

Université M'Hamed BOUGARA - Boumerdes
Faculté des Sciences Economiques, Commerciales et
Sciences de Gestion
Département des Sciences Commerciales



Mémoire de fin d'étude pour l'obtention de Master en
Sciences Commerciales
Option : Finance et Commerce International

Evolution du Marché Mondial du Gaz Naturel (Etude
Comparative Entre les Principaux Pays Exportateurs
Période d'Etude : 2011-2021)

Préparé par les étudiants

- ❖ **TOUBAL Slimane**
- ❖ **KHELOUAT Thanina**

Encadré par

- ❖ **Dr. CHIKHI Khadidja**

Promotion : 2023

Année Universitaire : 2022/2023

Remerciements

Avant de commencer tout développement sur cette expérience professionnelle, nous adressons tout d'abord nos remerciements les plus sincères à « Dieu » le tout-puissant de nous avoir guidé vers le chemin du savoir et de nous avoir donné le courage, la patience et la santé.

*Un remerciement spécial pour **Mme. KHECHAI** notre encadrante pour son soutien, ses conseils, son orientation ainsi que ses précieuses informations qui nous ont permis de terminer cette période de stage dans de bonnes conditions et d'avoir obtenu le maximum d'informations sur le monde professionnel afin d'enrichir nos connaissances théoriques et partant avoir la chance de les accompagner sur le terrain.*

*Nous tenons à remercier particulièrement notre promotrice **Mme. CHIKHI** d'avoir accepté de nous guider tout au long de ce travail
Il est aussi judicieux de présenter nos plus humbles remerciements à la Société « ALNAFT » qui permet aux étudiants (es) d'améliorer leurs pratiques en leur donnant l'accord et l'opportunité pour effectuer des stages pratiques au sein de ses structures.*

Notre immense gratitude va également à toutes les personnes qui nous ont aidé au cours de cette formation notamment l'ensemble du personnel de la division du Gaz Naturel pour nous avoir orienté et donné les informations nécessaires à l'issue de notre stage.

*Nous tenons également à remercier profondément nos professeurs auprès desquels nous avons eu la chance d'étudier au cours de ce cursus.
Nos sentiments de reconnaissance à nos parents qui ont généralement apporté leur soutien.*

À tous, nos reconnaissances les plus sincères.

Dédicace

*Je dédie ce travail à mes parents qui ont été mes piliers depuis le début de
mon parcours*

*A tous les êtres chers qui ont été à mes côtés depuis le début, dans les bons
et les mauvais moments, du plus profond de mon cœur, je souhaite
exprimer toute ma gratitude envers eux.*

TOUBAL Slimane

Dédicace

Je dédie ce travail à mes parents pour leur soutien inconditionnel tout au long de mon parcours académique, ainsi qu'à mes deux sœurs et mon frère pour leurs soutiens indéfectibles.

Je tiens également à remercier tous mes proches dont les encouragements ont été une source constante de motivation et de force.

Merci.

KHELOUAT Thanina

Extrait

Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique
Université « M'Hamed BOUGARA » -Boumerdès
Faculté des Sciences Economiques, Commerciales et des Sciences de Gestion

L'Evolution du Marché Mondial du Gaz Naturel (Etude Comparative Entre les Principaux Pays Exportateurs) Période Entre 2011 et 2021

Mémoire présenté pour l'obtention d'un Master en Finance et commerce international

Présenté par :

- **TOUBAL Slimane**
- **KHELOUAT Thanina**

Encadré par :

- **Dr. CHIKHI Khadidja**

Extrait

Le marché mondial du gaz naturel est en perpétuelle évolution, influencé par des facteurs économiques, géopolitiques et environnementaux.

Au cours des dernières décennies, la demande en gaz naturel a continuellement augmenté, stimulée par une demande croissante en énergie, les transitions vers des sources d'énergie plus durables car le gaz naturel considéré comme une alternative plus propre aux combustibles fossiles plus polluants, ce qui en fait un choix attractif pour les pays et les entreprises cherchant à réduire leurs émissions de carbone.

Cette demande croissante témoigne de notre besoin constant d'énergie et de notre prise de conscience accrue des enjeux environnementaux auxquels nous faisons face, néanmoins, le marché mondial du gaz naturel doit relever des défis majeurs tels que les variations des prix, les préoccupations environnementales et les politiques énergétiques qui sont autant de facteurs susceptibles d'influencer l'industrie du gaz naturel, par ailleurs l'émergence des énergies renouvelables et d'autres sources d'énergie alternatives introduit une dimension de concurrence et de substitution à long terme. Ces évolutions exigent une adaptation et une vision à long terme pour maintenir la compétitivité et saisir les opportunités émergentes dans ce secteur en constante évolution.

Cette recherche se propose d'explorer l'évolution du marché mondial du gaz naturel au cours de la dernière décennie, en mettant en évidence les principaux facteurs économiques, géopolitiques et environnementaux qui ont influencé son développement.

Mots clés : croissance de la demande, transition énergétique, Politiques énergétiques, Concurrence et substitution, Développement et tendances du marché, Flux et routes d'approvisionnement.

Ministry of Higher Education and Scientific Research
University “M’Hamed BOUGARA” -Boumerdes
Faculty of Economics, Management, and Commercial Sciences

The Global Natural Gas Market (A Comparative Study Among the Major Exporting Countries)

Thesis submitted to the faculty of management as part of the requirements for obtaining a Master’s degree in Finance and International Business.

Presented by:

- **TOUBAL Slimane**
- **KHELOUAT Thanina**

Under the direction of:

- **Dr. CHIKHI Khadidja**

Abstract

The global natural gas market is in constant evolution, influenced by economic, geopolitical, and environmental factors.

Over the past decades, the demand for natural gas has consistently increased, driven by a growing need for energy and transitions towards more sustainable energy sources.

Natural gas is considered as a cleaner alternative to more polluting fossil fuels, making it an attractive choice for countries and businesses aiming to reduce their carbon emissions.

This rising demand reflects our ongoing energy needs and a heightened awareness of the environmental challenges we face.

However, the global natural gas market faces significant challenges, including price fluctuations, environmental concerns, and energy policies that can impact the industry. Additionally, the emergence of renewable energies and other alternative energy sources introduces a long-term dimension of competition and substitution. These developments require adaptation and a long-term vision to maintain competitiveness and seize emerging opportunities in this ever-changing sector.

This research aims to explore the evolution of the global natural gas market over the last decade, highlighting key economic, geopolitical, and environmental factors that have influenced its development.

Keywords: Demand growth, energy transition, energy policies, competition and substitution, market development and trends, supply flows and routes.

وزارة التعليم العالي والبحث العلمي

جامعة امحمد بوقرة بومرداس

كلية العلوم الاقتصادية، العلوم التجارية وعلوم التسيير

السوق الدولية للغاز الطبيعي (دراسة مقارنة بين الدول الرئيسية المصدرة للغاز الطبيعي)

مذكرة تدخل ضمن متطلبات نيل شهادة ماستر أكاديمي في علوم التجارية

تخصص: مالية وتجارة دولية

تحت إشراف

• الدكتورة: شيخي خديجة

من إعداد الطلاب:

• طوبال سليمان

• خلوات ثانيا

مستخلص

السوق الدولي للغاز الطبيعي في تطور مستمر، تحت تأثير العوامل الاقتصادية والجيوسياسية والبيئية. على مدى العقود الأخيرة، شهد الطلب على الغاز الطبيعي زيادة مستمرة، مدفوعة بالطلب المتزايد على الطاقة والانتقال إلى مصادر طاقة أكثر استدامة، حيث يُعتبر الغاز الطبيعي بديلاً أكثر نظافة مقارنة بالوقود الأحفوري، مما يجعله خياراً جذاباً للدول والشركات التي تسعى للحد من انبعاثاتها الكربونية. يشهد هذا الطلب المتزايد على استمرارية الحاجة للطاقة وتوعية المتزايدة بالتحديات البيئية التي يواجهها العالم. ومع ذلك، يواجه السوق الدولي للغاز الطبيعي تحديات كبيرة مثل تقلبات الأسعار والمخاوف البيئية والسياسات الطاقوية التي تؤثر على صناعة الغاز الطبيعي. بالإضافة إلى ذلك، فإن ظهور الطاقات المتجددة ومصادر الطاقة البديلة الأخرى يقدم بُعداً للمنافسة والاستبدال طويل الأجل. تتطلب هذه التطورات التكيف والرؤية على المدى الطويل للحفاظ على التنافسية والاستفادة من الفرص الناشئة في هذا القطاع المتطور. يهدف هذا البحث إلى استكشاف تطور سوق الغاز الطبيعي الدولي خلال العقد الأخير، مسلطاً الضوء على العوامل الاقتصادية والجيوسياسية والبيئية الرئيسية التي أثرت على تطوره الكلمات المفتاحية: نمو الطلب، الانتقال الطاقوي، السياسات الطاقوية، المنافسة والاستبدال، تطور واتجاهات السوق، تدفقات ومسارات التوريد

Tables des Matières

Contenu	Page
Remerciements	
Dédicaces	
Extrait	
Table des Matières	I
Liste des Tableaux	VI
Liste des Figures	VIII
Liste des Annexes	X
Liste des Abréviations	XII
Introduction	A - E
Chapitre I : Généralités sur le Marché Mondial du Gaz Naturel	1
Introduction du chapitre I	2
Section1 : Définition du maché mondial du gaz naturel et ses principales caractéristiques	3
1. Définition du Marché International	3
2. Définition du Marché Mondial de Gaz Naturel	4
3. Caractéristiques du Marché Gazier	5
3.1. Chaîne Gazière	5
3.1.1. Eléments de la Chaîne d'Approvisionnement de Gaz	5
3.1.2. Acteurs de la Chaîne d'Approvisionnement	6
3.2. Diversification des Produits	8
3.2.1. Gaz Naturel	8
3.2.2. Gaz Naturel Liquéfié	9
3.3. Types de Contrats	13
3.3.1. Contrats Long Terme de Gaz Naturel	13
3.3.1.1.Caractéristiques des Contrats à Long Termes	13
3.3.1.2.Types de Contrats à Long Termes	14
3.3.2. Contrats à Court Terme	15
3.3.2.1.Caractéristiques des Contrats à Court Termes	15
3.3.2.2.Types de Contrats à Court Termes	16
3.4. Croissance de la Demande	16
3.5. Principaux Marchés du Gaz	17
3.5.1. Marché Européen	17
3.5.2. Marché Américain	18
3.5.3. Marché Asiatique	18
3.6. Libéralisation des Marchés	19
Section 2 : Histoire de l'Industrie du Gaz Naturel	20

Durant le 19 ^{ème} Siècle	20
1. Les Années 1820	20
1.1. Les Années 1850	20
1.2. Les Années 1880	20
2. Durant le 20 ^{ème} Siècle	21
2.1. Les Années 1920	21
2.2. Les Années 1950	21
2.3. Les Années 1960	21
2.4. Les Années 1970	22
2.5. Les Années 1980	22
2.6. Les Années 1990	23
3. Durant le 21 ^{ème} Siècle	23
3.1. Les Années 2000	23
3.2. Les Années 2010	24
3.3. Les Années 2020	25
Section 3 : Facteurs Influençant le Marché Mondial du Gaz Naturel	26
1. Facteurs Economiques	26
1.1. Offre et Demande	26
1.2. Environnement Concurrentiel	26
1.3. Types de Contrats	28
1.3.1. Contrats à Long Terme	28
1.3.2. Contrats à Court Terme	29
1.4. Conflits Commerciaux	29
1.5. Conditions Economiques Mondiales	30
1.6. Infrastructures	31
2. Facteurs Géopolitiques	31
2.1. Instabilité Politique	31
2.2. Interruption de la Production	32
2.3. Perturbation des Pipelines	32
2.4. Réduction des Exportations	32
2.5. Blocus Maritime	32
2.6. Sanctions Economiques	33
2.7. Alliances et Ententes	33
2.8. Géographie	34
2.9. Décisions Politiques	35
3. Facteurs Environnementaux	36
3.1. Réglementation Environnementale	36

3.2. Politiques Energétiques et Environnementales	37
3.3. Conventions Internationales	37
Conclusion du chapitre I	39
Chapitre II : Evolution des Exportations du Gaz Naturel « Etude Comparative »	40
Introduction du chapitre II	41
Section 01 : Présentation de l'Organisme d'Accueil « ALNAFT »	42
1. ALNAFT	42
1.1. Création de ALNAFT	42
1.2. Définition de ALNAFT Dans la Loi	42
1.3. Caractéristiques de ALNAFT	43
1.4. Nature Juridique de ALNAFT	43
1.5. Management et Gestion de ALNAFT	44
1.5.1. Conseil de Surveillance	44
1.5.2. Comité de Direction	44
1.5.3. Secrétariat Générale	45
1.6. Missions de ALNAFT	45
1.7. Organigramme de ALNAFT	46
2. Division Activité Gaz Naturel	47
2.1. Missions Essentielles de « Division Activité Gaz Naturel »	47
Section 02 : Processus d'Analyse de l'Etude Comparative Entre les Principaux Pays Exportateurs de Gaz Naturel	48
1. Réserves Prouvées de Gaz Naturel	48
2. Production de Gaz Naturel	51
3. Consommation de Gaz Naturel	53
4. Exportation de Gaz Naturel	56
4.1. Exportations Par Pipeline	58
4.2. Exportations de Gaz Naturel Liquéfié	60
5. Part des Exportations de GNL	63
Section 03 : Perspectives du Marché Mondial de Gaz Naturel et Opportunités qui s'Offrent à l'Algérie	67
1. Forum des Pays Exportateurs de Gaz « GECF »	67
2. Perspectives du Marché Mondial et Africain de GN à l'Horizon 2050	67
2.1. Perspectives du Marché Mondial du Gaz Naturel	67
2.2. Perspectives du Marché Africain du Gaz Naturel	68
2.2.1. Perspectives de la Production	69

2.2.2. Perspectives des Investissements	70
2.2.2.1 Investissement en Amont Gazier (Upstream)	70
2.2.2.2 Investissement Intermédiaire (Midstream)	
2.2.3. Politique Energétique en Afrique	72
2.2.4. Perspectives de la Demande	73
2.2.5. Perspectives de l'Offre	75
3. Opportunités qui s'Offrent à l'Algérie	77
3.1. Transition Energétique	77
3.2. Programme de Développement des Energies Renouvelables	78
3.3. Exploitation de l'Hydrogène Vert	79
3.4. Développement du Gaz Non-Conventionnel	80
3.5. Exploitation des Méthaniers pour le Transport du GNL	80
3.6. Projet « GALSI »	81
3.7. Nouvelles Découvertes de Gisement Gaziers	81
Conclusion du Chapitre	82
Conclusion Générale	83
Bibliographie	87
Annexes	91

Liste des Tableaux

Numéro	Titre du Tableau	Page
01	Liste des projets FLNG dans le monde	11
02	Les réserves prouvées de GN des principaux pays exportateurs de gaz sur la période 2011-2020	49
03	Evolution de la production du GN dans les principaux pays exportateurs de gaz sur la période 2011-2021	51
04	Evolution de la consommation du GN dans les principaux pays exportateurs de gaz sur la période 2011-2021	53
05	Evolution des exportations globales du GN des principaux pays exportateurs de gaz sur la période 2011-2021	56
06	Evolution des exportations du GN par pipeline des principaux pays exportateurs de gaz sur la période 2011-2021	58
07	Evolution des exportations du GNL des principaux pays exportateurs de gaz sur la période 2011-2021	61
08	Part des exportations de GNL des principaux pays exportateurs vers l'Europe et l'Asie durant l'année 2021	63

Liste des Figures

Numéro	Titre de Figure	Page
01	Organigramme de ALNAFT	46
02	Processus de l'étude	48
03	Graph sur les réserves prouvées de GN des principaux pays exportateurs de gaz sur la période 2011-2020	49
04	Graph sur l'évolution de la production de GN des principaux pays exportateurs de gaz sur la période 2011-2021	51
05	Graph sur l'évolution de la consommation de GN dans les principaux pays exportateurs de gaz sur la période 2011-2021	54
06	Graph sur l'évolution des exportations globales du GN des principaux pays exportateurs de gaz sur la période 2011-2021	56
07	Evolution des Exportations du GN (par Pipeline) des Principaux Pays Exportateurs de Gaz sur la Période 2011-2021	58
08	Parts du GN exportées (Pipeline) par les principaux pays exportateurs de gaz durant l'année 2021	59
09	Evolution des exportations de GNL des principaux pays exportateurs de gaz sur la période 2011-2021	61
10	Part des exportations de GNL des principaux pays exportateurs vers l'Europe et l'Asie durant l'année 2021	63
11	Flux des exportations de gaz par gazoduc des principaux pays exportateurs en 2021	64
12	Flux des exportations du gaz naturel liquéfié par gazoduc des principaux pays exportateurs en 2021	65
13	Perspectives d'évolution de la demande du gaz naturel de l'Algérie, l'Egypte et le Nigéria à l'horizon 2050	75
14	Perspectives d'évolution de l'offre du gaz naturel de l'Algérie, l'Egypte et le Nigéria à l'horizon 2050	77

Liste des Annexes

Numéro	Titre de l'annexe	Page
01	Characteristics of the gas markets	92
02	Long-term natural gas contracts	94
03	Natural gas spot markets	95
04	Présentation de « ALNAFT »	97
05	Natural gas: proved reserves	102
06	Natural gas: production	104
07	Natural gas: consumption	106
08	Natural gas: trade movements 2021 by pipeline	109
09	Natural gas: Trade movements 2021 as liquefied natural gas	61
10	Natural gas: LNG exports	63

Liste des Abréviations

Abréviation	Signification
GN	Gaz Naturel
GNL	Gaz Naturel Liquéfié
GNC	Gaz Naturel Compressé
GPL	Gaz Pétrolier Liquéfié
GNV	Gaz Naturel pour Véhicules
GES	Gaz à Effet de Serre
FSRU	Floating Storage Regasification Unit
FLNG	Floating Liquefied Natural Gas
MTPA	Million de tonne par an
BP	British Petroleum
AIE	Agence International d'Energie
ARH	Autorité de Régulation des Hydrocarbures
ENI	Ente Nazionale Idrocarburi
FPEG	Forum des Pays Exportateurs de Gaz Naturel
OMC	Organisation Mondial du Commerce
COP 21	21 st Conference of the Parties
CCNUCC	Convention-Cadre des Nations Unies sur les Changements Climatiques
CCCG	Centrales Thermiques à Cycle Combiné de Gaz
LTV	Long Term Vision
AKK	Ajaokuta-Kaduna-Kano
CDN	Contributions déterminées au niveau national
PNEREE	Programme National des Energies Renouvelables et de l'Efficacité Energétique

Introduction

Au fil des décennies, le marché mondial a connu une croissance exponentielle, facilitée par la mondialisation et les progrès technologiques.

Les frontières économiques se sont estompées, permettant aux entreprises de pénétrer de nouveaux marchés et de s'engager dans des activités commerciales à l'échelle mondiale.

Le commerce international occupe une place prépondérante dans l'économie mondiale, et le marché du gaz naturel ne fait pas exception dans le développement économique dans le monde, qui dépend essentiellement de la valorisation des hydrocarbures (Pétrole et Gaz)

Parallèlement au pétrole, l'énergie gazière occupe une place très importante dans le marché mondial grâce à ses réserves importantes, vue sa propreté et sa souplesse d'utilisation, elle dispose d'atouts certains pour devenir une importante source d'énergie et occuper ainsi une place d'avant-garde dans la satisfaction du besoin énergétique mondial.

Dans le paysage énergétique mondial en constante évolution, le gaz naturel occupe une place de choix en tant que ressource énergétique essentielle.

Sa polyvalence, son abondance, sa faible émission de polluants et son rôle de transition vers une économie plus propre en font une composante clé du mix énergétique mondial.

Le gaz naturel, principalement composé de méthane, est extrait de gisements souterrains à travers le monde, sa combustion produit moins de polluants atmosphériques et de CO₂ que d'autres combustibles fossiles, ce qui en fait une option plus propre pour la production d'électricité, le chauffage résidentiel et commercial, ainsi que pour de nombreuses autres applications industrielles, cette caractéristique environnementale du gaz naturel est devenue d'une importance capitale à mesure que les préoccupations liées au changement climatique se sont accrues.

Une autre raison de l'importance du gaz naturel réside dans l'abondance de ses réserves, les découvertes récentes de gisements non conventionnels, tels que le gaz de schiste, ont considérablement élargi les réserves exploitables, contribuant ainsi à la disponibilité mondiale de cette ressource énergétique.

Ces réserves abondantes, réparties géographiquement à travers de nombreux pays, offrent une base solide pour la fourniture mondiale de gaz naturel.

Dans le contexte de la transition énergétique en cours, le gaz naturel joue également un rôle crucial, il est souvent considéré comme une source d'énergie de transition vers des solutions plus durables et renouvelables.

En remplaçant les combustibles fossiles plus polluants, tels que le charbon, le gaz naturel permet de réduire les émissions de gaz à effet de serre et de progresser vers une économie à faible intensité carbone.

Sa flexibilité opérationnelle et sa capacité à compléter les énergies renouvelables intermittentes en font une ressource fiable pour répondre à la demande croissante en énergie.

En outre, le gaz naturel bénéficie d'une infrastructure de transport et de distribution bien établie à l'échelle mondiale, les gazoducs et les terminaux de GNL permettent de transporter le gaz naturel sur de longues distances, facilitant ainsi son commerce international et son accès aux marchés mondiaux.

Cependant, il est important de noter que la promotion du gaz naturel ne doit pas occulter les efforts visant à développer et déployer davantage les sources d'énergie renouvelables, ces dernières restent indispensables pour parvenir à une transition énergétique durable et à long terme.

Cela nous a amenés à étudier le marché mondial du gaz naturel, en particulier son évolution au cours de des dernières années, et pour mieux illustrer notre travail nous avons posé la problématique suivante : **Comment le marché gazier mondial a-t-il évolué au cours de cette dernière décennie et quels sont les perspectives de ce marché ?**

Afin de comprendre cette problématique et de clarifier ses dimensions, elle a été divisée en sous-questions qui s'articulent autour des questions suivantes :

- Quels sont les facteurs économiques et géopolitiques qui impactent les relations commerciales des pays exportateurs de gaz naturel
- Est- ce-que le marché mondial de gaz naturel peut être touché par les conventions mondiales ?
- Quels sont les enjeux qui se présentent pour l'Algérie sur le marché mondial du gaz naturel dans les prochaines années ?

Hypothèses de l'étude

Pour répondre au problème de manière scientifique, l'étude s'est appuyée sur l'hypothèse principale suivante :

Le marché gazier mondial a connu des évolutions majeures ces dernières années, touchant la production, la demande, la diversification des sources et les facteurs géopolitiques.

Cette hypothèse principale a été divisée en sous-hypothèses :

H¹ : Les facteurs économiques, tels que l'offre, la demande et la concurrence, les facteurs géopolitiques, tels que les relations diplomatiques, les alliances régionales et les conflits, auront une influence significative sur les exportations de gaz naturel et la formation des partenariats commerciaux.

H² : Le marché mondial du gaz naturel peut être influencé par les conventions mondiales relatives à l'environnement et aux changements climatiques.

H³ : Plusieurs enjeux se présentent pour l'Algérie durant les prochaines années tels que, l'exploitation de nouveaux gisements, investissements dans l'infrastructure gazière et la mise en œuvre de nouveaux projets gaziers

Objectif de l'étude

Cette étude vise à atteindre l'objectif principal suivant :

Analyser l'évolution du marché mondial du gaz naturel pendant la dernière décennie en matière de l'offre et de la demande du gaz naturel, ainsi examiner les opportunités et les défis qui se présentent aux acteurs du marché.

Cet objectif se divise en sous-objectifs :

- Connaître les différentes caractéristiques du marché gazier et les divers produits qui se trouvent sur le marché
- Déterminer les facteurs ayant une influence sur le marché gazier, notamment des facteurs économiques, géopolitique et environnementaux.

- Effectuer une comparaison approfondie des principaux pays exportateurs de gaz naturel et de leur position sur le marché mondial, en utilisant des indicateurs tels que la production, les réserves, les exportations et la consommation
- Explorer les perspectives d'avenir du marché du gaz naturel

Plan et structure de l'étude

Compte tenu des hypothèses et des objectifs susmentionnés, l'étude a été divisée en deux chapitres, et chaque chapitre a été divisé en trois sections.

Le premier chapitre s'intitule "**Généralités sur le marché mondial du gaz naturel**". Dans ce chapitre, nous passerons en revue l'évolution historique du marché mondial du gaz naturel, en mettant en évidence ses caractéristiques essentielles, les différents contrats utilisés sur ce marché, ainsi que la diversité des produits proposés.

Nous examinerons également les principaux facteurs économiques, tels que l'offre et la demande, les facteurs géopolitiques, notamment l'instabilité économique et les sanctions économiques, ainsi que les réglementations environnementales et les politiques énergétiques des pays, et nous analyserons leur impact sur le marché gazier.

Le second chapitre, intitulé "**Évolution des exportations du gaz naturel**". Dans ce chapitre, nous commencerons par présenter l'organisme d'accueil "ALNAFT" et ses missions essentielles. Ensuite, nous procéderons à une étude comparative des principaux pays exportateurs de gaz naturel, en analysant soigneusement les données et en interprétant les résultats obtenus. Nous explorerons également les perspectives d'avenir du marché du gaz naturel, en mettant en évidence les enjeux auxquels l'Algérie est confrontée, en fonction de ces perspectives

Chapitre I

Généralités sur le Marché Mondial du Gaz Naturel

Introduction

Le marché international, aussi connu sous le nom du marché mondial, englobe toutes les opérations commerciales et financières entre les pays dans le monde entier, cela comprend les importations, les exportations et les échanges transfrontaliers de biens, de services et de capitaux, cela permet notamment aux entreprises et aux consommateurs du monde entier de participer à une économie mondiale interconnectée, et aussi d'élargir leur clientèle en ciblant des marchés étrangers et offre aux consommateurs un plus large choix de produits et de services provenant de différentes parties du monde.

De ce fait, le marché mondial du gaz naturel est un domaine dynamique et en constante évolution, où le gaz naturel est acheté, vendu, transporté et consommé à l'échelle internationale.

De plus, le gaz naturel présente plusieurs caractéristiques qui en font une source d'énergie attrayante, néanmoins le marché gazier est influencé par de certains facteurs qui le façonnent et peut-être continueront de mener l'avenir de ce marché crucial pour l'approvisionnement énergétique mondial.

Dans ce chapitre, nous aborderons le sujet du marché international d'une manière générale, et nous nous concentrerons plus particulièrement sur le marché gazier.

Section1 : Définition du Maché Mondial du Gaz Naturel et ses Principales Caractéristiques

Avant d'aborder la définition du marché mondial de gaz naturel, nous devons d'abord s'éclaircir et mettre des définitions précises sur le marché mondial.

1. Définition du Marché International

Il existe plusieurs définitions du marché international selon les perspectives, les contextes et les acteurs impliqués, voici quelques définitions du marché international :

- Le marché international est l'ensemble des échanges commerciaux entre les différents pays du monde, impliquant la vente et l'achat de biens et de services. Les échanges peuvent être réalisés entre des entreprises, des gouvernements ou des particuliers de différents pays.¹
- Selon l'Organisation mondiale du commerce (OMC), le marché international est le lieu où les échanges de biens et de services entre les différents pays du monde ont lieu. Ce marché est caractérisé par la libre concurrence et les règles commerciales internationales établies par les pays membres de l'OMC.²
- Pour une entreprise, le marché international est l'ensemble des opportunités commerciales et des contraintes qu'elle rencontre lorsqu'elle opère dans plusieurs pays étrangers, c'est donc un environnement complexe et dynamique qui nécessite une adaptation permanente aux différences culturelles, économiques, juridiques et politiques des pays cibles.³
- Pour un pays, le marché international représente les opportunités et les défis liés à la participation à l'économie mondiale est peut-être un moteur de croissance économique et de développement si le pays est capable de s'adapter aux exigences du commerce international et de tirer parti de ses avantages comparatifs.⁴

¹- Czinkota, M. R., & Ronkainen, I. A, International Marketing, Thomson South-Western, 2007.page. 03

²- https://www.wto.org/french/thewto_f/whatis_f/whatis_f.htm, (04/03/2023) à 12h45

³- Hill, C. W. L, International business: competing in the global marketplace, 2014, McGraw-Hill Education.page. 21

⁴- <https://www.economie.gouv.fr/entreprises/le-marche-international>, (04/03/2023) à 14h33

2. Définition du Marché Mondial de Gaz Naturel

On peut attribuer plusieurs définitions au marché mondial de gaz naturel :

- Le marché mondial de gaz naturel est défini comme le marché international où se déroulent les échanges commerciaux de gaz naturel liquéfié (GNL) et de gaz naturel par pipeline entre les différents pays du monde.
Ce marché est caractérisé par une demande élevée en Asie et en Europe, une croissance de l'offre de gaz naturel américain, une concurrence accrue entre les producteurs de gaz naturel et l'importance des politiques énergétiques nationales dans le développement du marché.¹
- Le marché mondial du gaz naturel est le marché international des transactions de gaz naturel entre les producteurs, les acheteurs, les courtiers et les traders.
Ce marché est marqué par une forte volatilité des cours, des fluctuations saisonnières de la demande, une concurrence entre les producteurs nationaux et internationaux et le rôle de la géopolitique dans les échanges gaziers, une diversification des sources d'approvisionnement et une réglementation environnementale de plus en plus stricte.²

En résumé, le marché mondial de gaz naturel est un ensemble complexe de relations commerciales entre les pays du monde, caractérisé par une forte demande, une croissance et une diversification de l'offre, une grande volatilité des prix, des fluctuations saisonnières de la demande, une concurrence entre les producteurs nationaux et internationaux, l'importance de la géopolitique et des politiques énergétiques nationales, une diversité des sources d'approvisionnement et une réglementation environnementale de plus en plus stricte.

¹- <https://www.iea.org/reports/gas-2021>, (05/03/2023) à 09h10

²- <https://www.investopedia.com/terms/n/natural-gas-markets.asp>, (05/03/2023) à 09h11

3. Caractéristiques du Marché Gazier

Le marché de gaz naturel est caractérisé par :

3.1. Chaîne Gazière

Les caractéristiques de l'industrie gazière peuvent toutes être liées au fait que, de tous les combustibles thermiques, le gaz naturel est le seul qui soit un gaz, et non un liquide ou un solide.

Ce fait a des conséquences importantes sur la façon dont l'industrie du gaz est structurée ainsi que sur les conditions de commercialisation la viabilité commerciale de l'industrie du gaz naturel est très sensible à des facteurs tels que la demande, les couts d'exploration, production et transport, les prix du marché et les règlementations environnementales et de sécurité¹

En outre, la chaîne d'approvisionnement de gaz passe par plusieurs étapes nécessaires pour acheminer le gaz naturel depuis les sites de production jusqu'aux consommateurs finaux, elles peuvent varier en fonction des pays, des régions, des infrastructures existantes et des politiques gouvernementales.

3.1.1. Eléments de la Chaîne d'Approvisionnement de Gaz

la chaîne gazière se devise en trois segments:²

3.1.1.1. Amont (upstream)

L'amont englobe les activités liées à l'exploration, à la production et à l'extraction du gaz naturel. Cela comprend la recherche de gisements de gaz naturel, le forage de puits, l'extraction du gaz et les opérations de production. Dans le cadre de l'amont, les entreprises pétrolières et gazières se concentrent sur l'identification et l'exploitation des réserves de gaz naturel.

Les activités clés de l'amont comprennent l'exploration géologique, la cartographie des gisements, le forage et l'acheminement du gaz naturel brut vers les installations de traitement. Ces opérations sont généralement menées par des sociétés d'exploration et de production (E&P) qui sont spécialisées dans l'exploration et le développement des ressources gazières.

¹- Caracterestics of natural gas market, document fourni par (ALNAFT)

²- Idem, <https://www.iea.org/reports/gas-market-report-2021>, (09/03/2023) à 18h03

3.1.1.2. Millieu (Midstream)

- **Traitement** : une fois que le gaz est extrait, il doit être traité pour enlever les impuretés et les contaminants qui pourraient être présents.
- **Transport** : il doit être transporté des sites de production vers les centres de distribution ou les utilisateurs finaux, cela peut se faire par pipelines, en utilisant des navires-citernes pour le gaz naturel liquéfié (GNL) ou par camions-citernes pour les petits volumes.
- **Stockage** : ce produit peut être stocké à différents stades de la chaîne d'approvisionnement en fonction de la demande, de la saisonnalité et des capacités de transport.

3.1.1.3. Aval (downstream)

- **Distribution** : le gaz naturel est distribué aux clients finaux, y compris aux industriels, aux entreprises et aux particuliers, par le biais de réseaux de distribution locaux ou régionaux.
- **Utilisation** : le gaz naturel est utilisé pour une variété d'applications, notamment la production d'électricité, le chauffage, la production d'engrais et la production de produits chimiques.
- **Élimination** : une fois le GN utilisé, il doit être éliminé en toute sécurité. Cela peut se faire par la combustion ou par la capture et le stockage du carbone.

3.1.2. Acteurs de la Chaîne d'Approvisionnement

Ces chaînes peuvent être complexes et impliquer de nombreux acteurs, notamment :¹

- **Producteurs** : sont les pays qui possèdent des gisements de gaz naturel importants et jouent un rôle clé dans la production mondiale, les principaux producteurs sont : la Russie, les États-Unis, le Qatar, le Canada, la Norvège, l'Australie

¹- <https://www.igu.org/publication/global-gas-report-2021>, (09/03/2023) à 18h07

- **Entreprises de Transport et de Distribution** : sont les entreprises qui assurent le transport et la distribution de gaz naturel, elles jouent un rôle essentiel dans le marché gazier. Parmi les plus grandes entreprises figurent Gazprom, Eni, Royal Dutch Shell, BP, Total, ExxonMobil et Chevron.
- **Négociants en Gaz Naturel** : sont des entreprises qui achètent et vendent du gaz naturel sur les marchés de gros et peuvent jouer un rôle clé dans l'arbitrage entre différents marchés. Parmi les plus grands négociants en gaz naturel figurent Gazprom Marketing and Trading, Vitol, Trafigura et Glencore.
- **Consommateurs Industriels** : Les consommateurs industriels sont des acteurs importants du marché gazier, en particulier pour les utilisations dans l'industrie et la production d'énergie. Les secteurs clés comprennent les industries chimiques, pétrochimiques, les fabricants de verre, les cimenteries et les centrales électriques.
- **Fournisseurs de Services Connexes** : c'est les entreprises qui fournissent des services de stockage, de comptage, de facturation, de conseil et d'ingénierie. Parmi les plus grands fournisseurs de services figurent : TechnipFMC, Worley, SNC-Lavalin, KBR et Bechtel.

Le gaz naturel fait face à de fortes contraintes dues à des coûts de transport et de stockage élevés qui ont des conséquences importantes sur sa commercialisation, qui se limite à être une marchandise locale ou au mieux régionale.

L'impact de la distance dans l'activité gazière est illustré par le fait qu'environ 80% de la production mondiale est commercialisée dans le pays où le gaz est produit, sur les 20% restants, plus de la moitié est du « gaz intrarégional » c'est-à-dire du gaz vendu dans les pays voisins par exemple : par la Norvège à l'Allemagne, ou par le Canada aux États-Unis, ce qui en fait essentiellement du « gaz à court distance » et le reste du gaz commercialisé dans le monde peut être considérée comme du "gaz longue distance", et même ce gaz ne parcourt pas les grandes distances que le pétrole fait.

Le commerce international de gaz naturel résulte de grands projets, qui font appel à d'importantes économies d'échelle et à des taux d'utilisation élevés

En conclusion, le gaz naturel est condamné à des infrastructures rigides et coûteuses qui limitent les échanges sur de très longues distances, ce qui rend le marché du gaz « non liquide » et « non homogène ». ¹

¹- Idem, Characteristics of natural gas market, document fourni par (ALNAFT)

3.2. Diversification des Produits

Le marché gazier se caractérise par divers produits tels que le gaz naturel, le GNL, le GNC et le GPL... etc car le gaz naturel représente une source d'énergie majeure dont sa présence est sous différentes formes.

Les produits les plus fréquents sont le gaz naturel et le gaz naturel liquéfié (GNL), qu'on va traiter dans cette partie.¹

3.2.1. Gaz Naturel

Selon l'agence internationale de l'énergie (AIE), le gaz naturel comprend des gaz, se trouvant dans des dépôts souterrains, soit à l'état gazeux, constitué principalement du méthane. Il inclut à la fois du gaz non associé provenant de champs produisant des hydrocarbures uniquement sous forme gazeuse, et de gaz associé produit en association avec du pétrole brut ou du méthane récupéré de mines de charbon (gaz de charbonnage).

