50 années en supposant que de nouvelles mutations géopolitiques verront le jour.

Conclusion :

Dans le cas de libéralisation entière du marché gazier, avec l'émergence des marchés spot et la production des gaz de schistes aux États-Unis et probablement en Europe, on pourra assister à un surplus de production qui fera augmenter la demande et du coup faire baisser les prix du gaz comme est le cas aux USA, dans ce cas on pourra assister à une baisse des prix jusqu'à 3\$/MMBTU ce qui n'est pas rentable pour tous les projets proposés. Mais ce prix a tendance à augmenter parce qu'un prix de 3\$/MMBTU est complètement déconnecté de la réalité économique chose qui laisse dire qu'un scénario pareil laisse créer une bulle, généralement ce phénomène est suivi de certains réajustements chose qui peut faire éclater la bulle et du coup on rentre dans une situation de volatilité des prix, sachant que la recherche, le développement et l'extraction de gaz de schistes nécessite un prix entre 7,5 et 8\$/MMBTU, un prix trop bas du gaz serait insoutenable et donc on pourra assister à un abondant des forages et des travaux d'extraction de gaz de schistes d'où la baisse de la demande et l'augmentation du prix du gaz (explosion de la bulle), c'est le scénario optimiste, dans ce cas on pourra avoir un prix jusqu'à 6\$/MMBTU variant aux alentours des 5\$/MMBTU, ce prix est nettement loin du prix actuel sur le marché européen qui est aux alentours de 10\$/MMBTU.

Chapitre VII : Simulation économique des options de la chaîne gazière

Pour le cas du transport par gazoduc le prix devra être au-delà des 5\$/MMBTU et le prix de gaz de l'option GNL devra être au-delà des 7\$/MMBTU, en incluant les coûts de stockages on dira que pour réaliser une marge de bénéfice intéressante le prix du gaz devrait dépasser les 10\$/MMBTU pour le transport par gazoduc, et 12\$/MMBTU pour le GNL. pour le cas de l'Algérie qui maîtrise les activités de transport de gaz naturel par pipe et par méthanier (GNL), le prix devrait être assez attractive afin de rentabiliser les capitaux investis et de prolonger la durée de vie des réserves, en parlant du point de vue d'ordre de priorité économique, et en prenant en compte la stratégie de SONATRACH, l'Algérie devrait renforcer son exportation via gazoduc tout en maintenant cette exportation par la production GNL, certes car sachant que le transport par gazoduc suit toujours les contrats take or pay, la production GNL est valorisée sur le marché au comptant, l'expérience et la maîtrise de la technique de production et de commercialisation sera très bénéfique au cas où les contrats take or pay n'aurons pas de poids sur le marché gazier européen surtout avec l'émergence des marchés spot. Donc il est primordial d'augmenter les capacités de production de la chaîne GNL vu qu'elle représente un intérêt économique et stratégique au cas où le consommateur s'en passera des contrats take or pay, ce scénario ne peut pas être écarté surtout qu'on sait que beaucoup de pays européens cherchent l'indépendance énergétique avec la découverte des gaz non conventionnels dans certains pays. Pour les autres types d'investissements comme le GTL et le GTW, on dira que d'après notre étude ils sont liés directement à la découverte de nouvelles sources de gaz, donc les gaz non conventionnels vu que de telles projets consomment énormément d'énergies et que les gisements de gaz de schiste situés dans les zones à risques : nord et ouest du pays, périmètres offshore, ainsi que les champs difficiles (gaz compact) sont considérés comme l'un des plus importants de la planète, les investissements prévus pour ces deux projets sont énormes mais qui représente un intérêt stratégique et technologique, mais aussi un intérêt économique à long terme.

Chapitre

VIII:

Analyse stratégique :

Application

de la méthode SWOT et de

l'analyse de Porter

Introduction et brève historique:

La réflexion stratégique a débuté dans les années 50, cette analyse est le Résultat d'une étude menée par Albert Humphrey en 1960. L'objectif était de comprendre pourquoi les managements et planifications des entreprises et des grandes organisations échouent. Par exemple en Algérie, la filiale de SONATRACH/NAFTAL n'a pas anticipé la demande de bitume induite par la réalisation de l'autoroute Est-ouest, NAFTEC n'a pas prévu la diésélisation du parc roulant algérien d'où l'importation du Fioul par l'Algérie pour 600 millions de \$ par an. Cette méthode d'analyse est devenue aujourd'hui, un outil universel d'aide à la décision. Les bureaux d'études étrangers activent à des prix très élevés en Algérie. Ce chapitre représente la partie stratégique de cette étude, après la collecte de certaines informations qui concernent d'une manière directe ou indirecte les projets proposés, une classification des informations selon leurs effets positives ou négatives sur les investissements planifiés et la politique gazière algérienne, dans cette partie sera illustré la situation des projets proposés d'un point de vue stratégique, technologique, mais aussi géopolitique, cette partie nous donnera pour les prochaines décisions d'investissement un aspect encore plus large que l'aspect économique.

D'où provient l'abréviation ??? :

SWOT:

- S** Strengths —> (Forces)
- W** Weaknesses —> (Faiblesses)
- O** Opportunities —> (Opportunités)
- T** Threats —> (Menaces)

Qu'est-ce qu'une analyse SWOT ? :

Permet d'évaluer une situation afin de prendre les bonnes décisions pour l'améliorer. L'analyse SWOT Fourni des alternatives stratégiques à l'entreprise et l'organisation algérienne complètement déboussolée par la transition de l'économie administrée à l'économie de marché. L'analyse SWOT Organise et synthétise l'information afin de simplifier la compréhension d'une situation. Elle nécessite une compréhension objective et complète de la situation et de son environnement pour être efficace car C'est une analyse systémique. Elle permet aussi de filtrer le large nombre d'informations (qualitative et quantitative). Elle s'appuie sur l'intervention de nombreux acteurs et de son environnement. Pour être performante, elle doit s'appuyer sur du réel. Seuls les experts algériens connaissent la réalité énergétique algérienne. D'où la nécessité d'un système d'information fiable en Algérie comme l'ONS, les Douanes, Sonatrach, Le Ministère de l'énergie et des Mines. La mise en place des 5 veilles stratégiques [30].

VIII-1-1-Utilisation d'une analyse SWOT :

L'Analyse SWOT est un outil idéal pour comprendre et communiquer, pour améliorer une situation. On peut l'utiliser pour auditer : une organisation, une entreprise, un plan stratégique, un concurrent, un produit, une idée. Le principe de la méthode consiste à découper l'information relative du business en facteurs internes et externes, puis en facteurs positifs et négatifs. Le tout pour obtenir une analyse systémique.

FORCES : Ce que le business fait bien (ex: L'entreprise dispose d'une marque leader sur son marché). Sonatrach entreprise verticalement intégrée possède une solide expérience de toute la chaîne pétrolière et gazière.

FAIBLESSES : Ce que le business fait mal (ex: L'entreprise SONATRACH a une faible expertise technologique et un management obsolète) d'où un recours excessif à l'expertise étrangère: 11 milliards de \$ en 2009 payées par SONATRACH.

OPPORTUNITÉS : Les conditions extérieures favorables au business (ex: L'ouverture de nouveaux marchés gaziers à l'international).

MENACES : Les conditions extérieures défavorables au business (ex: Nouveaux entrants agressifs sur le marché de l'entreprise ou les nouvelles énergies non maîtrisées par Sonatrach et Sonelgaz).

Afin d'obtenir une vue synthétique de la situation étudiée, l'analyse SWOT se représente par une matrice découpée en quadrants :

	Positif	Négatif
Internes	Liste des FORCES	Liste des FAIBLESSES
Externes	Liste des OPPORTUNITÉS	Liste des MENACES

Une fois cette matrice remplie, l'analyse offre 4 directions possibles. Ces différentes alternatives stratégiques sont liées à la relation existante entre les facteurs internes (le business) et les facteurs externes (l'environnement pétrolier et gazier du business). Relation entre le métier de l'entreprise et les opportunités.

	<u>FORCES</u>	<u>FAIBLESSES</u>
<u>OPPORTUNITES</u>	Stratégie Forces Opportunités	Stratégie Faiblesses Opportunités
<u>MENACES</u>	Stratégie Forces Menaces	Stratégie Faiblesses Menaces

Stratégie Forces Opportunités :

Elle consiste à exploiter les forces internes du business pour poursuivre les opportunités de l'environnement. C'est la situation idéale où les forces vont dans la même direction que les opportunités comme pour la Stratégie offensive d'expansion à l'international.

Stratégie Faiblesses Opportunités :

Consiste à améliorer les faiblesses internes du business afin de pouvoir exploiter les opportunités de l'environnement. Il faut être attentif aux faiblesses relatives à des besoins clients.

Stratégie Forces Menaces :

Consiste à utiliser les forces internes pour se protéger des menaces de l'environnement: capacité financière de SONATRACH face à la Conjoncture économique que vit l'Europe, ou Convertir les menaces en opportunités en investissant les ressources nécessaires: Les nouvelles énergies, le gaz, la Stratégie défensive (ex : Sonatrach sur l'UE).

Stratégie Faiblesses Menaces :

Consiste à minimiser les faiblesses de la firme pour la rendre moins vulnérable aux menaces extérieures: concurrence des nouveaux entrants sur le marché gazier européen. Stratégie de repositionnement ou de diversification, Sonatrach vers les nouvelles énergies et intégration horizontale en plus de l'intégration verticale [30].

VIII-1-2-Construction de l'analyse SWOT (5 étapes) :

Étape # 1 : Définition de l'objectif :

Définir précisément et simplement quel est le business audité par l'analyse.

Étape # 2 : Choix des acteurs à impliquer :

Les acteurs doivent être choisis dans les différents services au sein de l'organisme, Ils doivent aussi être choisis à l'extérieur de l'organisme.

Étape # 3 : Inventaire des forces, faiblesses, opportunités et menaces :

L'objectif est de lister l'ensemble des éléments qui définissent le business management étudié. Une liste formée d'éléments : Quantitatifs et objectifs, Qualitatifs et subjectifs. Durant cette étape, il s'agit d'effectuer un inventaire de tous les facteurs sans chercher à évaluer leur importance. Pour distinguer les facteurs internes des facteurs externes, il suffit de poser 02 questions : Est-ce que ce facteur est sous le contrôle de l'entreprise (variable endogène) ? Le facteur existerait-il si l'entreprise n'existait pas ? Les facteurs positifs et négatifs sont plus subjectifs. Il faut donc :

- Recueillir le plus grand nombre d'informations chiffrées et factuelles sur l'entreprise, les concurrents et le marché dans son ensemble. Par sondages; panels, questionnaires.
- Se positionner suivant une perspective client. Savoir ce qu'ils en pensent.

Étape # 4 : Sélection des facteurs clés et construction de la matrice SWOT :

Cette étape consiste à trier par ordre d'importance les différents éléments listés durant l'étape 3 puis à ne sélectionner parmi eux que les éléments principaux ou stratégiques La façon de procéder est :

- Répartir les éléments listés durant l'étape 3 dans les cases adéquates de la matrice SWOT.
- Se fixer un nombre maximum d'éléments par case de la matrice SWOT (max de 5).
- Trier les éléments par ordre d'importance relative. Classer les différents éléments les uns par rapport aux autres.

Étape # 5 : Plan d'action :

Consiste à mettre en action la stratégie. Plan stratégique 5-10ans; PMTE:3-5 ans; Plan annuel; budgétisation. C'est une étape très importante car une analyse SWOT ne sert à rien si elle ne se transforme pas en plan d'action et en résultats concrets.

Détermination des forces et faiblesses :

Il s'agit de déterminer comment sont réparties les ressources du business audité. Il faut se placer du point de vue du client(Feed-back) pour repérer les facteurs significatifs (qui définissent l'avantage concurrentiel).Il ne faut considérer que les facteurs sur lesquels le business peut agir.

Détermination des opportunités et menaces :

Il s'agit de lister les conditions extérieures favorables et défavorables au business (environnement pétrolier et gazier en Algérie et dans le monde).Depuis la reprise de la croissance cet environnement est bien sur favorable à Sonatrach si elle sait en saisir les opportunités. Ces facteurs existent indépendamment du business. Ils seraient présents même si le business n'existait pas [30].

VIII-1-3-Avantages et inconvénients de la méthode :

Avantages :

- Profiter des opportunités du marché.
- Aider à amoindrir ou à effacer les menaces, grâce aux différentes veilles.
- Connaissance approfondie de l'organisme et des marchés.
- Être préparé à d'éventuels changements ou tendances.

Inconvénients :

- Besoin d'un travail continu de veille et d'analyse dans tout le Groupe Sonatrach.
- Longue et coûteuse à implanter.
- On doit avoir une très bonne connaissance du business et de ses secteurs d'opération.

VIII-1-4-Outils complémentaires à l'analyse SWOT :

- Modèle des Cinq Forces de Porter qui mesure l'attractivité d'un marché, voir la Grille de Porter:(F, C, NE, Produits de Substitution; CIS).
- L'analyse PEST qui mesure toutes les potentialités d'un business selon des facteurs politiques, économiques, sociaux et technologiques.

VIII-1-5-Application de la méthode SWOT sur le problème de commercialisation du gaz a travers ces différentes options :

Mission

- Contribuer à maximiser la valorisation des ressources d'hydrocarbures de l'Algérie,
- Assurer l'approvisionnement du pays en hydrocarbures,

Vision

- Être Leader dans le domaine du transport du gaz et de la conversion chimique.
- Préserver un bon positionnement dans les métiers de bases et acquisition de nouveaux savoir-faire à travers de nouveaux domaines d'activités tels que l'ingénierie et la construction.

Buts

Développer de nouvelles activités connexes pour diversifier les Ressources des revenus.

Objectifs

- Augmenter les capacités de production de gaz et de transport à partir de 2015
- Diversifier les options de transport et de conversion et valoriser le gaz par d'autres produits hydrocarbures et la valorisation de l'électricité

Ressources & compétences

- Disponibilité de la matière première (gaz conventionnels et non conventionnels)
- Facilité financière
- Position stratégique (Proximité des marchés stratégiques)

Stratégie

Filiales, Partenariat, acquisition par absorption etc....

Monitoring

Bilan d'exécution annuel puis suivi mensuel

Figure 16 : éléments clés de la stratégie

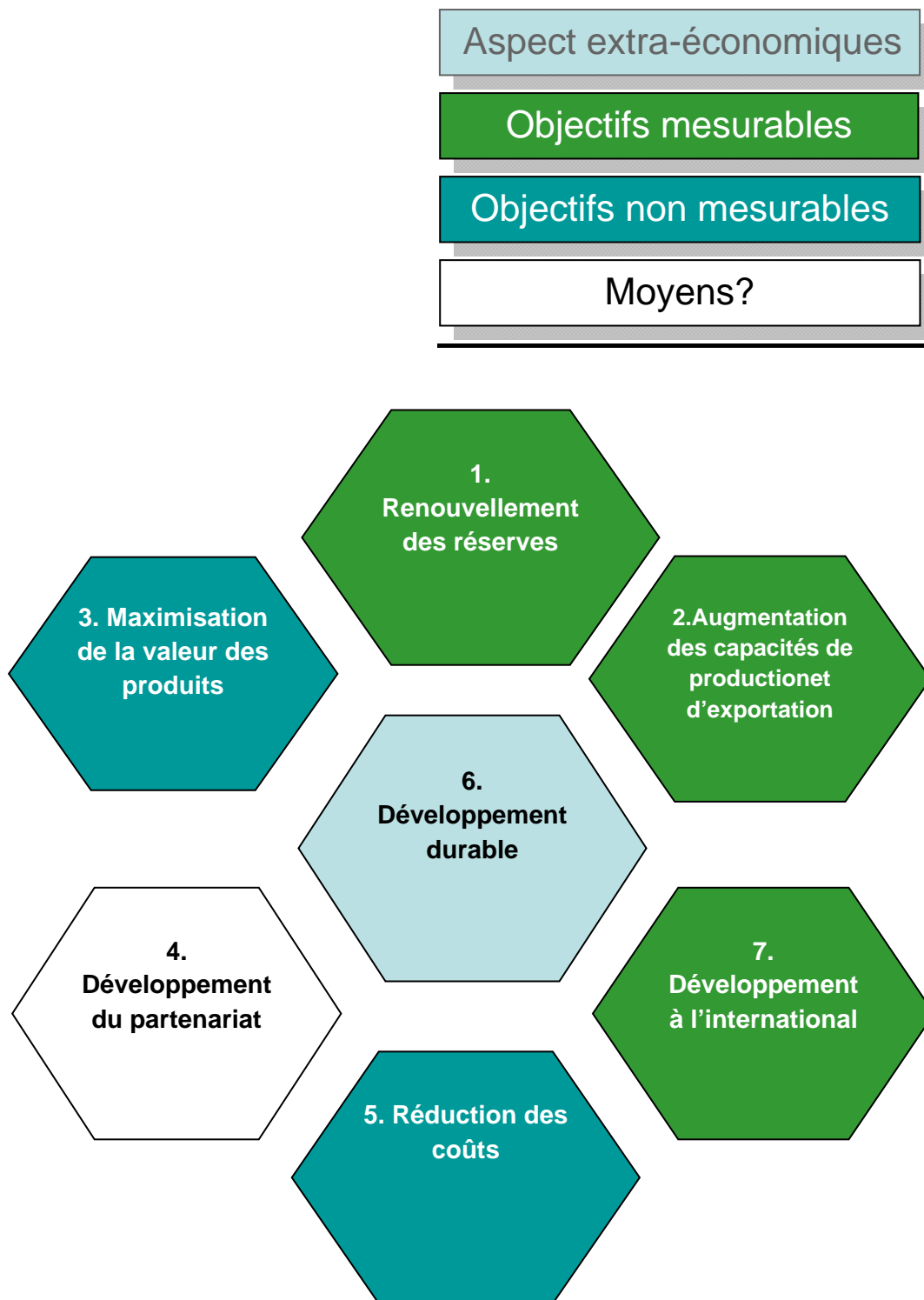


Figure 17 : les objectifs stratégiques

VIII-1-6-Informations nécessaires à la création de la matrice SWOT :

- Libéralisation du marché du gaz naturel et la création d'un marché concurrentiel ou le consommateur peut choisir son fournisseur.
- Augmentation de la consommation mondiale de gaz naturel de 17% à l'horizon 2017 et jusqu'en 2035.
- Dérégulation du marché gazier dans le but de diminuer les prix, de sécuriser l'approvisionnement, de réduire les coûts et d'augmenter la qualité des services.
- La remise en cause des contrats à long terme et apparition des nouveaux mécanismes de transport et de fixation des prix.
- Apparition de la concurrence et des transactions à court terme.
- La position de SONATRACH sur le marché gazier comme l'un des plus grands fournisseurs de gaz.
- SONATRACH et son utilisation des contrats take or pay et la politique d'alignement des prix netback pour le financement des infrastructures de production et de transport tout en gardant la maîtrise de la commercialisation en aval.
- La valorisation du gaz par les marchés d'électricité et les marchés des produits hydrocarbures.
- Apparition des risques de prix et de volume.
- Renforcement de l'exportation via gazoduc et la sécurisation de l'accès au marché du GNL.
- Le développement des réserves de gaz en Algérie.
- Progression de quelques projets GTL au Qatar.
- Les GTL sont fortement consommateur d'énergie et fortement capitalistique.
- L'indexation du prix du gaz sur celui du pétrole qui empêche l'évolution des marchés spot et la volatilité des prix grâce aux formules financières (forwards, options, swaps et futurs).
- La conjoncture économique qui a bouleversé le système économique et a eu un effet négative sur la consommation mondiale de gaz chose qui a fait chuter les prix du gaz d'une manière vertigineuse.
- Augmentation du prix du gaz au Japon à cause de la catastrophe de Fukushima.
- Diminution du prix du gaz aux États-Unis à cause de la valorisation des gaz de schiste et l'abondance du gaz naturel comprimé.
- La Diminution des importations de gaz et du GNL à cause de l'avancée technologique qui a permis l'extraction des gaz de schiste et du coût la réduction de l'importation comme le cas des USA et dans plusieurs pays risquent de suivre le même chemin.
- Les difficultés de la Russie pour exporter son gaz.
- La baisse des prix qui menace la rentabilité financière des projets.
- Les mutations portant sur l'avènement de gaz non conventionnels qui a bouleversé la répartition géographique des réserves et les futurs échanges.

Chapitre VIII : Analyse stratégique: application de la méthode SWOT et Porter

- Les réserves importantes de la Pologne en gaz de schiste qui sont de l'ordre de 5300 milliards de mètres cubes.
- Le prix bas des gaz non conventionnels.
- La durée des réserves pétrolières estimées à 18 ans selon une revue statistique sur l'énergie de British Pétroleum. Et selon cette revue l'Algérie deviendra importateur de pétrole à l'horizon 2020.
- La rentabilité des installations pour certains projets comme MEDGAZ et GALSI qui nécessitent un prix de cession de 9 à 10 dollars et pour le GNL de 14 à 15 dollars.
- Les réserves de gaz de schiste en Algérie évalué à 600 trillions de mètres cubes.
- La prévision de l'exploitation des gaz de schiste dans 20 ans selon le ministère de l'énergie et des mines.
- SONATRACH représente le premier investisseur en Algérie avec 68,2 milliards de dollars consenti pour la période 2012-2016 et dont 82% seront dédiés à l'amont, 9% au segment aval et 8% au segment transport par canalisation.
- Les effets négatifs des activités terroristes.
- Les changements politiques et les embargos commerciaux sur de longues périodes.
- Les modifications techniques améliorées pour réduire les couts unitaires d'un produit.
- Les recommandations pour l'arrêt du projet GALSI à cause des contrats qui ne sont pas fermes et les prix sur le marché spot qui doivent être exclus pour assurer la rentabilité du projet. (8 milliards de mètres cubes sont destinés à travers ce projet).
- Réalisation de plusieurs projets de Gazoduc comme le GR5 reliant Reggane à HassiR'mel.
- Augmentation de GAZPROM de ces capacités de transit de gaz par la Belgique en contournant l'Ukraine (44,5 milliards de mètres cubes en 2012) et inauguration des projets South Stream (63 milliards de mètres cubes par an) et North Stream (55 milliards de mètres cubes par an) qui passe respectivement par la mer noire et la mer baltique.
- Les intentions de certains pays d'augmenter leurs capacités d'exportation de GNL comme Oman, le Nigéria, La Guinéeetc.
- Expansion des capacités de production des grands fournisseurs comme la Russie, apparition de nouveaux fournisseurs comme l'Angola, La Norvège, et les projets de certains Grands Fournisseurs comme l'Iran qui est contrainte par sa situation politique.
- L'Accord entre GAZPROM et SONATRACH pour développer l'activité GNL et pénétrer le marché Asiatique à travers des échanges de SWAP.
- Le Japon qui cherche des fournisseurs comme l'Algérie dans le but de diversifier ces approvisionnements suite à l'accident de Fukushima.

Chapitre VIII : Analyse stratégique: application de la méthode SWOT et Porter

- La technologie GTL qui favorise l'exploitation de petits gisements de gaz.
- La technologie GTL qui favorise la récupération des gaz associés et des gaz abondant dans les gisements même avec le déclin de la production de brut.
- La technologie GTL qui favorise l'ouverture de nouveaux marchés de gaz naturel.
- La technologie GTL qui favorise l'amélioration de la qualité des carburants conventionnels et donc bénéficié de primes de qualité.
- Croissance de la demande mondiale pour le carburant diesel propre.
- Les projets GTL qui visent à réduire le torchage.
- Les perspectives d'un prix du brut durablement élevé.
- La forte demande en diésel, et en kérosène (35 millions de baril par jour).
- Le projet DESERTEC et son programme ambitieux de développement de l'énergie solaire pour la production d'électricité.
- Le risque géopolitique qui existe dans le cadre de la réalisation d'un projet gas to wire (GTW) et qui contraint sa réalisation (le risque de coupure de courant en cas de conflits géopolitiques interne ou externe).
- l'absence de contrats take or pay dans le marché d'électricité qui contraint la réalisation d'un projet gas to wire GTW.
- L'électricité qui est une énergie noble non stockable.
- Le marché de l'électricité qui est libre et dont la fixation du prix ne dépend pas de la méthode de production mais de l'offre et de la demande.
- Le projet de la nouvelle loi sur les hydrocarbures qui définit pour la première fois les ressources non conventionnels.
- L'Ukraine qui a signé un important contrat d'exploitation de gaz de schiste avec SHELL et qui représente le début d'une grande coopération en matière d'énergie et qui aspire à réduire sa dépendance énergétique de Moscou (prévision de production de 20 milliards de mètres cubes par an).
- La fracturation hydraulique, unique méthode d'exploitation des gaz de schiste qui représente un intérêt économique, mais une méthode qui engendre des risques écologiques.
- Le bras de fer entre la Russie et l'Ukraine sur le dossier gazier dont l'Ukraine a consommé 32,9 milliards de mètres cubes sur 52 milliards prévu dans le contrat et dont la Russie demande de consommer au moins 42 milliards de mètres cubes .
- L'Ukraine qui tente de négocier avec GAZPROM la baisse du prix du gaz russe.
- Apparition de nouveaux acteurs et de nouveaux marchés et la concurrence des énergies renouvelables.

Actions à concrétiser :

- Développement des ressources humaines.
- Développement du transport et de la distribution dans l'industrie gazière.
- Management de la connaissance au sein des grandes compagnies.
- La formation continue et les liens entre l'industrie gazière et l'université.

VIII-1-7-Classification des informations (inventaire des menaces opportunités, forces, faiblesses):

FORCES :

- La position de SONATRACH sur le marché gazier.
- Renforcement de l'exportation via gazoduc et la sécurisation de l'accès au marché du GNL.
- Le développement des réserves de gaz en Algérie.
- L'indexation du prix du gaz sur celui du pétrole.
- Les réserves de gaz de schiste en Algérie.
- La prévision de l'exploitation des gaz de schiste dans 20 ans.
- SONATRACH premier investisseur en Algérie.
- Réalisation de plusieurs projets de Gazoduc.
- Les perspectives d'un prix du brut durablement élevé.
- Le projet de la nouvelle loi sur les hydrocarbures.

FAIBLAISSES :

- utilisation des contrats take or pay et la politique d'alignement des prix netback.
- La durée des réserves pétrolières estimées à 18 ans.

MENACES :

- Libéralisation du marché du gaz naturel.
- Dérégulation du marché gazier.
- La remise en cause des contrats à long terme.
- Apparition de la concurrence et des transactions à court terme.
- Apparition des risques de prix et de volume.
- Progression de quelques projets GTL au Qatar.
- Les GTL sont fortement consommateur d'énergie et fortement capitalistique.
- La conjoncture économique.
- Diminution du prix du gaz aux états unis.

Chapitre VIII : Analyse stratégique: application de la méthode SWOT et Porter

- La Diminution des importations de gaz et du GNL.
- Les mutations portant sur l'avènement de gaz non conventionnels.
- Les réserves importantes de la Pologne en gaz de schiste.
- Le prix bas des gaz non conventionnel.
- La rentabilité des installations.
- Les effets négatifs des activités terroristes.
- Les changements politiques et les embargos commerciaux sur de longues périodes.
- Les recommandations pour l'arrêt du projet GALSI.
- Augmentation de GAZPROM de ces capacités de transit de gaz.
- Les intentions de certains pays d'augmenter leurs capacités d'exportation de GNL.
- L'Ukraine qui a signé un important contrat d'exploitation de gaz de schiste avec SHELL.
- La fracturation hydraulique, unique méthode d'exploitation des gaz de schiste qui représente un intérêt économique, mais une méthode qui engendre des risques écologiques.
- Différents pays de l'Europe détiennent des ressources importantes en gaz de schiste (Ukraine, la France, l'Allemagne, la Pologne.....etc.).
- Le bras de fer entre la Russie et l'Ukraine sur le dossier gazier.
- L'Ukraine qui tente de négocier avec GAZPROM la baisse du prix du gaz russe.

OPPORTUNITES :

- Augmentation de la consommation mondiale de gaz naturel.
- La valorisation du gaz par les marchés d'électricité et les marchés des produits hydrocarbures.
- Augmentation du prix du gaz au Japon à cause de la catastrophe de Fukushima.
- Les difficultés de la Russie pour exporter son gaz.
- Les modifications techniques améliorées pour réduire les coûts unitaires d'un produit.
- L'Accord entre GAZPROM et SONTRACH pour développer l'activité GNL.
- Le Japon qui cherche des fournisseurs comme l'Algérie.
- La technologie GTL qui favorise l'exploitation de petits gisements de gaz.
- La technologie GTL qui favorise la récupération des gaz associés et des gaz abondant dans les gisements.
- La technologie GTL qui favorise l'ouverture de nouveaux marchés de gaz naturel.
- La technologie GTL qui favorise l'amélioration de la qualité des carburants conventionnels et donc bénéficier de primes de qualité.
- Les projets GTL qui visent à réduire le torchage.

Chapitre VIII : Analyse stratégique: application de la méthode SWOT et Porter

- La forte demande en diésel, et en kérosène.

Dans ce qui suit la matrice SWOT sera construit uniquement avec les informations qui concernent l'activité transport par gazoduc, le GNL et le GTL, le cas du GTW sera analysé par la grille de PORTER.

VIII-1-8-Sélection des facteurs clés et construction de la matrice:

	Positif	Négatif
Interne	<ul style="list-style-type: none"> • La position de SONATRACH sur le marché gazier. • Renforcement de l'exportation via gazoduc et la sécurisation de l'accès au marché du GNL. • Le développement des réserves de gaz en Algérie. • L'indexation du prix du gaz sur celui du pétrole. • Les réserves de gaz de schiste en Algérie. • La prévision de l'exploitation des gaz de schiste dans 20 ans. • SONATRACH premier investisseur en Algérie. • Réalisation de plusieurs projets de Gazoduc. • Les perspectives d'un prix du brut durablement élevé. • Le projet de la nouvelle loi sur les hydrocarbures. 	<ul style="list-style-type: none"> • utilisation des contrats take or pay et la politique d'alignement des prix netback. • La durée des réserves pétrolières estimées à 18 ans.
Externe	<ul style="list-style-type: none"> • Augmentation de la consommation mondiale de gaz naturel. • La valorisation du gaz par les marchés d'électricité et les 	<ul style="list-style-type: none"> • Libéralisation du marché du gaz naturel. • Dérégulation du marché gazier. • La remise en cause

Chapitre VIII : Analyse stratégique: application de la méthode SWOT et Porter

	<p>marchés des produits hydrocarbures.</p> <ul style="list-style-type: none"> • Augmentation du prix du gaz au Japon à cause de la catastrophe de Fukushima. • Les difficultés de la Russie pour exporter son gaz. • Les modifications techniques améliorées pour réduire les coûts unitaires d'un produit. • L'Accord entre GAZPROM et SONTRACH pour développer l'activité GNL. • Le Japon qui cherche des fournisseurs comme l'Algérie. • La technologie GTL qui favorise l'exploitation de petits gisements de gaz. • La technologie GTL qui favorise la récupération des gaz associés et des gaz abondants dans les gisements. • La technologie GTL qui favorise l'ouverture de nouveaux marchés de gaz naturel. • La technologie GTL qui favorise l'amélioration de la qualité des carburants conventionnels et donc bénéficier de primes de qualité. • Croissance de la demande mondiale pour le carburant diesel propre. • Les projets GTL qui visent à réduire le 	<p>des contrats à long terme.</p> <ul style="list-style-type: none"> • Apparition de la concurrence et des transactions à court terme. • Apparition des risques de prix et de volume. • Progression de quelques projets GTL au Qatar. • Les GTL sont fortement consommateur d'énergie et fortement capitalistique. • La conjoncture économique. • Diminution du prix du gaz aux États-Unis. • La diminution des importations de gaz et du GNL. • La baisse des prix. • Les mutations portant sur l'avènement de gaz non conventionnels. • Les réserves importantes de la Pologne en gaz de schiste. • Le prix bas des gaz non conventionnels. • La rentabilité des installations. • Les effets négatifs des activités terroristes. • Les changements politiques et les embargos commerciaux sur de longues périodes. • Les recommandations pour l'arrêt du projet GALSI. • Augmentation de GAZPROM de ces
--	--	---

Chapitre VIII : Analyse stratégique: application de la méthode SWOT et Porter

	<p>torchage.</p> <ul style="list-style-type: none">• La forte demande en diésel, et en kérosène.	<p>capacités de transit de gaz.</p> <ul style="list-style-type: none">• Les intentions de certains pays d'augmenter leurs capacités d'exportation de GNL.• Expansion des capacités de production des grands fournisseurs comme la Russie.• L'Ukraine qui a signé un important contrat d'exploitation de gaz de schiste avec SHELL.• La fracturation hydraulique, unique méthode d'exploitation des gaz de schiste qui représente un intérêt économique, mais une méthode qui engendre des risques écologiques.• Différents pays de l'Europe détiennent des ressources importantes en gaz de schiste (Ukraine, la France, l'Allemagne, la Pologne.....etc.).• Le bras de fer entre la Russie et l'Ukraine sur le dossier gazier.
--	--	--

VIII-1-9-Stratégies et plans d'actions:

Stratégie forces opportunités:

- Le développement de l'activité GNL par l'augmentation de ces capacités de production et le renforcement des partenariats et des échanges de SWAPS comme les cas avec GAZPROM qui va donner une opportunité pour viser le marché asiatique de gaz.
- Prévoir l'activité GTL après 20 ans avec le développement de nouvelles sources de gaz qui permettra ainsi la valorisation du gaz en produits

Chapitre VIII : Analyse stratégique: application de la méthode SWOT et Porter

hydrocarbures en démarrant du principe que l'activité GTL est une continuité et une expansion à l'activité GNL.