La production est mesurée après purification et extraction du gaz naturel liquéfié GNL et du soufre, et exclut le gaz réinjecté ainsi que les quantités exhalées ou évacuées, elle inclut du gaz consommé par les installations de transformation de gaz et le gaz transporté par gazoduc

Il existe plusieurs formes du gaz naturel, se distinguant par leur origine, leur composition et le type de réservoirs dans lesquels il se trouve.

Néanmoins, le gaz est toujours composé principalement du méthane et issu de la désagrégation d'anciens organismes vivants.

Aux différents types de gaz naturels cités ci-après, on pourrait adjoindre le biogaz, un substitut renouvelable.²

- **Gaz Conventionnel Non Associé**

C'est la forme la plus exploitée du gaz naturel. Son processus de formation est similaire à celui du pétrole. On distingue le gaz thermogénique primaire, issu directement de la pyrolyse du kérogène, et le gaz thermogénique secondaire, formé par la pyrolyse du pétrole. Le gaz thermogénique comprend, outre le méthane, un taux variable d'hydrocarbures plus lourds, pouvant aller jusqu'à l'heptane (C_7H_{16}), On peut y trouver aussi du dioxyde de carbone (CO_2), du dioxyde de soufre (SO_2), du sulfure d'hydrogène appelé aussi « gaz acide » (H_2S), et parfois de l'azote (N_2) et de petites quantités d'hélium (He).

C'est principalement ce type de gaz conventionnel non associé qui alimente le marché international du gaz naturel et ses réseaux de transport par gazoduc et méthaniers.³

¹- Djellel Nasreddine, Soauf Redha, Optimisation du prix du gaz naturel GNL vs Gazoduc, Memoire fin d'étude Master, Université de M'Hamed BOUGARA, Faculté des hydrocarbures et de la chimie 2016. page. 19.

²- Idem.

³- Idem

- **Gaz Associé**

Il s'agit du gaz présent en solution dans le pétrole, il est séparé lors de l'extraction de ce dernier.

Pendant longtemps, il était considéré comme un déchet et déduit en torchère, ce qui constitue un gaspillage de ressources énergétiques non renouvelables et une pollution inutile.

Aujourd'hui, une partie est soit réinjectée dans les gisements du pétrole (contribuant à y maintenir la pression et à maximiser l'extraction du pétrole), soit valorisée.

En conclusion le gaz naturel est présent sous différentes formes du type conventionnel et non conventionnel, l'extraction du gaz conventionnel est plus simple contrairement au gaz non conventionnel qui nécessite des techniques difficiles mais avec les progrès technologiques son exploitation sera rentable dans un avenir non lointain, la fréquence du gaz naturel dans le monde est répartie en fonction des types, une étude économique de l'actuelle abondance est nécessaire pour cela¹

3.2.2. Gaz Naturel Liquéfié

Le gaz naturel liquéfié (abrégié 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, il 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 déchargement des méthaniers, les terminaux d'importation et de stockage, les usines de regazéification et de réinjection au réseau.²

¹- Idem. Djellel Nasreddine, Soauf Redha, Optimisation du prix du gaz naturel GNL vs Gazoduc. Pages. 19-20

²- Idem.. Page. 51

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 pied³/jour (à peu près triplé depuis 1990) et de nombreuses plantes étant prolongées, 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 maintenus plus de 100 000 m³ de GNL. À 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 pied³/jour.¹

- **Unité Flottante de Gaz Naturel Liquéfié (FLNG)**

Une Unité Flottante de Gaz Naturel Liquéfié est une installation de production de gaz naturel liquéfié qui est installée sur une plate-forme flottante en mer, elle est conçue pour extraire le gaz naturel des gisements offshore, le traiter pour éliminer les impuretés et le condenser en le refroidissant à des températures très basses jusqu'à ce qu'il devienne liquide, ensuite stocké dans des réservoirs sur la plate-forme flottante et transféré à des navires-citernes pour le transport.²

¹- Idem. Djellel Nasreddine, Soauf Redha, Optimisation du prix du gaz naturel GNL vs Gazoduc. Page. 51

²- Philippe.C, Manfred.H, Carherine.L, Luca.B, Samuel.C, les nouvelles configurations des marchés du GNL et leurs implications géopolitiques, Observatoire de la sécurité des flux et des matières énergétiques page. 22

Contrairement aux installations terrestres traditionnelles de GNL, ces unités permettent de liquéfier le gaz naturel en mer, évitant ainsi la nécessité de construire des installations côtières coûteuses.

Les avantages des FLNG sont nombreux, notamment la flexibilité pour accéder à des gisements de gaz offshore plus éloignés, la réduction des coûts de transport du gaz, la diminution des émissions de gaz à effet de serre, et la sécurité renforcée en évitant la nécessité de construire des installations côtières.¹

Cependant, la construction et l'exploitation d'une FLNG présentent également des défis techniques et environnementaux importants, tels que la résistance aux conditions maritimes extrêmes et la gestion des déchets et des émissions.²

Le premier site de production de FLNG au monde a été mis en service en fin 2016 par la compagnie malaisienne Petronas au large du Sarawak en Malaisie. Depuis lors, trois autres FLNG ont été mis en service, deux sont en construction et deux autres à l'étude ou en négociation. Une douzaine de projets existaient dès l'année de 2016, dont la plupart a été abandonnée ou suspendue suite à l'effondrement du prix de l'énergie depuis 2014.³

Voici la liste des projets FLNG dans le monde :

Tableau 01 : Liste des Projet FLNG dans le Monde

Pays	Opérateur	Projet	Capacité (mtpa)	Mise en service
Malaisie	Petronas	PFLNG Satu	1,2	2016
Cameroun	Golar/ Perenco	Kribi (Golar Hilli Episeyo)	2,4	2017
Australie	Shell	Prelude	3,6	2019
Argentine	Exmar	Tango	0,5	2019
Malaisie	Petronas	PFLNG2 Rotan	1,5	Prévue en 2021
Mozambique	ENI	Coral FLNG	3,4	Prévue en 2022
Mauritanie	Kosmos/BP	Tortue	2,5	Prévue en 2022
Etats-Unis	Delfin	Delfin LNG	5,0	Prévue en 2023

Source: Brian Songhurst, “Floating LNG Update – Liquefaction and Import Terminals”, OIES Paper NG 149, Septembre 2019 and Enerdata

¹- Idem, Philippe.C, Manfred.H, Carherine.L, Luca.B, Samuel.C, les nouvelles configurations des marchés du GNL et leurs implications géopolitiques .page. 22

² - Paul Griffin, Gas and LNG Sales and Transportation Agreements: Principles and Practice, 3ème édition, Globe Law and Business, 2021.pages. 135-136

³- Idem, Philippe.C, Manfred.H, Carherine.L, Luca.B, Samuel.C, les nouvelles configurations des marchés du GNL et leurs implications géopolitiques .page. 22x

- **Unité Flottante de Stockage et de Regazéification (FSRU)**

Les FSRU sont des installations flottantes permettant le stockage et la regazéification du GNL et fonctionnent quasiment à l'identique des installations à terre, cette technologie FSRU est apparue au milieu des années 2000 avec une première mise en service en 2005 dans le golfe du Mexique en 2005.

Aujourd'hui, il existe 24 terminaux FSRU en opérations dans le monde, dont les plus récents permettent de stocker 173 000 m³ et de générer 6 Mtpa, mais des modèles de taille réduite (26 000 m³) existent aussi et peuvent desservir des marchés insulaires restreints (comme à Bali par exemple).

Elles offrent globalement les mêmes avantages que les FLNG par rapport aux installations terrestres (moindre coût, délais de construction réduits, possibilités de leasing, de relocalisation, de reconversion en méthanier, etc.), et des mêmes contraintes (capacités limitées non extensibles, etc.).

Le coût d'un FSRU neuf représente 50 à 60 % de celui d'un terminal équivalent à terre (soit entre 250 et 300 millions de dollars), et peut être livré dans un délai moitié moindre (27 à 36 mois).

Le coût et les délais de livraison sont encore moindre dans le cas des méthaniers reconvertis.

Comme pour les FLNG, certains FSRU sont des méthaniers reconvertis et d'autres ont été spécialement construits pour cet usage.

La conversion est d'ailleurs possible dans les deux sens (FSRU reconvertis en méthaniers) et un certain nombre de navires FSRU (une dizaine fin 2019) opèrent, non comme des terminaux, mais comme méthaniers (suite à l'effondrement des prix de l'énergie depuis 2014, certains navires n'ont pas trouvé de projets au moment de leur mise sur le marché).

Des FSRU sont actuellement en service au Brésil, en Indonésie, au Pakistan, au Bangladesh, en Israël, en Jamaïque, au Koweït, en Jordanie, en Lituanie, en Turquie, en Australie, en Russie (Kaliningrad), etc. Les principales sociétés actives dans ce secteur sont historiquement américaines (Excelerate Energy) et norvégiennes (Golar LNG, Hoegh LNG), récemment rejointes par les asiatiques (dont le japonais Mitsui OSK Lines (MOL) ou encore par le russe Gazprom). Des projets existent en Chine, en Allemagne, au Vietnam, en Grèce, et bien d'autres.¹

¹ - Idem, Philippe.C, Manfred.H, Carherine.L, Luca.B, Samuel.C, les nouvelles configurations des marchés du GNL et leurs implications géopolitiques. page.22.

3.3. Types de Contrats

On distingue deux types de contrats essentiels :

3.3.1. Contrats Long Terme de Gaz Naturel

Sont des accords commerciaux qui impliquent la vente ou l'achat de quantités importantes de gaz naturel sur une période minimale de 5 ans à 10 ans qui peut aller jusqu'à 20, 30 ou 40 ans, Ces contrats sont souvent utilisés pour sécuriser l'approvisionnement en gaz naturel à long terme et pour aider les acheteurs et les vendeurs à gérer les risques liés aux fluctuations des prix.¹

3.3.1.1. Caractéristiques des Contrats à Long Termes

Voici quelques caractéristiques courantes de ces contrats :²

- **Durée** : Les contrats long terme peuvent durer de plusieurs années à plusieurs décennies.
- **Volume** : Les volumes de gaz naturel vendus ou achetés dans ces contrats peuvent être très importants, atteignant parfois plusieurs milliards de mètres cubes par an.
- **Indexation des Prix** : Les prix du gaz naturel dans les contrats long terme sont souvent indexés sur des indices de prix de référence, tels que les prix du gaz naturel sur des marchés réglementés et les prix du pétrole brut.
- **Clauses de Révision de Prix** : Les contrats long terme de gaz naturel peuvent inclure des clauses de révision de prix qui permettent aux prix d'être ajustés périodiquement en fonction de l'évolution des conditions du marché.
- **Clause de Force Majeure** : Les contrats long terme de gaz naturel peuvent inclure des clauses de force majeure qui permettent aux parties de suspendre ou de résilier le contrat en cas de circonstances imprévues qui rendent l'exécution du contrat impossible ou impraticable.

¹- Long-term natural gas contracts, Document fourni par (ALNAFT)

²- Idem .

Ces contrats sont souvent utilisés dans les industries qui dépendent fortement du gaz naturel, telles que l'industrie chimique, la production d'électricité et l'industrie pétrochimique. Ils peuvent aider les parties à planifier à long terme et à réduire les risques liés aux fluctuations des prix et à l'approvisionnement en gaz naturel.¹

3.3.1.2. Types de Contrats à Long Termes

Il existe plusieurs types de contrats à long terme qui sont utilisés dans l'industrie, tels que : ²

- **Contrat d'Approvisionnement Exclusif** : ce type de contrat est souvent utilisé par les acheteurs pour garantir un approvisionnement en gaz naturel à long terme auprès d'un seul fournisseur. En échange de cette exclusivité, le fournisseur s'engage à fournir un certain volume de gaz naturel à un prix convenu.
- **Contrat de Prise ou de Livraison** : ce type de contrat est utilisé pour des projets de développement de gaz naturel à grande échelle, tels que des projets de construction de pipeline ou de terminaux de GNL. Le contrat stipule que le fournisseur livrera une quantité déterminée de gaz naturel à un point de livraison spécifié, et l'acheteur s'engage à le prendre en charge à ce point de livraison.
- **Contrat de Prix Fixe** : ce type de contrat garantit un prix fixe pour une certaine quantité de gaz naturel pendant une période donnée, généralement plusieurs années. Ce type de contrat peut être utilisé par les acheteurs pour gérer les risques liés aux fluctuations des prix.
- **Contrat Indexé** : ce type de contrat lie le prix du gaz naturel à un indice de prix de référence, tel que le prix du gaz naturel sur des marchés réglementés ou le prix du pétrole brut. Ce type de contrat est souvent utilisé pour garantir une certaine stabilité des prix tout en permettant une certaine flexibilité.
- **Contrat de Coopération** : ce type de contrat est utilisé pour les projets de développement conjoints de gaz naturel, dans lesquels les parties coopèrent pour partager les risques et les coûts associés au projet³

¹- Idem, Long-term natural gas contracts, Document fourni par (ALNAFT)

²- <https://www.energyintel.com/topics/natural-gas> (13/03/2023) à 17h23

³- Idem, <https://www.energyintel.com/topics/natural-gas> (13/03/2023) à 17h23

3.3.2. Contrats à Court Terme

Sont des accords conclus pour une période allant généralement jusqu'à un an. Contrairement aux contrats à long terme, les contrats à court terme sont généralement plus flexibles et n'engagent pas les parties sur une période prolongée. ¹

3.3.2.1. Caractéristiques des Contrats à Court Termes

Voici quelques caractéristiques courantes de ces contrats : ²

- **Flexibilité** : les contrats à court terme permettent aux parties de s'adapter plus rapidement aux changements du marché, tels que les fluctuations des prix ou la disponibilité du gaz naturel.
- **Prix de Marché** : les contrats à court terme sont souvent basés sur les prix du marché spot du gaz naturel, ce qui signifie que le prix est déterminé en fonction de l'offre et de la demande actuelles.
- **Approvisionnement Supplémentaire** : les contrats à court terme sont souvent utilisés pour couvrir des besoins d'approvisionnement supplémentaires ou pour des situations d'urgence, telles que des pannes de production ou des fluctuations soudaines de la demande.
- **Durée Limitée** : les contrats à court terme sont généralement conclus pour une durée limitée, généralement jusqu'à un an, cela permet aux parties de renégocier les termes du contrat en fonction des conditions du marché, ces contrats sont de plus en plus utilisés dans l'industrie du gaz naturel en raison de leur flexibilité et de leur capacité à s'adapter rapidement aux fluctuations du marché. Cependant, ils peuvent également présenter des risques pour les parties, notamment en termes de disponibilité du gaz naturel et de volatilité des prix.

¹- Idem, <https://www.eia.gov/outlooks/steo/Natural%20gas%20prices.&%20inventories> (13/03/2023) à 17h25

²- Natural gas spot markets, document fourni par (ALNAFT)

3.3.2.2. Types de Contrats à Court Termes

On trouve plusieurs types de contrats à courts termes tels que : ¹

- **Contrats Spots** : accords conclus pour une livraison immédiate ou très proche du gaz naturel, généralement dans un délai de quelques jours ou de quelques semaines. Ces contrats ne sont pas liés à une période spécifique et sont souvent négociés sur des marchés électroniques (Hubs).
- **Contrats de Livraison Mensuelle** : ces contrats sont conclus pour une livraison de gaz naturel sur une base mensuelle. Ils permettent aux parties de s'adapter aux fluctuations saisonnières de la demande et de l'offre de gaz naturel.
- **Contrats à Prix Fixes** : ces contrats garantissent un prix fixe pour une période déterminée. Ils sont souvent utilisés pour sécuriser les prix du gaz naturel à court terme et pour minimiser les risques liés à la volatilité des prix.
- **Contrats de Swap** : ces contrats sont des accords financiers entre les parties pour échanger des quantités de gaz naturel à un prix déterminé à l'avance. Ils permettent aux parties de se protéger contre les fluctuations des prix à court terme.

3.4. Croissance de la Demande

La demande mondiale de gaz naturel continue de croître et devrait augmenter au cours des prochaines décennies. Selon les prévisions de l'Agence internationale de l'énergie (IEA), la demande de gaz naturel devrait augmenter de près de 1,5 % par an entre 2019 et 2025, puis de 1,2 % par an jusqu'en 2040.²

¹- Idem, <https://www.energyintel.com/topics/natural-gas> (13/03/2023) à 18h04

²- <https://www.imarcgroup.com/natural-gas-market> (11/03/2023) à 22h50

Cette croissance est motivée par plusieurs facteurs, notamment :¹

- **Demande d'Electricité** : le gaz naturel est souvent utilisé pour la production d'électricité, en particulier comme source d'énergie de secours pour les énergies renouvelables intermittentes comme l'éolien et le solaire.
- **Demande Croissante de Gaz Naturel Liquéfié** : le GNL est de plus en plus utilisé pour le transport du gaz naturel sur de longues distances, ce qui facilite les échanges de gaz naturel entre les différents pays.
- **Substitution de Gaz Naturel au Charbon et au Pétrole** : le gaz naturel est considéré comme une source d'énergie plus propre que le charbon et le pétrole, ce qui encourage sa substitution dans les secteurs de la production d'énergie, de la production industrielle et des transports.
- **Croissance Economique** : la demande de gaz naturel est souvent corrélée à la croissance économique, en particulier dans les pays en développement ou la demande énergétique est en forte croissance.

3.5. Principaux Marchés du Gaz

Si l'on compare la chaîne gazière à la chaîne pétrolière, on peut constater que le processus de négociation du gaz naturel diffère fondamentalement de celui du pétrole brut. Il n'y a pas de "marché mondial du gaz" et il existe différents marchés naturels et régionaux. Étant donné ce type de structure de marché, dans n'importe quel marché donné, le gaz doit faire face à la concurrence d'autres énergies régionales et, contrairement au pétrole, ne peut pas être indexé²

3.5.1. Marché Européen

L'Europe est l'un des plus grands marchés du gaz naturel au monde, avec une forte demande de gaz naturel pour la production d'électricité et l'industrie. Les caractéristiques de ce marché sont :³

- Environ 50 % de la demande de gaz est satisfaite par des importations, nécessitant d'importantes infrastructures.
- Un petit nombre d'acteurs, dont les principaux fournisseurs sont les Pays-Bas, la Norvège, la Russie et l'Algérie,

¹- Idem, <https://www.imarcgroup.com/natural-gas-market> (11/03/2023) à 22h50

²- Idem, Natural gas spot markets, document fourni par (ALNAFT)

³- <https://www.eex.com/en/market-data/natural-gas> (11/03/2023) à 23h15

- Différents niveaux de développement sur les marchés nationaux.
- Libéralisation continue du marché.
- Le long terme est la règle, et le court terme reste l'exception.
- La part de marché du gaz dans la production d'électricité est faible, mais en croissance rapide.
- Concurrence principale : gaz naturel versus produits pétroliers.

3.5.2. Marché Américain

Les États-Unis sont un grand producteur de gaz naturel, avec une demande croissante pour la production d'électricité et pour l'industrie chimique.

Les caractéristiques de ce marché sont : ¹

- Marché mature et libéralisé avec de nombreux acteurs.
- Capacités de production et de transport importantes.
- Une structure de marché qui permet un contact direct entre producteurs et consommateurs.
- La confiance dans le marché réduit le besoin de garanties d'approvisionnement à long terme.
- Concurrence gazière dans un système hautement interconnecté.
- Les marchés au comptant sont des approvisionnements à court terme sont possibles dans ce contexte.

3.5.3. Marché Asiatique

L'Asie est un marché en croissance rapide pour le gaz naturel, avec une forte demande en Chine, en Inde et au Japon, les principales caractéristiques du marché asiatique : ²

- La quasi-totalité de la demande de gaz est satisfaite par des importations de gaz naturel liquéfié (GNL).
- Le marché est dominé par les exportations Russe, Australiens et Qataris
- L'infrastructure de transport et de distribution est en cours d'expansion pour répondre à la demande croissante.
- Une chaîne gazière fortement capitalisée qui nécessite des accords de long terme
- Le principal secteur du marché du gaz est la production d'électricité et l'industrie

¹- Idem, Characteristics of natural gas market, document fourni par (ALNAFT)

²- Yifei Cai & Yanrui Wu, Understanding Gas Pricing Mechanisms: Implications For The Asian Market, Asian Development Bank Institute, 2020.page. 03

3.6. Libéralisation des Marchés

La libéralisation des marchés de gaz naturel se réfère à l'ouverture de ces marchés à la concurrence et à la fin des monopoles d'État ou des entreprises verticalement intégrées. La libéralisation peut prendre plusieurs formes, mais elle implique généralement la séparation de la production, du transport, de la distribution et de la vente de gaz naturel en différentes activités et la création de marchés compétitifs pour chacune de ces activités.

Le mouvement de libéralisation, amorcé aux États-Unis, affecte à des degrés divers de nombreux marchés régionaux et bouscule vigoureusement les monopoles établis. Cela oblige de plus en plus l'industrie gazière à répondre aux besoins des consommateurs et aux forces du marché.¹

L'objectif principal de la libéralisation est de faire baisser les prix du gaz pour l'industrie, afin de :²

- Stimuler la concurrence
- Encourager l'investissement
- Promouvoir l'innovation
- Augmenter la transparence

L'industrie du gaz doit être restructurée afin d'introduire la concurrence, ce qui signifie :³

- Créer de nouveaux Acteurs,
- Séparer les composantes d'un monopole naturel.
- Donner à des tiers l'accès à divers réseaux et services.
- Promouvoir la transparence des prix, des coûts et de la disponibilité des services.

¹- Idem, Characteristics of natural gas market, document fourni par (ALNAFT)

²- Idem.

³- Idem.

Section 2 : Histoire de l'Industrie du Gaz Naturel

Le gaz naturel a été découvert au Moyen-Orient au cours de l'antiquité. Il y a de cela quelques milliers d'années, l'apparition soudaine de gaz naturel s'enflammant brutalement était assimilée à des sources ardentes. En Perse, en Grèce ou en Inde, les hommes ont érigé des temples autour de ces feux pour leurs pratiques religieuses. Cependant ils n'évaluèrent pas immédiatement l'importance de leur découverte.

C'est la Chine qui autour de 900 avant J-C, comprit l'importance de ce produit et foras le premier puits aux alentours de 211 avant J-C.

En Europe, il fallut attendre jusqu'en 1756 pour que la Grande-Bretagne découvre le gaz naturel et le commercialise à partir de 1790.¹

1. Durant 19^{ème} Siècle

Les faits les plus marquants se présentent comme ceux-ci : ²

1.1. Les Années 1820

La découverte des premiers gisements de gaz naturel exploités commercialement par William Hart ce qui a révolutionné l'industrie de gaz à Fredonia, dans l'État de New York aux États-Unis.

1.2. Les Années 1850

Création de la première compagnie de gaz naturel au monde “Fredonia Gas Light Company”, cette industrie ne s'est véritablement développée qu'à la fin du 19^{ème} siècle, lorsque des entreprises ont commencé à extraire et à transporter du G.N à grande échelle et les états unis ont été les pionniers de l'industrie de ce dernier.

1.3. Les Années 1880

La première canalisation de gaz naturel a été construite à Titusville, en Pennsylvanie, pour transporter du gaz naturel de l'ouest de l'État à l'est.

¹- Idem, Djellel Nasreddine, Soauf Redha, Optimisation du prix du gaz naturel GNL vs Gazoduc, Memoire fin d'étude Master, Université de M'Hamed BOUGARA, Faculté des hydrocarbures et de la chimie 2016.page. 13.

²- Rebecca L. Busby, Natural Gas in Nontechnical Language, PennWell Corporation, 1999.pages. 02-03

2. Durant le 20^{ème} Siècle

Plusieurs gisements de gaz naturel ont été découverts dans le monde entier.

2.1. Les Années 1920

Nous résumons ci-dessous les faits les plus significatifs:¹

- La première station de compression de gaz naturel est construite pour augmenter la pression du gaz naturel dans les pipelines, facilitant ainsi le transport à longue distance.
- La découverte du champ de gaz de Hugoton a rendu les États-Unis le premier producteur de gaz naturel au monde et l'explosion de la production de gaz naturel qui a dépassé celle de gaz de houille (gaz de ville).

2.2. Les Années 1950

Nous présentons dans ce qui suit les faits les plus marquants:²

- La découverte des champs de gaz de Slochteren aux Pays-Bas a augmenté la production de gaz naturel au monde et a donné naissance à l'entreprise publique de gaz néerlandaise Gasunie.
- Le développement de l'industrie de GNL (Gaz Naturel Liquéfié) a facilité le transport par navire dans des régions éloignées ou difficiles d'accès.
- Les premières usines de GNL ont été construites en Algérie et en Louisiane, aux États-Unis.

2.3. Les Années 1960

L'expansion du réseau de distribution de gaz naturel et une utilisation accrue de gaz naturel car il est devenu une source d'énergie importante pour les industries et il a remplacé d'autres sources d'énergie plus polluantes comme le charbon.³

¹- Idem, Rebecca L. Busby, Natural Gas in Nontechnical Language, PennWell Corporation, 1999, page. 03

²- Idem

³- Daniel Yergin, The prize: The Epic Quest for Oil, Money, And Power, Simon & Schuster Building, 1993, page. 365

2.4. Les Années 1970

Nous récapitulons ci-après les événements de la plus haute importance:¹

- La production de gaz naturel dans les États membres de l'Organisation des pays exportateurs de pétrole (OPEP) commence à augmenter, entraînant une augmentation de l'offre mondiale de gaz naturel.
- Le choc pétrolier pendant les années 1970 où ont connu une augmentation spectaculaire des prix du pétrole et du G.N.
- Les pays producteurs de gaz naturel ont commencé à tirer profit de cette situation en augmentant les prix et en cherchant de nouveaux marchés d'exportation
- Nationalisation de l'industrie de gaz naturel dans plusieurs pays comme l'Algérie, l'Égypte, l'Iran et le Nigeria
- Le développement de l'industrie de gaz Offshor avec la découverte de nouveaux gisements de gaz naturel en mer du Nord et dans d'autres régions.

2.5. Les Années 1980

Les faits les plus marquants se résument ainsi :²

- Libéralisation des Marchés européens de gaz naturel
- Développement des marchés SPOT pour le gaz naturel, avec la création de hubs de gaz naturel en Europe, comme le hub de Zeebrugge en Belgique et le hub de NBP (National Balancing Point) au Royaume-Uni.
- Développement des infrastructures pour transporter le gaz naturel sur de longues distances, notamment des gazoducs transcontinentaux, des terminaux d'importation et d'exportation de GNL et des installations de stockages souterrains.

¹- Idem, Daniel Yergin, The prize: The Epic Quest for Oil, Money, And Power, page. 365

²- Idem.

- Les crises économiques qui ont entraîné une diminution de la demande de gaz naturel, en particulier, la crise économique mondiale de 1980-1982 a entraîné une chute des prix du gaz naturel et une diminution de la demande de gaz naturel dans de nombreux pays.

2.6. Les Années 1990

Les faits les plus marquants se dévoilent :¹

- Libéralisation des marchés de l'énergie, y compris le marché du gaz naturel avec de nombreux pays qui ont commencé à déréglementer leurs marchés de gaz naturel, permettant ainsi aux consommateurs de choisir leur fournisseur de G.N.
- Développement de l'industrie du GNL avec de nouveaux projets de son exportation ont été lancés dans des pays tels que l'Australie, le Qatar et la Malaisie, cela a permis aux pays producteurs de gaz naturel d'accéder à de nouveaux marchés d'exportation
- Exploration de nouvelles sources de gaz naturel, telle que le gaz de schiste

3. Durant le 21^{ème} Siècle

3.1. Les Années 2000

Voici comment se manifestent les faits les plus remarquables :²

- Augmentation de la demande sur le gaz naturel qui est stimulée par la croissance économique et la demande accrue de combustibles plus propres, cette demande a augmenté près de 30% entre 2000 et 2010 selon l'agence internationale de l'énergie
- Expansion de la production de gaz de schiste aux États-Unis avec les progrès technologiques qui ont permis l'exploitation commerciale de gaz naturel de schiste, et les États-Unis sont devenus le plus grand producteur de gaz naturel au monde.

¹- Stern, J.E. The future of Russian gas and Gazprom. 2010, Oxford University Press.page.145

²- Idem.

- Création de nouvelles infrastructures de transport de gaz naturel pour son acheminement des régions productrices vers les zones de consommation, comme exemple le gazoduc Nord Stream qui relie la Russie à l'Europe en acheminant du gaz naturel de la Russie vers l'Allemagne via la mer Baltique.

3.2. Les Années 2010

Les éléments les plus significatifs se présentent comme ceux-ci :¹

- Croissance de la demande sur le gaz naturel de la part des pays asiatiques telle que la chine qui est devenue le premier consommateur de gaz naturel au monde, tandis que le Japon et la Corée du Sud ont également augmenté leur consommation de gaz naturel pour réduire leur dépendance au nucléaire.
- L'évolution des marchés du gaz naturel pour devenir plus liquides et plus compétitifs, avec une augmentation des échanges de GNL sur les marchés mondiaux.
- De nouveaux acteurs sont apparus sur le marché du gaz naturel, y compris des sociétés de trading indépendantes telle que Vitol, Trafigura, Glencore, Gunvor et Mercuria.
- Les préoccupations environnementales concernant les émissions de gaz à effet de serre et l'impact environnemental de l'exploitation de gaz naturel ont commencé à émerger, certaines communautés ont exprimé des inquiétudes quant aux impacts environnementaux et sanitaires de l'exploitation du gaz de schiste.

¹ Jonathan Stern, Natural Gas and LNG Markets: Interchangeability, Market Integration and Dynamics, Oxford Institute for Energy Studies, 2019.page. 188

3.3. Les Années 2020

Les faits les plus notables se caractérisent par ce qui suit:¹

- Les transitions vers des sources d'énergie plus propres qui ont continué à avoir un impact sur le marché du gaz naturel. Certaines régions ont réduit leur consommation de gaz naturel au profit des énergies renouvelables et de l'efficacité énergétique. Cependant, le gaz naturel est également considéré comme une source d'énergie de transition pour les pays qui cherchent à réduire leurs émissions de gaz à effet de serre.
- Crise sanitaire de la COVID-19 a eu un impact significatif sur la demande de gaz naturel, car la baisse de l'activité économique a entraîné une baisse de la demande d'énergie en général. Les prix du gaz naturel ont également été affectés, avec des baisses significatives de la demande et des surplus d'approvisionnement.
- Une Fluctuation des prix du gaz naturel importante depuis 2010, en raison de facteurs tels que l'offre et la demande, la production de pétrole et de gaz de schiste, les événements géopolitiques et les conditions météorologiques. Les prix ont atteint des niveaux historiquement bas en 2020 en raison de la pandémie de COVID-19, avant de se redresser en 2021.
- Les préoccupations environnementales concernant les émissions de gaz à effet de serre et l'impact environnemental de l'exploitation de gaz naturel ont continué à s'accroître, de plus en plus de pays et d'entreprises se sont engagés à atteindre des objectifs de neutralité carbone, ce qui pourrait réduire la demande de gaz naturel à long terme.

¹ Idem, <https://www.shell.com/energy-and-innovation/the-energy-future/scenarios/shell-scenario-sky/shell-scenario-global-gas-outlook-2050.html> (18/03/2023) à 14h55

Section 3 : Facteurs Influençant le Marché Mondial du Gaz Naturel

1. Facteurs Economiques

Le marché gazier mondial est influencé par une variété de facteurs économiques

1.1. Offre et Demande

L'offre de gaz est influencée par les capacités de production, les prix du gaz et les coûts de production, tandis que la demande est soumise à diverses influences, notamment par les prix du gaz, les politiques environnementales et énergétiques, et la croissance économique des pays.

La disponibilité de gaz dépend largement des capacités de production, les producteurs peuvent accroître leur offre en investissant dans de nouvelles capacités de production, en améliorant les techniques d'extraction ou en explorant de nouveaux gisements de gaz.

Les décisions d'investissement dans de nouvelles capacités de production sont guidées par divers facteurs économiques, tels que les coûts de production, les prix du gaz, les conditions économiques mondiales et les politiques énergétiques et environnementales.

Par conséquent, les producteurs de gaz doivent surveiller de près ces facteurs afin de s'assurer qu'ils investissent dans des capacités de production économiquement viables qui répondent à la demande du marché.¹

1.2. Environnement Concurrentiel

La concurrence entre les producteurs de gaz peut influencer les prix et les volumes sur le marché mondial, par exemple les producteurs de gaz de schiste américains ont considérablement augmenté la production ces dernières années, créant une concurrence accrue pour les producteurs traditionnels tels que la Russie et le Qatar.²

¹- Idem, <https://www.iea.org/> (05/04/2023) à 21h04

²- Silvia Colombo, Mohamed El Harrak and Nicolò Sartori, The Future of Natural Gas: Markets and Geopolitics, Istituto Affari Internazionali, 2016, pages.131-149

Elle peut aussi avoir un impact significatif sur les prix et les volumes de gaz échangés sur le marché mondial, comme dans ces deux cas:¹

- Lorsque la concurrence est forte, les producteurs sont incités à réduire leurs prix pour attirer des clients et à augmenter leurs volumes de production pour augmenter leur part de marché, cela peut entraîner une baisse des prix du gaz et une augmentation des volumes de gaz échangés sur le marché.
- Lorsque la concurrence est faible, les producteurs peuvent être en mesure d'augmenter les prix du gaz en limitant l'offre sur le marché, et cela peut réduire les volumes de gaz échangés.

Et aussi on trouve une concurrence entre le gaz naturel et d'autres sources d'énergie (solaire, éolienne) comme étant des sources d'énergie renouvelable et plus propre, ce qui peut réduire la demande pour le gaz naturel en faveur de ses sources d'énergie. Cela peut se produire lorsque les gouvernements, les entreprises et les consommateurs cherchent à réduire les émissions de gaz à effet de serre et à lutter contre le changement climatique en utilisant des sources d'énergie renouvelables.

En outre, la demande croissante pour des sources d'énergie plus propres peut également influencer la façon dont le gaz naturel est utilisé, par exemple, le gaz naturel peut être utilisé comme combustible de transition vers des sources d'énergie renouvelables plus propres, plutôt que comme source d'énergie principale, ce qui peut maintenir sa demande à long terme.

Cependant, il est important de noter que le gaz naturel est considéré comme une source d'énergie plus propre par rapport aux combustibles fossiles plus polluants tels que le charbon et le pétrole.

Par conséquent, même si la demande pour des sources d'énergie renouvelables augmente, le gaz naturel pourrait rester une source d'énergie importante pour certains pays qui cherchent à remplacer les combustibles fossiles plus polluants.

La concurrence peut être influencée par de nombreux facteurs économiques, tels que les coûts de production, la technologie, les politiques énergétiques et environnementales, la géographie et les réglementations du marché la demande d'autres sources d'énergies, les producteurs de gaz doivent donc être conscients de ces facteurs pour pouvoir rester compétitifs sur le marché.²

¹- Idem, Silvia Colombo, Mohamed El Harrak and Nicolò Sartori, The Future of Natural Gas, pages.131-149

²- Idem .pages. 149-160

1.3.Types de Contrats

On distingue deux types de contrats « long et court terme »

1.3.1. Contrats à Long Terme

Ont un impact important sur le marché mondial du gaz naturel, car ils influencent la demande et l'offre de ce dernier à long terme. Ils lient l'acheteur et le vendeur sur une période de plusieurs années, garantissant ainsi un flux d'approvisionnement à long terme pour l'acheteur et un flux de revenus stables à long terme pour le vendeur.¹

Ces contrats sont souvent utilisés pour financer des projets de développement de gaz naturel à grande échelle, tels que la construction de pipelines ou de terminaux de GNL, qui nécessitent des investissements importants sur une longue période, ils permettent ainsi aux parties de sécuriser les investissements nécessaires pour ces projets et de minimiser les risques liés aux fluctuations des prix et de planifier à long terme.²

Cependant, ils peuvent également présenter des inconvénients, notamment en limitant la flexibilité des parties à s'adapter aux changements du marché, comme dans ces deux cas :³

- Si les prix du gaz naturel augmentent de manière significative au cours de la durée du contrat, l'acheteur pourrait être contraint de payer des prix plus élevés que ceux du marché.
- Si les prix du gaz naturel diminuent, le vendeur pourrait être contraint de vendre son gaz naturel à un prix inférieur à celui du marché.

En fin de compte, les contrats à long terme ont un impact sur la dynamique du marché mondial de gaz naturel en influençant la demande et l'offre à long terme, cependant, leur impact est limité par les évolutions du marché, la croissance de la production de gaz naturel non conventionnel et les progrès technologiques qui rendent le marché du gaz naturel de plus en plus concurrentiel et flexible.