- Renforcement de l'exportation via Gazoduc.

Stratégie faiblesses opportunités:

- Le développement des réserves gazières afin de pouvoir saisir les opportunités qui se présente sur le marché gazier et le marché asiatique en particulier.
- Revoir la politique de prix netback et des contrats take or pay et prévoir un plan d'actions dans le cas de domination de la politique de libéralisation du marché gazier.

Stratégie forces menaces:

- Viser le marché asiatique comme un marché à haut potentiel et de ce fait prévoir l'augmentation des capacités de production du GNL.
- Le développement des réserves gazières afin de favoriser de nouvelles activités comme le GTL qui donnera une force pour l'Algérie pour pénétrer le marché asiatique.
- Renforcement de l'exportation via gazoduc.

VIII-2-Analyse du projet GTW par la grille de PORTER :

VIII-2-1-Définition et description :

Cette analyse repose sur l'étude du degré de concurrence caractérisant un secteur. Elle vise donc à obtenir un avantage concurrentiel en agissant sur les forces régissant la concurrence. Cinq forces ont été identifiées par M. Porter. Le modèle des «**cinq forces de Porter**» a été élaboré en 1979 par Michael Porter, professeur de stratégie de l'Université Harvard aux Etats Unis. Il considère que la notion de concurrence doit être élargie. Au sein d'une industrie, un « concurrent » désigne tout intervenant économique susceptible de réduire la capacité des firmes en présence à générer du profit.

Selon Porter, cinq forces déterminent la structure concurrentielle d'une industrie de biens ou de services :

1. le pouvoir de négociation des clients,
2. le pouvoir de négociation des fournisseurs,
3. la menace des produits ou services de substitution,
4. la menace d'entrants potentiels sur le marché,
5. l'intensité de la rivalité entre les concurrents.

Chapitre VIII : Analyse stratégique: application de la méthode SWOT et Porter

La configuration, la hiérarchie et la dynamique de ces forces permettent d'identifier les *facteurs clés de succès*, c'est-à-dire les éléments stratégiques qu'il convient de maîtriser afin d'éviter que le profit ne soit capté par ces cinq forces au détriment des firmes en présence ; la maîtrise de ces facteurs clés permet aux entreprises d'obtenir un avantage concurrentiel. Par définition, le modèle des cinq forces de Porter caractérise un environnement concurrentiel et non une firme en particulier [31].

.source: Google

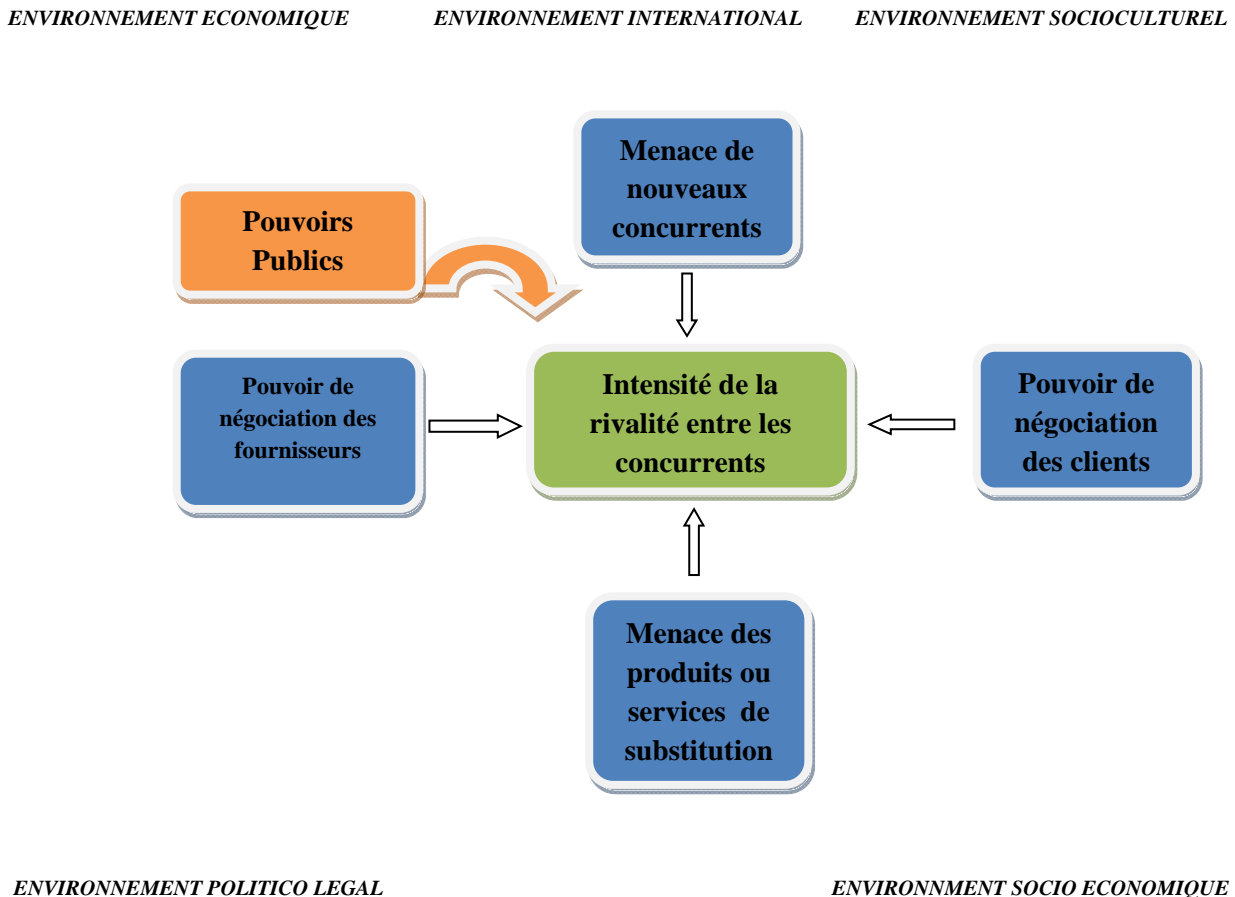


Figure 18: les cinq forces de la concurrence identifiées par Porter

1. Rivalité entre les firmes existantes (concurrence intra-sectorielle):

L'intensification de la lutte concurrentielle entre les entreprises appartenant à un secteur professionnel donné dépend d'abord de la structure du marché et des stratégies choisies. Les concurrents luttent au sein de l'industrie pour accroître ou simplement maintenir leur position. Il existe entre les firmes des rapports de forces plus ou moins intenses, en fonction du caractère stratégique du secteur, de l'attrait du marché, de ses perspectives de développement, de l'existence de barrières à l'entrée et à la sortie, du nombre d'entreprises, de la taille et de la diversité des concurrents, de l'importance des frais fixes, de la possibilité de réaliser des économies d'échelle, du caractère banal ou périssable des produits, etc. Deux cas de figures peuvent se présenter:

Chapitre VIII : Analyse stratégique: application de la méthode SWOT et Porter

- La présence d'un nombre important d'entreprises dans le secteur qui ont de faibles parts de marché rend difficile l'émergence de variables meneurs.
- La présence d'un nombre réduit d'entreprises dans le secteur disposant chacune d'une part importante de marché.

Entre les deux cas, l'offre peut être à la fois atomisée et concentrée.

2. Menaces de nouveaux concurrents:

L'arrivée de nouveaux concurrents peut modifier les règles et les conditions de la concurrence du fait qu'ils détiennent les atouts tant organisationnels et productifs que technologiques et financiers ou commerciaux.

La survenue de nouveaux concurrents est freinée par l'existence de barrières à l'entrée: les investissements initiaux et le temps nécessaire pour les rentabiliser (également appelée « intensité capitalistique » ou « ticket d'entrée »), les brevets déjà en place, les normes et standards techniques, les mesures protectionnistes, l'image de marque des entreprises déjà établies, les barrières culturelles, etc. Tous ces moyens rendent l'entrée plus difficile pour une nouvelle firme.

Les concurrents déjà en place tentent généralement de renforcer ces barrières à l'entrée.

3. Menaces d'arrivée de produits de substitution:

Par produit de substitution, il faut entendre des produits qui peuvent remplacer les produits actuels dans un secteur d'activité. Ces produits satisfont les mêmes besoins et répondent mieux à la demande de la clientèle (qualité -prix -ajout technologique).

Les produits de substitution représentent une alternative à l'offre des firmes en présence ex: véhicule électrique pour le véhicule à essence. Les produits de substitution constituent une menace lorsque leur rapport prix/valeur est supérieur à celui de l'offre établie: s'ils procurent une valeur très supérieure pour un prix légèrement plus élevé, la menace est forte. Si à l'inverse le surcroît de valeur est proportionnel - voire inférieur au surcroît de prix, la menace est faible (véhicule électrique pour le véhicule à essence). Face à un substitut menaçant, les firmes en présence peuvent envisager plusieurs actions: baisse des prix, augmentation de la valeur (ajout de fonctionnalités), abandon de l'offre actuelle et passage au substitut (si elles possèdent les ressources et compétences requises), abandon du marché.

4. Position dominante des fournisseurs:

Dans ce cas, les fournisseurs sont placés en position de force du fait qu'ils dominent la négociation avec leurs clients. La position de force des fournisseurs conditionne la présence d'un certain nombre de caractéristiques:

Chapitre VIII : Analyse stratégique: application de la méthode SWOT et Porter

- forte concentration du marché des fournisseurs.
- marché des clients est très atomisé.
- produits correspondant à un besoin précis et une importance vitale pour les clients (produits pétroliers par exemple).
- l'acheteur est en général un non professionnel qui agit le plus souvent de façon spontanée et non rationnelle.

L'influence des fournisseurs dépend de leur pouvoir de négociation, c'est-à-dire de leur capacité à imposer aux firmes en présence leurs conditions (en termes de coût ou de qualité). Un faible nombre de fournisseurs, une marque forte, des produits très différenciés sont autant de facteurs qui accroissent le coût de changement des fournisseurs et donc leur pouvoir.

Les fournisseurs disposent d'un pouvoir élevé quand :

- ils sont concentrés ;
- les concurrents (leurs clients) sont nombreux et dispersés ;
- le coût de transfert (coût que doit supporter un client pour changer de fournisseur) est fort ;
- il existe une menace d'intégration vers l'aval de la part des fournisseurs.

5. Position dominante des clients:

Les clients, sur un secteur donné, peuvent être en position de force. Dans ce cas, on parle d'une concentration des acheteurs, et la menace d'intégration sera désormais par l'amont. Le fournisseur doit lutter contre la concurrence en mettant en valeur ses compétences techniques, ses conseils et doit négocier avec rigueur.

L'influence des clients sur un marché dépend de leur pouvoir de négociation. Leur influence sur le prix et les conditions de vente (termes de paiement, services associés) détermine la rentabilité du marché. Le niveau de concentration des clients leur accorde plus ou moins de pouvoir ; des clients peu nombreux faisant face à des producteurs multiples ont de plus grandes possibilités de négociation (ex: la grande distribution).

Les clients disposent d'un pouvoir de négociation élevé quand :

- ils sont peu nombreux.
- il existe des sources d'approvisionnement de substitution.
- le coût de transfert (coût que doivent supporter les clients pour changer de fournisseur) est faible et prévisible (ce qui revient à dire que l'offre est standardisée).
- il existe une menace d'intégration vers l'amont (les clients peuvent produire eux-mêmes l'offre).

6.6ème force : les pouvoirs publics:

Bien que les pouvoirs publics (État, Commission Européenne, collectivités locales, agence de régulation, etc.) ne figurent pas explicitement dans le modèle proposé par M. Porter, leur influence est prise en compte et peut affecter chacune des cinq forces. La politique et la législation mises en œuvre conditionnent en effet la manière dont chacune des forces s'exerce sur le marché. Par exemple, l'entrée sur le marché peut être soumise à un agrément et licence d'exploitation ou à l'inverse être l'objet de subventions. Porter s'est opposé à l'ajout de cette sixième force, à la fois pour des raisons idéologiques (non interventionnisme) et du fait que selon lui le rôle des pouvoirs publics peut être pris en compte dans les barrières à l'entrée. La controverse existe toujours entre les auteurs.

7. Utilisation du modèle:

Michael Porter recommande de procéder à l'étude de la configuration et du poids de ces « cinq forces » : si les forces sont intenses, le degré de liberté et la marge de manœuvre des firmes en présence sont faibles, et leur profit est généralement limité ; si peu de forces sont actives, le degré de liberté et la marge de manœuvre des firmes en présence sont élevés et leur profit est généralement important. En pratique, le point essentiel consiste à identifier et hiérarchiser ces forces, puis à déterminer les éléments stratégiques permettant de les maîtriser (ce sont les facteurs clés de succès), pour ainsi construire l'avantage concurrentiel le plus décisif, le plus durable, et le plus défendable possible ; pour une même industrie, le différentiel de performance des entreprises résulte de leur maîtrise différente des facteurs clés de succès, et donc de leurs différence de maîtrise des forces de la concurrence[31] .

VIII-2-2-Application de l'analyse de Porter pour l'étude de la faisabilité stratégique du projet GTW:

Clients consommateurs d'électricité en Europe:

Pour le projet GTW les principaux clients sont les plus proches du réseau de transport comme l'Italie, la France et l'Espagne, certes ces pays font partie de l'union européenne donc il est plus judicieux de prendre toute l'union européenne en considération vu que ces pays dont on a mentionner ont leurs propres fournisseurs et producteurs d'électricité qu'on va essayer de mentionner. Actuellement l'UE interdit à l'Algérie de fournir de l'électricité à l'Europe pour plusieurs raisons politiques.

Producteurs et fournisseurs d'électricité en Europe :

GDF SUEZ est u acteur principal dans la production d'électricité en Europe, il représente le 4ème producteur d'électricité en Europe, 1ér producteur d'électricité en Belgique et aux pays bas et 2ème en France. Comme fournisseurs d'électricité en Europe on trouve beaucoup: Alpicénergie france, e.onAllemagne, Directénergie, Alterna, AxpoBelgique, Edenkia, EDFfrance, Enovos, Enelfrance, GDFSuez, vattenfallénergie.....etc.

Services de substitution:

Pour le projet GTW on ne parle pas de produits ou services de substitution mais dans le marché européen on parle de substitution des sources de production, sachant que l'électricité en Algérie est produite à travers le gaz, en Europe les sources de production sont diversifiées surtout avec l'arrivée du projet de la production d'énergie verte qui favorise l'utilisation des énergies nouvelles et renouvelables pour produire de l'électricité chose qui peut créer un problème de coût qui doit être pris en considération avec la libéralisation du marché de l'électricité .

En 2020, la part des énergies renouvelables dans la production d'électricité allemande pourrait se limiter à 35%, minimum prévu par la loi sur les énergies renouvelables, ou atteindre 47% selon une étude de la Fédération des énergies renouvelables, sans nucléaire, avec moins de charbon et de gaz, entraînant moins d'émissions de CO₂.