¹- Idem. Silvia Colombo, Mohamed El Harrak and Nicolò Sartori, The Future of Natural Gas, page. 163

² - Anna Creti, The Economics of Natural Gas Storage: A European Perspective, Springer-Verlag, 2009 .pages. 123-127

³- Idem,

1.3.2. Contrats à Court Terme

Ont un impact important sur le marché mondial du gaz naturel car ils permettent une plus grande flexibilité pour les acheteurs et les vendeurs en termes de volumes, de durée et de prix des contrats.

En d'autres termes, ils permettent aux parties de s'adapter rapidement aux changements de l'offre et de la demande, ce qui peut aider à atténuer les effets des pénuries de gaz naturel ou des perturbations de la production.

Ces contrats peuvent également influencer les prix du gaz naturel sur le marché mondial en reflétant les conditions actuelles de l'offre et de la demande.

Donc lorsque la demande de gaz naturel est élevée et que l'offre est faible, les prix du gaz naturel peuvent augmenter sur le marché spot ou à court terme, et lorsque l'offre est élevée et que la demande est faible, les prix du gaz naturel peuvent baisser.

Ils ont également un impact sur la formation des prix du gaz naturel à plus long terme en fournissant des informations sur les tendances du marché et les prix actuels.

Les parties peuvent utiliser ces informations pour négocier des contrats à long terme en prenant en compte les conditions actuelles du marché.

Enfin, ils peuvent aider à favoriser une plus grande transparence sur le marché du gaz naturel en fournissant des informations en temps réel sur les prix, les volumes et les conditions du marché, cela peut aider les parties à prendre des décisions d'achat et de vente plus éclairées et à mieux comprendre les tendances du marché.¹

1.4. Conflits Commerciaux

Les conflits commerciaux entre les pays peuvent également avoir un impact sur le marché gazier mondial, par exemple les droits de douane et les barrières commerciales peuvent limiter les importations de gaz dans certains pays, ce qui peut réduire la demande et entraîner une baisse des prix.

Ils peuvent aussi affecter la demande de gaz en réduisant les volumes de gaz importés par certains pays ou en augmentant les droits de douane sur les importations de gaz, ce qui peut entraîner une hausse des prix pour les consommateurs finaux.²

¹- Bassam Fattouh, Jonathan Stern, Natural Gas Markets in the Middle East and North Africa, Oxford Institute for Energy Studies, 2011. pages. 81-100

²- Andreas Goldthau, Handbook of the International Political Economy of Energy and Natural Resources, Edward Elgar Publishing, 2018 .pages. 351-360

En outre, les conflits commerciaux peuvent également affecter la production et la distribution de gaz, c'est le cas des sanctions commerciales peuvent être imposées sur des équipements utilisés pour la production et la distribution de gaz, tels que des pipelines et des usines de liquéfaction, ce qui peut ralentir les projets de développement gazier.

Ces conflits risquent également entraîner des retards dans les projets de développement de gaz ou des annulations de projets en raison de l'incertitude économique et politique.

Finalement, les conflits commerciaux entre les pays peuvent avoir un impact sur le marché gazier mondial en affectant la demande de gaz et la production et la distribution de gaz, les effets peuvent varier selon la nature et l'ampleur des conflits commerciaux ainsi que la capacité des producteurs de gaz à s'adapter à ces changements.¹

1.5. Conditions Economiques Mondiales

Les conditions économiques mondiales, telles que les taux de croissance économique, les niveaux d'investissement et les fluctuations des taux de change, elles peuvent influencer la demande de gaz en affectant la demande d'énergie en général, par exemple un taux de croissance économique élevé peut stimuler la demande d'énergie, y compris la demande de gaz.

Les niveaux d'investissement peuvent également affecter la demande de gaz, en réalisant des projets qui nécessitent une augmentation de la consommation d'énergie pour soutenir la croissance économique.

Les fluctuations des taux de change risquent aussi d'influencer la demande de gaz, car les prix du gaz peuvent varier en fonction des variations des taux de change.

En outre, les conditions économiques mondiales peuvent également affecter l'offre de gaz et les niveaux d'investissement dans les capacités de production de gaz, comme dans le cas suivant : un ralentissement économique peut entraîner une réduction de l'investissement dans les capacités de production de gaz, ce qui peut réduire l'offre de gaz sur le marché.

En fin de compte, les conditions économiques mondiales peuvent avoir un impact significatif sur la demande et l'offre de gaz, ainsi que sur les prix du gaz sur le marché mondial, les producteurs de gaz doivent donc être conscients de ces facteurs pour pouvoir prendre des décisions éclairées en matière de production et de commercialisation de gaz.²

¹- Paul Ekins, Mike Bradshaw, Jim Watson, Global Energy: Issues, Potentials, and Policy Implications, Oxford University Press, 2015 .pages. 83-104

²- Idem. pages. 104 -106

1.6. Infrastructures

La disponibilité et l'efficacité des infrastructures de transport et de stockage du gaz peuvent influencer le marché en facilitant ou en limitant sa circulation. Les infrastructures de transport et de stockage sont essentielles pour amener le gaz naturel des champs de production aux centres de consommation, ainsi que pour stocker le gaz pour une utilisation ultérieure.

Si les infrastructures ne sont pas suffisamment développées, cela peut entraîner des coûts plus élevés pour les entreprises de transport et de stockage, qui peut conduire à une hausse des coûts pour les consommateurs finaux, ce qui peut limiter la disponibilité du gaz sur le marché.

D'un autre côté, si les infrastructures sont bien développées et efficaces, cela peut faciliter la circulation du gaz sur le marché, ce qui peut se traduire par des coûts plus bas pour les entreprises de transport et de stockage, et par conséquent des coûts plus bas pour les consommateurs finaux, ce qui peut également permettre une plus grande flexibilité pour les producteurs et les consommateurs de gaz naturel, ce qui peut favoriser la concurrence et l'innovation sur le marché.¹

2. Facteurs Géopolitiques

Les facteurs géopolitiques peuvent avoir un impact significatif sur le marché gazier mondial, voici quelques exemples :

2.1. Instabilité Politique

Les Tensions politiques peuvent perturber la production et la distribution de gaz, ce qui peut affecter l'offre et la demande sur le marché, par exemple les tensions dans les pays producteurs de gaz peuvent entraîner une réduction de la production, en entraînant une hausse des prix.²

¹- Jeff D. Makhholm, The Political Economy of Pipelines: A Century of Comparative Institutional Development, University of Chicago Press, 2012. pages. 108-136

²- Maureen.S. Crandall, Energy, Economics and Politics in the Caspian Region: Dreams and Realities, Praeger Security International, 2006, .pages. 89-107

2.2. Interruption de la Production

Qui est généralement dû aux conflits politiques, soit en raison de la fermeture de champs de gaz ou de l'arrêt de l'activité des sociétés d'exploration et de production dans les pays producteurs. Cette interruption peut réduire l'offre sur le marché mondial, ce qui peut entraîner une hausse des prix.¹

2.3. Perturbation des Pipelines

Les Litiges politiques peuvent également perturber la distribution de gaz par les pipelines, les groupes rebelles ou terroristes peuvent attaquer les pipelines ou les stations de pompage, ce qui peut entraîner une interruption de la livraison de gaz aux consommateurs finaux.²

2.4. Réduction des Exportations

Les Confrontations politiques peuvent également entraîner une réduction des exportations de gaz des pays producteurs vers les pays consommateurs, par exemple les gouvernements peuvent imposer des restrictions à l'exportation de gaz pour répondre aux besoins de leur marché intérieur ou pour faire pression sur les pays consommateurs.³

2.5. Blocus Maritime

Dans le cas des exportations de gaz liquéfié (GNL), les conflits politiques peuvent également entraîner un blocus maritime des navires transportant du GNL vers les pays importateurs, ce qui entraîne une interruption de la livraison de gaz aux consommateurs finaux.

Ces conflits peuvent aussi perturber la production et la distribution de gaz, ce qui peut affecter l'offre et la demande sur le marché, en entraînant une hausse des prix du gaz et affecter son approvisionnement pour les consommateurs finaux.⁴

¹- A. F. Alhajji, The Economics of Natural Gas: Markets, Regulation, and the Environment, .pages. 129-152

²- Andrew Taylor, Pipelines and Permafrost: Science in a Time of Uncertainty(2018), .pages.97-118.

³- Idem, Bassam Fattouh, Jonathan Stern, Natural Gas Markets in the Middle East and North Africa. pages. 137-162.

⁴- https://ec.europa.eu/energy/topics/oil-gas-and-coal/natural-gas_fr (12/04/2023) à 21h40

2.6. Sanctions Economiques

Elles peuvent limiter les exportations de gaz de certains pays producteurs, ce qui peut réduire l'offre sur le marché mondial et entraîner une hausse des prix, elles peuvent aussi être imposées par un ou plusieurs pays sur un autre pays en réponse à un comportement jugé inacceptable par la communauté internationale, comme une violation des droits de l'homme, un programme nucléaire militaire ou des activités terroristes, lorsqu'un pays est soumis à des sanctions économiques, il peut être limité dans sa capacité à exporter du gaz naturel, car les sanctions peuvent inclure des restrictions sur les exportations de gaz ou la participation à des projets d'infrastructure énergétique internationaux, par exemple, les sanctions économiques imposées à l'Iran ont limité ses exportations de gaz et ont eu un impact significatif sur l'offre mondiale de gaz.¹

En outre, les sanctions économiques peuvent également avoir un impact indirect sur l'offre de gaz en réduisant la capacité des pays soumis aux sanctions à investir dans de nouveaux projets de production et d'exploration de gaz, ce qui peut réduire l'offre à long terme.²

2.7. Alliances et Ententes

Les alliances et les ententes entre les pays producteurs et les pays consommateurs peuvent également influencer le marché, par exemple les pays producteurs peuvent former une alliance pour fixer les prix ou les pays consommateurs peuvent s'entendre sur des contrats à long terme pour garantir l'approvisionnement en gaz.

Ces alliances peuvent inclure des accords d'approvisionnement de gaz, des partenariats pour le développement de projets gaziers, ou des ententes pour la construction de nouvelles infrastructures de transport de gaz, tels que des pipelines et des usines de liquéfaction.

Ces accords peuvent affecter la production, la distribution et la demande de gaz en fournissant un accès stable et fiable à l'approvisionnement en gaz, ainsi qu'en facilitant la construction de nouvelles infrastructures de transport de gaz.³

¹- Mohamed A. Ramady, Natural Gas Markets in the Middle East and North Africa, .pages.159-173

²- Idem, Mohamed A. Ramady, Natural Gas Markets in the Middle East and North Africa, .pages.159-173

³- Kim Talus, EU Energy Law and Policy: A Critical Account, Oxford Institute for Energy Studies, 2013, pages. 156-161

Ces ententes peuvent également permettre aux pays consommateurs d'obtenir des prix préférentiels pour l'achat de gaz, ce qui peut affecter les prix mondiaux du gaz en fonction de la quantité de gaz impliquée dans l'accord.

Finalement, les alliances et les ententes peuvent également avoir un impact sur la géopolitique de l'approvisionnement en gaz, en influençant la dépendance de certains pays par rapport à certains fournisseurs de gaz. Par exemple, la construction de nouveaux pipelines entre les pays producteurs et les pays consommateurs peut réduire la dépendance de certains pays consommateurs vis-à-vis des fournisseurs de gaz éloignés, réduisant ainsi les risques de perturbations d'approvisionnement.¹

Dans d'autres termes, les alliances et les ententes entre les pays producteurs et les pays consommateurs peuvent avoir un impact significatif sur le marché gazier mondial, en influençant la production, la distribution et la demande de gaz, ainsi que la géopolitique de l'approvisionnement en gaz

2.8. Géographie

Elle peut également jouer un rôle important dans le marché gazier mondial, comme dans le cas des pays qui ont des réserves de gaz naturel importantes et une position géographique stratégique peuvent avoir un avantage sur le marché mondial en termes de production et de distribution.

La localisation des gisements de gaz et des infrastructures de production, de transport et de stockage peut influencer l'approvisionnement en gaz ainsi que les prix et les volumes échangés sur le marché.

Les pays disposant de gisements de gaz importants peuvent devenir des producteurs majeurs sur le marché mondial du gaz, tels que la Russie, les États-Unis, le Qatar, l'Australie et l'Iran.

La distance entre les gisements de gaz et les consommateurs finaux peut également influencer les coûts de transport du gaz, ce qui peut avoir un impact sur les prix du gaz, par exemple, le coût du transport du gaz liquéfié (GNL) sur de longues distances est plus élevé que celui du gaz naturel transporté par pipeline.²

¹- Idem, Kim Talus, EU Energy Law and Policy: A Critical Account, .pages.161-170

²- Idem, Jeff D. Makhholm, The Political Economy of Pipelines: A Century of Comparative Institutional Development. pages. 1-11

D'ailleurs, la géographie peut également affecter la sécurité d'approvisionnement en gaz, car les risques géopolitiques et les risques naturels tels que les tremblements de terre, les ouragans et les tempêtes peuvent perturber la production et la distribution de gaz, par exemple les tremblements de terre au Japon en 2011 ont provoqué des perturbations dans la production de gaz naturel liquéfié, affectant ainsi les approvisionnements en gaz en Asie

Au final, les facteurs géopolitiques peuvent avoir un impact significatif sur le marché gazier mondial en affectant l'offre et la demande, les prix et les volumes échangés sur le marché. Les décisions prises par les gouvernements et les acteurs politiques peuvent également avoir un impact sur le marché.¹

2.9. Décisions Politiques

Les décisions politiques influencent la stabilité et la sécurité des approvisionnements en gaz naturel, elles peuvent également influencer les prix du gaz naturel en perturbant les flux d'approvisionnement et en augmentant les coûts de production et de transport.²

On prend comme exemple le price cap que l'Union européenne a fixé sur le marché de gaz naturel et qui a un impact limité sur le marché mondial de gaz naturel en raison de sa portée limitée.

Il ne s'applique qu'aux tarifs de transport du gaz naturel à travers les infrastructures européennes de gazoducs, et il ne couvre pas les prix du gaz naturel sur les marchés de gros ou les prix de détail pour les consommateurs finaux.

Cependant, ce price cap peut avoir un impact sur les entreprises énergétiques et les investisseurs qui exploitent les infrastructures de gaz naturel en Europe, en fixant des limites sur les tarifs de transport du gaz naturel, l'Union européenne vise à encourager la concurrence et à éviter les abus de position dominante sur le marché de transport du gaz naturel.

Cela peut également encourager l'investissement dans de nouvelles infrastructures de gaz naturel pour augmenter la concurrence et réduire les coûts pour les consommateurs européens.

Par ailleurs, ce price cap peut influencer les prix du gaz naturel sur les marchés internationaux, car les entreprises énergétiques européennes sont des acteurs clés sur le marché mondial de gaz naturel.

Si le price cap réduit les coûts pour les entreprises énergétiques européennes, cela peut potentiellement réduire les coûts d'importation de gaz naturel dans d'autres régions du monde.³

¹- Idem, Jeff D. Makholm, The Political Economy of Pipelines: A Century of Comparative Institutional Development. pages. 11-17

²- Idem, <https://www.iea.org/topics/gas> (02/04/2023) à 18h 30

³- Idem, https://ec.europa.eu/energy/topics/markets-and-consumers/gas-market_en (03/04/2023) à 08h 10

Au bout du compte, bien que l'impact du price cap européen sur le marché mondial de gaz naturel soit limité, il peut avoir des répercussions sur les entreprises énergétiques européennes et sur les investissements dans les infrastructures de gaz naturel, ainsi que potentiellement réduire les coûts d'importation de gaz naturel dans d'autres régions du monde.

Cependant, certains critiques peuvent soutenir que ce price cap peut avoir des effets négatifs sur le marché, comme limiter l'investissement et l'innovation des fournisseurs de gaz et réduire leur motivation à améliorer l'efficacité et à réduire les coûts de production.

Il peut également compliquer la gestion des coûts et des profits pour les entreprises, ce qui peut affecter leur capacité à investir dans de nouvelles infrastructures ou technologies.¹

3. Facteurs Environnementaux

Les facteurs environnementaux peuvent également avoir un impact sur le marché gazier mondial, on distingue trois facteurs environnementaux importants sont :

3.1. Réglementation Environnementale

Elle Peut affecter la production et la distribution de gaz en imposant des limites d'émissions de gaz à effet de serre et des normes de qualité de l'air plus strictes.

Cela peut conduire à une augmentation des coûts pour les producteurs de gaz qui doivent se conformer à ces réglementations, notamment, ces réglementations peuvent exiger des technologies plus propres pour la production de gaz, telles que la capture et le stockage du carbone, ce qui peut augmenter les coûts de production pour les producteurs.

De plus, les elles peuvent également influencer les décisions d'investissement dans les infrastructures de gaz, en particulier la construction de nouveaux pipelines ou de terminaux de gaz naturel liquéfié (GNL) peut être affectée par les exigences réglementaires en matière d'impact environnemental.

Enfin, les réglementations environnementales peuvent également affecter la demande de gaz naturel, car elles encouragent les consommateurs à rechercher des sources d'énergie plus propres et renouvelables, par conséquent, les producteurs de gaz naturel peuvent devoir adapter leurs offres pour répondre à cette demande croissante pour des sources d'énergie plus propres.²

¹- Idem, https://ec.europa.eu/energy/topics/markets-and-consumers/gas-market_en (03/04/2023) à 08h 10

²- Donald N. Zillman, Aileen McHarg, Adrian J. Bradbrook, *Regulating Energy and Natural Resources*, Oxford University Press, 2016 .pages. 15-21

3.2. Politiques Energétiques et Environnementales

Elles peuvent avoir un impact significatif sur la demande de gaz en favorisant les sources d'énergie renouvelable ou en imposant des limites d'émissions de gaz à effet de serre, comme dans le cas où l'Union européenne a adopté des politiques qui encouragent l'utilisation de sources d'énergie renouvelable et réduisent l'utilisation de combustibles fossiles, y compris le gaz.

Cependant, elles peuvent également avoir l'effet inverse et encourager la demande de gaz, tels que les politiques qui visent à réduire la dépendance des pays à l'égard des importations d'énergie peuvent encourager l'utilisation de sources d'énergie domestiques, comme le gaz naturel.¹

Ces politiques sont souvent influencées par des facteurs économiques, tels que les coûts de production, les prix de l'énergie et la disponibilité des ressources, ainsi que par des considérations environnementales telles que les émissions de gaz à effet de serre, la qualité de l'air et l'impact sur les écosystèmes²

3.3. Conventions Internationales

Les conventions internationales peuvent avoir un impact sur le marché mondial de gaz naturel, en particulier en ce qui concerne la réglementation, la sécurité, la durabilité environnementale et la coopération internationale.

Elles peuvent réglementer la production, l'importation et l'exportation de gaz naturel, créant ainsi un cadre juridique pour les opérations commerciales liées au gaz naturel, de plus elles peuvent également établir des normes de sécurité et de qualité pour le gaz naturel et son transport, comme exemple, La Convention de Rotterdam sur la procédure de consentement préalable en connaissance de cause applicable à certains produits chimiques et pesticides dangereux qui font l'objet de commerce international a créé des mesures de sécurité pour le transport de gaz naturel liquéfié.

D'ailleurs, les conventions internationales peuvent promouvoir la durabilité environnementale dans la production, le transport et l'utilisation du gaz naturel, par exemple « **La COP21** » qui est la 21ème Conférence des Parties à la Convention-cadre des Nations unies sur les changements climatiques (CCNUCC), elle s'est tenue à Paris en 2015.³

¹- Jon Skjaerseth, Tora Skodvin, et Per Ove Eikeland, The Political Economy of Natural Gas, Routledge, 2014 .pages. 67-75

²- Idem .pages. 67-75

³- Yongping Wei, Global Energy: Issues, Potentials, and Policy Implications, CRC Press (2018), .pages. 20-27

L'objectif principal de cette conférence était de parvenir à un accord mondial sur la réduction des émissions de gaz à effet de serre afin de limiter le réchauffement climatique à 2°C par rapport aux niveaux préindustriels, ce qui peut encourager l'utilisation du gaz naturel, qui est considéré comme une source d'énergie plus propre que les combustibles fossiles traditionnels.

De même, cette conférence a encouragé les pays à travailler ensemble pour réduire les émissions de gaz à effet de serre, ce qui a renforcé la coopération internationale et les partenariats pour la transition énergétique.

Cela a également stimulé la recherche et le développement de technologies propres, y compris dans le secteur du gaz naturel, qui a commencé à explorer des options pour réduire les émissions de gaz à effet de serre, comme la capture et le stockage de carbone.¹

¹- Idem, Yongping Wei, Global Energy: Issues, Potentials, and Policy Implications, CRC Press (2018), .pages. 20-27

Conclusion du chapitre I

Le marché mondial du gaz naturel est un acteur majeur dans l'économie mondiale, fournissant une source d'énergie propre et polyvalente, de plus ses caractéristiques attrayantes, telles que son abondance, sa répartition géographique et sa faible empreinte environnementale, en font une option privilégiée dans le mix énergétique mondial.

Cependant, ce marché est influencé par divers facteurs tels que la demande énergétique croissante, les politiques énergétiques des pays, les développements technologiques et les prix des autres combustibles fossiles jouent tous un rôle majeur dans la dynamique du marché.

De plus, les engagements en matière de réduction des émissions de gaz à effet de serre et les préoccupations environnementales façonnent également l'avenir du marché mondial du gaz naturel.

Il est important de noter que ce marché est en constante évolution, avec de nouvelles tendances émergentes.

La transition vers des sources d'énergie plus propres, l'utilisation accrue du gaz naturel comme substitut du charbon dans la production d'électricité et le développement du gaz naturel liquéfié (GNL) pour faciliter le commerce international sont quelques-unes de ces tendances.

Dans l'ensemble, le marché mondial du gaz naturel est un secteur complexe et dynamique, qui continuera d'évoluer en réponse aux besoins énergétiques mondiaux et aux préoccupations environnementales croissantes.

Néanmoins, le marché doit également faire face aux défis posés par la transition énergétique et la nécessité de réduire les émissions de gaz à effet de serre.

L'avenir du marché gazier dépendra de la capacité du secteur à s'adapter à ces changements, à promouvoir l'innovation et à trouver des solutions durables pour répondre aux besoins énergétiques mondiaux.

Chapitre II : Evolution des Exportations du Gaz Naturel « Etude Comparative »

Introduction

Le gaz naturel est devenu une ressource énergétique essentielle à l'échelle mondiale, alimentant les besoins en électricité, en chauffage et en carburant. Les pays exportateurs de gaz naturel jouent un rôle clé dans la fourniture de cette ressource précieuse sur les marchés internationaux.

Le chapitre suivant se concentre sur une étude comparative approfondie entre les principaux pays exportateurs de gaz naturel à travers le monde, notamment la Russie, les États-Unis, le Qatar, l'Australie, la Norvège et l'Algérie.

L'objectif de cette étude comparative est de fournir une analyse détaillée des pays qui dominent le marché mondial de l'exportation de gaz naturel, en mettant l'accent sur leurs réserves de gaz naturel, leurs productions, leurs consommations et leurs exportations soit par pipeline (gazoduc) ou par les exportations de GNL (Gaz Naturel Liquéfié). En examinant ces aspects, nous pourrions mieux comprendre et évaluer la position concurrentielle des pays étudiés sur le marché mondial.

L'étude est faite par nous même avec l'aide des membres du service DGN de l'entreprise qui nous a accueilli pour le stage de notre fin d'étude « ALNAFT ».

Section 01 : Présentation de l'Organisme d'Accueil « ALNAFT »

ALNAFT est l'agence nationale pour la valorisation des ressources en hydrocarbures algérienne, créée en 2005 et attachée au ministère de l'Énergie et des Mines, sa mission est, notamment, la promotion des investissements dans la recherche et l'exploitation des hydrocarbures algériens, et la délivrance des autorisations de prospection.

L'Agence Nationale pour la valorisation des Ressources en Hydrocarbures est un organisme organisé par le législateur algérien avec des lois pour faciliter la conduite des activités pétrolières.¹

1. ALNAFT

1.1.Création de ALNAFT

La loi n°05-07 a été la première loi prévoyant un nouveau mécanisme économique indépendant chargé de réguler la concurrence sur le marché des hydrocarbures, après que SONATRACH avait monopolisé la conclusion des contrats.

En 28 avril 2005 la loi 05-07 a été créée, avec pour objectif de moderniser le système fiscal et attirer les investisseurs étrangers. Ces changements s'inscrivent dans la poursuite des réformes économiques portant essentiellement sur l'ouverture à la concurrence de différents secteurs d'activités et en vue de l'adhésion de l'Algérie à l'OMC.

Ainsi, de par cette loi, certaines prérogatives de la compagnie nationale ont été attribuées à deux nouvelles agences, à savoir l'Agence nationale pour la valorisation des ressources en hydrocarbures (ALNAFT) et l'Autorité de régulation des hydrocarbures (ARH).²

1.2.Définition de ALNAFT dans la Loi

D'après l'article 12 de la loi des Hydrocarbures 05-07 il existe 2 agences nationales indépendantes jouissant de la personnalité juridique et l'Indépendance financière, et on note ici que le législateur algérien lui a donné la distinction d'agence et non d'autorité de contrôle. Elle est chargée de réguler le marché et d'assurer la collecte des données relatives au champs et réservoirs d'hydrocarbures, et elle n'a pas reçu le caractère d'autorité de contrôle administratif.³

¹ - <https://www.alnaft.dz/fr/category/qui-somme-nous>, (04/05/2023) à 12h45

² - <https://www.alnaft.dz/fr/73/evolution-depuis-lindependance>, (04/05/2023) à 12h45

³ - Présentation et missions de ALNAFT (Document fourni par ALNAFT), page : 06

Selon l'article 24 de la loi des Hydrocarbures 19-13, ALNAFT n'est pas soumise aux lois applicables à la gestion par contre elle l'oblige à tenir une comptabilité et enregistrements selon la forme commerciale¹

1.3.Caractéristiques de ALNAFT

- ALNAFT est un dispositif commercial : La loi 19-13 oblige l'agence à tenir sa comptabilité selon la forme commerciale.
- ALNAFT est une personne morale indépendante : dotée d'une personnalité juridique et de la responsabilité financière.
- ALNAFT est une autorité administrative indépendante : Article 22 de la loi 19-13
- ALNAFT n'est pas une autorité administrative indépendante : article 34 de la loi 19-13.²

1.4.Nature Juridique de ALNAFT

1.4.1. Première Nature : Caractère Commerciale.

En revanche, la loi prive l'agence de sa capacité administrative lorsqu'elle considère que l'agence n'est pas soumise aux lois de gestion applicables, et ses employés ne sont pas soumis aux lois de la fonction publique.

1.4.2. Seconde Nature : La Nature de l'Autorité de Contrôle.

L'agence se caractérise comme une autorité de contrôle administratif à travers les travaux administratifs qu'elle exerce, qui sont représentés dans les autorisations administratives qu'elle octroie, les décisions de concessions, la décision d'attribution, sa surveillance et le retrait des autorisations, en plus des travaux de l'organisation de concours afin de remporter des contrats de recherche et d'exploitation.³

¹- Idem, Présentation et missions de ALNAFT (Document fourni par ALNAFT), page : 06

² -Idem, page : 07

³- Idem, page : 07

1.5. Management et Gestion de ALNAFT

1.5.1. Conseil de Surveillance

Ordonnance 06-10 modifiant la loi des Hydrocarbures de 2005, qui a édicté un organe d'administration et de contrôle qui examine les travaux de l'agence nationale pour la valorisation des ressources en hydrocarbures, sans en préciser la composition. C'est ce que le législateur a réalisé en vertu de la loi 19-13.¹

- **Composition du Conseil**

Article 25 de la loi 19-13 précise que chaque agence dispose d'un conseil de surveillance. L'article 26 de la même loi définit la composition du conseil de surveillance, composé de 5 membres proposés par le ministre chargé des Hydrocarbures.

- **Pouvoir du Conseil**

Le conseil de surveillance est un mécanisme juridique créé par le législateur algérien afin de surveiller les travaux du comité de gestion.

L'article 27 précisait les zones qu'il pouvait voir, elles sont les suivantes :

- Approuver le plan, les stratégies et le budget de l'agence.
- Suivi et comptabilisation des recettes réalisées par l'Agence.
- Approbation de l'organisation de l'agence proposée par le comité de direction²

1.5.2. Comité de Direction

Le comité de gestion est un organe administratif exécutif chargé de diriger l'agence la loi 19-13 précise sa constitution et les pouvoirs que la loi autorise à exercer.

- **Composition du Comité de Direction**

Le comité de direction est composé de 6 membres dirigés par un président et nommés par le président de la république sur proposition du ministre chargé des hydrocarbures.³

¹-Idem, Présentation et missions de ALNAFT (Document fourni par ALNAFT), page : 07

²- Idem, page : 08

³ - Idem, page : 08

- **Pouvoirs du Comité de Direction**

L'objectif principal du comité de direction est d'animer les travaux de ALNAFT en réalisant les tâches administratives, et aussi en ce qui concerne la gestion par l'agence des réservoirs de pétrole et de gaz. Outre ses pouvoirs législatifs, il prépare le régime interne, nomme et révoque les salariés, représente l'agence devant la justice, prépare un projet de budget et le soumet pour approbation au conseil de surveillance.¹

1.5.3. Secrétariat Générale

C'est un organe rattaché au comité de direction, c'est un organe placé sous la tutelle du Secrétaire générale nommé par le président de la république par décret présidentiel. Il délègue au Secrétaire Générale les missions d'assister le Chef d'agence ainsi que les tâches du secrétariat.²

1.6. Missions de ALNAFT

- Promouvoir les investissements dans la recherche et l'exploitation des hydrocarbures sur le domaine minier national ;
- Évaluer le domaine minier relatif aux activités amont, notamment par la réalisation des études de bassins et l'acquisition de données ;
- Contrôler les activités de prospection, de recherche et d'exploitation des hydrocarbures ;
- Contrôler le respect de la conservation de gisement dans le cadre de l'exploitation des hydrocarbures ;
- Tenir et actualiser un état des réserves en hydrocarbures ;
- Gérer et préserver le patrimoine des données de recherche et de développement des hydrocarbures ;
- Veiller à la promotion du contenu local dans le cadre des activités amont.
- Délivrer les attestations de pré qualification des personnes et des opérateurs amont,
- Approuver les plans de développement et leurs mises à jour périodiques,
- Encourager les activités de recherche scientifique dans le domaine des activités amont.³

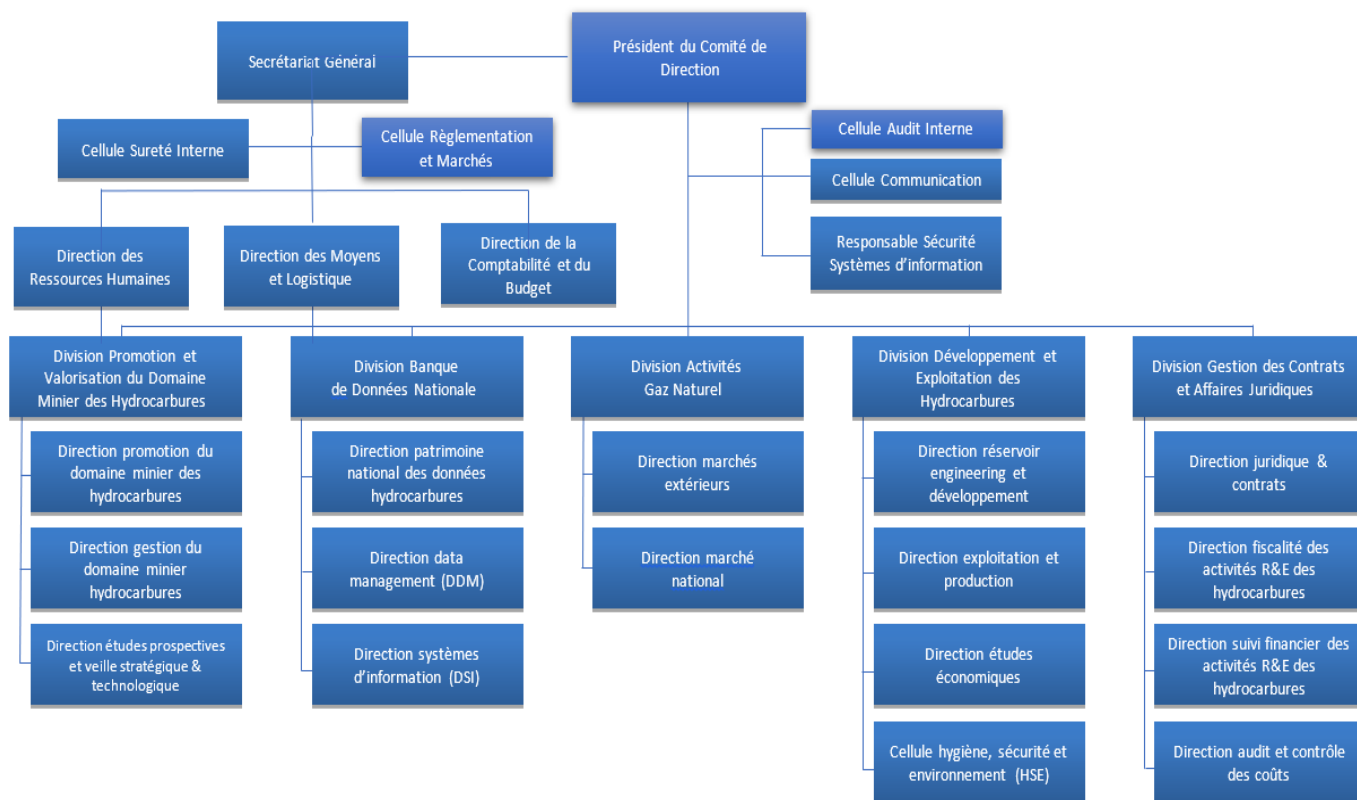
¹- Idem, Présentation et missions de ALNAFT (Document fourni par ALNAFT), page : 08

² - Idem, page : 08

³- Idem, page : 09

1.7.Organigramme de ALNAFT

Figure N°01 : organigramme de ALNAFT



Source : document fourni par ALNAFT

2. Division Activité Gaz Naturel

2.1. Missions Essentielles de « Division Activité Gaz Naturel »

- La Division Activités Gaz Naturel est organisée autour de :
 - Une Direction Marchés Extérieurs,
 - Une Direction Marché National.
- La Division Activités Gaz Naturel a pour missions :
 - Déterminer mensuellement les prix de base, du gaz naturel, du pétrole, du condensat, du propane, du butane et des GPL,
 - Elaborer les statistiques sur les ventes de gaz, du pétrole brut, du condensat et des GPL à l'étranger,
 - Participer au développement des modèles d'optimisation et/ou de simulation de long terme relatifs aux fondamentaux des marchés pétrolier et gazier,
 - Assurer une veille informationnelle sur le développement des gaz non conventionnels,
 - Assurer une veille informationnelle sur les marchés gazier et pétrolier ainsi que sur les autres formes d'énergies concurrentielles,
 - Elaborer des notes des marchés gazier et pétrolier,
 - Elaborer annuellement un plan décennal glissant du gaz naturel,
 - Déterminer des indicateurs clés et élaborer des tableaux de bord en ce qui concerne les exportations d'hydrocarbures et les prix,
 - Assurer l'élaboration d'études de marché visant à la satisfaction des besoins du marché national et à une meilleure connaissance du marché national,
 - Assurer l'alimentation de la banque de données et l'élaboration des documents statistiques liés au marché national,
 - Assurer une veille informationnelle et technologique sur les outils de planification et les développements du gaz naturel et les énergies alternatives en Algérie,
 - Tenir et actualiser un état des réserves de gaz naturel, un état des besoins en gaz pour la satisfaction du marché national ainsi qu'un état des quantités de gaz disponibles à l'exportation,
 - Participer à l'élaboration des textes réglementaires fixant les spécifications du gaz à livrer sur le marché national et assurer leur mise à jour,¹

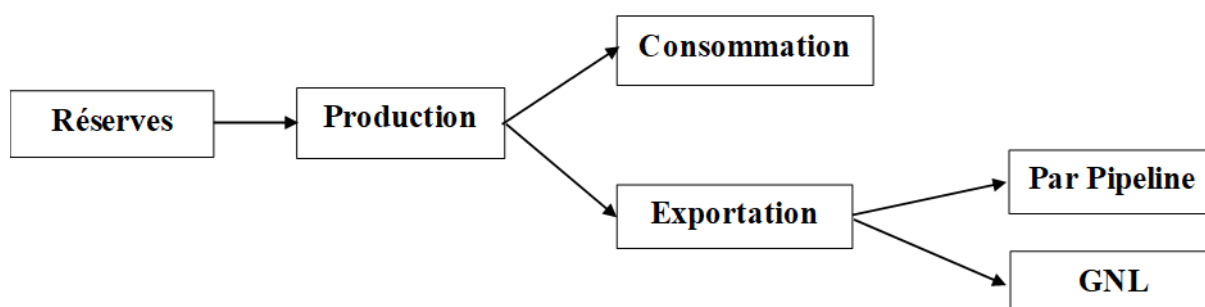
¹- Idem, Présentation et missions de ALNAFT (Document fourni par ALNAFT).

Section 02 : Processus d'Analyse de l'Etude Comparative Entre les Principaux Pays Exportateurs de Gaz Naturel

L'étude comparative se porte sur cinq pays de différentes régions, à savoir l'Algérie, le Qatar, les États-Unis d'Amérique, la Russie et la Norvège, et se fonde sur le processus suivant :

1. Réserves prouvées de gaz naturel des pays
2. Production de gaz naturel des pays
3. Consommation nationale de gaz naturel
4. Exportations du gaz naturel, se font par deux chemins :
 - Chemin 01 : les exportations par Gazoduc (Pipeline)
 - Chemin 02 : les exportations du Gaz naturel Liquéfié

Figure N°02 : Processus de l'étude



Source : Réalisé par nos soins à partir des résultats de l'analyse statistique

1. Réserves Prouvées de Gaz Naturel

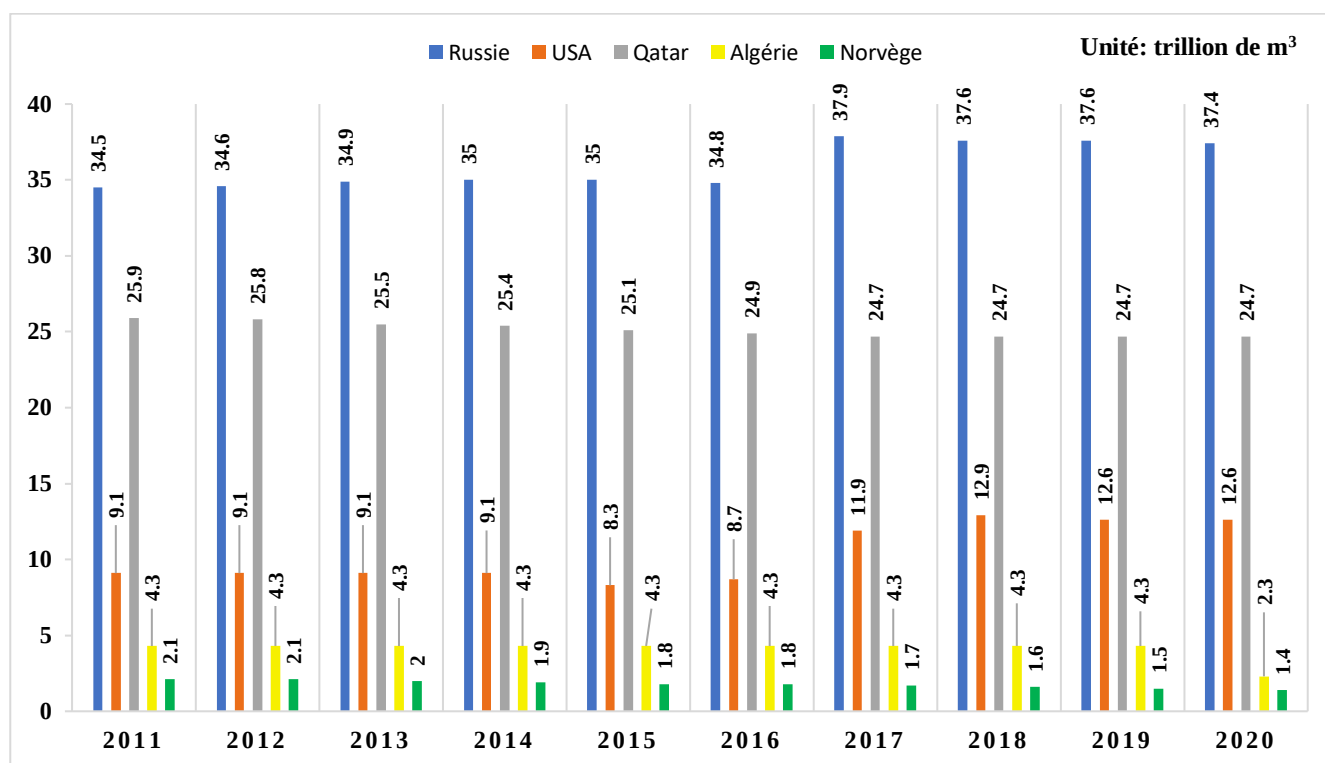
Les présentes données illustrent les variations dans les réserves prouvées de gaz naturel en trillion de m³ pour une période allant de 2011 à 2021, pour cinq pays distincts, à savoir la Russie, les États-Unis, le Qatar, l'Algérie et la Norvège. Les données sont présentées sous forme d'histogrammes

Tableau N°02 : Les réserves prouvées de GN des principaux pays exportateurs de gaz sur la période 2011-2020

	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Russie	34,5	34,6	34,9	35,0	35,0	34,8	37,9	37,6	37,6	37,4
USA	9,1	9,1	9,1	9,1	8,3	8,7	11,9	12,9	12,6	12,6
Qatar	25,9	25,8	25,5	25,4	25,1	24,9	24,7	24,7	24,7	24,7
Algérie	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	2,3
Norvège	2,1	2,1	2,0	1,9	1,8	1,8	1,7	1,6	1,5	1,4

Source: BP statistical review of world energy

Figure N° 03 : Graph sur les réserves prouvées de GN des principaux pays exportateurs de gaz sur la période 2011-2020



Source : Réalisé par nos soins à partir des résultats de l'analyse statistique

- **L'analyse du graph révèle que**

- Les barres bleues (correspondantes à la Russie) sont restées relativement stable entre 2011 et 2016, avec une moyenne de 35 trillions de m³, avant de connaître une augmentation pour atteindre une moyenne dépassant 37 trillions de m³ entre 2017 et 2021.

- Les barres orange (correspondantes aux États-Unis) sont restées stables entre 2011 et 2016, avec une moyenne de 9 trillions de m^3 , avant de connaître une augmentation pour atteindre une valeur de 12,6 trillions de m^3 entre 2017 et 2021, grâce à la découverte de nouveaux gisements de gaz naturel.
- Les barres grises (correspondantes au Qatar) ont une allure décroissante entre 2011 et 2016, avant de se stabiliser entre 2017 et 2021, avec une moyenne de réserves comprises entre 24,7 et 25,9 trillions de m^3 .
- Les barres jaune (correspondantes à l'Algérie) sont restées relativement stable entre 2011 et 2019, avec une moyenne de 4,3 trillions de m^3 , avant de connaître une diminution pour atteindre une moyenne de 2,3 trillions de m^3 entre 2020 et 2021.
- Les barres vertes (correspondantes à la Norvège) ont une allure décroissante entre la période de 2011 à 2021, avec une moyenne de réserves de 1,8 trillions de m^3 .

- **Résultats d'analyse**

- La Russie possède les plus grandes réserves de gaz naturel parmi les pays étudiés, et que l'augmentation de ses réserves entre 2016 et 2017 peut être attribuée à la découverte de nouveaux gisements de gaz naturel.
- Le Qatar se place en deuxième position avec des réserves également importantes, mais en diminution qui peut s'expliquer par le déclin naturel des champs gaziers.
- Les États-Unis sont le troisième pays avec des réserves considérables, on constate que l'augmentation entre l'année 2016 et 2017 est dû à la découverte de nouveaux gisements de gaz naturel.
- L'Algérie a connu une diminution près de 50% de ses réserves à partir de l'année 2020 d'après la déclaration du ministre de l'énergie et des mines lors d'un interview à la radio algérienne (Chaine 03) que les réserves Algériennes de gaz naturel sont estimées à 2,3 trillions de m^3 .
- La Norvège est le pays ayant les plus faibles réserves parmi les pays étudiés, avec une diminution régulière de ses réserves au fil du temps.

2. Production de Gaz Naturel

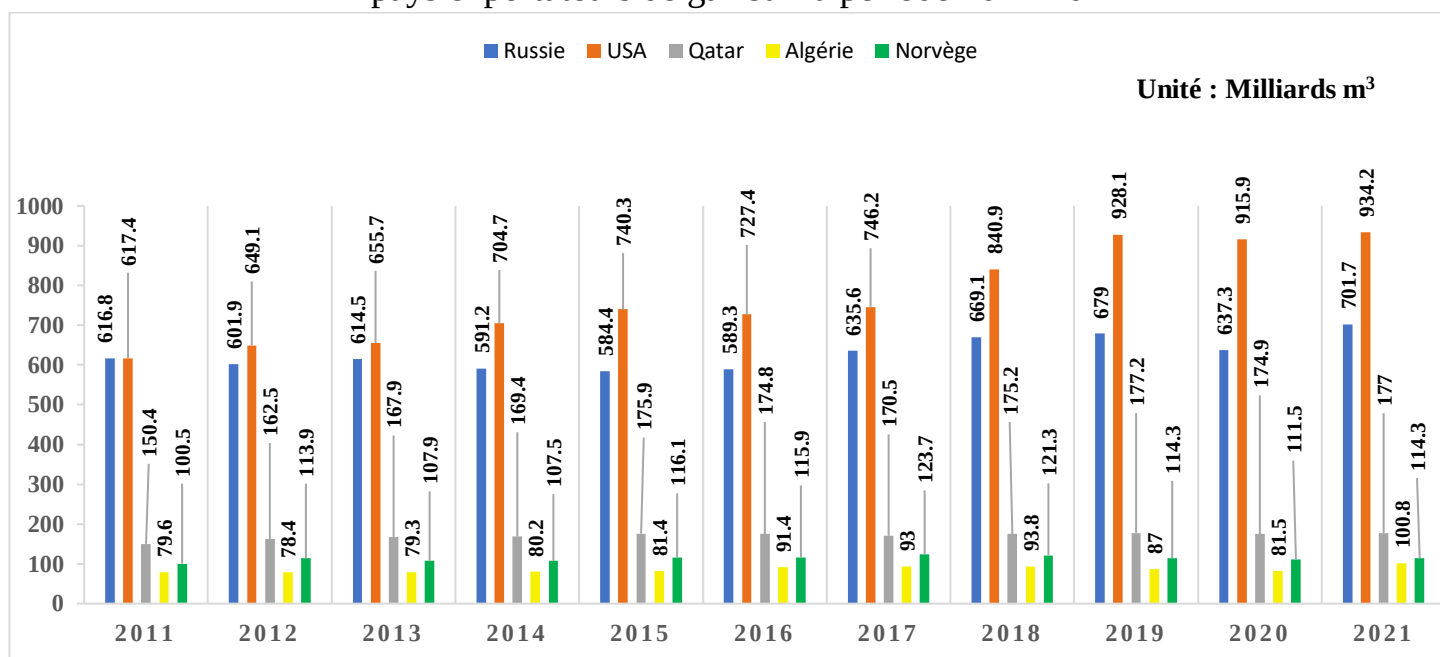
Les présentes données illustrent l'évolution de la production de Gaz Naturel en milliards de m³ des cinq principaux pays exportateurs de gaz à savoir la Russie, les États-Unis, le Qatar, l'Algérie et la Norvège, sur une période de 2011-2021, les données sont présentées sous forme d'histogrammes.

Tableau N°03 : Evolution de la production de GN des principaux pays exportateurs de gaz sur la période 2011-2021

	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Russie	616,8	601,9	614,5	591,2	584,4	589,3	635,6	669,1	679,0	637,3	701,7
USA	617,4	649,1	655,7	704,7	740,3	727,4	746,2	840,9	928,1	915,9	934,2
Qatar	150,4	162,5	167,9	169,4	175,9	174,8	170,5	175,2	177,2	174,9	177,0
Algérie	79,6	78,4	79,3	80,2	81,4	91,4	93,0	93,8	87,0	81,5	100,8
Norvège	100,5	113,9	107,9	107,5	116,1	115,9	123,7	121,3	114,3	111,5	114,3

Source: BP statistical review of world energy

Figure N° 04 : Graph sur l'évolution de la production de GN des principaux pays exportateurs de gaz sur la période 2011-2021



Source : Réalisé par nos soins à partir des résultats de l'analyse statistique

- **L'analyse de l'histogramme révèle que**

- Les barres bleue (correspondantes à la Russie) ont une allure oscillante durant la période de 2011 à 2021 avec une moyenne de production qui se varie entre 600 et 700 milliards de m^3 / an.
- Les barres orange (correspondantes aux Etats unis) sont en augmentation constante durant la période de 2011 à 2015 avec une moyenne de production comprises entre 617,4 et 740,3 milliards m^3 / an avant de connaitre une légère diminution en 2016 à 727,4 milliards m^3 / an pour qu'elle reprend son augmentation en 2017 avec une moyenne qui dépasse les 900 milliards de m^3 / an.
- Les barres grises (correspondantes aux Qatar) ont une allure croissante depuis l'année 2011 à 2015 avec une moyenne de production comprises entre 150,4 et 175,9 milliards m^3 / an avant de connaitre une faible diminution à 174,8 et 170,5 milliards m^3 / an l'année 2016 et 2017 pour qu'ils reprennent leur augmentation jusqu'à l'année 2021 avec une moyenne de production qui dépasse les 170 milliards de m^3 / an.
- Les barres Jaunes (correspondantes à l'Algérie) ont une allure croissante entre l'année 2011 à 2018 avec une moyenne de production variant entre 79,6 à 93,8 milliards m^3 / an avant de connaitre une diminution à 87 et 81,5 milliards m^3 / an les années 2019 et 2020 pour qu'elles reprennent leur augmentation en 2021 avec 100,8 milliards m^3 / an.
- Les barres vertes (correspondantes à la Norvège) ont une allure oscillante entre l'année 2011 à 2018 avec une moyenne de production variante entre 100,5 et 123,7 milliards de m^3 / an, avant de connaitre une diminution à 114,3 et 111,5 milliards m^3 / an les années 2019 et 2020 pour qu'elles reprennent leur augmentation en 2021 avec 114,3 milliards m^3 / an.

- **Résultats d'analyse**

- Les états unis est le pays avec le plus de production de gaz naturel parmi les pays étudiés avec un taux de croissance 4,2% durant la dernière décennie
- La Russie est le deuxième pays qui produit le plus de gaz naturel avec un taux de croissance de 1,3% pendant la dernière décennie.

- Le Qatar est le 3eme pays producteur de gaz naturel avec un taux de croissance de 1,6 % durant la dernière décennie, les diminutions durant l'année 2016 et 2017 S'expliquent par plusieurs raisons tels que la réduction de la production planifiées dans le but de soutenir les prix du gaz naturel sur le marché mondial ou l'exécution des travaux de maintenance et de rénovation sur certains de ses champs gaziers
- L'Algérie a eu un faible taux de croissance qui se mesure à 2,4% pendant la dernière décennie, la diminution à l'année 2019 est dû à plusieurs raisons comme l'instabilité politique qu'elle a connu pendant cette année et l'insuffisance des investissements dans l'exploration, la production et les infrastructures gazières.
- La Norvège a connu une augmentation en taux de croissance de 1,3% pendant la dernière décennie, sa diminution durant l'année 2019 s'explique par le déclin naturel des champs gaziers car certains principaux champs de gaz naturel norvégiens ont atteint un stade avancé de leur cycle de production.
- La diminution de la production de gaz naturel durant l'année 2020 dans les pays distincts est en raison de la crise sanitaire Covid -19 qui a engendré une suspension permanent des activités industrielles.

3. Consommation de Gaz Naturel

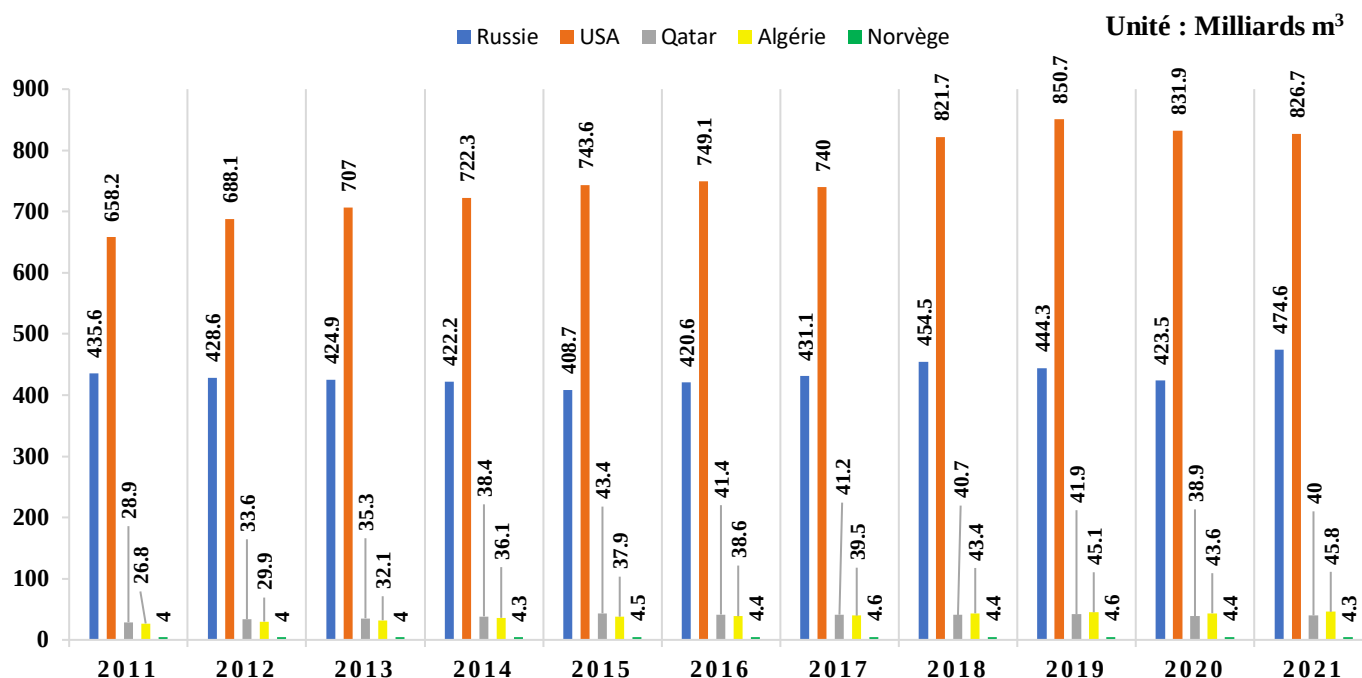
Les présentes données illustrent l'évolution de la consommation de gaz naturel en milliards m³ pour cinq pays différents (Russie, États-Unis, Qatar, Algérie, Norvège) sur une période de 10 ans, de 2011 à 2021. Les données sont présentées sous forme d'histogrammes.

Tableau N°04 : Evolution de la consommation de GN dans les principaux pays exportateurs de gaz sur la période 2011-2021

	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Russie	435,6	428,6	424,9	422,2	408,7	420,6	431,1	454,5	444,3	423,5	474,6
USA	658,2	688,1	707,0	722,3	743,6	749,1	740,0	821,7	850,7	831,9	826,7
Qatar	28,9	33,6	35,3	38,4	43,4	41,4	41,2	40,7	41,9	38,9	40,0
Algérie	26,8	29,9	32,1	36,1	37,9	38,6	39,5	43,4	45,1	43,6	45,8
Norvège	4,0	4,0	4,0	4,3	4,5	4,4	4,6	4,4	4,6	4,4	4,3

Source: BP statistical review of world energy

Figure N°05 : Graph sur l'évolution de la consommation de GN dans les principaux pays exportateurs de gaz sur la période 2011-2021



Source : Réalisé par nos soins à partir des résultats de l'analyse statistique

• **L'analyse du graph révèle que**

- Les barres bleues (correspondantes à la Russie) ont une allure oscillante durant la période étudiée (de 2011 à 2021) avec une moyenne qui se varie entre 409 et 475 milliards de m³/ an.
- Les barres orange (correspondantes aux Etats Unis) ont une allure croissante entre l'année 2011 à 2016 avec une moyenne qui dépasse les 745 milliard de m³/ an avant de connaitre une diminution en 2017 avec un taux de consommation de 740 milliards m³/ an pour qu'elles reprennent leur augmentation de l'année 2018 à 2021 avec un taux de consommation entre 820 et 850 milliards de m³/ an.
- Les barres Grises (correspondantes aux Qatar) ont une allure croissante durant l'année 2011 à 2015 avec un taux de consommation qui dépasse 43 milliards m³/ an avant de connaitre une diminution durant le reste des années avec une moyenne de consommation qui varie entre 42 et 39 milliards m³/ an.
- Les barres jaunes (correspondantes à l'Algérie) ont une allure croissante durant toute la période étudiée avec une moyenne comprises entre 27 et 47 milliards de m³ / an.

- Les barres vertes (correspondantes à la Norvège) sont relativement stables pendant la période 2011 à 2021 avec une moyenne de consommation comprises entre 4 et 4,6 milliards de m³/ an
- **Résultats d'analyse**
 - Les Etats-Unis est le plus grand consommateur de gaz naturel parmi les pays étudiés avec une consommation qui dépasse les 800 milliards m³/ an durant les cinq dernières années ce qui représente la majorité de sa production (environs 90% de la production est dédiée à satisfaire ses besoins énergétiques et industrielles).
 - La Russie se trouve en deuxième position avec une consommation qui ne dépasse pas les 450 milliards m³/ an qui représente environ 65% de sa production
 - Le Qatar vient en troisième position avec une consommation qui dépasse un peu les 40 milliards m³/ an soit 20% de la production du pays et qui est faible par rapport aux Etats-Unis et la Russie et cela peut s'expliquer par la taille de sa population qui est restreinte et sa diversification énergétique tels que le pétrole et les énergies renouvelables.
 - La consommation d'Algérie est en croissance durant les dernières années avec un taux de consommation qui dépasse les 45 milliards m³/ an et qui représente 40% de sa production en matière de gaz naturel, cette augmentation peut s'expliquer par une croissance économique et démographique qui a touché le pays.
 - Enfin, la Norvège est le pays ayant les plus faibles consommations de gaz naturel parmi les pays étudiés (seulement 4% de sa production qui est dédiée à la consommation) et cela revient à sa politique énergétique axée sur les énergies renouvelables, telles que l'hydroélectricité, l'énergie éolienne et les biocarburants car elle travaille à réduire sa dépendance aux énergies fossiles.
 - On remarque que les pays étudiés ont eu une diminution d'en matière de consommation de gaz naturel durant l'année 2021 et cela est dû à la crise sanitaire Covid-19 qui a engendré une suspension permanente des activités industrielles

4. Exportation de Gaz Naturel

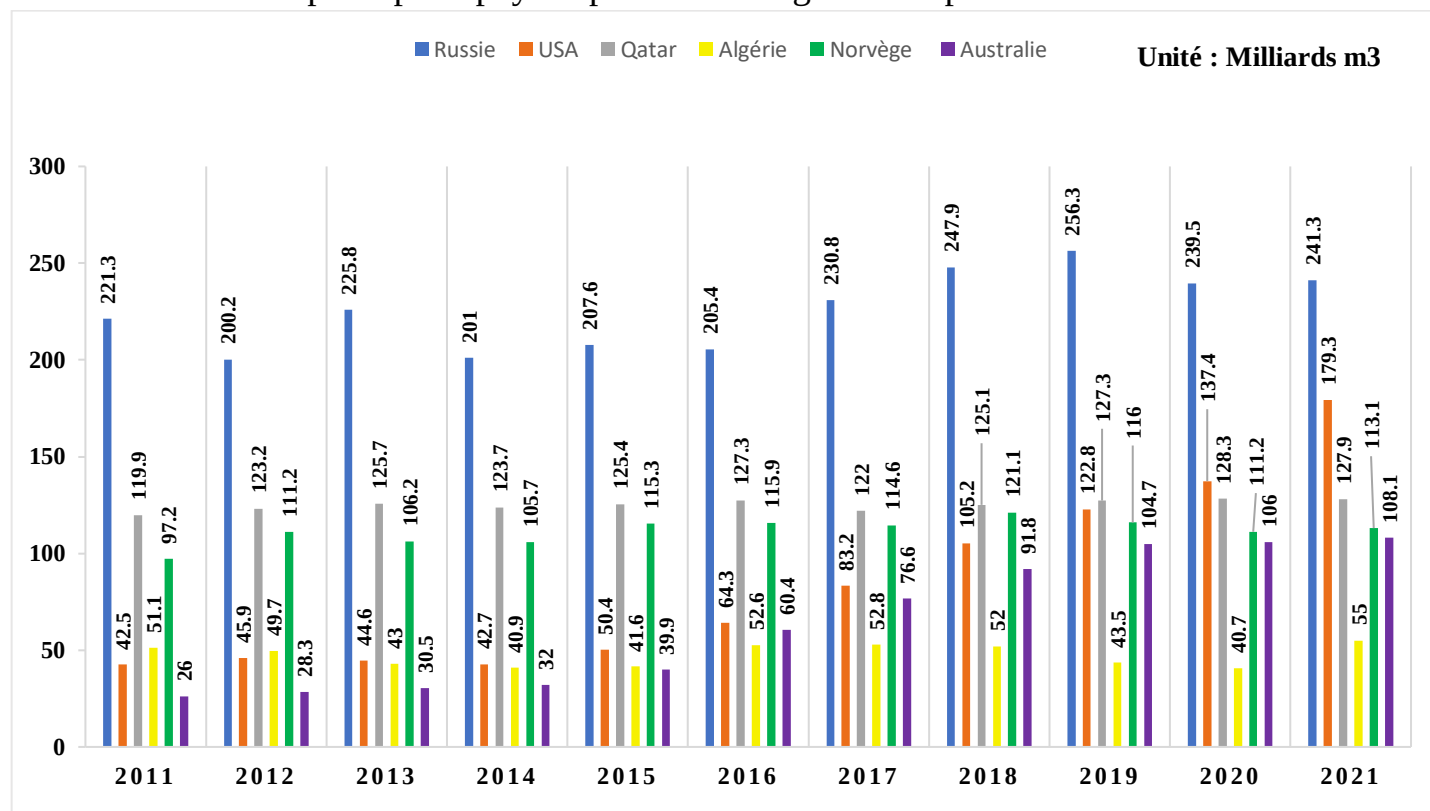
Les présentes données illustrent l'évolution des exportations globales de gaz naturel en milliards m³ pour six pays différents (Russie, États-Unis, Qatar, Algérie, Norvège et Australie) sur une période de 10 ans, de 2011 à 2021. Les données sont présentées sous forme d'histogrammes.

Tableau N° 05 : Evolution des exportations globales de GN des principaux pays exportateurs de gaz sur la période 2011-2021

	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Russie	221,3	200,2	225,8	201	207,6	205,4	230,8	247,9	256,3	239,5	241,3
USA	42,5	45,9	44,6	42,7	50,4	64,3	83,2	105,2	122,8	137,4	179,3
Qatar	119,9	123,2	125,7	123,7	125,4	127,3	122	125,1	127,3	128,3	127,9
Algérie	51,1	49,7	43	40,9	41,6	52,6	52,8	52	43,5	40,7	55
Norvège	97,2	111,2	106,2	105,7	115,3	115,9	114,6	121,1	116	111,2	113,1
Australie	26	28,3	30,5	32	39,9	60,4	76,6	91,8	104,7	106	108,1

Source : Réalisé par nos soins à partir des résultats de l'analyse statistique en basant sur BP statistical review of world energy

Figure N°06 : Graph sur l'évolution des exportations globales du GN des principaux pays exportateurs de gaz sur la période 2011-2021



Source : Réalisé par nos soins à partir des résultats de l'analyse statistique

- **L'analyse du graph révèle que**

- Les barres bleues (correspondantes à la Russie) ont une allure oscillante durant la période étudiée (de 2011 à 2021) avec une moyenne qui se varie entre 200 et 250 milliards de m^3 / an.
- Les barres orange (correspondantes aux Etats Unis) ont une allure croissante durant toute la période étudiée avec un taux d'exportation qui dépasse les 150 milliards m^3 / an.
- Les barres grises (correspondantes aux Qatar) sont relativement stables durant la période de 2011 à 2021 avec une un taux d'exportation se situe entre 120 et 128 milliards de m^3 / an.
- Les barres jaunes (correspondantes à l'Algérie) sont relativement stables durant la dernière décennie avec une moyenne d'exportation comprises entre 40 et 55 milliards de m^3 / an.
- Les barres vertes (correspondantes à la Norvège) ont une allure oscillante durant la dernière décennie avec une moyenne d'exportation comprises entre 100 et 120 milliards de m^3 / an.
- Les barres violet (correspondantes à l'Australie) ont une allure croissante depuis l'année 2011 à 2021 avec un taux d'exportation qui dépasse les 100 milliards de m^3 / an.

- **Résultats d'analyse**

- La Russie est le premier grand exportateur de gaz naturel parmi les pays étudiés avec un taux d'exportation qui dépasse les 200 milliard de m^3 / an ce qui représente seulement 35% de sa production de gaz naturel
- Les Etats Unis se place en deuxième position durant les deux dernières années avec un d'exportation qui dépasse les 150 milliard de m^3 / an et qui représente seulement 10% de sa production de gaz naturel.
- En troisième position le Qatar avec un taux d'exportation qui dépasse les 120 milliards m^3 / an, ce qui représente 80% de sa production de gaz naturel
- La Norvège avec des taux oscillants ou relativement stable qui se situe entre 100 et 120 milliards de m^3 / an.
- L'Australie est en croissance durant la dernière décennie avec un taux de croissance égale à 15%.
- Enfin, l'Algérie ayant les plus faibles exportations parmi les pays étudiés avec un taux de 55 milliards m^3 / an durant l'année 2021 et représente environ 55% de sa production.

4.1. Exportations Par Pipeline

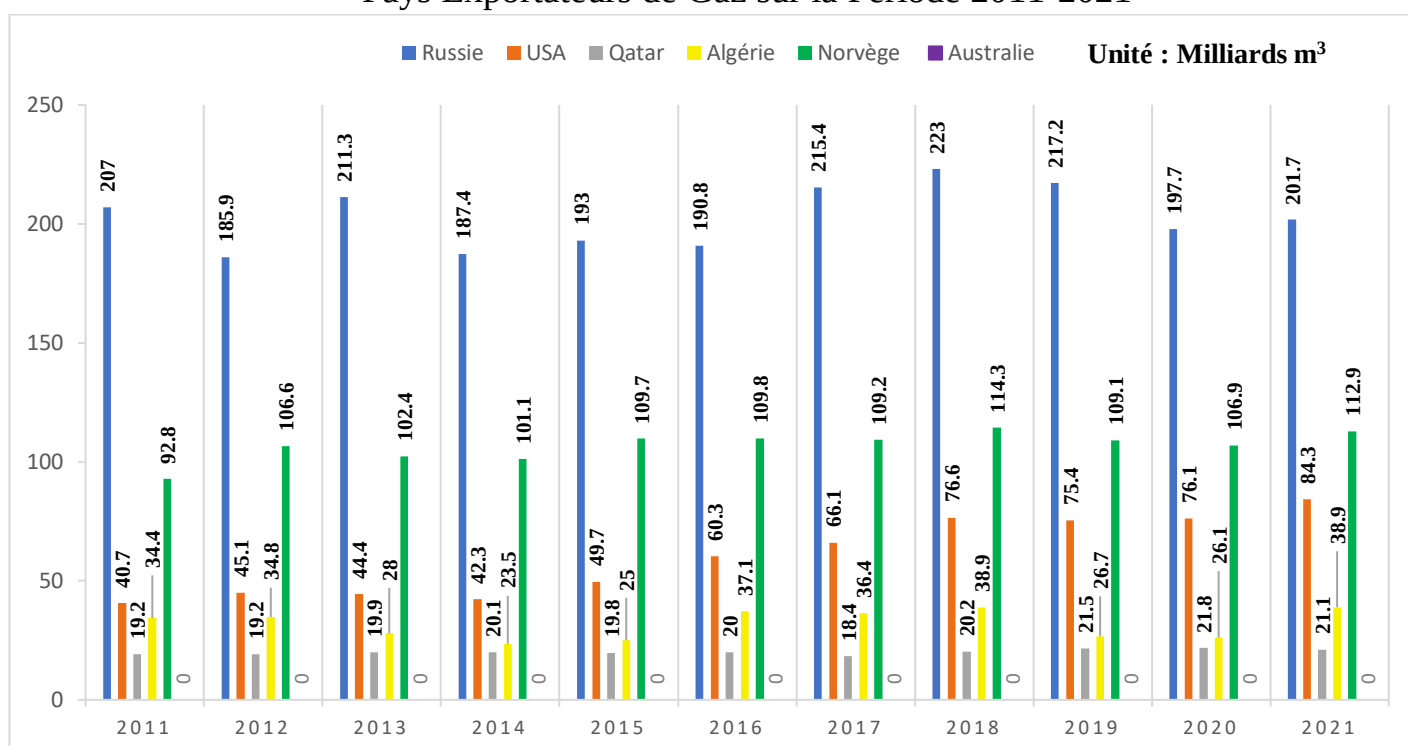
Les présentes données illustrent l'évolution des exportations globales de gaz naturel en milliards m³ sur une période de 2011 à 2021 (figure N° 07) et les Parts du GN exportées (Pipeline) durant l'année 2021 pour six pays différents (Russie, États-Unis, Qatar, Algérie, Norvège et Australie)

Tableau N°06 : Evolution des Exportations du GN (par Pipeline) des Principaux Pays Exportateurs de Gaz sur la Période 2011-2021

	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	GR
Russie	207,0	185,9	211,3	187,4	193,0	190,8	215,4	223,0	217,2	197,7	201,7	-0.3%
USA	40,7	45,1	44,4	42,3	49,7	60,3	66,1	76,6	75,4	76,1	84,3	7.6%
Qatar	19,2	19,2	19,9	20,1	19,8	20,0	18,4	20,2	21,5	21,8	21,1	0.9%
Algérie	34,4	34,8	28,0	23,5	25,0	37,1	36,4	38,9	26,7	26,1	38,9	1.2%
Norvège	92,8	106,6	102,4	101,1	109,7	109,8	109,2	114,3	109,1	106,9	112,9	2%
Australie	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	

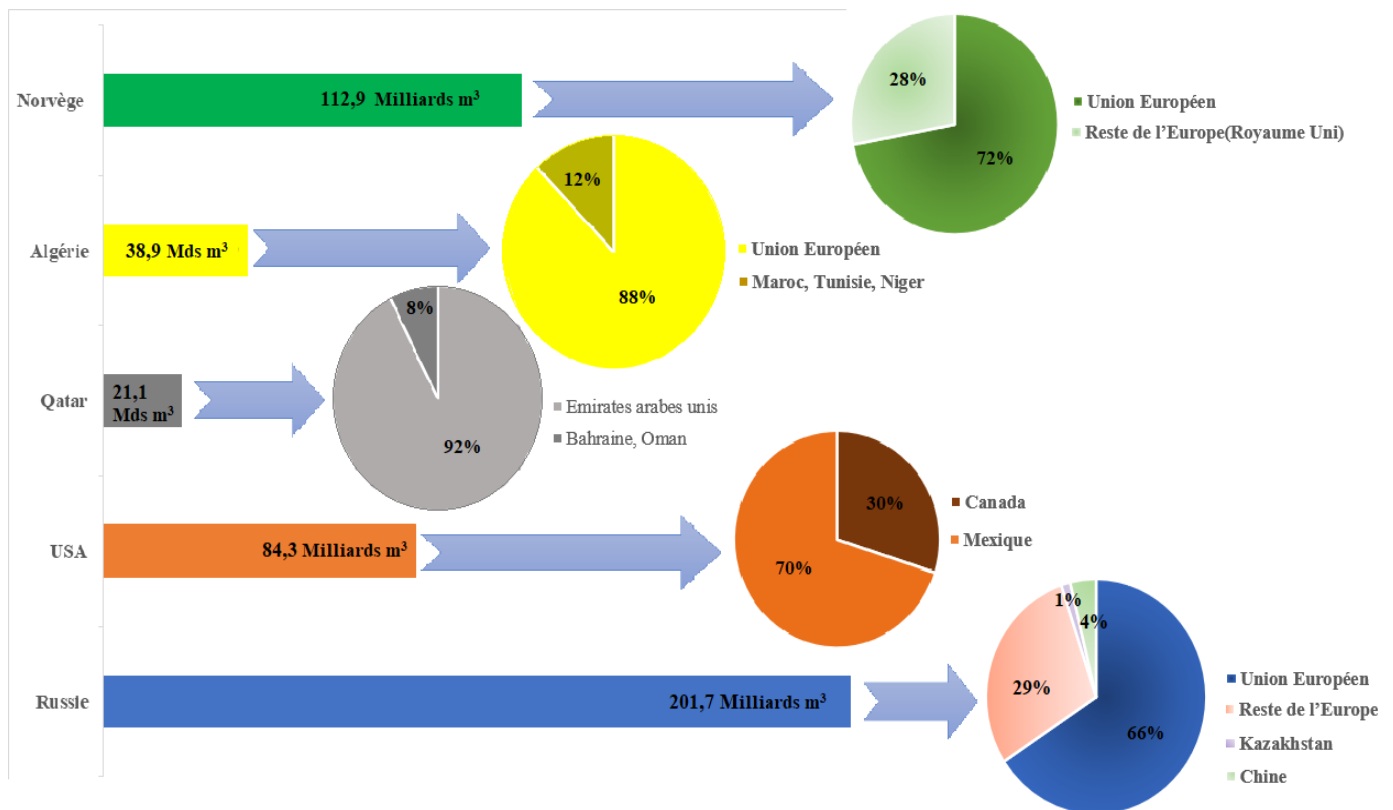
Source: BP statistical review of world energy