Alors que la production totale d'électricité a augmenté de 60,4 TWh entre 2000 et 2008, dont 23,1 TWh pour le solde exportateur (exportations moins importations), la production à partir de combustibles fossiles (charbon, pétrole, gaz) n'a augmenté que de 43,9 TWh, malgré une diminution de 20 TWh de la production nucléaire. Au cours de ces huit années, la production de l'éolien a augmenté de 31,2 TWh et celle du solaire de 4,3 TWh, soit ensemble presque le double (+35,5) que la diminution du nucléaire (-20). Ainsi, le remplacement de l'électricité nucléaire par l'électricité renouvelable n'entraîne pas d'augmentation des productions carbonées et des émissions de CO₂, au contraire [16].

Source: IEA/AIE (International Energy Agency) Electricity 2010

en térawatts-heures TWh	2000	2008	de 2000 à 2008
Nucléaire	160,7	140,7	- 20,0
Combustibles fossiles	342,8	386,7	+ 43,9
Hydraulique	25,6	26,5	+ 0,9
Eolien	9,4	40,6	+ 31,2
Solaire	0,1	4,4	+ 4,3
Production totale	538,5	598,9	+ 60,4
Solde exportateur	- 3,0	20,1	+ 23,1

Tableau 25 : Origine de la production d'électricité en Allemagne 2000 et 2008

La loi sur les énergies renouvelables d'avril 2000 (EEG) a été un succès, les objectifs pour 2010 ayant été atteints dès 2007. Ceux pour 2020 (20% d'électricité renouvelable) seront atteints avec plusieurs années d'avance puisque les énergies renouvelables comptaient déjà pour 16,8% dans la production d'électricité en 2010 (102 TWh sur un total de 605 TWh).

Cela peut être difficile à comprendre pour certains français conditionnés au nucléaire depuis quarante ans, mais la réalité de l'expérience allemande des dix dernières années montre que l'objectif de produire en 2020 de 35% à 47% de l'électricité au moyen des énergies renouvelables est réaliste et réalisable.

Chapitre VIII : Analyse stratégique: application de la méthode SWOT et Porter

L'exemple de l'Allemagne nous montre que l'émergence des énergies nouvelles et renouvelables et la production d'électricité à partir du renouvelable dans le cadre de la diminution des CO2 peut freiner l'Algérie pour sa pénétration du marché européen d'électricité, les énergies nouvelles et renouvelables sont favorisé alors l'union européenne continuera d'interdire à l'Algérie la pénétration du marché de l'électricité.

La menace des nouveaux concurrents:

Dans ce point il n'est pas possible de parler de nouveaux concurrents vu que ce type de projet peut rendre l'Algérie un concurrent nouveau en Europe, donc on suppose que ce point a un poids négligeable par rapport aux autres points.

La rivalité entre les firmes:

Dans ce point et concernant notre projet il n'est pas possible de parler de rivalité vu que l'Algérie n'a pas pénétrer le marché d'électricité en Europe, mais on peut prévoir en cas de réalisation du projet une grande concurrence surtout avec les acteurs qu'on a mentionné auparavant dans la production et la fourniture d'électricité mais aussi dans la diversification de sources de production.

Pouvoir de négociation des fournisseurs:

Ce point n'est pas pris en considération dans l'analyse de notre projet.

Pouvoirs publics:

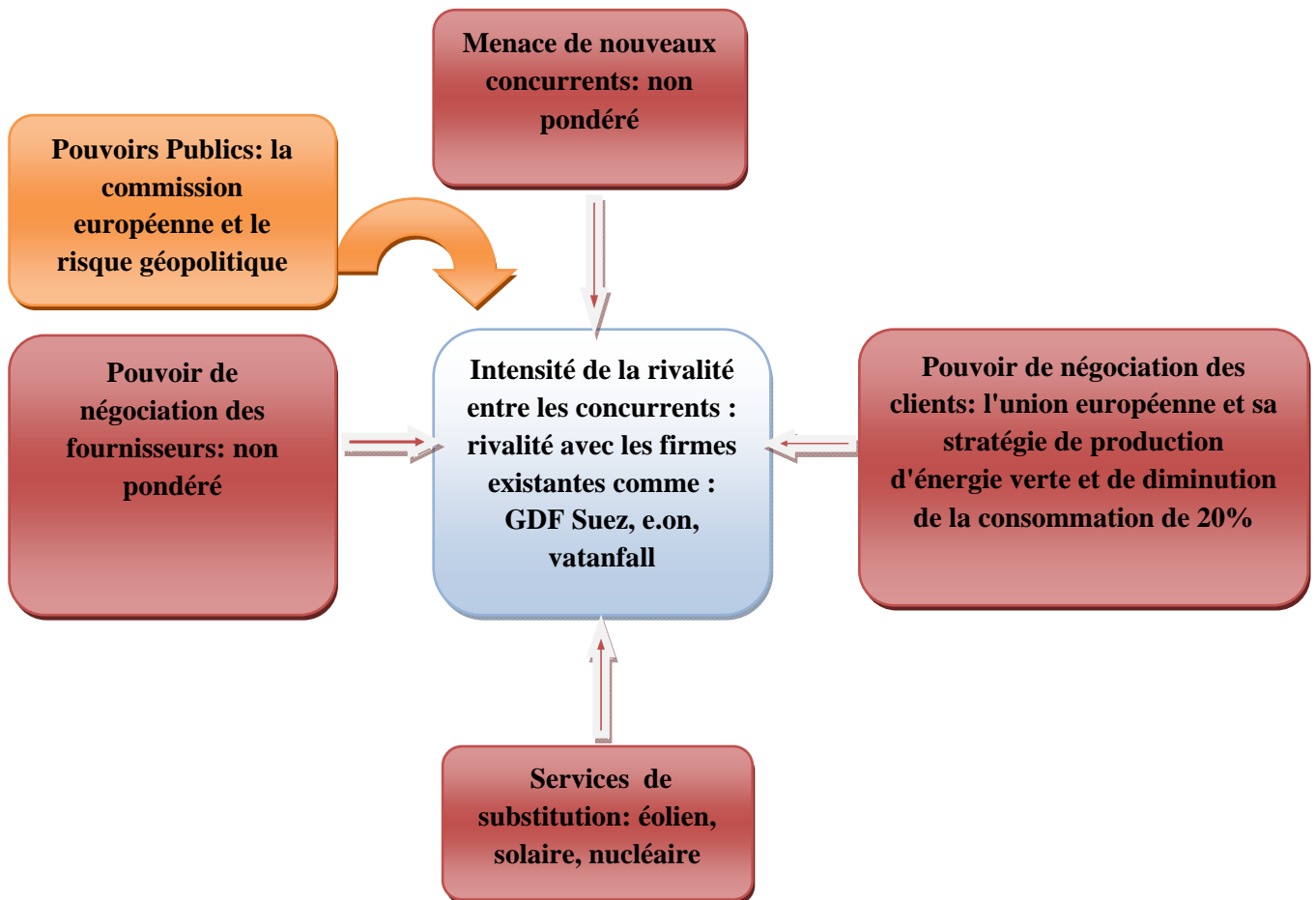
Ce point est le point le plus important pour analyser notre projet, sachant qu'il y'a un risque géopolitique qu'il faut prendre en considération qui est le risque de coupure de courant en cas de conflit politique, la commission européenne qui représente l'union européenne interdit à l'Algérie de fournir de l'électricité a l'Europe, le risque de conclure un contrat à long terme est trop grand en supposant que ce type de contrat existe vraiment dans le cas de l'électricité.

Schéma d'application des cinq forces de Porter sur le projet GTW:

ENVIRONNEMENT ECONOMIQUE

ENVIRONNEMENT INTERNATIONAL

ENVIRONNEMENT SOCIOCULTUREL



ENVIRONNEMENT POLITICO LEGAL

ENVIRONNMENT SOCIO ECONOMIQUE

Commentaire et analyse:

D'après le schéma la rivalité et l'intensité concurrentielle sera très rude chose qui rend difficile la pénétration du marché européen de l'électricité en plus des barrières à l'entrée, avant même de pouvoir réfléchir sur la faisabilité économique du projet, la contrainte géopolitique est à prendre en considération. La stratégie de l'Europe de la production de l'énergie verte va favoriser la production de l'électricité avec des sources d'énergies nouvelles et renouvelables, la maîtrise de la technologie d'exploitation de ces sources d'énergies risque d'influer sur le prix de vente surtout en sachant que l'électricité est vendu sur un marché libre au comptant, la contrainte stratégique appliqué par l'UE va influer sur la faisabilité économique du projet GTW.

Enfin vu que l'UE favorise la production d'électricité à travers les énergies nouvelles et renouvelables, cela va favoriser sa production par l'énergie solaire qui est dans ce projet une source alternative au gaz.

Conclusion :

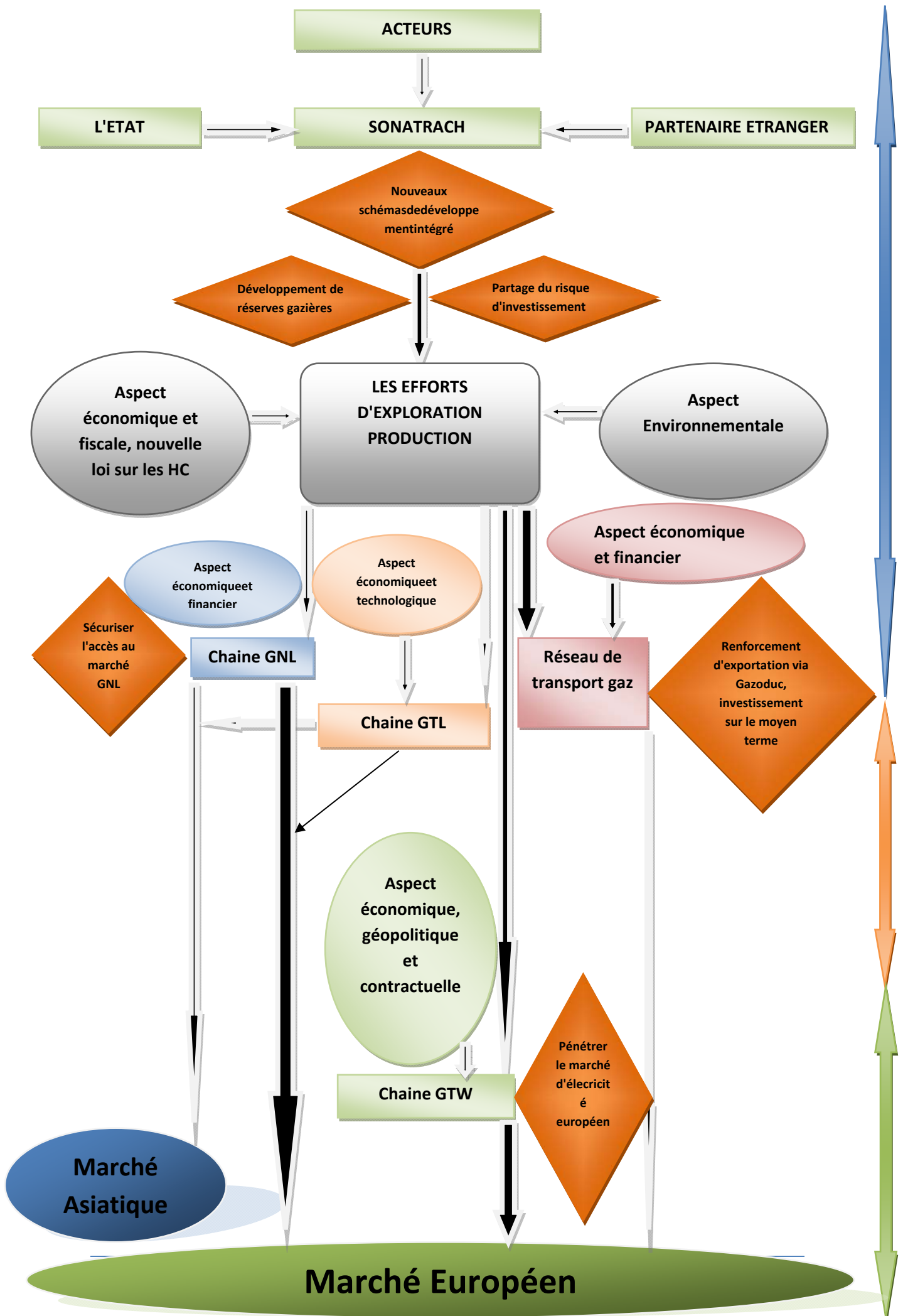
D'après l'analyse SWOT la force de SONATRACH est l'activité transport par gazoduc et GNL, mais vu que le marché européen dont les principales exportations par gazoduc et par voie GNL lui sont destinés risque de devenir libéralisé chose qui peut influencer sur les prochains investissements. D'autres orientations stratégiques décelés par la matrice SWOT montre que le marché asiatique est un marché fortement potentiel, la clé pour la pénétration de ce marché est dans les échanges avec des partenaires étrangers qui cherchent eux aussi des intérêts stratégiques comme le cas de GAZPROM, SONATRACH a tout intérêt de développer son activité GNL et cibler le marché asiatique, cela ouvrira une brèche pour développer d'autres activités comme le GTL, donc on pourra passer d'une stratégie de renforcement des exportations via gazoduc vers une stratégie de développement des exportations GNL et GTL.

Pour l'analyse stratégique du projet GTW, l'étude particulière du projet GTW a permis de mettre en avant le risque géopolitique avant tout autre risque, l'analyse de Porter a permis de pondérer le risque géopolitique et concurrentielle, ainsi que le risque de substitution pour donner plus de clarté qu'en a la décision d'engager, de prolonger ou de délaisser ce type de projet. la faisabilité du projet GTW est avant tout contrainte par l'aspect géopolitique, cet aspect est une barrière pour la réalisation de ce projet mais aussi l'élimination des barrières à l'entrée créée par l'UE devient une priorité pour réaliser ce projet.

VIII-3-Schématisation et illustration de la vision stratégique (figure 19):

Ci joint un schéma qui va décrire le Plan Stratégique sur le long terme et qui va prendre en considération toutes les informations et analyses économiques, stratégiques et politiques recueillis tout le long de cette étude. Ca représente plus ou moins une vision sur le long terme qui pourra aider à résoudre la problématique d'investissement posé dans le début du sujet.

Chapitre VIII : Analyse stratégique: application de la méthode SWOT et Porter



Conclusion générale

Conclusion générale:

L'avenir du commerce du gaz naturel en Algérie dépendra donc du contexte énergétique futur et des progrès techniques qui seront réalisés. Au lieu que le gaz soit simplement transporté et transformé à l'arrivée, le gaz naturel sera de plus en plus fréquemment transformé au départ et ensuite transporté sous forme de liquide, d'électricité ou de produits GTL en plus de son mode classique de transport par gazoduc. Le gaz augmentera notablement sa participation dans l'approvisionnement énergétique. Sa position compétitive vis-à-vis du charbon et du pétrole se voit renforcée par sa propreté et l'efficacité de la technologie à cycle combiné pour la génération d'énergie électrique.

Le modèle économique proposé nous a conduit à constater que la faisabilité économique des projets GNL et transport par pipe sont liés à un certain niveau de prix, un prix trop bas conduira à une exploitation intensive des ressources gazières pour rentabiliser les capitaux investis et à accélérer l'épuisement des réserves gazières, donc ces projets sont liés principalement au prix car ce dernier influe sur la durée de vie des réserves. La solution repose sur le maintien d'un prix de gaz durablement élevé par la maîtrise des exportations sur le moyen terme, tant que l'Europe dépend des fournisseurs étrangers comme l'Algérie, les contrats take or pay auront toujours un effet et le pouvoir de négociation des quantités exportées sur une longue période aura un poids sur la fixation du prix du gaz. L'Algérie peine toujours à maintenir le niveau des volumes exportés au-dessus de 60 milliards de mètres cubes, mais vu les volumes de gaz de schistes mis sur le marché américain, l'Algérie devra cibler uniquement le marché européen qui reste dépendant, on dira que cette situation pourra perdurer encore au moins 20 ans, cette période est assez suffisante pour réorienter la stratégie de commercialisation du gaz algérien vers un marché asiatique prometteur par la voie du transport maritime du GNL ou du GTL.