Figure N°07 : Evolution des Exportations du GN (par Pipeline) des Principaux Pays Exportateurs de Gaz sur la Période 2011-2021



Source : Réalisé par nos soins à partir des résultats de l'analyse statistique

Figure N°08 : Parts du GN exportées (Pipeline) par les principaux pays exportateurs de gaz durant l'année 2021



Source : Réalisé par nos soins à partir des résultats de l'analyse statistique

• **L'analyse du graph révèle que**

- Les barres bleues (correspondantes à la Russie) sont en fluctuation durant la période étudiée avec une moyenne comprises entre 186 et 207 milliards de m³/ an.
- Les barres orange (correspondantes aux Etats Unis) ont une allure croissante durant la période de 2011 à 2021 avec une moyenne qui a dépassé les 80 milliards m³/ an (selon l'année 2021)
- Les barres grises (correspondantes aux Qatar) sont relativement stables durant la décennie avec une moyenne comprise entre 19 et 22 milliards m³/ an.
- Les barres jaunes (correspondantes à l'Algérie) ont une allure oscillante durant entre 2011 et 2021 avec une moyenne comprise entre 25 et 39 milliards de m³/ an.
- Les barres vertes (correspondantes à la Norvège) sont fluctuantes pendant la période étudiée avec une moyenne comprise entre 93 et 114 milliards de m³/ an.
- Les barres violets (correspondantes à l'Australie) sont inexistantes

• Résultats d'analyse

- La Russie est le plus grand exportateur de gaz naturel par pipeline parmi les pays, ce qui représente en moyenne 90% de ses exportations globales de gaz naturel, ses exportations sont réparties comme suivant (selon la figure 05) :
 - 66% vers l'Union Européenne (majoritairement à l'Allemagne)
 - 20% vers le reste de l'Europe (la Turquie, Europe de l'est)
 - 4% vers la chine
 - 1% vers le Kazakhstan
- La Norvège et en deuxième position avec presque la quasi-totalité de ses exportations globales (environs 96 % des exportations globales), ses exportations sont réparties comme suivant (selon la figure 05) :
 - 72% vers l'Union Européenne (Allemagne, France, Belgique et Pays -bas)
 - 28 % sont destiné vers le reste de l'Europe tels que le Royaume Uni
- En Troisième position on trouve les U.S.A avec un taux de croissance de 7,6% durant les 10 dernières années, les exportations par pipeline représentaient la quasi-totalité durant la période de 2011 à 2016 (environs 99%) avant sa diminution depuis 2017 à 2021(environs 50% de ses exportations globales), ses principaux pays importateurs sont :
 - 30% vers le Canada
 - 70% vers le Mexique
- L'Algérie se trouve en quatrième position avec des exportations par pipeline qui représentent en moyenne 70% de ses exportations globales, ses exportations sont réparties comme suivant (selon la figure 05) :
 - 88% vers l'Union européenne (par l'Italie et l'Espagne)
 - 12% vers les pays voisins (Tunisie et Maroc)
- Enfin, le Qatar avec des faibles exportations par pipeline (elles représentent environ 15% de ses exportations globales), ses exportations sont réparties comme suivant (selon la figure 05) :
 - 92% vers les Emirates Arabe Unis
 - 8% vers le reste du Moyen Orient (tels que l'Oman et Bahreïn)
- L'Australie n'exporte pas par pipeline à cause de son emplacement géographique

4.2. Exportations de Gaz Naturel Liquéfié

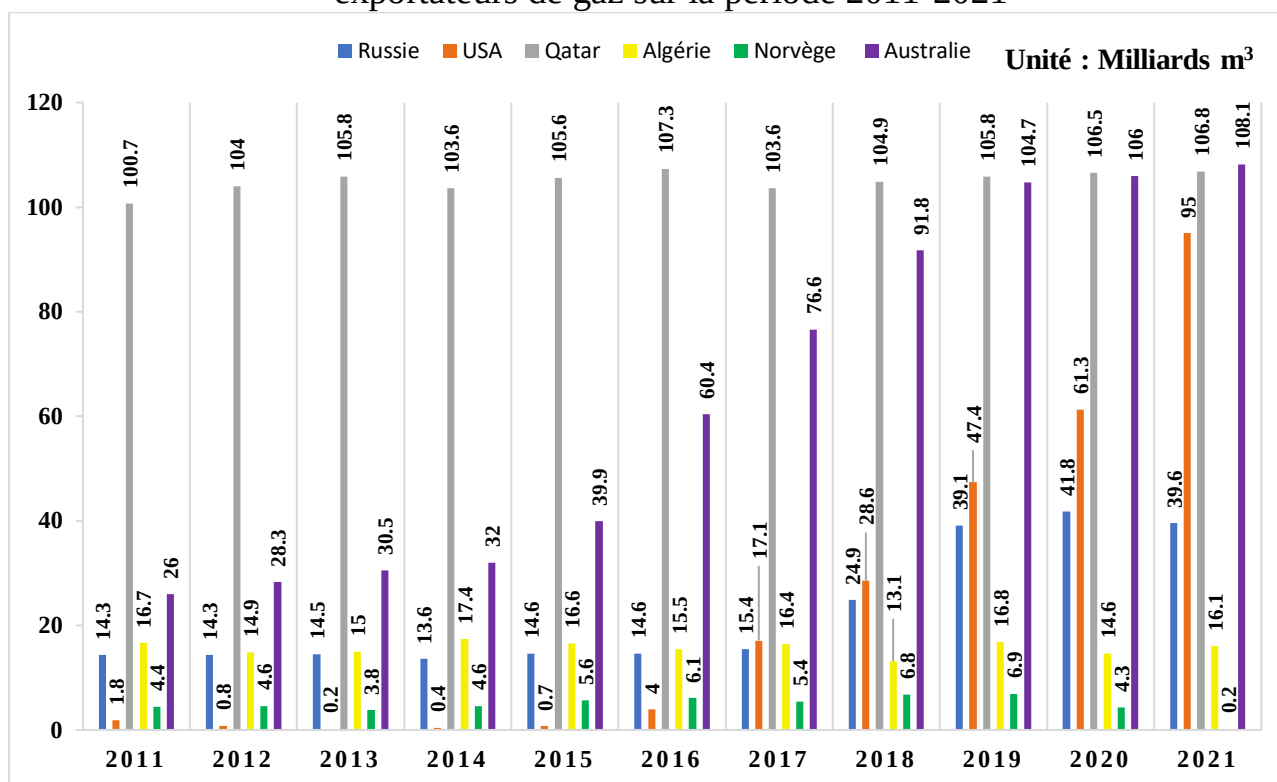
Les présentes données illustrent l'évolution des exportations de GNL en milliards m³ pour six pays différents (Russie, États-Unis, Qatar, Algérie, Norvège et Australie) sur une période de 10 ans, de 2011 à 2021. Les données sont présentées sous forme d'histogrammes.

Tableau N°07 : Evolution des exportations de GNL des principaux pays exportateurs de gaz sur la période 2011-2021

	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Russie	14,3	14,3	14,5	13,6	14,6	14,6	15,4	24,9	39,1	41,8	39,6
USA	1,8	0,8	0,2	0,4	0,7	4	17,1	28,6	47,4	61,3	95
Qatar	100,7	104	105,8	103,6	105,6	107,3	103,6	104,9	105,8	106,5	106,8
Algérie	16,7	14,9	15	17,4	16,6	15,5	16,4	13,1	16,8	14,6	16,1
Norvège	4,4	4,6	3,8	4,6	5,6	6,1	5,4	6,8	6,9	4,3	0,2
Australie	26	28,3	30,5	32	39,9	60,4	76,6	91,8	104,7	106	108,1

Source: BP statistical review of world energy

Figure N°09 : Evolution des exportations de GNL des principaux pays exportateurs de gaz sur la période 2011-2021



Source : Réalisé par nos soins à partir des résultats de l'analyse statistique

• **L'analyse du graph révèle que**

- Les barres bleues (correspondantes à la Russie) sont relativement stables durant la période 2011 à 2017 avec un taux qui se varie entre 14,3 et 15,4 milliards de m³/an, avant de connaître une augmentation de 2018 à 2021 avec une moyenne qui dépasse 40 milliards de m³/an.
- Les barres orange (correspondantes aux Etats Unis) a connu une diminution durant la période 2011 à 2015 avec une moyenne comprises entre 0,2 et 1,8

milliards m^3 /an avant e connaitre une augmentation durant le reste de la période étudiée avec un taux qui dépasse 90 milliards de m^3 /an.

- Les barres grises (correspondantes aux Qatar) sont relativement Stables durant la durée étudiée avec une moyenne comprises entre 100 et 107 milliards m^3 /an.
- Les barres jaunes (correspondantes à l’Algérie) sont en fluctuation durant la période 2011 à 2021 avec une moyenne comprises entre 13 et 17 milliards m^3 /an.
- Les barres vertes (correspondantes à la Norvège) sont en fluctuation durant la période de 2011 à 2020 avec une moyenne qui se varie entre 4 et 7 milliards m^3 /an avant sa diminution en 2021 à un taux de 0,2 milliards de m^3 /an.
- Les barres violets (correspondantes à l’Australie) ont une allure croissante durant la période de 2011 à 2021 avec une moyenne qui dépasse les 108 milliards de m^3 /an.

• Résultats d’analyse

- L’Australie est le plus grand exportateur de GNL parmi les pays étudiés (100% de ses exportations sont faites par GNL)
- Le Qatar est en deuxième position avec environs 85% de ses exportations globales
- Les exportations du GNL des Etats Unis représentaient environs 4% des exportations globales de 2011 à 2016 avant de connaitre une augmentation qui dépasse la moitié de ses exportations globales.
- Les exportations du GNL de la Russie représentaient environs 7% des exportations globales de 2011 à 2017 avant de connaitre une augmentation jusqu’à 18% des exportations globales de gaz naturel du pays selon l’année 2020.
- Les exportations du GNL de l’Algérie représentent en moyenne un tiers de ses exportations globales du gaz naturel pendant la période étudiée.
- La Norvège avec les plus faibles exportations de GNL (ils représentaient environs 5% des exportations globales de gaz naturel) jusqu’à 2021 ou on remarque une forte diminution (sois 0,2% de ses exportations globales de gaz naturel du pays) pour des raisons inconnues.

5. Part des Exportations du GNL

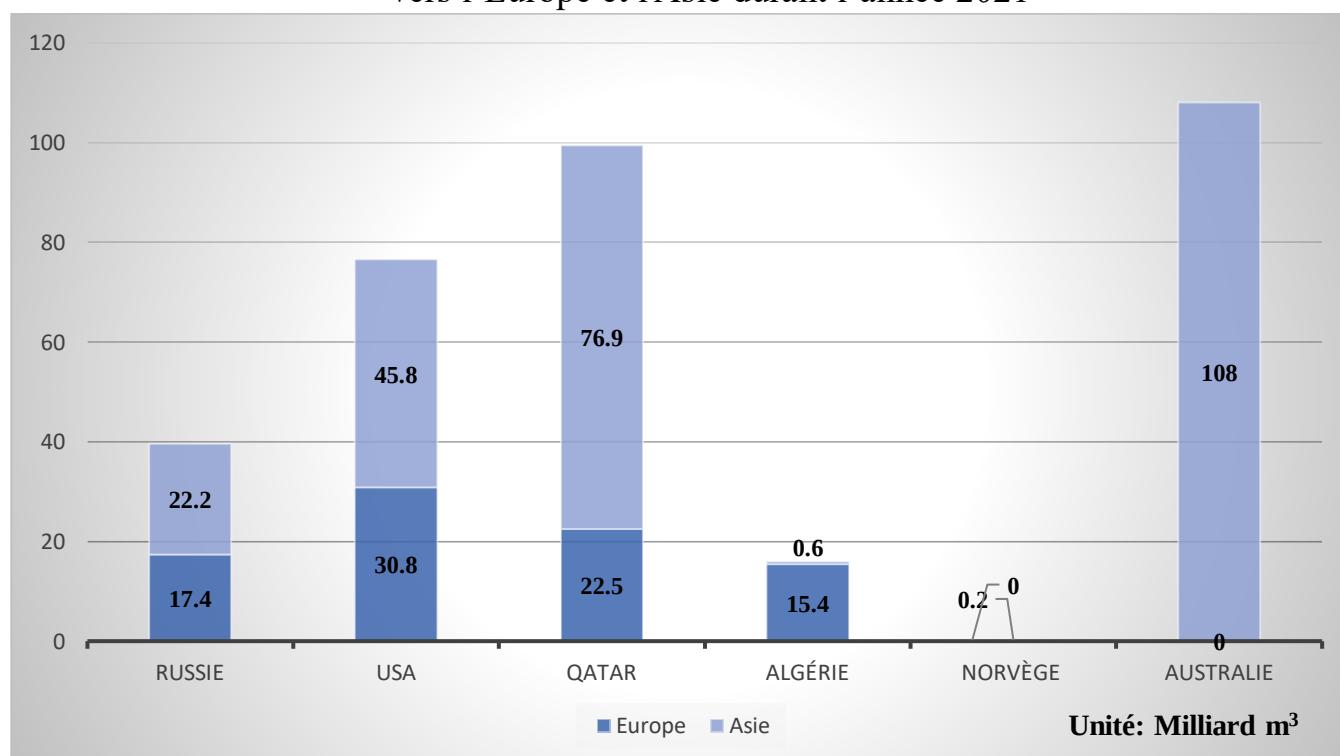
Les présentes données illustrent les parts des exportations de GNL vers l'Europe et l'Asie en milliard de m³ pour six pays différents (la Russie, les Etats Unis, le Qatar, l'Algérie, la Norvège et l'Australie). Les données sont présentées sous forme d'histogrammes.

Tableau N°08 : Part des exportations de GNL des principaux pays exportateurs vers l'Europe et l'Asie durant l'année 2021

	Europe	Asie	Volume Exporté (milliard m ³)
Russie	44%	56%	39,6
USA	40%	60%	76,6
Qatar	23%	77%	99,4
Algérie	96%	4%	16
Norvège	100%	0%	0,2
Australie	0%	100%	108

Source: BP statistical review of world energy

Figure N°10 : Part des exportations de GNL des principaux pays exportateurs vers l'Europe et l'Asie durant l'année 2021



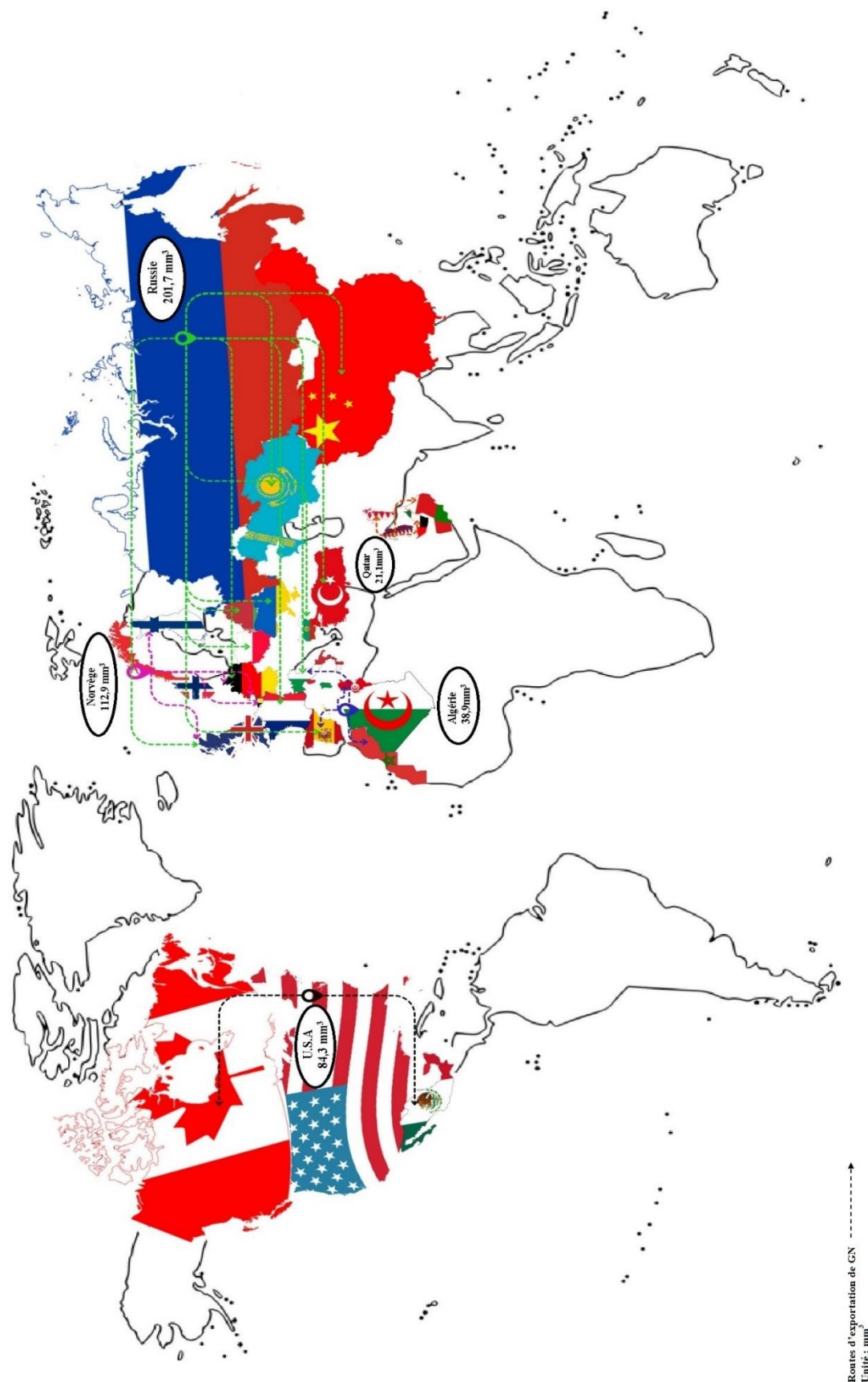
Source : Réalisé par nos soins à partir des résultats de l'analyse statistique

- **L'analyse du graph ci-dessus montre**

- 44% des exportations du GNL russe ont été destinées vers l'Europe et le reste vers l'Asie durant l'année 2021, ses principaux clients sont :

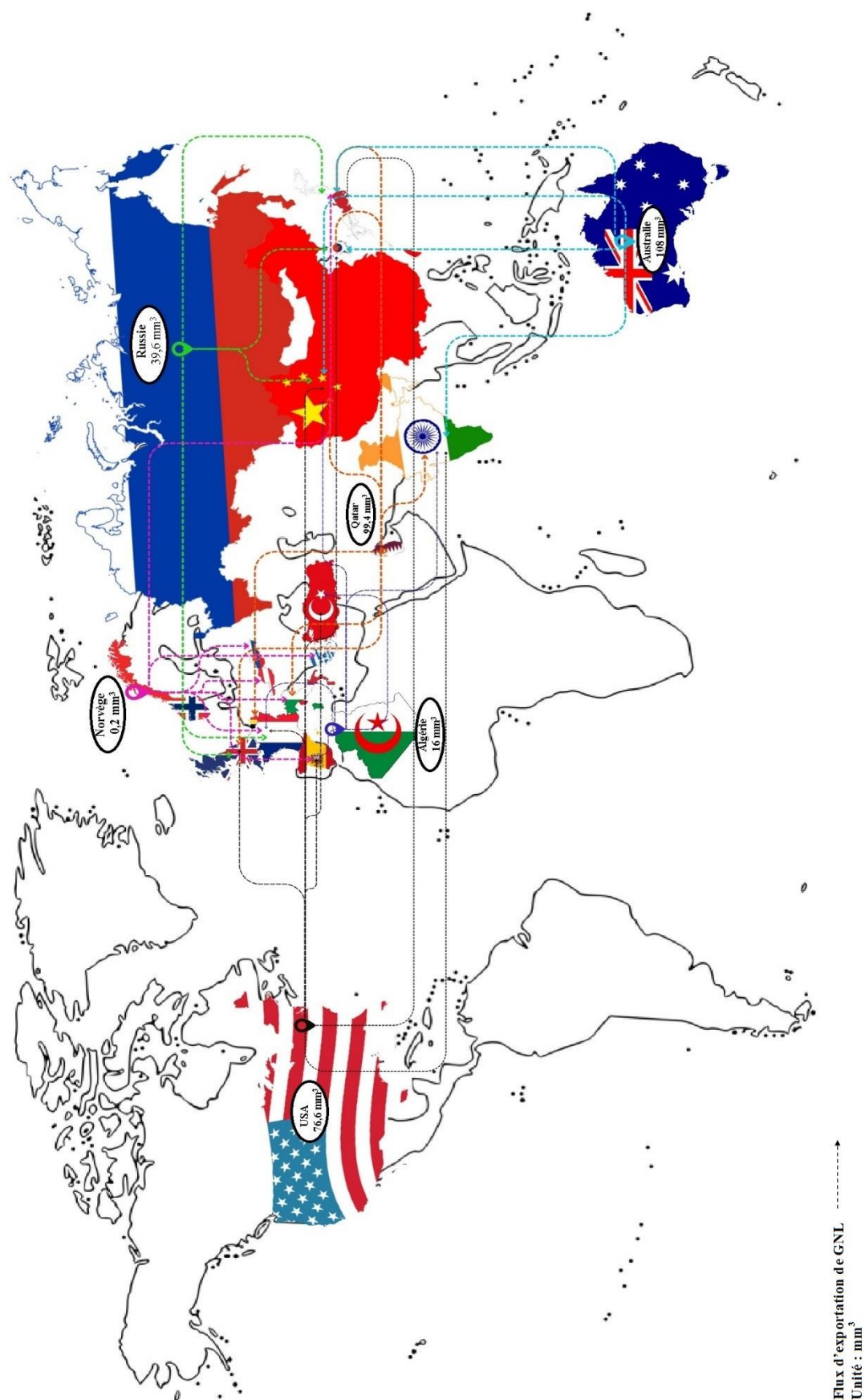
- **Marché Européen** : France, Espagne et Royaume Uni
 - **Marché Asiatique** : Chine, Japon et Corée du Sud
- 40% des exportations du GNL des Etats Unis ont été destiné vers l'Europe et 60% vers l'Asie durant l'année 2021, ses principaux clients sont :
- **Marché européen** : France, Espagne Turquie et Royaume Uni
 - **Marché asiatique** : Chine, inde, Japon et Corée du Sud
- 23% des exportations de GNL du Qatar ont été destiné vers l'Europe et 77% vers l'Asie durant l'année 2021, ses principaux clients sont :
- **Marché européen** : Belgique, Italie et Royaume Uni
 - **Marché asiatique** : Chine, inde, le Japon et Corée du Sud
- 96% des exportations algérienne en matière de GNL ont été destiné vers l'Europe et seulement 4% vers l'Asie durant l'année 2021, ses principaux clients sont :
- **Marché européen** : France, Espagne et Turquie
 - **Marché asiatique** : Chine et Inde
- 100% des exportations norvégienne en matière de GNL ont été destiné vers l'Europe durant l'année 2021, ses principaux clients sont : le Royaume Uni, la Grèce et la France.
- 100% des exportations de GNL d'Australie ont été destiné vers l'Asie durant l'année 2021, ses principaux clients sont : la Chine, l'Inde, le Japon et la Corée du Sud

Figure N°11 : Flux des exportations de gaz par gazoduc des principaux pays exportateurs en 2021



Source : Réalisé par nos soins à partir des résultats de l'analyse statistique

Figure N°12 : Flux des exportations du gaz naturel liquéfié par gazoduc des principaux pays exportateurs en 2021



Source : Réalisé par nos soins à partir des résultats de l'analyse statistique

Section 03 : Perspectives du Marché Mondial de Gaz Naturel et Opportunités qui s'Offrent

Le marché mondial du gaz naturel fait face à divers enjeux qui influencent son développement et sa stabilité, mais en dépit de ça il présente également des perspectives prometteuses.

1. Forum des Pays Exportateurs de Gaz « GECF »

Le GECF est le Forum des pays exportateurs de gaz. Il s'agit d'une organisation intergouvernementale qui comprend actuellement 19 pays membres parmi les principaux producteurs de gaz naturel du monde, tels que l'Algérie, l'Iran, la Libye, le Nigéria, le Qatar, la Russie, et le Venezuela...etc. Le GECF a été créé pour coordonner les activités des pays exportateurs de gaz et promouvoir la coopération internationale dans le domaine du gaz naturel.

2. Perspectives du Marché Mondial et Africain de GN à l'Horizon 2050

2.1. Perspectives du Marché Mondial du Gaz Naturel

Selon le rapport « Global Gas Outlook 2050 » du GECF on déduit les perspectives suivantes :¹

- La demande de gaz naturel augmentera de 50 %, atteignant 5 920 milliards m³ d'ici 2050, se répandant spécifiquement sur les marchés de l'Asie-Pacifique, de l'Amérique du Nord et du Moyen-Orient,
- Le gaz naturel et les énergies renouvelables représenteront 60 % de l'approvisionnement en électricité, ce qui modifiera la répartition mondiale de la production d'électricité d'ici à 2050.
- Le gaz naturel dépassera le charbon en 2025 et deviendra la première source d'énergie primaire mondiale en 2047, tandis que le pétrole se stabilisera vers 2040 avant d'entamer un déclin irréversible.
- La part des énergies renouvelables dans le mix énergétique mondial passera de 2 % en 2019 à 10 % en 2050.

¹- <https://www.aa.com.tr/en/energy/general/global-gas-demand-to-increase-by-50-in-2050/31981>, (30/05/2023) à 02h50

- La part du GNL commercialisé augmentera pour atteindre environ 48 % de l'ensemble du gaz commercialisé en 2030 et 56 % en 2050.
- La demande de gaz naturel sera stimulée par les dérives économiques et démographiques cumulées, les préoccupations environnementales, la disponibilité croissante des approvisionnements et le soutien politique positif dans de nombreux pays.
- Le gaz naturel qui est une source d'énergie abondante, flexible et propre se développera spécifiquement sur les marchés d'Asie-Pacifique, d'Amérique du Nord et du Moyen-Orient, qui seront responsables de plus de 75 % de la croissance totale de la demande de gaz d'ici à 2050.
- La région Asie-Pacifique deviendra le plus grand consommateur de gaz naturel.
- Les faibles prix du gaz ont encouragé un certain nombre de pays à poursuivre leurs réformes pour soutenir une demande plus importante de gaz.
- La pandémie (COVID 19) a encouragé l'utilisation de combustibles plus propres.

2.2. Perspectives du Marché Africain du Gaz Naturel à l'Horizon 2050

Selon le rapport « Global Gas Outlook 2050 » du GECF on déduit les perspectives suivantes :¹

- L'Afrique a exporté environ 82 milliards de tonnes de gaz naturel vers d'autres régions en 2021, environ 57 milliards de m³, soit près de 70 %, ont été exportés sous forme de GNL, principalement à partir des pays du GECF, notamment l'Algérie, l'Angola, l'Égypte et le Nigeria.
- Les volumes transportés par gazoduc proviennent principalement d'Algérie et de Libye, il existe également des échanges intrarégionaux par gazoduc, tels que les volumes algériens vers la Tunisie, ainsi que l'approvisionnement de l'Afrique du Sud par le Mozambique, pour un total d'environ 10 milliards m³ par an.

¹- Global Gas Outlook 2050, GECF, édition 2022, page: 142

- L'explosion de la demande de GNL, en particulier en Europe, entraîne une recrudescence des nouveaux projets GNL dans le monde entier, et l'Afrique est appelée à jouer un rôle de plus en plus important.
Le continent a augmenté ses exportations de GNL vers l'Europe, qui est passé de moins de 45 % en 2021 à environ 55 % en 2022.
- L'Afrique dispose d'une capacité de liquéfaction d'environ 71 MTPA (100,11 milliards m³) en Algérie, en Angola, au Cameroun, en Égypte, en Guinée équatoriale et au Nigeria. Seulement 58 % de cette capacité a été utilisée en 2021. Une plus grande utilisation serait une solution clé pour l'approvisionnement si ce dernier n'était pas soumis aux contraintes en amont.
- Le continent africain devrait exporter 166 milliards de m³ d'ici 2050, dont 157 milliards de m³, soit environ 95 %, sous forme de GNL. Le Mozambique devrait s'imposer comme le principal producteur et exportateur de GNL au niveau mondial, représentant près de 70 % des exportations africaines de GNL en 2050.
Le Nigeria devrait être le deuxième exportateur de GNL, avec 24 % du total des exportations africaines de GNL, à long terme.
La capacité d'exportation de GNL du continent atteindra 200 millions de tonnes par an.

2.2.1. Perspectives de la Production

Selon le rapport « Global Gas Outlook 2050 » du GECF on déduit les perspectives suivantes :¹

- L'Afrique devrait contribuer de manière substantielle à l'approvisionnement mondial en gaz, compte tenu de ses énormes réserves terrestres et offshore sur le plateau continental et en eaux profondes.
- La plupart de ces ressources n'ont pas encore été développées en raison d'un manque d'infrastructures d'investissement, de transport et d'exportation, ainsi que des problèmes technologiques liés à l'exploration en eaux profondes et à l'insuffisance du réseau de pipeline.

¹- Global Gas Outlook 2050, GECF, édition 2022, pages: 108-109

- L'Afrique est la seule région où la croissance de la production de gaz fera plus que doubler, passant de 260 milliards de m³ en 2021 à 585 milliards de m³ en 2050, ce bond de 125 % équivaut à une croissance annuelle de 2,8 %.
- Les producteurs et exportateurs de gaz africains établis se trouvent principalement en Afrique du Nord.
- L'Algérie est depuis longtemps un important fournisseur de gaz par pipeline vers l'Europe et un exportateur de GNL vers toutes les régions du monde.
- L'Égypte a également été un autre producteur important au cours de la dernière décennie, avec une production atteignant 65 milliards de m³ en 2019 suite au démarrage de projets majeurs, notamment le champ gazier géant « ZOHR » et l'activité dans le delta ouest et est du Nil.
- D'autres producteurs émergeront aussi, notamment le Mozambique, le Sénégal, la Mauritanie et la Tanzanie

2.2.2. Perspectives des Investissements

On les a divisés en 2 parties :¹

2.2.2.1. Investissement en Amont Gazier (Upstream)

- Les investissements africains dans l'amont gazier en 2022 ont été estimés à 34 milliards de dollars US, contre 25 milliards de dollars US durant l'année qui l'a précédé.
- Les investissements Greenfield en Afrique subsaharienne et les développements de friches industrielles (Brownfield) en Afrique du Nord et de l'Ouest sont les principaux leviers de ses investissements.
- À long terme, les perspectives prévoient que l'Afrique produira 585 milliards de m³ de gaz naturel en 2050 pour un investissement total en amont de 1700 milliards de dollars américains.
L'Algérie, l'Égypte, l'Afrique du Sud et le Nigéria représenteront 84 % du total des investissements en amont en Afrique.

¹- Global Gas Outlook 2050, GECF, édition 2022, pages: 162-173

- Pour l'Afrique subsaharienne, la majorité des investissements gaziers en amont dans la région seront orientés vers les développements en offshore. Selon ystad Energy, 66 % des investissements greenfield en 2021 ont été consacrés aux eaux profondes. Au cours de la période de prévision jusqu'en 2050, les investissements offshore représenteront 70 % du total des investissements en amont dans la région.
- Plusieurs pays ont proposé une prise en charge gouvernementale inférieure à celle d'autres grands producteurs afin d'attirer les investissements.
- En Tanzanie, la prise gouvernementale pour les projets en amont jusqu'en 2025 est de 63 %, tandis que le Mozambique offre 50 %. La participation du Sénégal est de 40 %, soit la plus faible d'Afrique.

2.2.2.2. Investissement Intermédiaire (Midstream)

- De nouveaux projets au Mozambique, en Tanzanie et en Mauritanie, ainsi qu'au Nigeria, en Égypte et au Sénégal, dans une moindre mesure, stimuleront les investissements africains dans les activités Midstream.
- Les dépenses dépasseront 115 milliards de dollars, avec environ 61 % du total prévu dans les années 2030. 33 milliards de dollars américains seront alloués durant cette décennie (2021-30) ; environ 70 milliards de dollars américains au cours de la décennie suivante (2031-40) ; et 12 milliards de dollars américains au durant la période 2041-50.
- Le Mozambique deviendra le plus grand exportateur de GNL en Afrique dans les années 2030, grâce à la mise en place de plusieurs projets, dont Coral Sul FLNG, la première installation flottante de GNL jamais déployée dans les eaux profondes du continent africain.

2.2.3. Politique Energétique en Afrique

On les a résumés comme suit :¹

- L'accès à une énergie propre est une condition essentielle pour le développement durable du continent africain. L'évolution attendue du mix énergétique primaire est centrée sur le gaz naturel et les énergies renouvelables. Les politiques énergétiques de plusieurs pays se concentrent principalement sur la stimulation des investissements pour développer les ressources en gaz naturel afin de fournir un accès à l'énergie et de générer des revenus.
- En Egypte, le gouvernement prévoit d'accroître la production de gaz naturel et d'améliorer les infrastructures dans divers secteurs, notamment les transports et l'électricité, le pays décide de ne pas aller de l'avant avec les plans de construction d'électricité utilisant le charbon, choisissant plutôt de continuer à investir dans les sources d'énergie renouvelables.
En juillet 2022, l'Égypte a présenté sa première mise à jour de l'objectif de l'Accord de Paris, qui prévoit une réduction de 33 % des GES d'ici 2030 par rapport aux niveaux actuels, le pays, dans sa CDN, s'engage à réduire les émissions provenant de la combustion de gaz dans l'industrie pétrolière et gazière d'au moins la moitié par rapport aux niveaux de 2015.
- Lors de la COP 26, le Nigéria a annoncé son intention d'atteindre l'objectif de zéro émission nette d'ici 2060 grâce à son plan de transition énergétique. Le pays a également qualifié la décennie présente comme « Décennie du gaz » et a souligné le rôle du gaz naturel comme combustible de transition. Pour réaliser ses ambitions en matière de gaz, le Nigeria prévoit de construire des infrastructures gazières, notamment des pipelines, des terminaux GNL et des centrales électriques alimentées au gaz naturel.
- La loi algérienne 19-13 relative aux activités sur les hydrocarbures vise à encourager et promouvoir les investissements dans le gaz, le gouvernement algérien a annoncé un effort substantiel pour renouveler et élargir sa base de réserves conformément au programme de développement des énergies renouvelables, promulguée en 2020, le gouvernement vise à ajouter 16 GW d'énergie renouvelable d'ici 2035, principalement solaire et éolienne.

¹- Global Gas Outlook 2050, GECF, édition 2022, pages:185-186

- Suite à d'importantes découvertes de pétrole et de gaz, le Sénégal a adopté une stratégie de conversion du gaz à l'électricité pour faire passer son système électrique d'une dépendance coûteuse à l'égard des importations de pétrole à une dépendance à l'égard du gaz. Le gouvernement vise également une augmentation de la part des énergies renouvelables dans le mix électrique à 29 % d'ici la fin de 2023.
- D'autres pays africains ont envisagé des objectifs de zéro émission nette, notamment le Libéria (2050), l'Afrique du Sud (2050), le Ghana (2070) et le Malawi (2050).

2.2.4. Perspectives de la Demande

On les a résumés selon les points suivants :¹

- Le gaz naturel représente 17 % du mix énergétique africain, mais sa position varie considérablement. En Afrique du Nord, le gaz couvre 51 % de la sous-région.
- En Afrique subsaharienne, le gaz ne représente aujourd'hui que 5 %, mais il atteindra 17 % d'ici 2050. La demande de gaz naturel en Afrique du Nord devrait passer de 130 milliards de m³ en 2021 à 180 milliards de m³ en 2050, contribuant à 20 % à la croissance de la demande totale du continent. Plus de 45 % de cette augmentation sera attribuable à la production d'électricité, même si la demande de gaz résidentiel et la pénétration du GNV progresseront également.
- L'Algérie, qui est déjà un marché gazier mature dans la région, ajoutera environ 6 à 7 milliards de mètres cubes entre 2021 et 2050. L'utilisation du gaz devrait augmenter dans le secteur résidentiel, le transport routier et la production d'hydrogène bleu.
L'intégration de centrales thermiques à cycle combiné de gaz (CCCG) efficaces et l'intensification du développement des énergies renouvelables, en particulier solaires, maintiendront la demande dans le secteur de la production d'électricité à un niveau modéré.
- L'Égypte se positionne comme le plus grand marché de gaz naturel du continent, ayant consommé près de 67 milliards de m³ en 2021 et prévoyant d'ajouter 40 milliards de m³ d'ici 2050.