La comparaison économique des maillons de la chaîne gazière nous a permis d'avoir une meilleure vision économique sur les projets à développer, cela a donné l'occasion pour classer ces projets selon leur faisabilité de développement sur le long terme, le démarrage du principe de liaison de la faisabilité de ces projets directement avec les réserves gazières nous permet de donner un classement selon leur faisabilité par rapport à la production existante. On conclut que dans les 20 prochaines années, il est plus avantageux de développer les deux maillons existants et qui sont maîtrisés par l'état par le biais de SONATRACH qui sont le transport par pipe et le transport du GNL, chacun de ces deux maillons complète l'autre surtout avec les nouvelles mutations du marché gazier, vu que les contrats à long terme sont destinés à être remis en cause, l'apport de nouvelles capacités de production par le GNL est très bénéfique pour assurer une rente durable en cas de rupture de ces types de contrats tout en sachant que les grands projets de gazoducs sont toujours en cours et certains risquent d'être arrêtés à cause de ces nouvelles mutations. Les échanges de swaps avec les partenaires stratégiques comme GAZPROM représentent l'une des solutions les plus faisables afin de pénétrer un nouveau marché comme le marché asiatique, cette solution peut favoriser l'extension des capacités de production du GNL et développer de nouveaux projets comme le GTL. Le prix du gaz reste un facteur déterminant

Conclusion générale

surtout sur la durée des réserves car plus le prix diminue plus cela va inciter à accélérer la production pour augmenter les recettes et rentabiliser les capitaux investis, face à ce genre de phénomène la valorisation du gaz devra être remise en cause.

Le développement du projet GTL doit être accompagné de nouvelles sources de gaz pour assurer sa consommation vu que ce genre de projet consomme énormément de gaz pour produire des produits raffinés, c'est dans ce contexte qu'apparaît l'importance de la nouvelle loi sur les hydrocarbures qui incite à investir dans l'exploitation des gaz non conventionnels qui pourront assurer des quantités assez suffisantes pour lancer ce type de projet, avec son lancement une nouvelle valorisation du gaz prendra effet après les 30 prochaines années et qui contribuera à assurer des recettes aussi élevées que celles du pétrole dont les réserves sont de plus en plus épuisables. Le projet GTW ne sera pas envisageable tant que le risque géopolitique persiste, la libéralisation du marché de l'électricité est aussi un risque sur ce type d'investissement très coûteux d'après nos estimations mais il représente l'unique moyen de donner une nouvelle valeur pour le gaz et de se muter d'une économie basée sur les énergies non renouvelables vers des énergies nouvelles et renouvelables, d'un autre côté ce projet pourra satisfaire la demande nationale après l'air du pétrole et du gaz.

Afin de conduire la politique gazière de l'Algérie, nos recommandations consistent à classer ces projets par ordre d'opportunité et de faisabilité d'investissement, on dira que dans les 20 prochaines années il est plus opportun de développer les capacités de production de gaz transportés par pipe et par méthanier (GNL), après l'exploitation des gaz de schistes devra être lancé surtout si le prix du gaz reste faible, cela donnera une opportunité pour lancer un projet comme le GTL dans les 30 prochaines années et valoriser le gaz par des produits raffinés qui reste liés au prix du pétrole, le projet GTW viendra en quatrième position pour donner une nouvelle valorisation du gaz et cela après 50 années dans le but d'intégrer les énergies nouvelles et renouvelables.

l'Algérie doit retrouver son équilibre énergétique par le développement pétrolier et surtout gazier et introduire une industrie qui donnera une nouvelle valorisation des ressources gazières, l'industrie du GTL ou du GTW vient pour donner cette valorisation, la récupération des gaz torchés et le développement des gisements avec une meilleure récupération peut conduire à augmenter la courbe de l'offre sur une longue période, mais la question du mode de consommation d'énergie doit être revue et le mixe énergétique doit être rééquilibré pour favoriser l'exploitation de nouvelles sources d'énergies comme les énergies renouvelables, donc on dira que favoriser un projet tel que le GTW revient non seulement à éliminer la contrainte géopolitique mais aussi à rééquilibrer la consommation énergétique, et vu que l'Algérie est producteur de gaz, elle peut promouvoir la solution des centrales hybrides qui est la plus économique et viser à être leader dans ces technologies qui sont celles de demain.

Bibliographie

Références bibliographiques:

- [1] AIE: World Energy outlook 2012.
- [2] IEA natural gas market 2011.
- [3] Ait Laoussine Noredine; *La libéralisation du marché européen du gaz naturel: Implications pour les pays exportateurs*; Medénergie n°2 ; Année 2009.
- [4] Français Guttmon; *Libéralisation du marché du gaz en Europe et du partenariat à long terme: colloque approvisionnement énergétique de l'Europe et politique du grand voisinage*; 14/12/2004.
- [5] *La nouvelle politique énergétique de l'union européenne et son impact sur le secteur des hydrocarbures* ; Conférence débat organisé; ISG.2003.
- [6] *Libéralisation du marché de gaz en Europe*; GDF; Presse et Archives;2005.
- [7] Armelle Lecarpentier; *Stratégie des acteurs du marché gazier européen*; Cedigaz, 2006.
- [8] Marie Françoise Charbrelie; *Perspectives de la demande gazière en Europe*; Gaz d'Aujourd'hui n°2.2002.
- [9] Patrice de Vivies; *Perspectives de l'offre gazière en Europe*; Gaz d'aujourd'hui n°2 ; 2002.
- [10] Youssef Salami; *Le prix du gaz, le marché communautaire et l'activité à l'international*; la tribune;2005.
- [11] Marie Françoise Charbrelie ; *Le GNL une commodité de devenir*; Cedigaz; IFP ; 2006.
- [12] Didier Sire; *Quelles perspectives pour les contrats gaziers?* ; Gaz d'aujourd'hui n°2 ; 2002.
- [13] Christophe-Alexandre Paillard; *Le gaz, une perspective de diversification des ressources énergétiques* ; Editions CEREMS;2006.
- [14] Georges Bouchard et Luc Lallemand; *Perspective de développement de l'offre et de la demande de gaz naturel dans le monde 2000-2003*;2005.
- [15] *Les tendances à court terme de l'industrie gazière*. IFP janvier 2008.
- [16] Dominique Finon; *L'expérience de la libéralisation des industries électriques européennes: entre performances de court terme et incertitudes de long terme*; Medénergie n°6.2010.
- [17] Marie Françoise Chabrelie ; *L'industrie gazière à l'horizon 2020*;Cedigaz; IFP ; 2006.
- [18] *Strategor, Stratégie, structure, décision, identité: Politique générale de l'entreprise*; Jouy en josas;1993.
- [19] Glassman Alan. Professor of Management; *Strategic Planning*. Manuscrit non publié. California State University, Northridge. CSUN. Communication personnelle. 21 avril 1999.
- [20] Statistical Review of World Energy 2011, BP Amoco.
- [21] BP statistical review 2011.
- [22] *GNL Algérien: le parcours d'un leader gazier mondial*. Janvier 2010.
- [23] Francis Ghiles; *Le gaz algérien: une ressource stratégique*; Financial Times; 2003.

Bibliographie

- [24] Sydney Thomas, Richard A. Dawe; *The review of ways to transport natural gas energy from countries which don't need the gas for domestic use*; Petroleum Engineering Unit, Department of Chemical Engineering, The University of West Indies, St. Augustine, Trinidad and Tobago; 03 January 2002.
- [25] BAOSEM (la revue quotidienne); 2012.
- [26] Loi n° 05-07 relative aux hydrocarbures, journal officiel de la république algérienne juillet 2005.
- [27] CARLOS BLANCO et DAVID SORONOW; *Mean Reverting Process* juin 2001.
- [28] Paul Mortensen, Director Natural Gas Supply; *Economics of high arctic gas development*, présenté par: Canadian Energy Research Institute (CERI), March 2004.
- [29] Luke Chan, Senior Economist; *Economics of high arctic gas development*, présenté par: Canadian Energy Research Institute (CERI): Department of Indian and Northern Affairs Canada, January 2005.
- [30] Présentation d'Ahmed Ouamer, Docteur d'état en sciences économique, analyse SWOT ou MOFF : management énergétique, 2010 Boumerdes.
- [31] KHEMICI Chiha ; *Stratégie et gestion financière, marketing, liquidité, rentabilité* ; Editions Houma ; 2005.

Annexes

Annexe 01:

Simulation du Modèle de Concession selon la Loi 05-07

Data

Financement des dépenses	Sonatrach	Partenaire
Investissement de recherche	0%	100%
Investissement de développement	51%	49%

Zone fiscale		B
Superficie		
1ère Phase de Recherche	km2	4 797,25
2ème Phase de Recherche	km2	3 293,34
3ème Phase de Recherche	km2	2 292,35
Extension Exceptionnel & Période de rétention	km2	1 626,09
Exploitation	km2	1 000,00

DONNEES TECHNIQUES

Années	Unités	TOTAL	0	1	2	3	4
Profils de Production	MM Barils	555,93	-	-	-	-	-
<i>Profils de Production de Brut</i>	Baril / jour	1 523 102,86	-	-	-	-	-
<i>Cumul de production</i>	MM Barils		-	-	-	-	-
Investissement de Recherche	MM \$	67,50	41,50	8,00	8,00	10,00	-
- Sismic 2 & 3 D	MM \$	19,83	14,49	1,72	1,72	1,90	
- Sondage productif	MM \$	33,50	18,30	4,60	4,60	6,00	
- Sondage improductif	MM \$	5,40	3,32	0,64	0,64	0,80	
- Frais préliminaires	MM \$	5,40	3,32	0,64	0,64	0,80	
- Autres	MM \$	3,38	2,08	0,40	0,40	0,50	
Investissement de Développement	MM \$0	741,97				103,75	217,88
- Installations de Surface	MM \$0	185,49				25,94	54,47
- Installations Générales	MM \$0	222,59				31,13	65,36
- Forages Productif	MM \$0	111,29				15,56	32,68

- Forages Improductif	MM \$0	74,20			10,38	21,79
- Récupération assistée	MM \$0	-			-	-
- Forage	MM \$0	-			-	-
- Installation	MM \$0	-			-	-
- Etudes	MM \$0	-			-	-
- Récupération des gaz torchés	MM \$0	59,36			8,30	17,43
- Forage injection CO2	MM \$0	37,10			5,19	10,89
- Canalisation d'évacuation	MM \$0	51,94			7,26	15,25
Coûts Opératoires	MM \$0	409,60				
- Matière & fourniture	MM \$0	92,16				
- Energie	MM \$0	59,90				
- Maintenance & entretien	MM \$0	207,36				
- Personnel	MM \$0	69,12				
- Assurances	MM \$0	23,04				
- Autres	MM \$0	9,22				
Consommation d'eau	MM m3	-			-	-
Quantités de gaz acheté pour la récupération ass	1000 Nm3	-			-	-
Quantités de gaz torché	1000 Nm3	-			-	-

HYPOTHESES ECONOMIQUES		Unités	
Taux de change		\$/DA	75
Nombre de jour par an		j/an	365
Prix du gaz		\$/MMBTU	2,5
Tarif de transport réel		\$/bbl	0,68
Coût d'achat de gaz		\$/1000Nm3	150
Taux d'actualisation nominal			12,0%
Taux d'inflation			
	Inflation générale		2,0%
	Capex		2,5%
	Opex		2,0%
	Transport		2,0%
	Parité DA/\$ 2005		70
Financement			
	Recherche (Part partenaire)		100%
	Developpement et exploitation (part Sonatrach)		51,0%
	Developpement et exploitation (part partenaire)		49,0%
	Transport (Part SONATRACH)		100%

DONNEES TECHNIQUES

Années	Unités	Σ	-	1,00
Profil de production	MM barils	555,93	-	-
Investissement				
Recherche	MM \$	67,50	41,50	8,00
- Sismic 2 & 3 D	MM \$	19,83	14,49	1,72
- Sondage productif	MM \$	33,50	18,30	4,60
- Sondage improductif	MM \$	5,40	3,32	0,64
- Frais préliminaires	MM \$	5,40	3,32	0,64
- Autres	MM \$	3,38	2,08	0,40
Développement	MM \$0	741,97	-	-
- Installations de Surface	MM \$0	185,49	-	-
- Installations Générales	MM \$0	222,59	-	-
- Forages Productif	MM \$0	111,29	-	-
- Forages Improductif	MM \$0	74,20	-	-
- Récupération assistée	MM \$0	-	-	-
- Forage	MM \$0	-	-	-
- Installation	MM \$0	-	-	-
- Etudes	MM \$0	-	-	-
- Récupération des gaz torchés	MM \$0	59,36	-	-
- Forage injection CO2	MM \$0	37,10	-	-
- Canalisation d'évacuation	MM \$0	51,94	-	-
Coûts opératoires	MM \$0	460,80	-	-

HYPOTHESES ECONOMIQUES

Prix du gaz nominal	\$ /MMBTU	2,50	2,50	2,50
Tarif de transport réel	\$0 /bbl	0,68	0,68	0,68
Taux d'actualisation nominal		12,00%	1,00	1,12
Inflation				
Inflation générale		2,00%	1,00	1,02
Capex		2,50%	1,00	1,03
Opex		2,50%	1,00	1,03
Transport		2,00%	1,00	1,02
CPI		2,00%	1,00	1,02

ECHEANCIER

Années	Unités	Σ	-	1,00
Qunatité	10 ⁶ Mmbtu	2 811,23	-	-
Qunatité	MM Bep	555,93	-	-
Qunatité	Bep/j	1 523 102,86	-	-
Recette	MM\$	7 028,07	-	-

Redevance						
	Production <=	20 000	8,00%	400 000,00	-	-
	Production <=	50 000	13,00%	599 971,76	-	-
	Production <=	100 000	18,00%	523 131,10	-	-
	Production >	100 000	14,5%	-	-	-
	Taux de redevance				0,00%	0,00%
Investissement		MM \$		809,47	41,50	8,00
	Recherche	MM\$		67,50	41,50	8,00
	Developpement	MM\$		741,97	-	-
Amortissement ICR						
	Recherche			67,50	-	-
	- Sismic 2 & 3 D	100,00%	19,83	19,83	-	-
	- Sondage productif	12,50%	33,50	33,50	-	-
	- Sondage improductif	100,00%	5,40	5,40	-	-
	- Frais préliminaires	100,00%	5,40	5,40	-	-
	- Autres	15,00%	3,38	3,38	-	-
	Development			741,97	-	-
	- Installations de Surface	10,00%	185,49	185,49	-	-
	- Installations Générales	10,00%	222,59	222,59	-	-
	- Forages Productif	12,50%	111,29	111,29	-	-
	- Forages Improductif	100,00%	74,20	74,20	-	-
	- Récupération assistée		-	-	-	-
	- Forage	12,50%	-	-	-	-
	- Installation	10,00%	-	-	-	-
	- Etudes	100,00%	-	-	-	-
	- Récupération des gaz torchés	10,00%	59,36	59,36	-	-
	- Forage injection CO2	12,50%	37,10	37,10	-	-
	- Canalisation d'évacuation	10,00%	51,94	51,94	-	-
	Total Amortissement			809,47	-	-
Amortissement TRP				809,47	-	-
	Recherche & develop	20,00%	809,47	809,47	-	-
	Récupération assistée	20,00%	-	-	-	-
	Uplift Recherche & developpement	15,00%		121,42	-	-
	Uplift Récupération assistée	20,00%		-	-	-
	Total uplift			121,42	-	-
	Total Amortissement			930,89	-	-
Transport		MM \$		502,11	-	-
Coût d'abandon				72,86	-	-

Production	<i>MM Barils</i>		555,93	-	-
	8%	261,49			
Valeur global de l'abandon	10%	519,38		72,86	72,86
Cumul du coût d'abandon					-
<hr/>					
Coût de formation	<i>MM \$</i>		4,00	0,50	0,50
Coût d'achat de gaz pour -récupération assist	<i>MM \$</i>	150,00	-	-	-
<hr/>					
Redevance					
Base Redevance	<i>MM\$</i>		6 525,96	-	-
Redevance	<i>MM\$</i>		874,93	-	-
<hr/>					
TRP					
Base TRP	<i>MM\$</i>		4 643,29	- 0,50	- 0,50
			-		
Taux de la TRP	<i>MM\$</i>		12,15	30%	30%
Cumul de la Production Valorisée			5 723,64	-	-
Seuil S1 Actualisé	30,00%		1 875,00	75,00	75,00
Seuil S2 Actualisé	70,00%		10 312,50	412,50	412,50
			-		
TRP			2 623,99	-	-
<hr/>					
Taxe Superficiare	<i>MM\$</i>				
Phase initiale	2	0,31	0,61	0,31	0,31
2ème Phase	1	0,35	0,35		
3ème Phase	0	0,37	-		
Période de rétention + période exceptionnelle	0	12,14	-		
Période d'exploitation	35	0,32	7,04	-	-
Taxe superficiare			8,01	0,31	0,31
<hr/>					
Taxe sur l'injection d'eau	<i>MM\$</i>	1,00	-	-	-
Taxe Torchage de gaz	<i>MM\$</i>	100,00	-	-	-

DONNEES TECHNIQUES

Années	Unités	Σ	-	1,00
Profil de production	MM barils	555,93	-	-
Investissement				
Recherche	MM \$	67,50	41,50	8,00
- Sismic 2 & 3 D	MM \$	19,83	14,49	1,72
- Sondage productif	MM \$	33,50	18,30	4,60
- Sondage improductif	MM \$	5,40	3,32	0,64
- Frais préliminaires	MM \$	5,40	3,32	0,64
- Autres	MM \$	3,38	2,08	0,40
Développement	MM \$	741,97	-	-
- Installations de Surface	MM \$	185,49	-	-
- Installations Générales	MM \$	222,59	-	-
- Forages Productif	MM \$	111,29	-	-
- Forages Improductif	MM \$	74,20	-	-
- Récupération assistée	MM \$	-	-	-
- Forage	MM \$	-	-	-
- Installation	MM \$	-	-	-
- Etudes	MM \$	-	-	-
- Récupération des gaz torchés	MM \$	59,36	-	-
- Forage injection CO2	MM \$	37,10	-	-
- Canalisation d'évacuation	MM \$	51,94	-	-
Coûts opératoires	MM \$	460,80	-	-

HYPOTHESES ECONOMIQUES

Prix du gaz nominal	\$ /MMBTU	2,50	2,50	2,50
Tarif de transport réel	\$0 /bbl	0,68	0,68	0,68
Taux d'actualisation nominal		12,00%	1,00	1,12
Inflation				
Inflation générale		2,00%	1,00	1,02
Capex		2,50%	1,00	1,03
Opex		2,00%	1,00	1,02
Transport		2,00%	1,00	1,02
CPI		0,00%	1,00	1,00

ECHEANCIER

Années	Unités	Σ	-	3,00	-	2,00
Recette	MM\$	7 028,07	-	-		
Redevance		874,93	-	-		
Investissement	MM \$	809,47	41,50	8,00		
Recherche	MM\$	67,50	41,50	8,00		
Developpement	MM\$	741,97	-	-		
		-				

Total Amortissement ICR			809,47	-	-
			-		
Transport	MM \$		502,11	-	-
Coût d'abandon	MM \$		72,86	-	-
Coût de formation	MM \$		4,00	0,50	0,50
Coût d'achat de gaz pour -récupération assist	MM \$		-	-	-
TRP			2 623,99	-	-
Taxe superficière	MM \$		8,01	0,31	0,31
Taxe sur l'injection d'eau	MM\$	1,00	-	-	-
Taxe Torchage de gaz	MM\$	100,00	-	-	-
OPEX	MM \$		460,80	-	-
			-		
Base ICR			1 679,92	-	0,50 - 0,50
report ICR			- 7,50	-	0,50 - 1,00
ICR	25,00%		419,98	-	-
			-		
Bénéfice			1 251,93	-	0,81 - 0,81
Cash flow			1 251,93	-	42,31 - 8,81
Cash flow actualisé			188,59	-	42,31 - 7,86
Cumul Cash flow			799,52	-	42,31 - 50,17

Valeur	Unité	
VAN	MM \$0	188,59
TRI nominal		20,88%

PART DU PARTENAIRE					
Années	Unités		Σ	-	1,00
Recette	MM \$	49%	3 443,76	-	-
Investissement recherche	MM \$		67,50	41,50	8,00
Investissement développement	MM \$		363,56	-	-
Redevance			428,71	-	-
TRP			1 285,76	-	-
Taxe superficière			4,41	0,31	0,31
Coûts Opératoires			225,79	-	-
Coût d'abandon			35,70	-	-
Coût de transport			246,04	-	-
Taxe d'injection de l'eau			-	-	-
Coût d'achat du gaz pour l'injection			-	-	-
Coût de formation			4,00	0,50	0,50
Taxe de torchage			-	-	-
			-		
ICR	MM \$		205,79	-	-

Cash-flows du partenaire	MM \$		576,49	-	42,31	-	8,81
Cash-flows actualisés	MM \$0		58,86	-	42,31	-	7,86
Cumul des cash-flows	MM \$0		-	421,35	-	42,31	-
TRI							16,59%

PART DE SONATRACH

Années	Unités				
Recette	MM \$	51%	3 584,32	-	-
Investissement recherche	MM \$		-	-	-
Investissement développement	MM \$		378,40	-	-
Redevance			446,21	-	-
TRP			1 338,24	-	-
Taxe superficiaire			3,59	-	-
Coûts Opératoires			235,01	-	-
Coût d'abandon			37,16	-	-
Coût de transport			256,08	-	-
Taxe d'injection de l'eau			-	-	-
Coût d'achat du gaz pour l'injection			-	-	-
Taxe de torchage			-	-	-
ICR	MM \$		214,19	-	-
Cash-flows du partenaire	MM \$		675,44	-	-
Cash-flows actualisés	MM \$0		129,73	-	-
Cumul des cash-flows	MM \$0		1 220,87	-	-
TRI					28,56%

PART DE L'ETAT

			Σ		
Redevance	MM \$		874,93	-	-
TRP	MM \$		2 623,99	-	-
Taxe superficiaire			8,01	0,31	0,31
Taxe d'injection de l'eau			-	-	-
Taxe de torchage			-	-	-
ICR	MM \$		419,98	-	-
Cash-flows	MM \$		3 926,90	0,31	0,31
Cash-flows actualisés	MM \$0		802,57	0,31	0,27
Cumul des cash-flows	MM \$			0,31	0,58

STRUCTURE DU BARIL

	Unités	Total	%	Baril
Partenaire				
Recette		3443,76	49,00%	
Prélèvement étatique		-1924,68	-27,39%	
Total	MM \$	1519,08	21,61%	0,54
Sonatrach				

	Recette	3584,32	51,00%	
	Prélèvement étatique	-2002,23	-28,49%	
Total	MM \$	1582,09	22,51%	0,56
Etat				
	Redevance	874,93	12,45%	
	TRP	2623,99	37,34%	
	Taxe superficiare	8,01	0,11%	
	Taxe d'injection de l'eau	0,00	0,00%	
	Taxe de torchage	0,00	0,00%	
	ICR	419,98	5,98%	
Total	MM \$	3926,90	55,87%	1,40
Total général	MM \$	7028,07	100,00%	2,50

Annexe 02:

Simulation économique transport par pipe

Construction

Construction CapEx

Construction CapEx

Calendrier (année)

Calendrier (date)

1	2	3
01-Jan-09	01-Jan-10	01-Jan-11

CapEx

	million \$	100,00%		
Terrain	million \$	12,00%	100,00%	
Structure	million \$	18,00%		50,00%
Equipements industriels	million \$	32,00%		33,33%
Autres Equipements	million \$	8,00%		50,00%
Cablage	million \$	12,00%		50,00%
Raccordement	million \$	10,00%		
Frais Prémlaires	million \$	8,00%	100,00%	

CapEx

million \$ 2 000,00

Operations

Production / Prices

Calendrier (année)

Calendrier (date)

-	-	-
00-Jan-00	00-Jan-00	00-Jan-00

Gaz

Prix	\$ /MMBTU	1,83	1,83	1,83	1,83
------	-----------	------	------	------	------

Quantité	10 ⁶ MMBTU	500,00	500,00	500,00
----------	-----------------------	--------	--------	--------

Disponibilité

Courbe de disponibilité

Production Disponible pour la p	10 ⁶ MMBTU	-	-	-
---------------------------------	-----------------------	---	---	---

OpEx

Coût variable

Gaz

Auto consommation		10%
CREU		0,92
Matière & fourniture	\$/MMBTU	0,10
Services	\$/MMBTU	0,10
Maintenance	\$/MMBTU	0,50

Coût fixe

Fourniture	million \$ p.a.	0,18
Services	million \$ p.a.	0,12
Energie & eau	million \$ p.a.	0,10
Frais de personnel	million \$ p.a.	0,06
Assurances	million \$ p.a.	0,04
Coûts produits chimiques	million \$ p.a.	0,15
Maintenance	million \$ p.a.	0,40
Autres	million \$ p.a.	0,25

TCR - Income Statement

Calendrier-an
Calendrier

1	2	3	4	5	6
01-Jan-00	01-Jan-01	01-Jan-02	01-Jan-03	01-Jan-05	01-Jan-06

Facteur d'actualisation

12,00%	1,00	1,12	1,25	1,40	1,57	1,76
--------	------	------	------	------	------	------

		Σ						
Recettes	million \$	18 689,96	-	-	-	-	752	751
CapEx	million \$	2 000,00	400	393	593	613	-	-
CapEx /an actualisé	million \$	1 660,75	400	351	473	437	-	-
Amort	million \$	2 000,00	-	-	-	-	200	200
Emprunt	million \$	-	-	-	-	-	-	-
Annuité	million \$	-	-	-	-	-	-	-
OpEx	million \$	10 997,66	-	-	-	-	355	361
Impôt	million \$	1 423,07	-	-	-	-	49	48
Cash flow	million \$	4 269,22	(400)	(393)	(593)	(613)	348	343
Cash flows actualisés	million \$	0,00	(400)	(351)	(473)	(437)	221	195
Cumul des cash flow	million \$		(400)	(751)	(1 224)	(1 661)	(1 440)	(1 245)
POT	ans	30,00		-	-	-	-	-
VAN	0,00	million\$0						
TRI	12,00%							
POT	30,00	ans						
ERC	0,00%							

CREU

Calendrier-an
Calendrier

1	2	3	4	5	6
01-Jan-00	01-Jan-01	01-Jan-02	01-Jan-03	01-Jan-05	01-Jan-06

Facteur d'actualisation

12,00%	1,00	1,12	1,25	1,40	1,57	1,76
--------	------	------	------	------	------	------

		Σ						
Production q sortie maillon million MWh		-						
Q-deltaq - t*(1-deltaq)		7 658,72	-	-	-	-	307,97	307,83
Production		1 714,16	-	-	-	-	195,72	174,67
		-						
CapEx	million \$	2 000,00	400	393	593	613	-	-
Amort	million \$	2 000,00	-	-	-	-	200	200
		-						
emprunt	million \$	-	-	-	-	-	-	-
Principal	million \$	-	-	-	-	-	-	-
Intérêt	million \$	-	-	-	-	-	-	-
		-						
Amort économique	million \$	1 459,66	400	351	473	437	(32)	(28)
OpEx	million \$	10 997,66	-	-	-	-	355	361
Dépenses exploitation	million \$	1 677,70	-	-	-	-	169	153
Creu	\$/MMBTU	1,830						
Invest	\$/MMBTU	0,852						
Opex	\$/MMBTU	0,979						

Annexe 03:

Simulation économique GNL

Processus de liquéfaction

Construction

Construction CapEx

Construction CapEx

Calendrier (année)

Calendrier (date)

1	2	3	4	-	-	-
01-Jan-09	01-Jan-10	01-Jan-11	01-Jan-12	00-Jan-00	00-Jan-00	00-Jan-00

CapEx

	million \$	100,00%						
Terrain	million \$	12,00%	100,00%					
Structure	million \$	18,00%		50,00%	50,00%			
Equipements industriels	million \$	32,00%		33,33%	33,33%	33,33%		
Autres Equipements	million \$	8,00%			50,00%	50,00%		
Cablage	million \$	12,00%			50,00%	50,00%		
Raccordement	million \$	10,00%				100,00%		
Frais Prélimaires	million \$	8,00%	100,00%					

CapEx

million \$ 1 800,00

Operations

Production / Prices

Calendrier (année)

Calendrier (date)

-	-	-	-	5	6	7
00-Jan-00	00-Jan-00	00-Jan-00	00-Jan-00	#REF!	#REF!	#REF!

Gaz

Prix	\$ /MMBTU	\$/MMBTU	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	
Quantité	10^6 MMBTU		500,00	500,00	500,00	500,00	500,00	500,00	
Disponibilité									
Courbe de disponibilité					91,25%	91,21%	91,17%		
Production Disponible pour la periode	10^6 MMBTU		-	-	-	-	456,25	456,05	455,85

OpEx

Coût variable

Gaz

Auto consommation		15%
CREU		0,75
Matière & fourniture	\$/MMBTU	0,02
Services	\$/MMBTU	0,01
Maintenance	\$/MMBTU	0,02

Coût fixe

Fourniture	million \$	p.a.	1,35
Services	million \$	p.a.	1,15
Energie & eau	million \$	p.a.	0,96
Frais de personnel	million \$	p.a.	5,88
Assurances	million \$	p.a.	1,92
Coûts produits chimiques	million \$	p.a.	1,15
Maintenance	million \$	p.a.	0,96
Autres	million \$	p.a.	1,35

TCR - Income Statement

Calendrier-an
Calendrier

1	2	3	4	5	6
01-Jan-00	01-Jan-01	01-Jan-02	01-Jan-03	01-Jan-05	01-Jan-06

Facteur d'actualisation

12,00%	1,00	1,12	1,25	1,40	1,57	1,76
--------	------	------	------	------	------	------

		Σ						
Recettes	million \$	10 053,47	-	-	-	-	404	404
CapEx	million \$	1 800,00	360	354	534	552	-	-
CapEx /an actualisé	million \$	1 494,68	360	316	426	393	-	-
Amort	million \$	1 800,00	-	-	-	-	180	180
		-						
Emprunt	million \$	-	-	-	-	-	-	-
Annuité	million \$	-	-	-	-	-	-	-
OpEx	million \$	2 335,30	-	-	-	-	84	85
Impôt	million \$	1 479,54	-	-	-	-	35	35
Cash flow	million \$	4 438,62	(360)	(354)	(534)	(552)	285	284
Cash flows actualisés	million \$	- 0,00	(360)	(316)	(426)	(393)	181	161
Cumul des cash flow	million \$		(360)	(676)	(1 102)	(1 495)	(1 314)	(1 152)
POT	ans	-		-	-	-	-	-
VAN	- 0,00	million\$0						
TRI	12,00%							
POT	-	ans						
ERC	0,00%							

CREU

Calendrier-an

Calendrier

Facteur d'actualisation

		1	2	3	4	5	6	7	
		01-Jan-00	01-Jan-01	01-Jan-02	01-Jan-03	01-Jan-05	01-Jan-06	01-Jan-07	
		12,00%	1,00	1,12	1,25	1,40	1,57	1,76	1,97
	Σ								
Production q sortie maillon	million MWh	-							
Q-deltaq - t*(1-deltaq)		7 233,23	-	-	-	290,86	290,73	290,60	
Production		1 618,93	-	-	-	184,85	164,97	147,23	
		-							
CapEx	million \$	1 800,00	360	354	534	552	-	-	
Amort	million \$	1 800,00	-	-	-	-	180	180	
		-							
emprunt	million \$	-	-	-	-	-	-	-	
Principal	million \$	-	-	-	-	-	-	-	
Intérêt	million \$	-	-	-	-	-	-	-	
		-							
Amort économique	million \$	1 313,70	360	316	426	393	(29)	(26)	
		-							
OpEx	million \$	2 335,30	-	-	-	-	84	85	
		-							
		-							
Dépenses exploitation	million \$	373,91	-	-	-	-	40	36	
Creu	\$/MMBTU	1,042							
Invest	\$/MMBTU	0,811							
Opex	\$/MMBTU	0,231							

Shipping

Construction

Construction CapEx

Construction CapEx

Calendrier (année)	1	2	3	4
Calendrier (date)	01-Jan-09	01-Jan-10	01-Jan-11	01-Jan-12

CapEx	million \$	100,00%			
Terrain	million \$	12,00%	100,00%		
Structure	million \$	18,00%		50,00%	50,00%
Equipements indus	million \$	32,00%		33,33%	33,33%
Autres Equipemer	million \$	8,00%		50,00%	50,00%
Cablage	million \$	12,00%		50,00%	50,00%
Raccordement	million \$	10,00%			100,00%
Frais Prémlaire	million \$	8,00%	100,00%		