¹- Global Gas Outlook 2050, GECF, édition 2022, pages:189-191

La politique énergétique du pays favorise l'utilisation du gaz naturel comme substitut aux produits pétroliers, avec une augmentation de la production des gisements existants, de nouvelles découvertes et le développement des systèmes de transmission et de distribution. La croissance de la demande du gaz est principalement alimentée par les centrales au gaz pour répondre aux besoins croissants en électricité, mais le gouvernement prévoit de stimuler la production d'énergie renouvelable dans les années 2030.

En outre, la croissance de la demande de gaz est attendue dans l'industrie, le secteur résidentiel et le transport routier, avec une initiative présidentielle en faveur du gaz naturel comme carburant de transport.

La conversion des véhicules à GNC est en cours pour mettre à disposition des stations de ravitaillement en gaz sur les autoroutes et dans tous les gouvernorats.

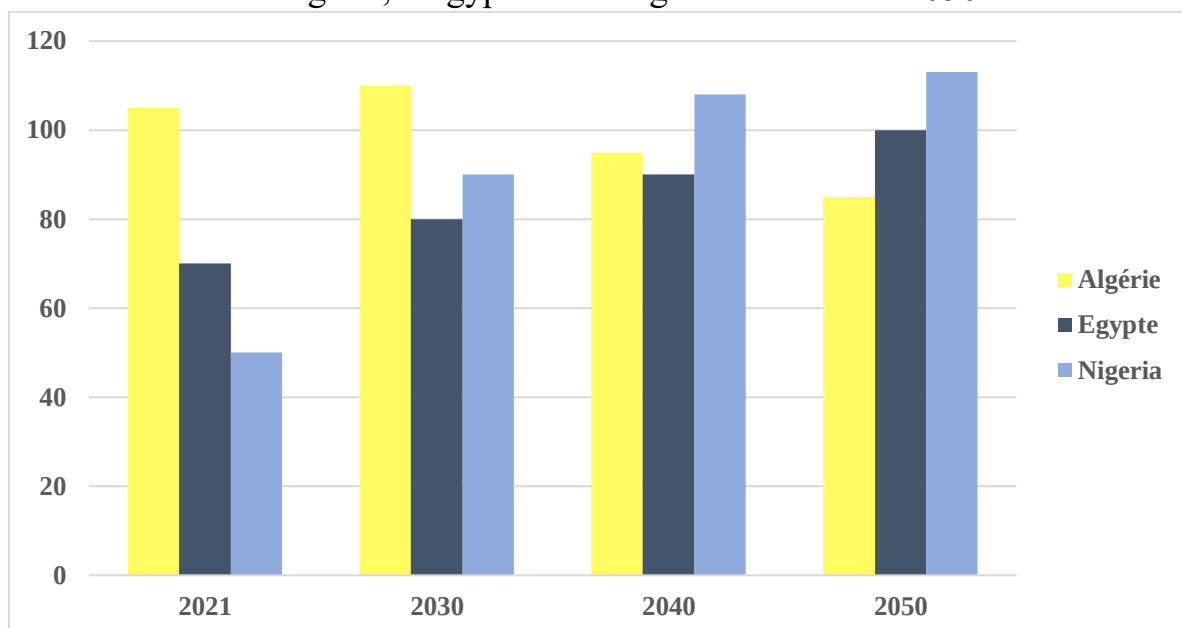
- Le Nigéria est en tête de la croissance de la demande de gaz parmi les pays d'Afrique subsaharienne, ajoutant plus de 75 milliards de m³ au cours de la période considérée.

Cette évolution est due à l'augmentation de la production d'électricité à partir de gaz, accompagnée d'une forte croissance de la demande d'électricité.

La transition de l'économie nigériane vers le gaz est inscrite dans une politique et des initiatives récemment adoptées, comme la "Décennie du gaz" lancée en 2021, qui vise à accélérer la monétisation de grandes ressources, à encourager les investissements dans les infrastructures gazières nationales et à mettre fin au torchage du gaz.

Le pays étend son réseau de gazoducs pour améliorer l'approvisionnement des sites industriels et des centrales électriques.

Figure N°13 : Perspectives d'évolution de la demande du gaz naturel de l'Algérie, l'Egypte et le Nigéria à l'horizon 2050



Source : réalisé par nous-même en se basant sur « Global Gas Outlook 2050 »

2.2.5. Perspectives de l'Offre

On les a résumés sous forme des points suivants :¹

- La production de gaz naturel de l'Afrique devrait passer de 260 milliards de m3 en 2021 à 585 milliards de m3 en 2050. De plus, la proximité géographique du continent le place en bonne position pour fournir du gaz naturel aux marchés européens et d'Asie-Pacifique.
- La production algérienne de gaz naturel a résisté aux fluctuations du marché mondial du gaz, même au plus fort de la pandémie. La production a atteint 87 milliards de m3 en 2020 et a bondi à 105 milliards de m3 en 2021.

L'Algérie augmentera sa production à moyen terme, soutenue par une activité accrue de friches industrielles en amont, ainsi que par le développement accéléré des découvertes récentes. La production devrait atteindre 110 milliards de m3 en 2029, avant de retomber à 85 milliards de m3 d'ici à 2050.

En 2022, Sonatrach a découvert du gaz dans la zone de licence In Amenas 2 et un nouveau gisement gazier dans le bassin de Béchar. De plus, une découverte dans le bassin de Berkine a démontré une forte production de

¹- Global Gas Outlook 2050, GECF, édition 2022, pages: 191-195

gaz associé. Certains projets progresseront rapidement grâce au raccordement aux infrastructures de surface existantes à Ohanet et au complexe Rhourde Oulad Djemaa.

- La production Egyptienne de gaz naturel devrait atteindre 100 milliards de m³ en 2050, contre 70 milliards de m³ en 2021. Les changements apportés au régime fiscal du pays ont fait de 2015 une année historique de découvertes. En 2021, l'Égypte a proposé 24 blocs de l'exploration et de la production dans le golfe de Suez, la mer Méditerranée et le désert occidental. En 2022, Eni a remporté cinq blocs d'exploration.

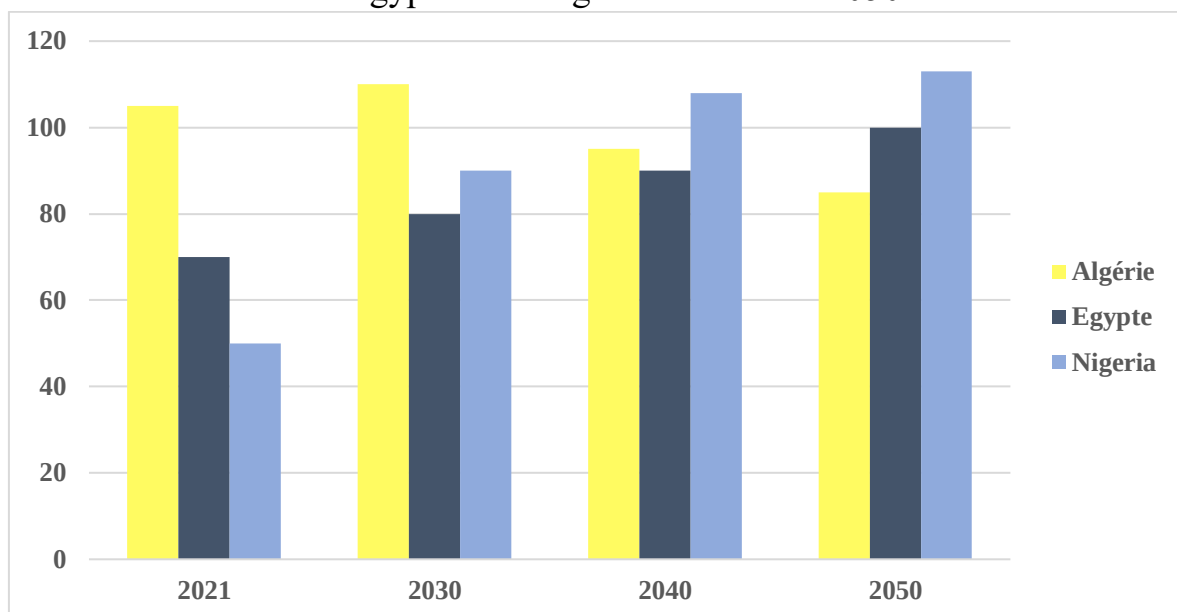
L'Égypte et Eni ont aligné leurs plans pour augmenter la production de gaz à la fois pour la consommation nationale et pour accroître les exportations de GNL.

Les réserves prouvées actuelles de l'Égypte sont d'environ 1800 milliards de m³. La zone du cône du Nil a un potentiel médian de gaz récupérable non découvert d'environ 6100 Milliards de m³ qui pourraient contribuer à 80 % de la production de gaz naturel de l'Égypte d'ici 2050.

- Le Nigeria, qui abrite les plus grandes réserves d'Afrique, prévoit de produire 133 milliards de m³ d'ici à 2050. Il envisage de mettre en service le gazoduc AKK d'ici à 2023, qui permettra de fournir du gaz pour la production d'électricité et d'augmenter l'accès à l'énergie au-delà de 70 %. Il permettra également de fournir du gaz aux zones industrielles de l'est et du nord du Nigeria et de réduire le brûlage à la torche dans le delta du Niger. Le pays diversifie également ses voies d'exportation. Le projet de gazoduc Nigeria-Maroc vise à fournir du gaz aux pays d'Afrique de l'Ouest, au Maroc et à l'Europe. Le Nigeria s'associe également à l'Algérie et au Niger pour construire un gazoduc reliant le Nigeria à Hassi R'Mel et, en utilisant les infrastructures d'exportation existantes en Algérie, à l'Europe.

La production actuelle de gaz naturel au Nigeria est d'environ 50 milliards de m³. En janvier 2021, la Nigerian National Petroleum Corporation a indiqué que 32,85 % du produit total était soit réinjecté, soit utilisé comme combustible pour les installations existantes, des cadres gouvernementaux tels que le Nigerian Gas Flare Commercialisation Program sont mis en œuvre pour réduire le torchage du gaz et augmenter ses revenus.

Figure N°14 : Perspectives d'évolution de l'offre du gaz naturel de l'Algérie, l'Egypte et le Nigéria à l'horizon 2050



Source : réalisé par nous-même en se basant sur « Global Gas Outlook 2050 »

3. Opportunités qui s'Offrent à l'Algérie

D'après les perspectives du marché mondial du gaz naturel à l'horizon 2050, l'Algérie se trouve dans une position favorable pour saisir les opportunités suivantes :

3.1. Transition Energétique

- Le gaz est une énergie fondamentale et d'avenir qui contribue à la transition énergétique équitable et inclusive et à la sécurité énergétique.
- La diversification du mix énergétique constitue l'un des enjeux majeurs de la transition énergétique en Algérie, ce qui permettrait de mieux gérer les ressources non renouvelables et de maîtriser la demande interne en énergie.
- L'Algérie offre un environnement favorable aux investisseurs étrangers dans le secteur de l'amont gazier, avec un cadre réglementaire clair, des réserves importantes, une infrastructure développée, des partenariats stratégiques et des avantages fiscaux attractifs.

- Selon le rapport du plan de relance économique 2020-2024, élaboré par le Gouvernement, le gaz naturel est la principale source d'énergie en Algérie avec un taux 65% du mix énergétique, tandis que le pétrole ne représente 35%. Cette énergie (le gaz naturel) est la principale source de production d'électricité avec un taux de 99%, s'ajoute à cela sa forte utilisation dans les activités industrielles.

3.2. Programme de Développement des Energies Renouvelables

- Compte tenu de sa position géographique, l'Algérie dispose de l'un des gisements solaires les plus élevés au monde, où la durée d'insolation sur la quasi-totalité du territoire national dépasse les 2000 heures annuellement et peut même atteindre 3 900 heures notamment dans les hauts plateaux et le Sahara. Ainsi, sur l'ensemble du territoire national, l'énergie solaire globalement reçue par jour sur une surface horizontale d'un mètre carré varie entre 5,1KWh du Nord et 6,6 KWh dans le grand sud.
- Le gouvernement a mis en place des objectifs ambitieux dans le développement des énergies renouvelables à l'horizon 2030.
- Ces objectifs ont été adoptés dans le programme national des énergies renouvelables et de l'efficacité énergétique (PNEREE), en 2011, ensuite actualisé par le gouvernement en 2015, en augmentant les capacités de production en énergies renouvelables à 22000 MW dans le parc national, à l'horizon 2030.
- Ces objectifs visent à réaliser 40% de la production d'énergie avec les énergies renouvelables (37% solaire, 3% éolien).
- Le programme de transition énergétique vise, outre la diversification des sources énergétiques à travers le développement des énergies renouvelables, la promotion de l'efficacité énergétique en tant qu'action complémentaire de grande importance.
- L'Algérie ambitionne ainsi de s'affranchir de manière progressive de la dépendance vis-à-vis des ressources conventionnelles et amorcer une dynamique d'émergence d'une énergie verte et durable, disponible localement et en abondance comme le solaire.

La démarche s'articule en fait sur les considérations suivantes :

- Préservation des ressources fossiles et leur valorisation ;
- Changement du modèle énergétique de production et de consommation ;
- Développement durable et la protection de l'environnement ;
- Maîtrise des coûts de réalisation des installations des énergies renouvelables.

Ce programme a été mis en œuvre afin que la consommation nationale des combustibles fossiles (dont le gaz naturel) soit réduite et ce qui permettra à l'Algérie de gagner des places importantes dans les exportations du gaz naturel (les quantités réduites de la consommation nationale du gaz seront dédiées à l'exportation)

3.3. Exploitation de l'Hydrogène Vert

L'Algérie dispose d'un potentiel important pour le développement de l'hydrogène vert qui est considéré comme un vecteur énergétique propre, en raison de ses ressources solaires abondantes et de son expérience dans le secteur de l'énergie qui va permettre de produire des quantités supplémentaires qui seront dédiées à l'exportation, ce qui permettra à l'Algérie de diversifier sa clientèle et établir des partenariats avec des pays intéressés par l'hydrogène vert, notamment dans le cadre de l'Union pour la Méditerranée et d'autres initiatives régionales et internationales, ces partenariats pourraient faciliter les investissements, le transfert de technologie et les échanges commerciaux liés à cette source d'énergie, sans oublier que l'Algérie notamment possède des infrastructures qui sont déjà mis en place pour le transport du H₂ par canalisation.

L'Algérie a lancé un partenariat avec la partie allemande pour développer l'hydrogène vert dans le cadre du programme national des énergies renouvelables visant à produire 15.000 mégawatts d'ici 2035.

3.4. Développement du Gaz Non-Conventionnel

L'Algérie possède d'importantes réserves du gaz non-conventionnel, elle détient des réserves prouvées d'environ 20,1 trillion de m³, l'Algérie occupe le troisième rang mondial, derrière la Chine et l'Argentine, selon les déclarations du PDG actuel de SONATRACH, les réserves algériennes de ressources gazières non conventionnelles couvrent 150 ans de consommation, sur le marché national et en termes d'exportation, mais jusqu'à présent, il n'y a pas eu de décision formelle concernant leur exploitation à grande échelle.

Le débat sur ce gaz en Algérie porte notamment sur les enjeux environnementaux, les techniques d'extraction, l'impact sur les ressources en eau, les conséquences sociales et les préoccupations liées à la fracturation hydraulique. Il est important de noter que l'exploitation du gaz non-conventionnel, nécessite souvent des technologies spécifiques, des investissements importants et une réglementation appropriée.

Les décisions relatives au développement du gaz non-conventionnel dépendent de nombreux facteurs, notamment des considérations environnementales, économiques et sociales.

Etant donné, la loi algérienne « 19-13 relatives aux Hydrocarbures » opte pour le développement et l'exploitation du gaz non-conventionnel, cela va permettre à l'Algérie d'exporter plus en matière de gaz naturel et de gagner plus de place sur le marché mondial de gaz naturel.

3.5. Exploitation des Méthaniers pour le Transport du GNL

L'Algérie possède 07 méthaniers dont 03 méthaniers avec une capacité de 75 mille m³ (Global Energy une capacité de 74,13 mille m³, Cheikh El-Mokrani et Cheikh Bouamama une capacité de 75,50 mille m³), le Abbane Ramdane avec une capacité de 125 mille m³, le Berge d'Arzew avec une capacité de 138 mille m³, le Lalla Fatma N'Soumer avec une capacité de 145 mille m³ et le Ougarta et le Tessala avec une capacité de 172 mille m³.

En exploitant la capacité optimale des méthaniers, cela permettra à l'Algérie d'exporter plus en matière de GNL et de générer des recettes supplémentaires pour le pays.

3.6. Projet « GALSI »

Dans le but d'augmenter ses exportations de gaz naturel, notamment vers l'Italie, l'Algérie envisage le relancement du projet du gazoduc « GALSI » qui vas d'Algérie vers l'Italie en passant par Sardaigne, dans la cadre du renforcement de ses relations avec les partenaires européens, à travers la réalisation d'importantes installations énergétiques permettant d'augmenter les approvisionnements et d'intégrer aussi de nouvelles technologies avec le lancement du projet algéro-allemand relatif à l'hydrogène vert.

D'après la presse italienne, le projet a déjà eu le soutien des ministres de l'Énergie de l'Italie, l'Allemagne et l'Autriche et mobilise les grandes entreprises de ces pays pour la réalisation de ce nouveau gazoduc qui devrait démarrer des côtes algériennes pour finir en Allemagne.

En effet, le projet est actuellement en phase d'étude en Italie sera conçu pour à la fois transporter du gaz dans les premiers temps et de l'hydrogène à l'avenir.

3.7. Nouvelles découvertes de gisement gaziers

Les nouvelles découvertes de nouveaux gisements gaziers dans différents bassins, comme ; le bassin d'Amguid Messaoud, le bassin de Berkine, le bassin d'Illizi et le bassin d'Amguid Messaoud, le bassin de Berkine, le bassin d'Illizi et le bassin d'Oued Mya, avec une capacité de production estimée à 1,4 million de m³ par jour.

L'exploitation de ces gisements a déjà commencé (les deux puits dans le bassin d'Amguid et deux autres dans le bassin de Berkine) afin de renforcer sa production gazière et de doubler ses exportations vers l'Europe pour satisfaire leurs besoins en matière d'énergies et de gagner des parts supplémentaires sur le marché européen.

Conclusion du Chapitre

Il ressort clairement que la dynamique du marché mondial du gaz naturel est en constante évolution, néanmoins, l'étude comparative nous a permis de tirer plusieurs conclusions importantes.

Tout d'abord, nous avons constaté une croissance significative des exportations de gaz naturel dans l'ensemble des pays étudiés, cela témoigne de l'importance croissante de cette ressource sur les marchés internationaux et de la demande croissante de gaz naturel dans le monde entier.

Deuxièmement, nous avons identifié divers facteurs qui influencent les exportations de gaz naturel, tels que les réserves de gaz naturel, la capacité de production, les infrastructures de transport et les politiques énergétiques des pays exportateurs. Ces facteurs jouent un rôle clé dans la compétitivité et la position des pays sur le marché mondial du gaz naturel.

Troisièmement, nous avons constaté une diversification croissante des marchés d'exportation pour les pays producteurs de gaz naturel. Ils cherchent à diversifier leurs partenaires commerciaux afin de réduire les risques liés à la dépendance excessive à un seul marché. Cette stratégie permet également aux pays exportateurs d'exploiter de nouvelles opportunités de croissance dans des régions à forte demande énergétique.

Enfin, nous avons observé que les politiques énergétiques et les engagements environnementaux ont une influence de plus en plus marquée sur les exportations de gaz naturel. Les pays exportateurs cherchent à répondre aux préoccupations croissantes en matière de durabilité en développant des approches plus propres et en favorisant l'utilisation du gaz naturel comme une alternative plus respectueuse de l'environnement aux autres combustibles fossiles.

Conclusion

Le gaz naturel est devenu une source d'énergie essentielle avec ses réserves abondantes et sa dépendance des pays qui soutiennent le mix énergétique.

Au cours de la dernière décennie, le marché mondial du gaz naturel a connu une évolution significative avec une augmentation de sa production et sa consommation à l'échelle mondiale et des changements majeurs dans les acteurs clés du marché.

L'étude comparative qu'on a établi entre la Russie, l'Algérie, les États-Unis, le Qatar, l'Australie et la Norvège durant la dernière décennie met en évidence les différentes positions et stratégies adoptées par ces pays en matière d'exportation de gaz naturel.

- La Russie est depuis longtemps le principal acteur sur le marché mondial du gaz naturel, grâce à ses vastes réserves et à sa position géographique stratégique.
Elle a établi des relations étroites avec l'Europe en tant que principal fournisseur de gaz naturel, ce qui lui confère une influence majeure sur le marché.
- Les États-Unis ont connu une transformation majeure grâce à l'exploitation des gaz non conventionnels ce qui a considérablement augmenté leur production de gaz naturel.
Les exportations de gaz naturel liquéfié (GNL) en provenance des États-Unis se sont également développées rapidement, leur permettant de devenir un acteur clé sur le marché mondial.
- Le Qatar est un autre acteur clé dans le marché mondial du gaz naturel, avec d'importantes réserves de gaz naturel liquéfié (GNL) et des installations de liquéfaction modernes.
Le pays est devenu le plus grand exportateur mondial de GNL, ce qui lui confère une position stratégique sur le marché international.
- L'Australie a également émergé en tant qu'acteur majeur sur le marché, grâce à ses projets d'exportation de GNL.
Le pays dispose de réserves importantes et a investi massivement dans l'infrastructure nécessaire pour exporter son gaz vers l'Asie ce qui fait d'elle le premier fournisseur de GNL pour le marché Asiatique.

- La Norvège est connue pour sa production de gaz naturel en mer du Nord et ses exportations vers l'Europe, en particulier vers le Royaume-Uni. Elle a réussi à maintenir une position solide sur le marché mondial grâce à des politiques stables et à des investissements continus dans le secteur.
- L'Algérie est un pays qui possède d'importantes réserves de gaz naturel et a été historiquement un acteur majeur sur le marché. Cependant, il fait face à des défis majeurs, notamment la nécessité de diversifier son économie, de moderniser ses infrastructures gazières et de faire face à une concurrence accrue sur le marché mondial. Le pays doit également prendre en compte des enjeux environnementaux croissants, tels que la transition vers des sources d'énergie plus propres et renouvelables.

En ce qui concerne les perspectives du marché gazier mondial à l'horizon 2050, plusieurs tendances majeures sont à considérer.

Premièrement, la demande mondiale de gaz naturel devrait continuer à croître, en raison de la transition vers des sources d'énergie plus propres et de l'augmentation de la consommation dans les pays en développement.

Deuxièmement, la concurrence entre les pays exportateurs de gaz naturel devrait s'intensifier, notamment avec l'émergence de nouveaux acteurs tels que l'Australie et certains pays africains dotés de réserves de gaz importantes qui pourrait remodeler le paysage gazier mondial.

Pour l'Afrique, le continent possède d'importantes réserves de gaz naturel ce qui représente une opportunité majeure pour le développement économique et énergétique, et plusieurs pays ont déjà commencé à développer leurs infrastructures gazières.

L'Afrique pourrait devenir un acteur majeur sur le marché mondial du gaz, en fournissant une source d'approvisionnement supplémentaire pour répondre à la demande croissante.

Dans l'ensemble, le marché mondial du gaz naturel est en constante évolution, avec de nouveaux acteurs émergents et des enjeux importants à prendre en compte.

Les pays exportateurs emblématiques doivent s'adapter aux changements du marché, diversifier leur économie et investir dans des technologies plus propres pour rester compétitifs.

Pour l'Algérie, cela représente un défi majeur, mais aussi une opportunité de réinventer son modèle économique et de saisir les avantages offerts par le marché gazier mondial en évolution.

Bibliographie

Ouvrages

- Andreas Goldthau, Handbook of the International Political Economy of Energy and Natural Resources, Edward Elgar Publishing, 2018.
- Anna Creti, The Economics of Natural Gas Storage: A European Perspective, Springer-Verlag, 2009.
- Bassam Fattouh, Jonathan Stern, Natural Gas Markets in the Middle East and North Africa, Oxford Institute for Energy Studies, 2011.
- Czinkota, M. R., & Ronkainen, I. A, International Marketing, Thomson South-Western, 2007.
- Daniel Yergin, The prize: The Epic Quest for Oil, Money, And Power, Simon & Schuster Building, 1993.
- Donald N. Zillman, Aileen McHarg, Adrian J. Bradbrook, Regulating Energy and Natural Resources, Oxford University Press, 2016
- Hill, C. W. L, International business: competing in the global marketplace, 2014, McGraw-Hill Education.
- Jeff D. Makhholm, The Political Economy of Pipelines: A Century of Comparative Institutional Development, University of Chicago Press, 2012.
- Jon Skjaereth, Tora Skodvin, et Per Ove Eikeland, The Political Economy of Natural Gas, Routledge, 2014 .
- Kim Talus, EU Energy Law and Policy: A Critical Account, Oxford Institute for Energy Studies, 2013.
- Maureen S. Crandall, Energy, Economics and Politics in the Caspian Region: Dreams and Realities, Praeger Security International, 2006.
- Paul Ekins, Mike Bradshaw, Jim Watson, Global Energy: Issues, Potentials, and Policy Implications, Oxford University Press, 2015.
- Paul Griffin, Gas and LNG Sales and Transportation Agreements: Principles and Practice, 3ème édition.
- Rebecca L. Busby, Natural Gas in Nontechnical Language, PennWell Corporation, 1999.

Articles, Revues et Mémoires

- Brian Songhurst, “Floating LNG Update – Liquefaction and Import Terminals”, OIES Paper NG 149, Septembre 2019
- Djellel Nasreddine, Soauf Redha, Optimisation du prix du gaz naturel GNL vs Gazoduc, Memoire fin d’étude Master, Université de M’Hamed BOUGARA, Faculté des hydrocarbures et de la chimie 2016
- GECF, Global Gas Outlook 2050, 2022 Edition.
- Jonathan Stern, Natural Gas and LNG Markets: Interchangeability, Market Integration and Dynamics, Oxford Institute for Energy Studies, 2019
- Philippe.C, Manfred.H, Carherine.L, Luca.B, Samuel.C, les nouvelles configurations des marchés du GNL et leurs implications géopolitiques, Observatoire de la sécurité des flux et des matières énergétiques, 2020
- Silvia Colombo, Mohamed El Harrak and Nicolò Sartori, The Future of Natural Gas: Markets and Geopolitics, Istituto Affari Internazionali, 2016
- Stern, J.E. The future of Russian gas and Gazprom., Oxford University Press, 2010
- Yifei Cai & Yanrui Wu, Understanding Gas Pricing Mechanisms: Implications for the Asian Market, Asian Development Bank Institute, 2020
- Yongping Wei, Global Energy: Issues, Potentials, and Policy Implications, CRC Press, 2018

Site Web

- <https://www.aa.com.tr/en/energy/general/global-gas-demand-to-increase-by-50-in-2050/31981>
- <https://www.alnaft.dz/fr/category/qui-somme-nous>
- https://ec.europa.eu/energy/topics/oil-gas-and-coal/natural-gas_fr
- <https://www.economie.gouv.fr/entreprises/le-marche-international>
- <https://www.eex.com/en/market-data/natural-gas>
- <https://www.energyintel.com/topics/natural-gas>
- <https://www.iea.org/reports/gas-2021>
- <https://www.igu.org/publication/global-gas-report-2021>
- <https://www.imarcgroup.com/natural-gas-market>
- <https://www.investopedia.com/terms/n/natural-gas-markets.asp>
- <https://www.shell.com/energy-and-innovation/the-energy-future/scenarios/shell-scenario-sky/shell-scenario-global-gas-outlook-2050.html>
- https://www.wto.org/french/thewto_f/whatis_f/whatis_f.html

Document de l'Entreprise

- Characteristics of natural gas market
- Long-term natural gas contracts
- Natural gas spot markets
- Présentation de « ALNAFT »

Annexes

Natural Gas

G-20

Characteristics of the gas markets

The gas chain

The characteristics of the gas industry can all be related to the fact that, of all thermal fuels, natural gas is the only one that is a gas, and not a liquid or solid.

This fact has important ramifications for the way that the gas industry is structured, as well as for marketing conditions. The commercial viability of the natural gas industry is very sensitive to factors such as scale, capacity utilization rates and distance. The concept of the gas chain is very simple. For natural gas, there is no logistics option other than a system of pipelines between the gas field and the consumer.

Gas supply chains can become complex networks that have very deep roots in the energy markets, as is the case in the United States and in Europe. But these networks are inflexible entities that are incapable of capturing markets beyond the gas delivery points. In contrast, liquid and solid fuel can be delivered rapidly anywhere in the world. In this respect, natural gas is more similar to electricity than to oil or coal. The main concerns of the two “network” industries are capacity utilization rates and tariffs.

Transport by natural gas pipeline, the most frequently used option, is four or five times more expensive than transporting oil by pipeline. Oil and coal can also be shipped very simply by sea. They are forms of fuel that can be easily stored near flexible markets, making it possible to take advantage of spot trading and short-term trading. They are thus real international commodities.

The same is not true of natural gas, which faces severe constraints due to high shipping and storage costs, as well as to the need to identify an outlet for every source of gas. Once again, this resembles the case of electricity.

The high cost of transport has important consequences for marketing natural gas, which is limited to being a local or at best a regional commodity. The impact of distance in the gas business is illustrated by the fact that about 80% of global production is marketed within the country where the gas is produced. Of the remaining 20%, more than half is “intra-regional gas”, that is, gas sold in neighboring countries (for example, by Norway to Germany, or by Canada to the United States), which makes it essentially “short-distance gas”.

A small portion of the gas marketed around the world can be considered “long-distance gas”, and even this gas does not travel the great distances that oil does. International trade in natural gas results from major projects, which make use of significant economies of scale and high usage rates.

In conclusion, lacking the liquidity of crude oil, natural gas is condemned to rigid, expensive infrastructures that limit trading over very long distances. These infrastructures make the gas market “non-liquid” and “non-uniform”. The gas chain can thus be characterized as:

- ✓ A long, rigid chain,
- ✓ Fixed physical links between field and market,
- ✓ Interruption: no downstream gas, no money upstream,
- ✓ Heavy investment in the chain,
- ✓ No market mechanism, but fixed capacities instead.

The main gas markets

If the gas chain is compared with the oil chain, it can be seen that the process of trading natural gas differs fundamentally from that of crude oil. There is no “global gas market”, and there are different natural and regional markets. Given this kind of market structure, in any given market gas faces competition from other regional energies and, unlike oil, cannot be referenced to an “international benchmark price”.

There are currently three main regional markets for natural gas, North America, Europe and the Far East (dominated by Japan), on which prices differ significantly. The basic principles underlying price formation in a specific gas market depend on the specific features of the market, which can be expressed by a certain number of parameters:

- ✓ Organization: regulated or deregulated market, a situation of monopoly or competition,
- ✓ Types of consumers: industry, electricity generation, service sector,
- ✓ Number of sellers, buyers, and traders,
- ✓ Maturity of the gas market.

☞ Main features of the West European market

- ✓ Some 50% of demand for gas is supplied by imports, requiring major infrastructure,
- ✓ A small number of players, with the main suppliers being the Netherlands, Norway, Russia, and Algeria,
- ✓ Different levels of development on the national markets,
- ✓ Ongoing market liberalization,
- ✓ Long term is the rule, and short term still the exception,
- ✓ The market share of gas in electricity generation is small, but growing rapidly,
- ✓ Main competition: natural gas versus oil products.

☞ Main features of the US market

- ✓ Mature, liberalized market with many players,
- ✓ Substantial production and transport capacities,

Natural Gas

G-20

Characteristics of the gas markets

- ✓ A market structure that enables direct contact between producers and consumers,
- ✓ Confidence in the market reduces the need for guarantees of long-term supply,
- ✓ Gas competition in a highly interconnected system.
- ✓ Spot markets are short term supply are possible in this context.

Main features of the Japanese market

- ✓ Almost all demand for gas is met by imports of liquefied natural gas (LNG),
- ✓ A small number of LNG importers,
- ✓ Japanese importers involved upstream,
- ✓ The high supply costs of LNG are affordable for electricity generation,
- ✓ A highly capitalized gas chain that requires long-term agreements,
- ✓ The main sector of the gas market is the production of electricity,
- ✓ Main competition: natural gas versus crude oil.

Liberalization of the gas markets

As in many other industries, including electricity, a wave of liberalization is currently hitting the gas industry in many countries around the world that have a long history in natural gas. This is introducing competition into an industry that has traditionally been characterized by rigidity and conservatism.

The move towards liberalization, which began in the United States, is affecting many regional markets to varying degrees, and vigorously shaking up established monopolies. This is increasingly forcing the gas industry to respond to consumer needs and market forces.

The main purpose of liberalization is to lower gas prices for industry, so as to make it more competitive.

The gas industry needs to be restructured in order to introduce competition, which means:

- ✓ Creating new players,
- ✓ Separating the components of a natural monopoly,
- ✓ Giving third parties access to various networks and services,
- ✓ Promoting transparency in prices, costs and service availability.

Deregulation thus involves a challenge to the system of exclusive rights to production, import-export, transport, distribution and the construction of facilities. But some type

of regulation is still necessary in order to ensure that there is equitable access to services based on transparent arrangements.

Key components of the gas business

Regardless of the specific situation of a gas market, there are four basic features of the business that are indelible:

- ✓ Transport is characterized by significant economies of scale,
- ✓ The share of transport and distribution costs in the total cost of supply is very high,
- ✓ Storage costs are high, and economical only for very large volumes,
- ✓ Gas has advantages in terms of yield and the environment, but there is no captive market for this energy source (except, currently, chemicals).

Except for a few very mature liberalized markets, the characteristics of the gas chain require stable access to supply and to a guaranteed outlet on the market. If there is an interruption anywhere in the chain, all the downstream links in the chain will have supply problems, and all the upstream links will have cash flow problems. This is why the natural gas business relies on long-term contracts with "take or pay" clauses. Price is one of the commercial components that ensures a long-term balance in the interest of the partners to an agreement.

With no benchmark or "marker" price, indexing is used to set the international price of gas. Indexing is the method used to reflect the specific features of a consumption area, and hence to ensure that gas is competitive in the market.

Updated 14 November 2002

Natural Gas

G-36

Long-term natural gas contracts

The basic philosophy underlying a long-term natural gas supply agreement is that it must reflect a balance in the commercial interests of the contracting parties. The gas industry requires heavy investments over the long term, thus creating lasting relationships between production sources and consumers.

The search for a balanced contract

Generally speaking, a few large producers and one or more potential buyers face each other at the delivery point. An exceptional case is a developed gas market where each producer is linked to a larger market than its production capacity, and each consumer has access to greater production capacity than it consumes.

The market thus offers buyers and sellers many opportunities, and this creates the conditions needed for gas-gas competition. Gas market players thereafter can reasonably count on the spot market and the short-term market.

A consumer who purchases gas on a spot basis must be able to turn to replacement fuels without risking the commercial viability of his investment. In the case of a captive investment, such as a combined-cycle operation, the profitability of the business could be destroyed if the buyer must substitute liquefied petroleum gas (LPG) or diesel, for example, for natural gas.

Buyers with a captive investment will be much more interested in long-term gas contracts, which secure the pay out time on their investment.

Once commitments on volumes and installations have been arranged, the two partners need to reach a balanced relationship – the main interest of the buyer is to obtain a guaranteed gas supply, and the main interest of the seller is to obtain a guaranteed cash flow.

Take-or-pay clauses

The fundamental balance must therefore be reflected in the provisions that define the commitments of the two parties:

- ✓ Seller's commitment: to supply gas
to make available a specified quantity of gas of a specified quality for a specified period.
- ✓ Buyer's commitment: take-or-pay
to take at least a minimum part of the available gas and/or to pay for it.

Take-or-pay clauses are very advantageous for the various participants in the natural gas industry. The clearest benefits are to the gas sellers, but the take-or-pay arrangement is also of great interest to the financial community, as it provides a

guarantee of the resources needed to secure the financing of the infrastructure.

The take-or-pay provision seems to limit the freedom of a buyer to seek out better conditions in an open market, but this is a very simplistic view of a more complex reality. From an overall view of the contract, this type of commitment is just part of the cost of ensuring a secure long-term supply.

Flexibility

Contract provisions must necessarily be adaptable to changes in the commercial environment. Flexibility is needed to be able to adapt to changes in production levels, to new information on the situation of reserves and the performance of a reservoir, or to developments on the end market.