CapEx	million \$	900,00
--------------	------------	--------

Operations

Production / Prices

Calendrier (année)	-	-	-	-
Calendrier (date)	00-Jan-00	00-Jan-00	00-Jan-00	00-Jan-00

Gaz						
Prix	\$/MMBTU	-	0,50	0,50	0,50	0,50
Quantité	10^6 MMBTU		425,00	425,00	425,00	425,00
Disponibilité						
Courbe de disponibilité						
Production Dis	10^6 MMBTU		-	-	-	-

OpEx

Coût variable

Gaz		
Auto consommation		2%
CREU		1,04
Matière & four	\$/MMBTU	0,02
Services	\$/MMBTU	0,01
Maintenance	\$/MMBTU	0,02

Coût fixe

Fourniture	million \$	p.a.	0,35
Services	million \$	p.a.	0,15
Energie & eau	million \$	p.a.	0,96
Frais de perso	million \$	p.a.	1,52
Assurances	million \$	p.a.	0,92
Coûts produits	million \$	p.a.	0,15
Maintenance	million \$	p.a.	0,96
Autres	million \$	p.a.	0,35

TCR - Income Statement

Calendrier-an
Calendrier

1	2	3
#####	#####	#####

Facteur d'actualisation

12,00%	1,00	1,12	####
--------	------	------	------

		Σ			
Recettes	million \$	4 763,42	-	-	-
CapEx	million \$	900,00	180	177	267
CapEx /an actualisé	million \$	747,34	180	158	213
Amort	million \$	900,00	-	-	-
		-			
Emprunt	million \$	-	-	-	-
Annuité	million \$	-	-	-	-
OpEx	million \$	923,71	-	-	-
Impôt	million \$	734,93	-	-	-
Cash flow	million \$	2 204,78	(180)	(177)	(267)
Cash flows actualisés	million \$	0,00	(180)	(158)	(213)
Cumul des cash flow	million \$		(180)	(338)	(551)
POT	ans	30,00		-	-

VAN	0,00	million\$0
TRI	12,00%	
POT	30,00	ans
ERC	0,00%	

CREU

Calendrier-an
Calendrier

1	2	3	4
#####	#####	#####	01-Jan-03

Facteur d'actualisation

12,00%	1,00	1,12	1,25	1,40
--------	------	------	------	------

		Σ				
Production q sortie maillon	million MWh	-				
Q-deltaq - t*(1-deltaq)		7 088,57	-	-	-	-
Production		1 586,55	-	-	-	-
CapEx	million \$	900,00	180	177	267	276
Amort	million \$	900,00	-	-	-	-
emprunt	million \$	-	-	-	-	-
Principal	million \$	-	-	-	-	-
Intérêt	million \$	-	-	-	-	-
Amort économique	million \$	656,85	180	158	213	196
OpEx	million \$	923,71	-	-	-	-
Dépenses exploitation	million \$	142,76	-	-	-	-
Creu	\$/MMBTU	0,504				
	Invest \$/MMBTU	0,414				
	Opex \$/MMBTU	0,090				

Processus de regazéification

Construction

Construction CapEx

Construction CapEx

Calendrier (année)		1	2	3	4
Calendrier (date)		01-Jan-09	01-Jan-10	01-Jan-11	01-Jan-12
CapEx	million \$	100,00%			
Terrain	million \$	12,00%	100,00%		
Structure	million \$	18,00%	50,00%	50,00%	
Equipements indus	million \$	32,00%	33,33%	33,33%	33,33%
Autres Equipemer	million \$	8,00%		50,00%	50,00%
Cablage	million \$	12,00%		50,00%	50,00%
Raccordement	million \$	10,00%			100,00%
Frais Prémière	million \$	8,00%	100,00%		
CapEx	million \$	500,00			

Operations

Production / Prices

Calendrier (année)		-	-	-	-
Calendrier (date)		00-Jan-00	00-Jan-00	00-Jan-00	00-Jan-00
Gaz					
Prix	\$/MMBTU	0,32	0,32	0,32	0,32
Quantité	10^6 MMBTU	395,00	395,00	395,00	395,00
Courbe de disponibilité					
Production Dis	10^6 MMBTU	-	-	-	-

OpEx

Coût variable

Gaz

Auto consommation		1%
CREU		0,62
Matière & four	\$/MMBTU	0,02
Services	\$/MMBTU	0,01
Maintenance	\$/MMBTU	0,02

Coût fixe

Fourniture	million \$	p.a.	0,20
Services	million \$	p.a.	0,15
Energie & eau	million \$	p.a.	0,96
Frais de perso	million \$	p.a.	0,69
Assurances	million \$	p.a.	0,92
Coûts produits	million \$	p.a.	0,15
Maintenance	million \$	p.a.	0,96
Autres	million \$	p.a.	0,35

TCR - Income Statement

Calendrier-an
Calendrier

1	2
01-Jan-00	01-Jan-01

Facteur d'actualisation

12,00%	1,00	1,12
--------	------	------

		Σ		
Recettes	million \$	2 819,29	-	-
CapEx	million \$	500,00	100	98
CapEx /an actualisé	million \$	415,19	100	88
Amort	million \$	500,00	-	-
		-		
Emprunt	million \$	-	-	-
Annuité	million \$	-	-	-
OpEx	million \$	711,88	-	-
Impôt	million \$	401,85	-	-
Cash flow	million \$	1 205,56	(100)	(98)
Cash flows actualisés	million \$	0,00	(100)	(88)
Cumul des cash flow	million \$		(100)	(188)
POT	ans	30,00		-

VAN	0,00	million\$0
TRI	12,00%	
POT	30,00	ans
ERC	0,00%	

CREU

Calendrier-an
Calendrier

1	2	3	4
01-Jan-00	01-Jan-01	01-Jan-02	01-Jan-03

Facteur d'actualisation

12,00%	1,00	1,12	1,25	1,40
--------	------	------	------	------

		Σ				
Production q sortie maillon	million MWh	-				
Q-deltaq - t*(1-deltaq)		6 655,43	-	-	-	-
Production		1 489,61	-	-	-	-
		-				
CapEx	million \$	500,00	100	98	148	153
Amort	million \$	500,00	-	-	-	-
		-				
emprunt	million \$	-	-	-	-	-
Principal	million \$	-	-	-	-	-
Intérêt	million \$	-	-	-	-	-
		-				
Amort économique	million \$	364,92	100	88	118	109
OpEx	million \$	711,88	-	-	-	-
Dépenses exploitation	million \$	108,34	-	-	-	-
Creu	\$/MMBTU	0,318				
	Invest \$/MMBTU	0,245				
	Opex \$/MMBTU	0,073				

Annexe 04:

Simulation économique GTL

Construction CapEx

Construction CapEx

Calendrier (année)

Calendrier (date)

1	2	3	4	-	-
01-Jan-09	01-Jan-10	01-Jan-11	01-Jan-12	00-Jan-00	00-Jan-00

CapEx

million \$	100,00%						
Terrain	million \$	12,00%	100,00%				
Structure	million \$	18,00%		50,00%	50,00%		
Equipements industriels	million \$	32,00%		33,33%	33,33%	33,33%	
Autres Equipements	million \$	8,00%			50,00%	50,00%	
Cablage	million \$	12,00%			50,00%	50,00%	
Raccordement	million \$	10,00%				100,00%	
Frais Prélimaires	million \$	8,00%	100,00%				
CapEx	million \$	6 500,00					

Operations

Production / Prices

Calendrier (année)

Calendrier (date)

-	-	-	-	5	6
00-Jan-00	00-Jan-00	00-Jan-00	00-Jan-00	#REF!	#REF!

Prix

Naphta	100,00%	84,04	84,04	84,04	84,04	84,04	84,04	84,04
Gasoil	125,00%	86,29	86,29	86,29	86,29	86,29	86,29	86,29
GPL	90,00%	98,99	98,99	98,99	98,99	98,99	98,99	98,99
Quantité	10^6 MMBTU	500,00	500,00	500,00	500,00	500,00	500,00	500,00

Disponibilité

Courbe de disponibilité

Production Disponible pour 10^6 MMBTU

Rendement Global

65%

				91,25%	91,21%
-	-	-	-	456,25	456,05

Rendements

Naphta	MM bbl	25%	-	-	-	-	6,30	6,30
Gasoil	MM bbl	70%	-	-	-	-	17,65	17,64
GPL	MM bbl	5%	-	-	-	-	1,26	1,26

Rendement

85 000,00 bbl/ 10^6 MMBTU

Clefs de répartition des charges

	Capex	Opex	Gaz Consommée
Naphta	30%	20%	25%
Gasoil	62%	76%	70%
GPL	8%	4%	5%
Total	100,00%	100,00%	100,00%

OpEx

Coût variable

Gaz

Auto consommation	35%
CREU	1,20
Matière & fourniture	0,38
Services	0,23
Maintenance	0,45

Coût fixe

Fourniture	million \$	p.a.	31,50
Services	million \$	p.a.	27,00
Energie & eau	million \$	p.a.	22,50
Frais de personnel	million \$	p.a.	137,70
Assurances	million \$	p.a.	45,00
Coûts produits chimiques	million \$	p.a.	27,00
Maintenance	million \$	p.a.	22,50
Autres	million \$	p.a.	31,50

TCR - Income Statement

Calendrier-an
Calendrier

1	2	3	4	5
01-Jan-00	01-Jan-01	01-Jan-02	01-Jan-03	01-Jan-05

Facteur d'actualisation

		10,00%	1,00	1,10	1,21	1,33	1,46
		Σ					
Recettes	million \$	54 138,51	-	-	-	-	2 177
Naphta							
Gasoil							
Kerosène							
GPL							
CapEx	million \$	6 500,00	1 300	1 278	1 928	1 993	-
CapEx /an actualisé	million \$	5 553,41	1 300	1 162	1 594	1 498	-
Amort	million \$	6 500,00	-	-	-	-	650
Emprunt	million \$	-	-	-	-	-	-
Annuité	million \$	-	-	-	-	-	-
OpEx	million \$	33 230,95	-	-	-	-	1 083
Impôt	million \$	3 601,89	-	-	-	-	111
Cash flow	million \$	10 805,67	(1 300)	(1 278)	(1 928)	(1 993)	983
Cash flows actualisés	million \$	0,05	(1 300)	(1 162)	(1 594)	(1 498)	671
Cumul des cash flow	million \$		(1 300)	(2 462)	(4 056)	(5 553)	(4 882)
POT	ans	30,00		-	-	-	-

VAN	0,05	million\$0
TRI	10,00%	
POT	30,00	ans
ERC	0,00%	

CREU

Calendrier-an
Calendrier

1	2	3	4	5	6
01-Jan-00	01-Jan-01	01-Jan-02	01-Jan-03	01-Jan-05	01-Jan-06

Facteur d'actualisation

10,00%	1,00	1,10	1,21	1,33	1,46	1,61
--------	------	------	------	------	------	------

Nafta		Σ						
Production q sortie maillon million bbl		-						
Qt*(1-t)		117,54	-	-	-	-	4,73	4,72
Production		32,13	-	-	-	-	3,23	2,93
CapEx	million \$	6 500,00	1 300	1 278	1 928	1 993	-	-
Amort	million \$	6 500,00	-	-	-	-	650	650
emprunt	million \$	-	-	-	-	-	-	-
Principal	million \$	-	-	-	-	-	-	-
Intérêt	million \$	-	-	-	-	-	-	-
Amort économique	million \$	1 440,97	390	349	478	449	(33)	(30)
OpEx	million \$	33 230,95	-	-	-	-	1 083	1 101
Dépenses exploitation	million \$	1 259,03	-	-	-	-	111	103
Creu	\$/bbl	84,040						
Invest	\$/bbl	44,851						
Opex	\$/bbl	39,188						

Annexe 05:

Simulation économique GTW

Construction

Construction CapEx

Construction CapEx

Calendrier (année)	1	2	3	4	-	-	-
Calendrier (date)	01-Jan-09	01-Jan-10	01-Jan-11	01-Jan-12	00-Jan-00	00-Jan-00	00-Jan-00

CapEx

million \$	100,00%						
Terrain million \$	12,00%	100,00%					
Structure million \$	18,00%		50,00%	50,00%			
Equipements indus million \$	32,00%		33,33%	33,33%	33,33%		
Autres Equipemer million \$	8,00%			50,00%	50,00%		
Cablage million \$	12,00%			50,00%	50,00%		
Raccordement million \$	10,00%				100,00%		
Frais Prémlaire million \$	8,00%	100,00%					

CapEx

million \$ 4 000,00

Operations

Production / Prices

Calendrier (année)	-	-	-	-	5	6	7
Calendrier (date)	00-Jan-00	00-Jan-00	00-Jan-00	00-Jan-00	#REF!	#REF!	#REF!

Gaz

Prix \$ /Mwh	11,36	11,36	11,36	11,36	11,36	11,36	11,36
--------------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------

Quantité 10^6 MWh	146,54	146,54	146,54	146,54	146,54	146,54	146,54
-------------------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------

Disponibilité

Courbe de disponibilité					91,25%	91,21%	91,17%
-------------------------	--	--	--	--	--------	--------	--------

Production Dis 10^6 MWh	-	-	-	-	133,72	133,66	133,60
-------------------------	---	---	---	---	--------	--------	--------

OpEx

Coût variable

Gaz

Auto consommation (pertes d		35%
CREU		5,94
Matière & four	\$/Mwh	0,03
Services	\$/Mwh	0,03
Maintenance	\$/Mwh	0,03

Coût fixe

Fourniture	million \$	p.a.	0,15
Services	million \$	p.a.	0,10
Energie & eau	million \$	p.a.	0,05
Frais de perso	million \$	p.a.	0,07
Assurances	million \$	p.a.	0,02
Coûts produits	million \$	p.a.	0,09
Maintenance	million \$	p.a.	0,20
Autres	million \$	p.a.	0,04

CREU

Calendrier-an
Calendrier

1	2	3	4	5	6
01-Jan-00	01-Jan-01	01-Jan-02	01-Jan-03	01-Jan-05	01-Jan-06

Facteur d'actualisation

12,00%	1,00	1,12	1,25	1,40	1,57	1,76
--------	------	------	------	------	------	------

		Σ						
Production q sortie maillon million MWh		-						
Q-deltaq - t*(1-deltaq)		1 621,11	-	-	-	-	65,19	65,16
Production		362,83	-	-	-	-	41,43	36,97
		-						
CapEx	million \$	4 000,00	800	787	1 187	1 227	-	-
Amort	million \$	4 000,00	-	-	-	-	400	400
		-						
emprunt	million \$	-	-	-	-	-	-	-
Principal	million \$	-	-	-	-	-	-	-
Intérêt	million \$	-	-	-	-	-	-	-
		-						
Amort économique	million \$	2 919,33	800	702	946	873	(64)	(57)
OpEx	million \$	7 181,08	-	-	-	-	286	286
Dépenses exploitation	million \$	1 200,91	-	-	-	-	137	122
Creu	\$/MMBTU	11,356						
Invest	\$/MMBTU	8,046						
Opex	\$/MMBTU	3,310						

Annexe 06:

**Simulation des prix futurs du gaz par le processus de
retour a la moyenne RM**

RM prix moyen = 5\$/MMBTU

Eta 4
 Sig 2
 dt 0,00367647
 x0 6
 Xbar 5

Eta
 Sig
 Xbar

t	eps	eps	eps	dz
0,00367647	1,25748608	0,08635191	1,18656239	-2,8928E-17
0,00735294	-0,15273566	0,98699755	-0,24223725	1
0,01102941	-0,39361321		-0,48628805	-0,02948554
0,01470588	0,95177613		0,8768251	0,05316533
0,01838235	1,15008251		1,07774391	0,06534782
0,02205882	-1,46292646		-1,56968815	-0,09517632
0,02573529	0,31317667		0,22981289	0,01393445
0,02941176	1,33051217		1,2605505	0,0764321
0,03308824	1,01515628		0,9410402	0,05705894
0,03676471	0,30796928		0,2245369	0,01361455
0,04044118	0,35064832		0,26777819	0,01623644
0,04411765	-0,62835015		-0,72411736	-0,04390606
0,04779412	-0,6884053		-0,78496365	-0,04759541
0,05147059	0,23029077		0,14583507	0,00884255
0,05514706	-1,10142863		-1,20342804	-0,07296854
0,05882353	-0,05154097		-0,13970944	-0,00847113
0,0625	0,1740545		0,08885796	0,00538781
0,06617647	-0,48699082		-0,58089579	-0,03522198
0,06985294	-0,05491404		-0,14312695	-0,00867835
0,07352941	-0,95871056		-1,05882985	-0,06420099
0,07720588	0,89868745		0,82303703	0,04990395
0,08088235	-0,35136943		-0,44348777	-0,0268904
0,08455882	-0,48184118		-0,57567832	-0,03490563
0,08823529	0,07885232		-0,00759839	-0,00046072
0,09191176	0,54633168		0,46603943	0,02825779
0,09558824	0,23222827		0,1477981	0,00896158
0,09926471	0,0287934		-0,05831677	-0,00353597
0,10294118	-0,34245765		-0,43445858	-0,02634292
0,10661765	1,23407621		1,16284412	0,07050778
0,11029412	-0,51215592		-0,60639241	-0,03676794
0,11397059	-0,51798779		-0,61230111	-0,03712621
0,11764706	-0,02502575		-0,11284492	-0,00684223
0,12132353	0,22903281		0,14456054	0,00876527
0,125	-1,03131019		-1,13238589	-0,06866098
0,12867647	1,03418806		0,9603227	0,05822812
0,13235294	-0,07649343		-0,16499062	-0,01000403
0,13602941	1,13078046		1,05818758	0,06416205
0,13970588	0,23853774		0,15419069	0,00934918
0,14338235	-0,98288704		-1,08332482	-0,06568622
0,14705882	2,20585949		2,14742942	0,13020703
0,15073529	-0,63331865		-0,72915131	-0,04421129
0,15441176	0,19875286		0,11388169	0,00690509

0,02373049 -99%
 1,98532737 -1%
 5,02567604 1%

coéf

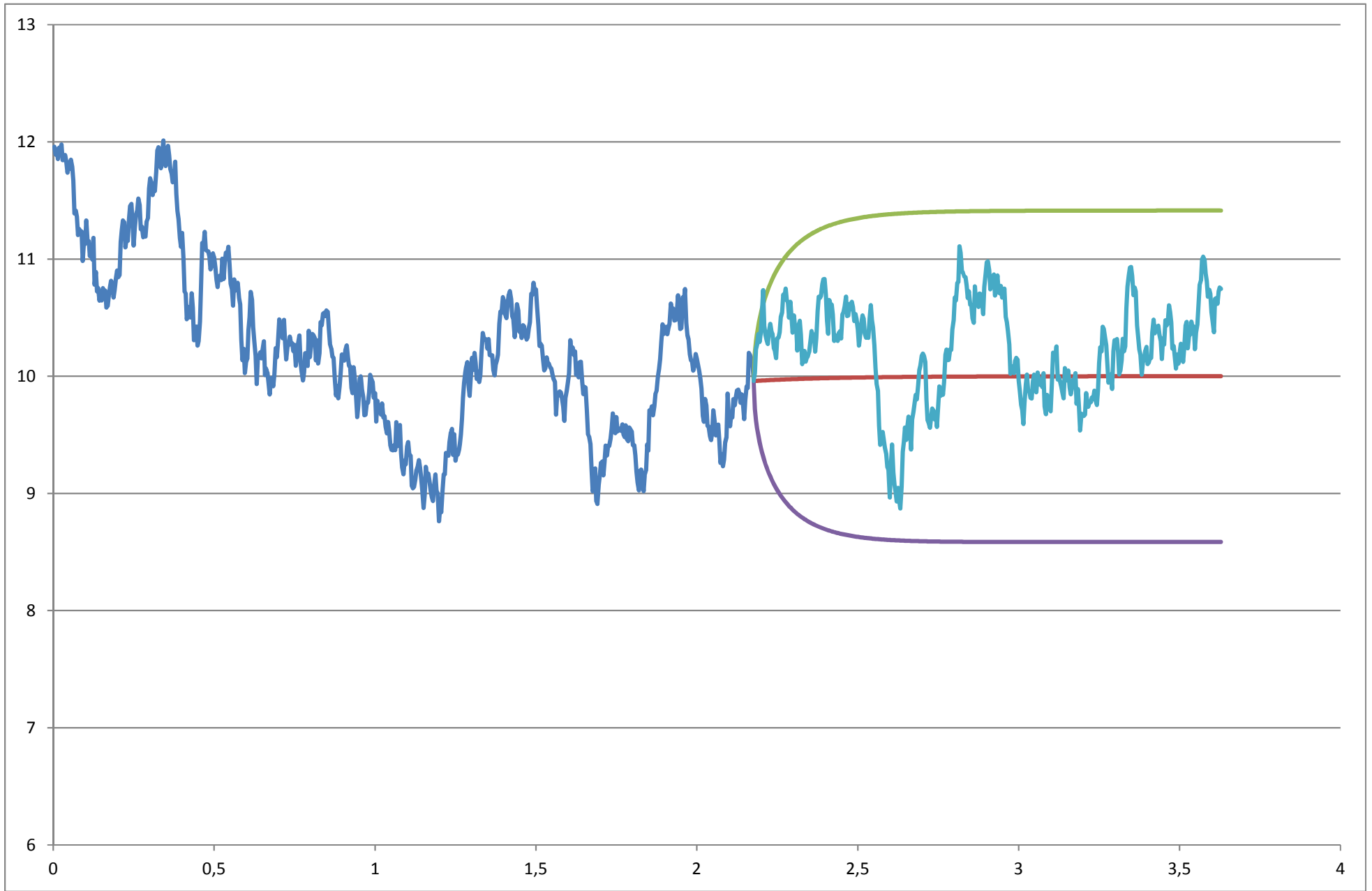
2

dx	x	x	diff
0,12918594	6,12918594	6,12824197	0,00094397
-0,04598126	6,08320469	6,08261068	0,000594006
-0,07490057	6,00830412	6,0082663	3,78128E-05
0,09150266	6,09980678	6,09910094	0,000705837
0,11452202	6,21432879	6,21279647	0,001532325
-0,20821043	6,00611837	6,00613019	-1,18232E-05
0,01307305	6,01919142	6,01910766	8,3756E-05
0,13787609	6,15706751	6,1559775	0,001090009
0,09710219	6,2541697	6,25238612	0,001783576
0,00878543	6,26295512	6,26113355	0,001821578
0,01390001	6,27685513	6,27495873	0,001896403
-0,10658941	6,17026572	6,16917613	0,001089586
-0,11240061	6,05786511	6,05761301	0,000252093
0,00212826	6,05999337	6,05972954	0,000263827
-0,16152522	5,89846814	5,89938875	-0,000920604
-0,03015503	5,86831312	5,86944077	-0,001127658
-0,0019937	5,86631942	5,8674453	-0,001125881
-0,08318395	5,78313546	5,78485294	-0,001717474
-0,02887339	5,75426207	5,75616559	-0,001903514
-0,13949407	5,614768	5,61766326	-0,00289526
0,09076719	5,7055352	5,70772494	-0,00218974
-0,06415631	5,64137889	5,64400562	-0,002626726
-0,07924329	5,5621356	5,56530318	-0,003167582
-0,00918814	5,55294746	5,55613602	-0,003188562
0,048384	5,60133146	5,60411995	-0,002788493
0,00908004	5,6104115	5,61309301	-0,002681507
-0,01604859	5,59436292	5,59712264	-0,002759727
-0,06142647	5,53293644	5,53610487	-0,003168427
0,13317826	5,6661147	5,66826367	-0,002148966
-0,08333169	5,58278302	5,5855097	-0,002726677
-0,08282275	5,49996026	5,50325249	-0,003292225
-0,02103681	5,47892345	5,48232142	-0,003397969
0,01048755	5,489411	5,49268278	-0,003271783
-0,14451918	5,34489182	5,34917206	-0,004280244
0,11138429	5,45627611	5,45967991	-0,003403799
-0,02671799	5,42955812	5,43310755	-0,003549427
0,12200706	5,55156518	5,55417121	-0,00260603
0,01058711	5,5621523	5,56464298	-0,002490687
-0,13963938	5,42251292	5,42598782	-0,003474898
0,25420064	5,67671356	5,67828007	-0,001566506
-0,09837425	5,57833931	5,58060196	-0,002262654
0,00530519	5,5836445	5,58583543	-0,002190929

a	0,11785782
b	-0,02345114
eps reg	0,1203729

dx	xt-1
0,12824197	6
-0,04563129	6,12824197
-0,07434438	6,08261068
0,09083464	6,0082663
0,11369553	6,09910094
-0,20666628	6,21279647
0,01297747	6,00613019
0,13686984	6,01910766
0,09640862	6,1559775
0,00874742	6,25238612
0,01382518	6,26113355
-0,10578259	6,27495873
-0,11156312	6,16917613
0,00211653	6,05761301
-0,16034079	6,05972954
-0,02994797	5,89938875
-0,00199548	5,86944077
-0,08259236	5,8674453
-0,02868735	5,78485294
-0,13850232	5,75616559
0,09006168	5,61766326
-0,06371932	5,70772494
-0,07870244	5,64400562
-0,00916716	5,56530318
0,04798393	5,55613602
0,00897306	5,60411995
-0,01597037	5,61309301
-0,06101777	5,59712264
0,1321588	5,53610487
-0,08275397	5,66826367
-0,08225721	5,5855097
-0,02093107	5,50325249
0,01036136	5,48232142
-0,14351072	5,49268278
0,11050785	5,34917206
-0,02657237	5,45967991
0,12106366	5,43310755
0,01047177	5,55417121
-0,13865517	5,56464298
0,25229225	5,42598782
-0,09767811	5,67828007
0,00523347	5,58060196

			0,003336688	moyen	max	min
-0,12424754	5,40013179	5,3967951	0,003400953	5,412196931	5,412196931	5,412196931
0,0154661	5,41559788	5,41219693		5,406179566	5,64694272	5,165416411
		5,28065365		5,400250043	5,73826441	5,062235676
		5,2932354		5,394407081	5,805392655	4,983421507
		5,19105578		5,388649417	5,85979745	4,917501383
		5,15967029		5,382975804	5,905961087	4,859990521
		5,39582701		5,377385016	5,946202329	4,808567704
		5,5408433		5,371875845	5,981910553	4,761841136
		5,45852889		5,366447097	6,013998851	4,718895343
		5,51943605		5,3610976	6,043106938	4,679088263
		5,24120777		5,355826197	6,069704594	4,6419478
		5,05407714		5,350631747	6,0941495	4,607113994
		4,98416851		5,345513127	6,116721889	4,574304365
		4,88018993		5,34046923	6,137646481	4,543291978
		4,82585332		5,335498965	6,157106979	4,513890951
		4,66325094		5,330601257	6,175256007	4,485946507
		4,7357632		5,325775048	6,192222129	4,459327967
		4,96452825		5,321019293	6,208114936	4,43392365
		4,924527		5,316332964	6,223028823	4,409637105
		4,94079259		5,311715047	6,237045831	4,386384263
		4,96438287		5,307164544	6,250237846	4,364091241
		5,03751391		5,30268047	6,262668304	4,342692636
		4,99052423		5,298261856	6,274393542	4,32213017
		4,91433447		5,293907746	6,285463885	4,302351607
		4,70418746		5,289617199	6,295924519	4,283309879
		4,75587679		5,285389286	6,305816208	4,264962365
		4,70256599		5,281223094	6,315175884	4,247270304
		4,65607949		5,277117721	6,32403714	4,230198301
		4,37682988		5,273072279	6,332430642	4,213713916
		4,41516172		5,269085894	6,340384474	4,197787313
		4,29433669		5,265157703	6,347924437	4,182390968
		4,3817489		5,261286857	6,355074301	4,167499412
		4,23100816		5,257472518	6,361856017	4,153089019
		4,26829821		5,253713862	6,368289913	4,139137812
		4,28253356		5,250010077	6,37439485	4,125625304
		4,34069091		5,24636036	6,380188366	4,112532354
		4,36133652		5,242763923	6,385686803	4,099841043
		4,45376079		5,239219987	6,390905412	4,087534562
		4,62050941		5,235727787	6,395858456	4,075597118
		4,70989794		5,232286567	6,400559288	4,064013846
		4,59310385		5,228895583	6,405020434	4,052770732
		4,70868359		5,225554101	6,409253656	4,041854547
		4,77237871		5,2222614	6,413270018	4,031252781
		4,99716587		5,219016766	6,417079936	4,020953595
		5,05161647		5,215819498	6,420693229	4,010945766
		4,89352088		5,212668905	6,424119165	4,001218644
		4,92656369		5,209564305	6,427366498	3,991762112
		4,93827566		5,206505026	6,430443506	3,982566547
		4,94680428		5,203490408	6,433358026	3,973622791
		4,88532719				



الملخص:

قد يؤثر تحرير سوق الغاز خلال هذه السنوات الأخيرة على السياسة الطاقوية بالجزائر، وتعتبر السوق الأوروبية والسوق الآسيوية أسواق قوية تساعد في زيادة الطلب على الغاز. تواجه المؤسسة الوطنية سونا طراك، بصفتها الممثل الرسمي للجزائر، مختلف التغيرات التي تعرفها سوق الغاز و ينبغي أن تستغل الفرص التي تتاح لها و تتمثل هذه الفرص على سبيل المثال في فرص الاستثمار في مجال النقل و تسويق الغاز الجزائري. كما تعتبر سونا طراك المؤسسة الرائدة في مجال نقل الغاز عن طريق الأنابيب و الغاز الطبيعي المسيل. مشاريع استثمار جديدة تثير الانتباه في إطار تقييم الموارد في مجال المحروقات و على وجه الخصوص الموارد الغازية أهمها مشروع تحويل الغاز إلى منتوجات المحروقات ومشروع نقل الغاز عبر الكابل الكهربائي (بعد تحويل الغاز إلى كهرباء) و يضم التخطيط المقترح مرحلتين، تتمثل المرحلة الأولى في مخطط الاستثمار على المدى البعيد في مجال الغاز حسب ما اقترح في تنفيذ المشروع وذلك حسب مدة حياة مخزونات الغاز وأسعار السوق والمخازن التي هي محل الاستغلال. أما المرحلة الثانية فتتمثل في وضع تقرير استراتيجي الذي يحتوي على كل المعلومات التي توصلنا إليها من خلال عملنا وأخيرا تقديم تمثيل يشرح الرؤية الاستراتيجية على المدى البعيد.

Résumé :

La libéralisation du marché gazier ces dernières années risque d'influer sur la politique énergétique en Algérie, le marché européen et asiatique sont des marchés potentiels contribuant à augmenter la demande de gaz, l'Algérie représenté par sa compagnie nationale SONATRACH doit faire face aux différentes mutations du marché gazier d'un côté et saisir les opportunités qui se présente, ces opportunités peuvent se traduire par des opportunités d'investissement dans le transport et la commercialisation du gaz algérien, SONATRACH est pionnière dans l'activité du transport par gazoduc et par méthanier, dans le cadre de la valorisation des ressources en hydrocarbures et les ressources gazières plus particulièrement, de nouveaux projets d'investissement attire l'attention : le projet GTL et le projet GTW. La planification proposé comprendra deux étapes, la première étape est le Planning d'investissement sur le long terme dans le domaine gazier et selon les différents maillons proposés dans le sujet et suggérés tout en prenant en considération la durée de vie des réserves, le prix du marché et les réserves existantes en cours d'exploration, la deuxième étape consiste à élaborer un diagnostic stratégique qui comprendra toutes les informations requises durant notre étude et enfin illustrer un schéma qui nous décrira la vision stratégique à long terme.

Abstract:

The Liberalization of the gas market in recent years is likely to affect energy policy in Algeria, the European and Asian markets are potential markets contributing to increased demand for gas, Algeria represented by its national company Sonatrach has to deal with different changes in the gas market on one side and seize the opportunities that arise, these opportunities can result in investment opportunities in the transportation and marketing of Algerian gas, Sonatrach is a pioneer in the transport business pipeline and LNG in the context of the development of hydrocarbon resources and gas resources in particular, new investment projects attracted attention: GTL project and the GTW project. The proposed plan will consist of two steps, the first step is the planning of long-term investment in the gas sector and the different links in the proposed issue and suggested while taking into consideration the life of the reserves, the price of market and existing reserves being explored, the second step is to develop a strategic assessment that will include all the informations required for our study and finally illustrate a pattern that we describe the long-term strategic vision.