The contract must also provide for sharing risk in case of a one-off or long-term disruption that results from a case of force majeure or negligence.

Gas contracts need to be flexible for a variety of reasons. As natural gas cannot be stored easily, any requirements about flexibility in supply or collection need to be decided before the capacity of the gas chain is definitively decided. The nominal capacity then determines the investment required in the gas chain, and the revenue created by this chain is then based on the utilization rate for this capacity.

The contract flexibility is defined as the difference between the available capacity and the minimum take-or-pay obligation. Storage requirements largely depend on annual and daily flexibilities and the relationship between them.

In a contract where the maximum daily capacity is equal to the daily average of the annual capacity, the seasonal peak and the annual demand must be covered by the same maximum availability.

In a contract where the maximum daily capacity is greater than the daily average of the annual capacity, this additional flexibility may have a different price or may be incorporated into the gas price.

Natural Gas

G-33

Natural gas spot markets

Structure of the North American gas market

The American wholesale gas market has been open to competition since the 1980s. Any gas trader can deal directly with large consumers. The retail markets, in particular for residential customers, have been or are being opened up in some States.

The structure of the North American (physical) gas market is broken down into two main segments:

- contracts for immediate delivery or delivery within at most one month, i.e., the spot market,
- contracts for delivery in the medium or long term, on the order of three months, a year or up to 15 years, i.e., the futures market (term contracts).

Three elements underlie the functioning of the North American spot market: monthly nominations for the physical supply of gas, transport capacity and distribution services to end consumers; the formation of prices through the continuous interaction of supply and demand; and the publication of regional benchmark or reference prices.

Spot purchasers of gas include trading companies, gas distributors, electricity companies, most large industrial companies and many commercial establishments.

The sellers include trading companies, most large independent gas producers, gas processing companies and distributors (the utilities).

The growth of spot trading and the end of regulated prices has led to the emergence of new players in the gas sector, namely the independent gas marketers, who are no longer simply subsidiaries of the conventional players.

Their goal is to make a profit by offering new services designed to increase market liquidity, in particular wholesale trading in gas, transport capacity and delivery (by aggregation) to distributors or even end consumers, risk management, etc. They frequently act jointly on the electricity and gas markets. There are currently about 300 such marketers on the North American market.

As the gas futures markets have grown, industrial firms in other sectors (electricity, oil) and in retailing and finance have also become interested in the gas markets.

American spot market

This is the market that acts as a reference or benchmark to define the real market value of gas. Nevertheless, a look at trends in spot transaction volumes (with a maximum one

month maturity) reveals an interesting phenomenon: spot transactions, which did not exist in the early 1980s, now account for 40% of total volume, after having reached a peak of 80% in the late 1980s.

With the development of spot trading in gas in the 1980s, there was a more solid foundation for trading, and major players like the industrial and electrical firms and electricity and gas utilities returned to the use of futures contracts.

These contracts are used to purchase gas for a season, a year or even many years. They help secure a future supply, which is necessary to finance the debt incurred in the development of projects needed to meet rising demand.

However, in contrast to what took place before the 1980s, contract prices were now indexed using formulas linked to the spot price, for example:

- spot +/- a location differential,
- an average of indices published by the press,
- the average of spot prices at the entry to different pipelines,

or even financial benchmarks, such as the Henry Hub futures price on the NYMEX.

Spot prices are also used as a reference in the case of a breach of a bilateral futures contract.

Trading and transport capacities

The gas transport networks have gradually opened up since the 1980s, so that shippers now have access to gas pipelines to transmit gas for their customers.

Whereas in the early 1980s, 95% of transported gas belonged to the gas pipeline owners, currently all the gas transported is covered by shipping contracts between shippers and gas pipeline owners.

An agreement to sell spot gas in fact includes two distinct elements: a contract concerning the raw material itself, for a specified flow, delivered over 1 to 30 days, and a contract concerning the associated capacity to transport it by pipeline and the service of transporting it from one point to another.

Trading in gas transmission capacity can be:

- primary: this developed in the 1980s. It takes place directly between a gas shipper and the owner of a gas pipeline, with a contract for interruptible or firm service, on a short or long-term basis,

Natural Gas

G-33

The natural gas spot markets

- secondary: this method grew in the 1990s to the point of reaching an equal volume with primary trading. It takes place between two shippers, on smaller, firm transport capacities, and is used for short-term balancing between client portfolios and unused transport capacities, in order to optimize the allocation of transport capacity.

Trading in (primary or secondary) capacity is called "base" trading. The base or "location" differential refers to the difference in the value of the gas between two points. Due to the development of highly competitive markets for transport capacity, numerous differentials have appeared between different key points (hubs) in the North American networks.

A differential does not represent the cost of transport, but supply-demand differences between two active zones. It represents the maximum value that market players are ready to pay to transport gas from one point to another, and thus limits the price that shippers can offer on a competitive market, independently of the tariffs applied by the gas pipeline owner (who ultimately is regulated).

The North American gas industry has developed some 50 local spot markets that use a monthly basis. They have grown up around gas hubs, where there are large concentrations of buyers and sellers, significant interconnections between pipelines, or an LNG tanker terminal. One of the largest American spot markets is the Henry Hub in Louisiana. Spot markets for natural gas as well as for transport capacity are now in common use. They function as follows:

- Towards the end of the month, the gas marketers enter into sales agreements,
- In the last week of the month, shippers conclude their arrangements for the physical transport of the gas with pipeline owners or on the secondary capacity market,
- They make nominations for daily transport capacity among pipeline owners for all the coming months (daily volumes, points of delivery and collection, etc.),
- In the last days or hours of the month, the pipeline conciliation team presents the shippers with the nominations made and attempts to resolve any potential problems (like a limitation in capacity),
- Hedging operations and the physical settlement of futures contracts take place, as well as financial transactions related to gas, such as for transport capacity.

At the end of the month, the players wind up transactions for the coming month and conclude the transport agreements.

There are also spot transactions for one or a few days, which are used for balancing. During the month, the reporting agencies publish daily and weekly prices for some three dozen hubs in North America, but players increasingly use real-time price information taken from the Internet or computer systems linked to the networks, which enables them to be more responsive.

When the spot market is mature, generally there is also a natural gas futures market so that the industry can cover its risks on the spot market, and where speculators are also active.

European spot markets

The United Kingdom has a mature spot market. The bulk of spot trading takes place at the level of the National Balancing Point (NBP) for the Transco network, but also at Bacton, at the Interconnector entrance. Half of the gas used in the United Kingdom is traded on a spot basis.

New spot markets are developing at gas hubs in Continental Europe, though they are still marginal:

- Zeebrugge, in Belgium, at the interconnection between the Interconnector (the pipeline linking the British market to the Continent), gas pipelines to Western Europe, and an LNG tanker terminal.
- A spot market at the Emden/Bunde hubs, in Germany, where three pipelines bringing in Norwegian gas arrive, is being formalized.
- A spot market linked to the Baumgarten hub in Austria is developing.

Updated 17 April 2003

ALNAFT

ALNAFT est l'agence nationale pour la valorisation des ressources en hydrocarbures algérienne. Elle est parfois confondue avec l'Agence de régulation des hydrocarbures, qui est un autre organisme. Créée en 2005 et attachée au ministère de l'Énergie et des mines, sa mission est, notamment, la promotion des investissements dans la recherche et l'exploitation des hydrocarbures algériens, et la délivrance des autorisations de prospection.

L'Agence Nationale pour la valorisation des Ressources en Hydrocarbures est un organisme organisé par le législateur algérien avec des lois pour faciliter la conduite des activités pétrolières.

1. Création de ALNAFT

La loi n°05-07 a été la première loi prévoyant un nouveau mécanisme économique indépendant chargé de réguler la concurrence sur le marché des hydrocarbures, après que SONATRACH avait monopolisé la conclusion des contrats. En 28 avril 2005 la loi 05-07 a été créée, avec pour objectif de moderniser le système fiscal et attirer les investisseurs étrangers. Ces changements s'inscrivent dans la poursuite des réformes économiques portant essentiellement sur l'ouverture à la concurrence de différents secteurs d'activités et en vue de l'adhésion de l'Algérie à l'OMC.

Ainsi, de par cette loi, certaines prérogatives de la compagnie nationale ont été attribuées à deux nouvelles agences, à savoir l'Agence nationale pour la valorisation des ressources en hydrocarbures (ALNAFT) et l'Autorité de régulation des hydrocarbures (ARH).

1. Définition de ALNAFT dans la loi

D'après l'article 12 de la loi des Hydrocarbures 05-07 il existe 2 agences nationales indépendantes jouissant de la personnalité juridique et l'Indépendance financière, et on note ici que le législateur algérien lui a donné la distinction d'agence et non d'autorité de contrôle. Elle est chargée de réguler le marché et d'assurer la collecte des données relatives au champs et réservoirs d'hydrocarbures, et elle n'a pas reçu le caractère d'autorité de contrôle administratif.

Selon l'article 24 de la loi des Hydrocarbures 19-13, ALNAFT n'est pas soumise aux lois applicables à la gestion par contre elle l'oblige à tenir une comptabilité et enregistrements selon la forme commerciale.

2. Caractéristiques de ALNAFT

- ALNAFT est un dispositif commercial : La loi 19-13 oblige l'agence à tenir sa comptabilité selon la forme commerciale.
- ALNAFT est une personne morale indépendante : dotée d'une personnalité juridique et de la responsabilité financière.
- ALNAFT est une autorité administrative indépendante : Article 22 de la loi 19-13
- ALNAFT n'est pas une autorité administrative indépendante : article 34 de la loi 19-13.

2. La nature juridique de ALNAFT

2.1. Première nature : Caractère commerciale.

En revanche, la loi prive l'agence de sa capacité administrative lorsqu'elle considère que l'agence n'est pas soumise aux lois de gestion applicables, et ses employés ne sont pas soumis aux lois de la fonction publique.

2.2. Seconde nature : La nature de l'autorité de contrôle.

L'agence se caractérise comme une autorité de contrôle administratif à travers les travaux administratifs qu'elle exerce, qui sont représentés dans les autorisations administratives qu'elle octroie, les décisions de concessions, la décision d'attribution, sa surveillance et le retrait des autorisations, en plus des travaux de l'organisation de concours afin de remporter des contrats de recherche et d'exploitation.

3. ALNAFT et ses compétences en développement d'investissement

3.1. Management et gestion de ALNAFT

➤ Conseil de surveillance

Ordonnance 06-10 modifiant la loi des Hydrocarbures de 2005, qui a édicté un organe d'administration et de contrôle qui examine les travaux de l'agence nationale pour la valorisation des ressources en hydrocarbures, sans en préciser la composition. C'est ce que le législateur a réalisé en vertu de la loi 19-13.

➤ **La composition du conseil**

Article 25 de la loi 19-13 précise que chaque agence dispose d'un conseil de surveillance. L'article 26 de la même loi définit la composition du conseil de surveillance, composé de 5 membres proposés par le ministre chargé des Hydrocarbures.

➤ **Pouvoir du conseil**

Le conseil de surveillance est un mécanisme juridique créé par le législateur algérien afin de surveiller les travaux du comité de gestion. L'article 27 précisait les zones qu'il pouvait voir, elles sont les suivantes :

- Approuver le plan, les stratégies et le budget de l'agence.
- Suivi et comptabilisation des recettes réalisées par l'Agence.
- Approbation de l'organisation de l'agence proposée par le comité de direction

➤ **Comité de direction**

Le comité de gestion est un organe administratif exécutif chargé de diriger l'agence la loi 19-13 précise sa constitution et les pouvoirs que la loi autorise à exercer.

➤ **La composition du comité de direction**

Le comité de direction est composé de 6 membres dirigés par un président et nommés par le président de la république sur proposition du ministre chargé des hydrocarbures.

- **Pouvoirs du comité de direction** : L'objectif principal du comité de direction est d'animer les travaux de ALNAFT en réalisant les tâches administratives, et aussi en ce qui concerne la gestion par l'agence des réservoirs de pétrole et de gaz. Outre ses pouvoirs législatifs, il prépare le régime interne, nomme et révoque les salariés, représente l'agence devant la justice, prépare un projet de budget et le soumet pour approbation au conseil de surveillance.

➤ **Secrétariat générale**

C'est un organe rattaché au comité de direction, c'est un organe placé sous la tutelle du Secrétaire générale nommé par le président de la république par décret présidentiel. Il délègue au Secrétaire Générale les missions d'assister le Chef d'agence ainsi que les tâches du secrétariat.

3.2. Le rôle de l'agence dans le développement des investissements dans le domaine des hydrocarbures

- Organisation de l'investissement par la concurrence.
- Organisation de l'investissement par le biais des contrats directs
- Régulation des investissements par les concessions en amont

Missions d'ALNAFT

ALNAFT est chargée, notamment :

- de promouvoir les investissements dans la recherche et l'exploitation des hydrocarbures,
 - de gérer et mettre à jour la banque de données concernant la recherche et l'exploitation des hydrocarbures sous la responsabilité du Ministre chargé des hydrocarbures,
 - d'octroyer les autorisations de prospection,
 - de procéder à des appels à la concurrence et d'évaluer les offres concernant les activités de recherche et/ou d'exploitation,
 - de conclure les contrats de recherche et/ou d'exploitation,
 - de suivre et de contrôler, en sa qualité de partie contractante, l'exécution des contrats de recherche et/ou d'exploitation conformément aux dispositions de la loi relative aux hydrocarbures,
 - d'étudier et d'approuver les plans de développement et de leurs mises à jour périodiques,
 - de s'assurer que l'exploitation des ressources en hydrocarbures est réalisée en respectant une conservation optimale,
 - de déterminer et de collecter la redevance et de procéder à son reversement au Trésor public, après déduction de 0,5% du produit de la redevance, lequel sert à alimenter les budgets des agences ALNAFT et ARH,
 - de s'assurer que l'opérateur s'est acquitté de la taxe sur le revenu pétrolier (TRP), de la taxe superficielle, ainsi que le cas échéant, des paiements des taxes concernant le torchage du gaz et l'utilisation de l'eau,
 - d'encourager les activités de recherche scientifique dans le domaine des activités régies par la loi sur les hydrocarbures,
 - de collaborer avec les services du Ministère chargé des hydrocarbures en matière de politique sectorielle et d'élaboration des textes réglementaires régissant les activités hydrocarbures,
-
- de déterminer périodiquement un prix de référence du gaz et, les prix de base des produits exportés (pétrole brut, condensat, GPL),
 - de veiller à ce que l'approvisionnement du marché national soit assuré par les contractants,
 - de délivrer des autorisations exceptionnelles de torchage du gaz,
 - d'évaluer le domaine minier hydrocarbures notamment par la réalisation des études de bassins,
 - de suivre, de contrôler et d'auditer les coûts liés aux activités objet des contrats de recherche et/ou d'exploitation,

- collaborer aux travaux de réflexion sur la politique énergétique nationale initiée par le Ministère de l'Energie et des Mines,

La Division Activités Gaz Naturel est organisée autour de :

- Une Direction Marchés Extérieurs,
- Une Direction Marché National.

III. Missions & organisation de la Division Activités Gaz Naturel (DGN)

La Division Activités Gaz Naturel a pour missions :

- Déterminer mensuellement les prix de base, du gaz naturel, du pétrole, du condensat, du propane, du butane et des GPL,
- élaborer les statistiques sur les ventes de gaz, du pétrole brut, du condensat et des GPL à l'étranger,
- participer au développement des modèles d'optimisation et/ou de simulation de long terme relatifs aux fondamentaux des marchés pétrolier et gazier,
- assurer une veille informationnelle sur le développement des gaz non conventionnels,
- assurer une veille informationnelle sur les marchés gazier et pétrolier ainsi que sur les autres formes d'énergies concurrentielles,
- élaborer des notes des marchés gazier et pétrolier,
- élaborer annuellement un plan décennal glissant du gaz naturel,
- déterminer des indicateurs clés et élaborer des tableaux de bord en ce qui concerne les exportations d'hydrocarbures et les prix,
- assurer l'élaboration d'études de marché visant à la satisfaction des besoins du marché national et à une meilleure connaissance du marché national,
- assurer l'alimentation de la banque de données et l'élaboration des documents statistiques liés au marché national,
- assurer une veille informationnelle et technologique sur les outils de planification et les développements du gaz naturel et les énergies alternatives en Algérie,
- tenir et actualiser un état des réserves de gaz naturel, un état des besoins en gaz pour la satisfaction du marché national ainsi qu'un état des quantités de gaz disponibles à l'exportation,
- participer à l'élaboration des textes réglementaires fixant les spécifications du gaz à livrer sur le marché national et assurer leur mise à jour,

Natural Gas: Proved reserves:	Trillion cubic metres																							Share		
																								Growth rate per annum		
	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2020			
	1.7	1.6	1.7	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.7	1.6	1.9	1.8	1.9	1.9	1.9	2.1	2.0	2.0	1.9	2.0	2.4	1.3%			
Canada	0.8	0.8	0.8	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.3	0.4	0.4	0.4	0.3	0.3	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	19%			
Mexico	4.5	4.8	5.0	5.1	5.2	5.5	5.7	6.4	6.6	7.4	8.3	9.1	9.1	9.1	9.1	9.1	8.3	8.7	11.9	12.9	12.6	12.6	-6.1%			
US	7.1	7.3	7.4	7.1	7.1	7.2	7.5	7.7	8.4	8.7	9.4	10.5	11.2	10.6	11.4	12.2	10.7	10.9	14.1	15.0	14.8	15.2	5.5%			
Total North America																							8.1%			
	0.7	0.8	0.7	0.6	0.6	0.5	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.4	0.4	0.4	0.2%			
Argentina	0.1	0.2	0.2	0.3	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.2	0.2	0.2	0.2	-2.4%			
Bolivia	0.2	0.2	0.2	0.3	0.3	0.3	0.3	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.5	0.5	0.5	0.5	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.3	0.2%			
Brazil	0.2	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.2	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1%			
Colombia	0.2	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.2	0.2	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	-4.0%			
Peru	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.3	0.3	0.3	-5.1%			
Trinidad & Tobago	0.6	0.5	0.6	0.6	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.1%			
Venezuela	4.6	4.6	4.6	4.6	4.7	4.8	4.8	5.2	5.4	5.5	5.6	6.1	6.1	6.2	6.2	6.2	6.3	6.4	6.3	6.3	6.3	6.3	-3.1%			
Other S. & Cent. America	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	1.1%			
Total S. & Cent. America	6.8	6.8	6.9	6.8	6.7	6.9	6.8	7.2	7.4	7.5	7.6	8.1	8.1	8.3	8.2	8.2	8.3	8.3	8.1	8.0	7.9	7.9	-0.9%			
																							0.5%			
																							4.2%			
	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1%			
Denmark	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	-7.8%			
Germany	0.2	0.2	0.2	0.2	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	-12.9%			
Italy	0.2	0.2	0.2	0.2	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	-3.2%			
Netherlands	1.6	1.6	1.5	1.5	1.4	1.4	1.3	1.3	1.2	1.2	1.2	1.2	1.1	0.8	0.8	0.7	0.7	0.7	0.6	0.2	0.1	0.1	-2.8%			
Norway	1.2	1.2	2.2	2.1	2.4	2.4	2.3	2.3	2.3	2.2	2.0	2.0	2.1	2.1	2.0	1.9	1.8	1.8	1.7	1.6	1.5	1.4	-6.8%			
Poland	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1%			
Romania	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	-3.2%			
Ukraine	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.7	0.7	0.7	1.2	1.1	1.1	1.1	1.1	1.0	1.1	1.1	1.1	0.1%			
United Kingdom	0.8	0.7	0.7	0.6	0.6	0.5	0.5	0.4	0.3	0.3	0.3	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	-3.9%			
Other Europe	0.2	0.2	0.2	0.2	0.1	0.1	0.1	0.1	0.2	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	-3.0%			
Total Europe	5.5	5.4	6.1	5.9	6.1	5.9	5.7	5.4	5.3	5.0	4.8	4.7	4.6	4.8	4.7	4.4	4.2	4.0	3.9	3.4	3.3	3.2	0.3%			
																							-3.7%			
																							1.7%			
																							1.3%			
Azerbaijan	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.1	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.3	1.3	1.3	1.3	2.1	2.5	2.5	-9.4%			
Kazakhstan	1.7	1.7	1.7	1.7	1.7	1.7	1.7	1.7	1.7	1.7	1.7	1.7	1.7	1.7	1.7	1.7	1.7	2.3	2.3	2.3	2.3	2.3	-2.8%			
Russian Federation	32.9	33.2	33.4	33.9	33.6	33.8	33.8	33.8	33.9	34.0	34.0	34.1	34.5	34.6	34.9	35.0	35.0	34.8	37.9	37.6	37.6	37.4	-0.4%			
Turkmenistan	1.8	1.8	1.8	1.8	1.8	1.8	1.8	1.8	5.7	5.7	7.9	13.6	13.6	13.6	13.6	13.6	13.6	13.6	13.6	13.6	13.6	13.6	10%			
USSR	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	19.9%			
Uzbekistan	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	5.6%			
Other CIS	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	n/a			
Total CIS	38.4	38.6	38.8	39.4	39.2	39.1	39.2	39.2	43.3	43.4	45.6	51.3	51.7	51.8	51.1	52.6	52.4	52.9	55.9	56.4	56.8	56.6	-4.1%			
																							-5.7%			
																							30.1%			
																							-0.3%			
																							2.2%			
																							-4.1%			
																							30.1%			
																							-9.9%			
Bahrain	0.3	0.3	0.3	0.3	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.1	0.1	-16.1%			
Iran	24.4	25.4	25.4	26.0	26.9	26.8	26.0	25.4	26.6	28.0	28.0	32.3	32.8	31.9	32.1	32.1	31.6	31.8	31.9	32.0	32.1	32.1	32.1	17.1%		
Iraq	3.1	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.6	3.6	3.5	3.5	3.5	-1.4%			
Israel	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	1.9%			
Kuwait	1.4	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.7	1.7	1.7	1.7	1.7	1.7	1.7	1.7	1.7	1.7	1.7	1.7	1.7	1.7	20.5%			
Oman	0.8	0.8	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.3%			
Qatar	11.5	14.9	26.7	26.7	26.2	26.2	25.0	26.4	26.4	26.3	26.2	25.9	25.9	25.8	25.5	25.4	25.1	24.9	24.7	24.7	24.7	24.7	24.7	2.9%		
Other	0.8	0.8	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	-0.6%			
Total	115	149	267	267	262	262	250	264	264	263	262	259	259	258	255	254	251	249	247	247	247	247	247	13.1%		

Natural Gas: Proved reserves:	Trillion cubic metres																							Growth rate per annum		Share 2020
	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020				
Russia	32.9	33.2	33.4	33.9	33.8	33.6	33.8	33.8	33.9	34.0	34.0	34.1	34.5	34.6	34.9	35.0	35.0	34.8	37.9	37.6	37.6	37.4	-0.4%	1.0%		
	1.8	1.8	1.8	1.8	1.8	1.8	1.8	1.8	1.8	1.8	1.8	1.8	1.8	1.8	1.8	1.8	1.8	1.8	1.8	1.8	1.8	1.8	1.8	1.8		
	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a		
	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9		
	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9		
	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9		
	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9		
	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9		
	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9		
	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9		
	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9		
	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9		
	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9		
	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9		
	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9		
	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9		
	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9		
	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9		
	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9		
0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9			
0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9			
0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9			
0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9			
0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9			
0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9			
0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9			
0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9			
0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9			
0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9			
0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9			
0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9			
0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9			
0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9			
0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9			
0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9			
0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9			
0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9			
0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9			
0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9			
0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.								

Natural Gas: Production*	Billion cubic metres	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	Growth rate per annum		Share	
		3.7	3.7	3.7	3.8	3.8	3.9	4.1	4.2	4.2	4.2	4.6	4.5	4.5	4.5	4.3	4.3	4.3	4.5	4.5	4.4	4.3	4.3	4.1	4.0	4.0	4.0	3.9	3.9	-1.2%	-1.4%	0.1%
Poland	16.8	16.0	13.8	13.0	13.0	12.8	12.5	12.3	12.1	12.1	12.1	11.1	11.1	10.7	10.5	10.4	10.0	10.1	10.1	10.0	10.2	10.2	10.2	10.0	10.0	9.6	8.6	8.5	-1.3%	-1.7%	0.2%	
	16.1	16.2	16.5	15.9	16.0	15.8	16.2	17.7	18.3	19.4	19.7	20.0	20.3	20.3	20.3	20.3	19.5	19.4	19.5	19.4	20.2	20.2	18.8	19.0	19.4	19.7	19.4	19.1	18.6	-2.5%	-0.5%	0.5%
	74.0	88.1	89.9	94.4	103.7	113.5	110.8	108.5	107.8	100.9	92.3	83.7	75.5	72.8	61.2	57.9	46.1	39.2	37.0	37.4	40.7	41.7	41.9	40.6	39.2	39.5	32.7	-16.9%	-3.4%	0.8%		
	15.9	14.8	13.5	12.3	11.6	11.2	10.9	10.8	10.4	10.8	10.2	10.8	10.0	9.4	9.3	9.3	9.2	8.4	7.2	6.3	6.1	8.7	9.0	8.4	7.4	6.3	5.4	-14.5%	-5.3%	0.1%		
	266.3	299.9	295.5	294.5	302.5	309.9	313.9	322.7	326.2	337.4	327.6	320.4	306.3	320.4	306.3	310.1	284.8	287.5	280.0	268.1	260.8	259.9	262.7	251.3	234.8	218.7	210.4	-3.5%	-3.0%	5.2%		
Azerbaijan	6.4	5.7	5.5	5.1	5.5	5.2	5.1	4.7	4.7	4.7	4.6	5.6	6.6	10.6	16.0	15.9	16.3	16.0	16.8	17.5	18.4	18.8	18.3	17.8	18.8	23.9	25.9	31.8	23.3%	7.1%	0.8%	
	4.2	4.6	5.8	5.6	7.1	8.2	8.2	10.0	11.8	16.4	19.0	19.9	22.5	25.1	26.0	27.2	28.7	29.0	30.4	31.0	31.2	31.5	33.4	33.1	33.1	33.3	32.0	-3.8%	1.1%	0.8%		
	541.2	552.3	523.5	541.3	544.4	537.1	534.8	547.5	570.6	582.6	589.5	604.8	611.5	586.2	598.4	616.8	601.9	614.5	591.2	584.4	589.3	635.6	668.1	679.0	637.3	701.7	20.4%	1.3%	17.4%	17.4%	13.3%	
	29.2	31.8	15.6	12.0	20.6	42.4	46.3	48.3	53.4	53.4	52.6	56.9	56.6	61.6	61.6	33.3	40.1	56.3	59.0	59.0	63.5	65.9	63.2	58.7	61.5	63.2	66.0	79.3	20.4%	3.3%	2.0%	
	USSR	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Uzbekistan	43.3	44.2	45.4	49.5	50.2	50.9	51.5	52.7	53.1	53.8	54.6	56.6	58.9	61.0	58.4	57.1	56.6	56.5	55.9	56.3	53.6	53.1	53.6	58.3	57.5	47.1	50.9	84.4%	-1.1%	1.3%	1.3%	
	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	
	624.8	639.1	596.1	613.9	628.1	644.2	646.3	663.7	684.0	710.4	725.9	744.8	755.5	775.5	670.2	739.5	774.8	763.5	777.6	760.7	754.3	755.7	799.3	841.1	857.0	809.9	896.0	10.9%	1.5%	22.2%	2	

Bahrain	7.5	7.8	8.3	8.8	9.1	9.2	9.6	9.9	10.1	9.3	10.2	10.8	11.2	12.0	12.0	12.1	12.4	12.6	13.1	14.0	14.7	14.6	14.4	14.5	14.6	16.3	16.4	17.2	5.1%	3.2%	0.4%
	31.9	37.5	39.4	44.5	53.0	56.3	62.6	74.4	78.1	91.0	96.6	105.3	118.0	123.6	135.7	143.9	151.0	156.9	157.5	175.5	183.5	199.3	213.9	224.9	232.9	249.5	256.7	3.1%	5.4%	6.4%	
	3.0	3.1	2.9	2.8	3.0	3.0	2.6	2.2	1.5	1.0	1.4	1.4	4.5	6.5	6.9	7.1	6.3	6.3	7.1	7.5	7.3	9.9	10.1	10.6	11.0	7.0	9.4	33.9%	4.0%	0.2%	
	8.8	8.8	8.8	9.0	8.3	9.1	9.0	8.3	9.5	10.4	11.7	11.8	10.7	12.1	10.9	11.1	12.9	14.7	15.5	14.3	16.1	16.4	16.2	16.9	18.2	16.5	17.4	4.9%	3.1%	0.4%	
	3.8	4.1	4.7	4.9	5.1	10.3	15.4	16.6	18.3	18.7	20.8	24.3	24.6	24.1	23.9	25.7	27.1	28.3	30.8	29.3	30.7	31.5	32.3	36.3	36.7	36.9	41.8	13.5%	4.4%	1.0%	
Qatar	9.3	9.7	13.4	16.2	21.4	25.8	27.9	30.5	32.5	40.5	47.4	52.5	65.4	79.7	92.4	123.1	150.4	162.5	167.9	169.4	175.9	174.8	170.5	175.2	177.9	177.0	177.0	14.1%	1.5%	4.4%	
	40.8	42.2	43.1	44.5	43.9	47.3	51.0	53.9	57.1	62.4	67.7	68.8	70.7	76.4	74.5	83.3	87.6	94.4	95.0	97.3	99.2	105.3	109.3	112.1	111.2	113.1	117.3	4.0%	3.0%	2.9%	
	2.6	2.8	4.3	5.4	5.4	5.4	5.5	6.1	6.5	5.9	5.7	5.9	5.7	5.6	6.1	8.4	7.4	6.1	5.0	4.6	4.1	3.5	3.5	3.5	3.3	2.7	2.9	5.3%	-9.0%	0.1%	
	30.5	33.0	35.4	36.1	37.5	37.4	38.4	42.3	43.7	45.1	46.6	47.6	49.0	49.0	47.6	50.0	51.0	52.9	53.2	52.9	58.6	59.5	59.5	58.1	57.5	55.4	57.0	3.1%	1.1%	1.4%	
	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.8	6.3	9.4	7.6	10.4	9.8	2.9	0.5	0.3	0.1	0.3	0.3	0.4	30.2%	-27.1%	♦
Yemen	0.2	0.2	0.3	0.3	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	1.4	1.8	2.4	2.8	3.5	2.7	3.3	4.2	2.5	6.3	7.3	8.1	9.0	9.5	10.1	10.1	15.0	17.9	19.9%	15.5%	0.4%
	138.5	149.1	160.6	172.5	186.9	204.1	222.3	244.5	257.4	285.7	309.9	331.6	362.7	392.3	413.8	474.6	520.0	545.5	562.6	582.6	600.9	624.3	639.6	662.4	674.6	687.8	714.9	4.2%	3.2%	17.7%	

Algeria	61.5	65.3	74.9	80.2	90.1	91.9	86.5	88.9	93.9	92.1	84.9	81.3	81.6	82.6	76.6	77.4	79.6	78.4	79.3	80.2	81.4	91.4	93.0	93.8	87.0	81.5	100.8	24.1%	2.4%	2.5%
	12.0	12.8	13.1	13.5	16.2	20.2	24.3	26.3	29.0	31.8	40.9	52.6	53.6	56.8	60.3	59.0	59.1	58.6	54.0	47.0	42.6	40.3	48.8	58.6	64.9	58.5	67.8	16.3%	1.4%	1.7%
	6.0	6.1	6.2	6.0	4.9	5.6	5.9	5.6	5.2	7.7	10.7	12.5	14.5	15.1	15.1	16.0	17.5	11.6	12.2	11.8	14.7	14.8	13.6	13.2	13.5	12.1	12.4	2.7%	5.2%	0.3%
	4.6	5.2	5.0	6.0	4.3	11.2	15.3	17.1	21.4	22.9	23.0	26.9	33.6	32.8	33.2	33.2	36.4	39.2	33.1	40.0	47.6	42.6	47.2	48.3	49.3	49.4	45.9	-6.9%	2.3%	1.1%
	3.1	4.0	5.0	5.2	6.1	6.2	7.0	7.0	6.2	9.2	10.5	10.8	12.3	15.6	16.1	18.2	17.9	18.9	20.5	20.7	21.8	22.8	26.9	27.9	28.3	29.8	30.6	3.3%	5.5%	0.8%
Other Africa	87.3	93.3	104.2	110.9	121.7	135.1	138.8	144.9	155.6	163.6	170.1	184.2	195.7	202.9	191.3	201.5	200.6	206.7	199.1	199.6	208.0	211.8	229.5	241.7	242.9	231.2	257.5	11.7%	2.5%	6.4%

Australia	29.6	29.6	29.6	30.3	30.7	31.2	32.6	33.0	33.7	35.9	38.2	40.7	42.8	41.7	42.8	46.7	52.6	54.2	58.0	60.3	64.9	74.1	94.0	110.1	127.4	146.1	146.0	147.2	1.1%	10.5%	3.6%
	6.7	7.2	7.1	7.7	8.4	9.1	10.1	10.7	11.5	12.3	13.3	14.4	15.3	16.4	18.7	19.3	19.6	21.3	22.0	23.0	25.9	26.5	26.6	26.6	25.3	23.7	24.1	2.0%	2.1%	0.8%	
	11.5	11.4	11.4	10.5	10.9	11.4	11.2	12.0	11.9	11.7	12.3	11.9	12.3	11.9	11.8	11.1	12.0	12.5	12.3	11.9	12.7	13.3	12.9	12.9	12.6	13.0	12.6	11.5	-8.5%	-0.8%	0.3%
	18.1	20.3	22.9	23.5	25.4	27.4	30.6	32.9	35.3	41.8	49.7	59.0	69.8	80.9	85.9	95.5	106.2	111.5	121.8	131.2	135.7	137.9	149.2	161.4	176.7	194.0	209.2	8.1%	7.0%	5.2%	
	18.1	19.7	21.5	23.5	24.1	25.4	26.6	28.4	28.1	28.5	28.2	29.0	29.4	36.1	47.4	42.9	37.3	31.1	29.4	28.1	26.6	27.7	27.5	26.9	23.8	28.5	20.4%	-4.0%	0.7%		
Indonesia	61.6	64.9	66.7	65.6	71.1	70.7	68.6	75.6	79.2	75.7	76.3	75.4	72.6	74.8	78.0	87.0	82.7	78.3	77.6	76.4	76.2	75.1	72.7	72.8	67.6	59.5	59.3	-0.1%	-3.3%	1.5%	
	28.3	36.1	41.3	41.2	42.2	49.7	49.0	50.6	52.7	60.1	67.7	67.5	67.6	69.2	66.2	66.1	67.0	69.3	72.6	72.2	72.2	76.8	76.7	79.6	76.1	68.7	74.2	8.3%	1.0%	1.8%	
	4.5	4.6	4.5	4.7	4.7	5.0	5.0	5.0	5.0	5.4	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0

Gas - Proved reserves	Gas - Proved reserves history	Gas Production - Bcm	Gas Production - Bcf	Gas Production ...	Gas Production ...	Gas Production ...	Gas Production ...	Gas Production ...	Gas Production ...	Gas Production ...	Gas Production ...	Gas Production ...	Gas Production ...	Gas Production ...	Gas Production ...	Gas Production ...	Gas Production ...	Gas Production ...	Gas Production ...	Gas Production ...	Gas Production ...	Gas Production ...	Gas Production ...	Gas Production ...	Gas Production ...	Gas Production ...	Gas Production ...	Gas Production ...	Gas Production ...	Gas Production ...	Gas Production ...	Gas Production ...	Gas Production ...	Gas Production ...	Gas Production ...	Gas Production ...	Gas Production ...	Gas Production ...	Gas Production ...	Gas Production ...	Gas Production ...	Gas Production ...	Gas Production ...	Gas Production ...	Gas Production ...	Gas Production ...	Gas Production ...	Gas Production ...	Gas Production ...	Gas Production ...	Gas Production ...	Gas Production ...	Gas Production ...	Gas Production ...	Gas Production ...	Gas Production ...	Gas Production ...	Gas Production ...	Gas Production ...	Gas Production ...	Gas Production ...	Gas Production ...	Gas Production ...	Gas Production ...	Gas Production ...	Gas Production ...	Gas Production ...	Gas Production ...	Gas Production ...	Gas Production ...	Gas Production ...	Gas Production ...	Gas Production ...	Gas Production ...	Gas Production ...	Gas Production ...	Gas Production ...	Gas Production ...	Gas Production ...	Gas Production ...	Gas Production ...	Gas Production ...	Gas Production ...	Gas Production ...	Gas Production ...	Gas Production ...	Gas Production ...	Gas Production ...	Gas Production ...	Gas Production ...	Gas Production ...	Gas Production ...	Gas Production ...	Gas Production ...	Gas Production ...	Gas Production ...	Gas Production ...	Gas Production ...	Gas Production ...	Gas Production ...	Gas Production ...	Gas Production ...	Gas Production ...	Gas Production ...	Gas Production ...	Gas Production ...	Gas Production ...	Gas Production ...	Gas Production ...	Gas Production ...	Gas Production ...	Gas Production ...	Gas Production ...	Gas Production ...	Gas Production ...	Gas Production ...	Gas Production ...	Gas Production ...	Gas Production ...	Gas Production ...	Gas Production ...	Gas Production ...	Gas Production ...	Gas Production ...	Gas Production ...	Gas Production ...	Gas Production ...	Gas Production ...	Gas Production ...	Gas Production ...	Gas Production ...	Gas Production ...	Gas Production ...	Gas Production ...	Gas Production ...	Gas Production ...	Gas Production ...	Gas Production ...	Gas Production ...	Gas Production ...	Gas Production ...	Gas Production ...	Gas Production ...	Gas Production ...	Gas Production ...	Gas Production ...	Gas Production ...	Gas Production ...	Gas Production ...	Gas Production ...	
-----------------------	-------------------------------	----------------------	----------------------	--------------------	--------------------	--------------------	--------------------	--------------------	--------------------	--------------------	--------------------	--------------------	--------------------	--------------------	--------------------	--------------------	--------------------	--------------------	--------------------	--------------------	--------------------	--------------------	--------------------	--------------------	--------------------	--------------------	--------------------	--------------------	--------------------	--------------------	--------------------	--------------------	--------------------	--------------------	--------------------	--------------------	--------------------	--------------------	--------------------	--------------------	--------------------	--------------------	--------------------	--------------------	--------------------	--------------------	--------------------	--------------------	--------------------	--------------------	--------------------	--------------------	--------------------	--------------------	--------------------	--------------------	--------------------	--------------------	--------------------	--------------------	--------------------	--------------------	--------------------	--------------------	--------------------	--------------------	--------------------	--------------------	--------------------	--------------------	--------------------	--------------------	--------------------	--------------------	--------------------	--------------------	--------------------	--------------------	--------------------	--------------------	--------------------	--------------------	--------------------	--------------------	--------------------	--------------------	--------------------	--------------------	--------------------	--------------------	--------------------	--------------------	--------------------	--------------------	--------------------	--------------------	--------------------	--------------------	--------------------	--------------------	--------------------	--------------------	--------------------	--------------------	--------------------	--------------------	--------------------	--------------------	--------------------	--------------------	--------------------	--------------------	--------------------	--------------------	--------------------	--------------------	--------------------	--------------------	--------------------	--------------------	--------------------	--------------------	--------------------	--------------------	--------------------	--------------------	--------------------	--------------------	--------------------	--------------------	--------------------	--------------------	--------------------	--------------------	--------------------	--------------------	--------------------	--------------------	--------------------	--------------------	--------------------	--------------------	--------------------	--------------------	--------------------	--------------------	--------------------	--------------------	--------------------	--------------------	--

Natural Gas: Production*	Billion cubic metres	Growth rate per annum																									Share					
		2021	2020	2019	2018	2017	2016	2015	2014	2013	2012	2011	2010	2009	2008	2007	2006	2005	2004	2003	2002	2001	2000	1999	1998	1997		1996	1995			
Total CIS	624.8	639.1	596.1	613.9	628.1	644.2	646.3	663.7	694.0	710.4	725.9	744.8	755.5	775.5	775.5	793.5	841.1	857.0	809.9	896.0	10.9%	1.5%	22.2%									
Bahrain		7.5	7.8	8.3	8.8	9.1	9.2	9.6	9.9	10.1	9.3	10.2	10.8	11.2	12.0	12.1	12.4	12.6	13.1	14.0	14.7	14.6	14.4	14.5	14.6	16.3	16.4	17.2	5.1%	3.2%	0.4%	
Iran		31.9	37.5	39.4	44.5	53.0	58.3	62.6	74.4	78.1	91.0	96.6	105.3	118.0	123.6	135.7	143.9	151.0	159.9	157.5	175.5	183.5	199.3	213.9	224.9	232.9	249.5	256.7	3.1%	5.4%	6.4%	
Iraq		3.0	3.1	2.9	2.8	3.0	3.0	2.6	2.2	1.5	1.0	1.4	1.4	4.5	6.5	6.9	7.1	6.3	6.3	7.1	7.5	7.3	9.9	10.1	10.6	11.0	7.0	9.4	33.9%	4.0%	0.2%	
Kuwait		8.8	8.8	8.8	9.0	8.3	9.1	9.0	8.3	9.5	10.4	11.7	11.8	10.7	12.1	10.9	11.1	12.9	14.7	15.5	14.3	16.1	16.4	16.2	16.9	18.2	16.5	17.4	5.9%	3.1%	0.4%	
Oman		3.8	4.1	4.7	4.9	5.1	10.3	15.4	16.6	18.3	18.7	20.8	24.3	24.6	24.1	23.9	25.7	27.1	28.3	30.8	29.3	30.7	31.5	32.3	36.3	36.9	41.8	41.8	13.5%	4.4%	1.0%	
Qatar		9.3	9.7	13.4	16.2	21.4	25.8	27.9	30.5	32.5	40.5	47.4	52.5	65.4	79.7	92.4	123.1	150.4	162.5	167.9	169.4	175.9	174.8	170.5	175.2	177.2	174.9	177.0	1.4%	1.6%	4.4%	
Saudi Arabia		40.8	42.2	43.1	44.5	43.9	47.3	51.0	53.9	57.1	62.4	67.7	69.8	70.7	76.4	74.5	83.3	87.6	94.4	95.0	97.3	99.2	105.3	109.3	112.1	111.2	113.1	117.3	4.0%	3.0%	2.9%	
Syria		2.6	2.8	4.3	5.4	5.4	5.4	5.5	6.1	6.5	5.9	5.7	5.9	5.7	5.6	6.1	8.4	7.4	6.1	5.0	4.6	4.1	3.5	3.5	3.3	2.7	2.9	55.4	57.0	5.3%	-9.0%	0.1%
United Arab Emirates		30.5	33.0	35.4	36.1	37.5	37.4	38.4	42.3	43.7	45.1	46.6	47.6	49.0	49.0	47.6	50.0	51.0	52.9	53.2	52.9	58.6	59.5	58.1	57.5	55.4	57.0	3.1%	1.1%	1.4%		
Yemen		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.8	6.3	9.4	7.6	10.4	9.8	2.9	0.5	0.3	0.3	0.4	30.2%	-27.1%	↑		
Other Middle East		0.2	0.2	0.3	0.3	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	1.4	1.8	2.4	2.8	3.5	2.7	3.3	4.2	2.5	6.3	7.3	8.1	9.0	9.5	10.1	10.1	15.0	17.9	19.9%	15.5%	0.4%	
Total Middle East		138.5	149.1	160.6	172.5	186.9	204.1	223.3	244.5	257.4	285.7	309.9	331.6	362.7	392.3	413.8	474.6	520.0	545.5	562.6	582.6	600.9	624.3	639.6	662.4	674.6	687.8	714.9	4.2%	3.2%	17.7%	
Algeria		61.5	65.3	74.9	80.2	90.1	91.9	86.5	88.9	93.9	92.1	84.9	81.3	81.6	82.6	76.6	77.4	79.6	78.4	79.3	80.2	81.4	91.4	93.0	93.8	87.0	81.5	100.8	24.1%	2.4%	2.5%	
Egypt		12.0	12.8	13.1	13.5	16.2	20.2	24.3	26.3	29.0	31.8	40.9	52.6	53.6	56.8	60.3	59.0	59.1	58.6	54.0	47.0	42.6	40.3	48.8	58.6	64.9	58.5	67.8	16.3%	1.4%	1.7%	
Libya		6.0	6.1	6.2	6.0	4.9	5.6	5.6	5.2	7.7	10.7	12.5	14.5	15.1	15.1	16.0	7.5	11.6	12.2	11.8	14.7	14.8	13.6	13.2	13.5	12.1	12.4	2.7%	5.2%	0.3%		
Nigeria		4.6	5.2	5.0	6.0	4.3	11.2	15.3	17.1	21.4	22.9	23.0	26.9	33.6	32.8	23.2	30.9	36.4	39.2	33.1	40.0	47.6	42.6	47.2	48.3	49.3	49.4	45.9	-6.9%	2.3%	1.1%	
Other Africa		3.1	4.0	5.0	5.2	6.1	6.2	7.0	7.0	6.2	9.2	10.5	10.8	12.3	15.6	16.1	18.2	17.9	18.9	20.5	20.7	21.8	22.8	26.9	27.9	28.3	30.6	30.6	3.3%	5.5%	0.8%	
Total Africa		87.3	93.3	104.2	110.9	121.7	135.1	138.8	144.9	155.6	163.6	170.1	184.2	195.7	202.9	191.3	201.5	200.6	206.7	199.1	199.6	208.0	211.8	229.5	241.7	242.9	231.2	257.5	11.7%	2.5%	6.4%	
Australia		29.6	29.6	30.3	30.7	31.2	32.6	33.0	33.7	35.9	38.2	38.2	40.7	42.8	41.7	46.7	46.7	52.6	54.2	58.0	60.3	64.9	74.1	94.0	110.1	127.4	146.1	146.0	147.2	1.1%	10.5%	3.6%
Bangladesh		6.7	7.2	7.1	7.7	8.4	9.1	10.1	10.7	11.5	12.3	13.3	14.4	15.3	16.4	18.7	19.3	19.6	21.3	22.0	23.0	23.0	25.9	26.5	26.6	25.3	23.7	24.1	2.0%	2.1%	0.6%	
Brunei		11.5	11.4	11.4	10.5	10.9	11.0	11.1	11.2	12.0	11.9	11.7	12.3	11.9	11.8	11.1	12.0	12.5	12.3	11.9	12.7	13.3	12.9	12.9	12.6	13.0	12.6	11.5	11.5	-8.5%	-0.8%	0.3%
China		18.1	20.3	22.9	23.5	25.4	27.4	30.6	32.9	35.3	41.8	48.7	59.0	69.8	80.9	85.9	96.5	108.2	111.5	121.8	131.2	135.7	137.9	149.2	161.4	176.7	194.0	209.2	8.1%	7.0%	5.2%	
India		18.1	19.7	21.5	23.5	24.1	25.4	25.4	26.6	28.4	28.1	28.5	28.2	29.0	29.4	36.1	47.4	42.9	37.3	31.1	29.4	28.1	26.6	27.7	27.5	26.9	23.8	28.5	20.4%	-4.0%	0.7%	
Indonesia		61.6	64.9	66.7	65.6	71.1	70.7	68.6	75.6	79.2	75.7	76.3	75.4	72.6	74.8	78.0	87.0	82.7	78.3	77.6	76.4	76.2	75.1	72.7	72.8	67.6	59.3	59.3	-0.1%	-3.3%	1.5%	
Malaysia		28.3	36.1	41.3	41.2	42.2	49.7	49.0	50.6	52.7	60.1	67.7	67.5	67.6	69.2	66.2	65.1	67.0	69.3	72.6	72.2	76.8	76.7	79.6	76.1	76.4	68.7	74.2	8.3%	1.0%	1.8%	
Myanmar		1.6	1.6	1.5	1.7	1.7	3.3	6.9	8.3	9.4	10.0	12.6	12.4	13.3	12.2	11.4	12.2	12.6	12.5	12.9	16.5	19.2	18.3	17.8	17.0	18.5	17.5	16.9	16.9	-3.0%	3.0%	0.4%
Pakistan		13.0	14.2	14.1	14.9	17.0	18.0	19.0	20.5	25.6	30.7	32.6	33.3	33.8	34.6	34.7	35.3	35.3	36.6	35.6	35.0	34.7	34.7	34.2	32.7	30.6	32.7	31.5	7.1%	-0.8%	0.8%	
Thailand		11.8	13.6	16.7	18.2	19.9	20.9	20.3	21.2	22.2	23.1	24.5	25.2	26.9	29.8	29.4	33.7	33.8	38.4	38.9	39.1	37.5	37.3	35.9	34.7	35.8	32.7	31.5	-3.3%	-0.7%	0.8%	
Vietnam		0.1	0.3	0.5	0.9	1.3	1.5	1.9	2.3	2.3	4.0	6.2	6.8	6.8	7.2	7.7	9.1	8.2	9.0	9.4	9.9	10.3	10.2	9.5	9.7	9.8	8.8	7.1	-19.2%	-1.4%	0.2%	
Other Asia Pacific		7.9	8.5	8.9	8.2	8.9	9.3	9.9	11.2	10.9	10.6	11.3	14.5	17.2	18.2	18.5	17.9	17.7	17.7	18.2	23.1	27.9	28.9	29.1	26.9	28.6	28.4	26.6	-6.1%	4.1%	0.7%	
Total Asia Pacific		208.3	227.4	242.1	246.1	261.5	277.5	285.5	304.1	323.3	344.4	372.0	389.5	407.1	426.3	444.5	488.1	492.6	502.1	512.2	533.3	560.0	579.0	605.7	626.8	657.4	646.4	669.0	3.8%	3.1%	16.6%	
Total World		2088.4	2190.0	2188.3	2246.2	2310.3	2400.7	2457.4	2514.8	2604.8	2693.3	2757.8	2851.8	2927.9	3035.0	3150.2	3257.3	3326.2	3365.4	3433.3	3511.1	3544.7	3673.5	3851.7	3967.7	3861.5	4036.9	4.8%	2.2%	100.0%		
of which: OECD		958.9	1004.3	1010.8	1025.4	1033.0	1055.2	1077.4	1086.3	1071.3	1072.9	1062.8	1074.8	1078.6	1110.2	1104.8	1130.9	1151.0	1187.0	1196.5	1242.1	1281.0	1289.8	1320.0	1431.7	1511.6	1483.5	1503.0	1.8%	2.7%	37.2%	
Non-OECD		1129.5	1185.7	1177.5	1220.8	1277.3	1345.5	1380.1	1448.5	1533.5	1620.4	1695.0	1777.0	1849.3	1924.8	1836.1	2019.3	2106.3	2139.1	2168.9	2191.2	2230.1	2255.0	2420.0	2456.1	2378.0	2533.8	6.8%	1.9%	62.8%		
European Union #		147.5	157.6	145.6	139.1	133.3	129.8	132.5	130.7	126.7	137.6	129.2	127.5	120.1	126.9	117.6	125.6	117.5	113.9	113.9	99.9	84.3	82.3	76.8	68.8	61.1	47.8	44.0	-7.7%	-9.3%	1.1%	

Source: Includes data from Cedigaz, FGE, MENA, natural gas service.

Source: Includes data from Cedigaz, FGE, MENA natural gas service.

* Excludes gas flared or recycled. †

Natural Gas Consumption*

Billion cubic metres	Growth rate per annum																										Share				
	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020		2021	2011-21		
Canada	77.3	78.6	80.1	78.8	84.2	89.2	84.0	87.5	88.8	87.8	87.6	87.1	93.7	92.5	88.7	91.6	100.6	99.4	105.4	109.8	110.3	105.0	109.9	115.6	117.3	113.3	119.2	55%	1.7%	3.0%	
Mexico	30.7	31.3	31.4	33.5	33.8	35.9	36.2	41.1	44.5	48.0	52.7	58.3	57.0	60.0	65.2	66.0	70.8	73.7	77.8	78.8	80.8	83.0	86.0	87.6	88.0	83.7	88.2	57%	2.2%	2.2%	
US	580.0	608.9	612.5	602.2	604.3	628.4	600.7	620.1	602.2	604.6	595.2	586.6	624.1	628.9	617.6	648.2	658.2	688.1	707.0	722.3	743.6	749.1	740.0	821.7	850.7	831.9	826.7	-0.4%	2.3%	20.5%	
Total North America	705.9	718.7	724.1	714.4	722.2	753.5	720.9	748.6	736.5	740.5	735.5	731.9	774.8	781.4	775.5	805.8	829.6	861.2	890.3	911.0	934.7	937.1	935.9	1024.9	1056.0	1028.9	1034.1	0.8%	2.2%	25.6%	
Argentina	26.2	30.1	27.8	29.7	31.5	32.3	30.2	29.4	33.6	36.8	39.3	40.7	42.7	43.2	41.8	42.1	43.8	45.7	46.0	46.2	46.7	48.2	48.3	48.7	46.6	43.9	45.9	48%	0.5%	1.1%	
Brazil	5.2	5.8	6.3	6.6	7.8	9.7	12.3	14.5	16.2	19.3	20.1	21.2	21.8	25.7	20.7	27.6	27.5	32.6	38.4	40.7	42.9	37.1	37.6	35.9	35.7	31.4	40.4	291%	3.9%	1.0%	
Chile	2.1	2.1	2.9	4.0	5.4	7.0	8.0	8.0	8.7	9.4	9.1	8.4	5.0	2.8	2.8	5.7	5.8	5.3	5.3	4.4	4.8	5.9	5.6	5.6	6.5	6.2	6.3	0.9%	0.7%	0.2%	
Colombia	4.1	4.5	5.7	6.6	5.7	5.7	5.9	6.0	5.7	6.1	6.4	6.8	7.2	7.3	8.4	8.7	8.5	9.5	10.5	11.4	11.2	12.1	11.8	12.7	12.9	13.1	12.6	-3.5%	4.0%	0.3%	
Ecuador	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.1	0.2	0.5	0.6	0.6	0.5	0.6	0.6	0.6	0.7	0.9	0.9	0.8	0.9	0.8	0.7	0.6	0.6	0.5	-0.1%	-0.2%	♦	
Peru	0.4	0.4	0.2	0.4	0.4	0.3	0.4	0.4	0.5	0.8	1.5	1.7	2.6	3.3	3.3	5.4	6.3	6.9	6.7	7.4	7.6	8.5	7.5	8.0	8.2	7.1	8.0	12.8%	2.5%	0.2%	
Trinidad & Tobago	7.4	8.3	9.0	9.0	9.3	9.8	10.9	11.7	13.5	14.9	16.4	19.3	19.6	19.2	19.1	20.7	20.5	20.2	20.4	20.5	19.6	18.3	17.4	17.5	15.2	15.6	15.6	3.0%	-2.7%	0.4%	
Venezuela	30.5	33.0	34.2	35.9	30.4	31.0	32.8	31.5	28.0	31.5	30.4	34.9	37.3	34.9	34.2	31.3	33.3	34.6	32.3	34.0	37.0	37.2	38.6	31.6	25.6	21.6	24.0	11.5%	-3.2%	0.6%	
Central America	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.2	0.5	0.4	0.3	-20.9%	-	♦	
Other Caribbean	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Other South America	1.1	1.1	1.0	1.2	1.2	1.1	1.0	1.1	1.3	1.4	1.7	1.8	2.0	2.2	2.5	2.6	3.0	3.1	3.3	3.5	3.4	3.5	3.6	3.7	3.8	3.1	3.6	17.3%	1.8%	0.1%	
Total S. & Cent. America	77.4	85.7	87.5	93.8	92.5	98.3	103.2	104.2	109.6	122.4	127.1	137.5	141.1	141.4	135.8	147.3	152.1	161.8	167.3	172.6	177.8	174.2	175.8	168.7	162.8	147.2	163.3	11.3%	0.7%	4.0%	
Austria	7.6	8.1	7.8	8.0	8.2	7.8	8.3	8.1	9.0	9.0	9.5	9.0	8.5	9.1	8.8	9.6	9.0	8.6	8.2	7.5	8.0	8.3	9.1	8.7	8.9	8.5	9.0	6.0%	♦	0.2%	
Belgium	12.5	13.8	13.2	14.5	15.4	15.5	15.3	15.8	16.9	17.2	16.9	17.4	17.5	17.4	17.6	19.4	16.5	16.7	16.5	14.5	15.8	16.2	16.4	16.9	17.4	17.0	17.0	0.1%	0.3%	0.4%	
Bulgaria	5.3	5.4	4.3	3.6	3.1	3.4	2.9	2.5	2.7	2.6	3.3	3.4	3.4	3.4	3.4	2.7	3.1	2.9	2.8	2.7	3.0	3.1	3.2	3.0	2.8	2.9	3.3	13.4%	0.8%	0.1%	
Croatia	2.2	2.5	2.6	2.5	2.5	2.6	2.7	2.8	2.7	2.8	2.7	2.7	3.1	3.0	2.8	3.1	3.0	2.8	2.7	2.3	2.4	2.5	2.9	2.7	2.8	2.9	2.8	-3.5%	-0.6%	0.1%	
Cyprus	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Czech Republic	7.6	8.8	8.9	8.9	9.0	8.7	9.3	9.0	9.1	9.1	9.0	8.8	8.4	8.3	7.9	9.4	7.9	8.0	8.1	7.2	7.5	8.2	8.4	8.0	8.3	8.5	9.1	7.5%	1.4%	0.2%	
Denmark	3.7	4.4	4.6	4.9	5.2	5.1	5.3	5.4	5.4	5.4	5.2	5.3	4.7	4.8	4.6	5.2	4.3	4.1	3.8	3.3	3.3	3.4	3.2	3.1	2.9	2.3	2.3	♦	-6.1%	0.1%	♦
Estonia	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.8	0.8	0.7	0.8	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.6	0.7	0.6	0.6	0.6	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.4	0.5	13.3%	-1.8%	♦	
Finland	3.3	3.4	3.4	3.9	3.9	3.9	4.3	4.2	4.7	4.5	4.1	4.4	4.1	4.2	3.7	4.1	3.6	3.2	3.0	2.7	2.3	2.0	1.8	2.1	2.0	2.1	2.0	-1.2%	-5.5%	0.1%	
France	34.4	38.0	36.4	38.9	39.6	41.6	43.7	43.6	45.7	46.7	47.7	46.1	44.8	46.4	44.7	48.6	43.0	44.4	45.1	37.9	40.8	44.5	44.8	42.8	43.7	40.6	43.0	6.3%	♦	1.1%	
Germany	77.7	87.0	83.1	83.9	83.6	82.9	87.4	87.3	88.4	88.8	90.3	92.0	88.6	89.5	84.4	88.1	80.9	81.1	85.0	73.9	77.0	84.9	87.7	85.9	88.3	87.1	90.5	4.2%	1.1%	2.2%	
Greece	0.1	0.1	0.2	0.8	1.5	2.0	1.9	2.1	2.4	2.6	2.6	3.1	3.9	4.1	3.4	3.7	4.6	4.2	3.7	2.8	3.1	4.0	4.8	4.7	5.2	6.3	7.0	10.4%	4.3%	0.2%	
Hungary	10.7	11.9	11.3	11.4	11.5	11.2	12.5	12.6	13.8	13.6	14.1	13.3	12.4	12.3	10.6	11.4	10.9	9.7	9.1	8.1	8.7	9.3	9.9	9.6	9.8	10.2	10.8	6.1%	-0.1%	0.3%	
Iceland	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Ireland	2.7	3.1	3.2	3.3	3.5	4.0	4.2	4.3	4.3	4.2	4.0	4.6	5.0	5.2	5.0	5.5	4.8	4.7	4.5	4.3	4.4	4.9	5.0	5.2	5.3	5.3	5.1	-3.8%	0.6%	0.1%	
Italy	51.9	53.6	55.6	59.9	65.1	67.9	68.1	67.6	74.5	77.3	82.8	81.1	81.5	80.9	74.3	79.1	74.2	71.4	66.7	59.0	64.3	67.5	71.6	69.2	70.8	67.6	72.5	7.5%	-0.2%	1.8%	
Latvia	1.1	1.0	1.0	1.1	1.1	1.3	1.3	1.5	1.5	1.7	1.6	1.7	1.6	1.6	1.4	1.7	1.5	1.4	1.4	1.3	1.3	1.3	1.2	1.4	1.3	1.1	1.2	8.3%	-2.7%	♦	
Lithuania	2.4	2.5	2.3	2.0	2.1	2.4	2.5	2.5	2.7	2.7	2.9	2.9	3.4	3.0	2.5	2.9	3.2	3.1	2.5	2.4	2.4	2.1	2.2	2.2	2.2	2.4	2.2	-5.3%	-3.4%	0.1%	
Luxembourg	0.6	0.7	0.7	0.7	0.8	0.8	0.9	1.2	1.3	1.4	1.4	1.4	1.4	1.3	1.3	1.4	1.2	1.2	1.0	0.9	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.7	0.8	7.2%	-4.3%	♦	
Netherlands	40.8	45.2	42.4	41.8	40.9	41.0	41.8	41.4	41.7	42.7	41.5	39.8	38.8	40.4	41.4	46.8	40.9	39.3	39.1	34.5	34.1	35.2	36.1	35.5	37.0	36.2	35.1	-2.7%	-1.5%	0.9%	
North Macedonia	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Norway	3.1	3.3	3.9	4.0	3.8	4.2	3.9	4.2	4.5	4.8	4.4	4.3	4.2	4.3	4.1	4.1	4.0	4.0	4.0	4.0	4.3	4.5	4.4	4.6	4.4	4.4	4.3	-2.5%	0.6%	0.1%	
Poland	10.5	11.0	11.0	11.1	10.8	11.6	12.1	11.8	13.1	13.8	14.2	14.4	14.4	15.6	15.1	16.2	16.5	17.4	17.4	17.0	17.1	18.3	19.2	19.9	20.9	21.1	23.2	10.7%	3.5%	0.6%	
Portugal	-	-	0.1	0.8	2.2	2.3	2.6	3.1	3.0	3.8	4.3	4.1	4.4	4.8	4.8	5.2	5.3	4.6	4.3	4.1	4.8	5.1	6.3	5.8	6.1	6.0	5.9	-2.6%	1.1%	0.1%	

Natural Gas: Consumption*	Billion cubic metres	Growth rate per annum																										Share					
		1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019		2020	2021	2021-21		
		9.6	10.5	11.0	11.0	11.1	10.8	11.6	12.1	11.8	13.1	13.8	14.2	14.4	14.4	15.6	15.1	16.2	16.5	17.4	17.4	17.0	17.1	17.1	18.3	19.2	19.9	20.9	21.1	23.2	10.7%	3.5%	0.6%
		-	-	-	0.1	0.8	2.2	2.3	2.6	3.1	3.0	3.8	4.3	4.1	4.4	4.8	4.8	5.2	5.3	4.6	4.3	4.1	4.8	5.1	6.3	5.8	6.1	6.0	5.9	-2.6%	1.1%	0.1%	
		21.6	22.4	22.6	18.5	17.4	18.0	15.9	15.3	15.9	17.1	16.2	16.2	16.5	14.8	14.1	12.3	12.5	12.9	12.5	11.4	10.9	10.4	10.5	11.3	11.6	10.8	11.3	11.4	18%	-1.2%	0.3%	
		5.5	6.1	6.4	6.5	6.6	6.7	6.7	7.2	6.8	6.6	6.4	6.9	6.3	5.9	6.0	5.1	5.8	5.4	5.1	5.3	4.4	4.5	4.5	4.8	4.7	4.8	4.8	5.3	12.2%	-0.1%	0.1%	
		0.8	0.9	0.9	0.9	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.1	1.0	1.1	1.0	1.1	1.0	1.0	1.0	0.9	0.8	0.7	0.8	0.8	0.8	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	5.6%	0.5%	♦	
		7.3	9.0	10.0	13.1	13.5	15.5	17.7	19.1	21.8	24.8	29.3	34.7	36.3	37.0	40.6	36.3	36.2	33.6	33.2	30.3	27.5	28.5	29.1	31.7	31.5	36.0	32.5	33.9	4.6%	0.1%	0.8%	
		0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	1.1	1.5	1.2	1.1	1.0	0.8	0.9	1.0	1.0	1.0	1.0	1.3	1.3	2.9%	0.7%	♦	
		2.1	2.3	2.5	2.4	2.5	2.8	2.8	2.9	3.1	3.2	3.2	3.2	3.1	3.1	3.3	3.1	3.5	3.1	3.4	3.6	3.1	3.3	3.5	3.5	3.3	3.4	3.3	3.6	3.0%	1.5%	0.1%	
		5.0	6.5	7.6	9.3	9.8	11.9	13.9	15.3	16.6	20.0	21.2	25.7	29.2	33.9	35.3	33.7	35.8	41.8	43.3	44.0	46.6	46.0	44.5	51.6	47.2	43.4	46.2	57.3	24.4%	3.2%	1.4%	
		77.0	72.1	83.7	75.3	69.8	74.1	74.2	71.9	70.8	72.2	71.6	72.2	70.0	66.1	62.7	48.9	54.6	56.1	51.8	47.7	40.3	32.0	31.4	30.2	30.6	28.3	29.3	26.1	-10.8%	-7.4%	0.6%	
		69.2	73.8	86.0	88.4	91.9	97.9	101.3	100.9	99.5	99.8	102.0	99.4	94.3	95.3	97.8	98.5	81.9	76.9	76.3	70.1	72.0	80.7	80.7	78.5	78.6	77.7	73.0	76.9	5.7%	-0.6%	1.9%	
		3.9	3.7	2.7	3.5	3.1	2.8	3.0	3.1	3.1	3.2	4.0	3.9	4.4	4.3	3.6	3.0	3.6	4.2	3.9	4.2	4.1	4.5	4.6	5.3	5.3	5.5	5.5	6.2	14.8%	4.0%	0.2%	
		450.8	476.3	527.7	515.6	523.1	543.9	558.5	589.5	571.3	597.1	611.6	627.6	622.9	617.4	625.9	577.5	622.9	580.4	565.7	554.4	500.0	509.2	559.8	547.4	554.5	542.0	571.1	57.1	-0.2%	-14.1%		
		7.9	7.8	5.7	5.5	5.1	5.5	5.3	7.6	7.6	7.8	9.1	9.4	10.0	8.8	10.1	8.6	8.2	8.9	9.4	9.4	9.9	11.1	10.9	10.6	10.8	11.8	12.4	12.7	3.1%	3.6%	0.3%	
		12.7	11.5	12.1	13.9	14.1	14.3	15.2	15.1	15.5	15.3	18.5	19.0	19.4	19.5	19.9	16.9	20.7	19.2	19.4	19.3	19.1	17.9	17.8	18.2	19.3	19.2	17.8	19.0	7.5%	-0.1%	0.5%	
		9.9	11.3	9.5	7.4	7.4	8.3	4.8	4.1	4.1	4.7	5.2	6.1	6.7	8.1	8.6	8.1	8.8	9.9	10.7	11.2	12.7	12.9	13.4	14.1	16.5	16.6	17.4	15.1	-12.9%	4.4%	0.4%	
		385.3	372.4	374.5	345.4	359.6	358.5	366.2	372.2	376.7	385.6	395.6	400.4	421.7	428.8	422.7	397.8	423.9	435.6	428.6	424.9	422.2	408.7	420.6	431.1	454.5	444.3	423.5	474.6	12.4%	0.9%	11.8%	
		9.6	7.6	11.9	8.4	10.3	9.2	7.2	10.5	7.5	11.6	11.5	11.6	12.0	11.2	7.9	17.1	18.3	20.7	22.9	19.3	20.0	25.4	25.1	24.8	28.4	31.5	29.6	36.7	24.2%	5.9%	0.9%	
		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
		39.1	40.1	41.7	40.9	41.1	47.6	48.7	49.1	50.5	45.5	46.0	46.9	43.3	46.8	44.1	44.1	44.0	47.4	46.2	46.2	48.5	46.3	43.3	44.8	44.4	44.6	43.6	46.4	6.9%	-0.2%	1.1%	
		5.2	5.1	5.7	6.0	6.1	4.8	4.5	4.8	4.4	4.0	4.8	5.0	5.2	5.9	5.9	5.3	5.2	5.5	5.7	4.8	5.3	5.2	5.1	5.1	5.9	5.6	5.9	6.2	6.1%	1.3%	0.2%	
		469.8	455.9	461.2	427.5	443.6	448.2	451.8	463.3	466.3	474.5	490.8	498.5	518.3	529.1	519.3	497.9	529.0	547.2	543.0	535.0	537.6	527.5	538.4	546.7	579.8	573.5	550.1	610.8	11.4%	1.1%	15.1%	
		26.1	31.9	37.5	39.8	46.2	55.0	59.4	66.5	78.2	80.3	93.3	97.0	105.8	118.6	125.8	134.8	144.4	153.2	152.5	153.8	173.4	184.0	195.3	205.0	212.6	218.4	234.3	241.1	3.2%	4.6%	6.0%	
		3.0	3.0	3.1	2.9	2.8	3.0	3.0	2.6	2.2	1.5	1.0	1.4	1.4	4.5	6.5	6.9	7.1	6.3	6.3	7.1	7.5	7.3	9.9	11.4	14.6	19.5	18.5	17.1	-7.3%	10.5%	0.4%	
		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
		5.7	8.8	8.8	8.8	9.0	8.3	9.1	9.0	8.3	9.5	10.4	11.7	11.8	10.7	12.1	11.8	14.0	15.9	17.5	17.8	17.9	20.3	21.1	21.0	21.2	23.3	22.1	25.1	13.5%	4.7%	0.6%	
		2.7	3.3	3.6	4.2	4.4	4.7	7.7	8.4	8.8	9.5	8.6	10.8	12.2	13.4	13.5	16.4	18.1	19.7	21.1	21.3	23.0	22.9	23.4	25.0	25.0	25.9	26.5	28.5	14.2%	5.0%	0.7%	
		14.0	14.0	9.7	10.4	11.2	12.9	11.3	10.5	11.5	13.1	15.7	17.9	17.8	19.3	20.7	21.3	25.4	28.9	33.6	35.3	38.4	43.4	41.4	41.2	40.7	41.9	38.9	40.0	3.1%	3.3%	1.0%	
		40.6	40.8	42.2	44.3	44.5	43.9	47.3	51.0	53.9	57.1	62.4	67.7	69.8	70.7	76.4	74.5	83.3	87.6	94.4	95.0	97.3	99.2	105.3	109.3	112.1	111.2	113.1	117.3	4.0%	3.0%	2.9%	
		22.1	24.2	26.5	28.3	29.6	30.6	30.6	31.5	35.5	35.9	39.2	41.0	42.3	47.9	58.0	57.6	59.3	61.6	63.9	64.7	63.4	71.5	71.9	72.5	71.2	71.0	89.6	69.4	♦	1.2%	1.7%	
		9.7	10.4	10.8	12.9	14.4	14.7	14.8	15.3	16.2	17.5	16.7	17.3	18.3	19.5	20.7	22.4	25.6	22.1	20.6	21.3	20.9	22.5	23.1	23.2	22.0	23.2	23.2	24.3	4.9%	0.9%	0.6%	
		124.0	136.3	142.2	150.3	162.2	173.0	183.3	194.8	214.6	225.3	248.4	266.3	281.9	306.0	337.1	346.9	380.5	398.5	411.0	423.4	447.4	479.3	501.2	516.8	529.9	544.2	556.9	575.4	3.6%	3.7%	14.3%	
		18.8	20.2	20.8	19.4	20.1	20.5	19.1	19.7	19.5	20.6	21.2	22.4	22.8	23.4	24.4	26.2	25.3	26.8	29.9	32.1	36.1	37.9	37.9	38.6	39.5	43.4	45.1	43.6	45.8	5.4%	5.5%	1.1%
		11.6	12.1	12.5	12.9	13.2	15.8	19.3	23.6	25.5	28.6	30.5	30.4	35.1	36.9	39.3	40.9	43.4	47.8	50.6	49.5	46.2	46.0	49.4	55.9	59.6	59.0	58.3	61.9	6.4%	2.6%	1.5%	
		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
		1.3	1.3	1.1	0.9	0.9	1.2	1.1	1.4	1.4	1.1	2.4	3.5	3.7	3.8	3.9	3.3	4.1	4.3	4.4	4.1	4.3	4.3	4.3	3.7	4.0	4.4	4.3	4.0	3.9	-2.7%	-1.0%	0.1%
		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
		0.6	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.6	0.8	0.9	2.2	2.1	2.1	2.0	2.1	1.8	2.9	3.0	3.7	4.1	4.0	4.3	5.5	5.5	5.5	5.1	5.1	5.3	6.1	16.5%	7.5%	0.2%
		4.2	4.7	5.8	5.6	6.9	5.0	7.3	9.2	11.1	11.6	11.1	11.5	10.0	12.5	11.6	8.7	8.5	12.2	12.9	12.7	16.0	23.8	21.1	22.0	23.5	24.2	25.9	28.0	8.5%	8.6%	0.7%	
		6.7	7.1	7.6	7.9	8.1	7.2	8.2	8.8	8.7	8.4	10.7	10.1	9.4	10.3	11.0	11.7	12.3	10.1	10.9	12.3	11.3	13.4	15.7	14.8	14.8	14.0	13.5	15.3	13.5%	4.2%	0.4%	

Natural Gas Consumption*	Billion cubic metres	Growth rate per annum																								Share							
		2021	2020	2019	2018	2017	2016	2015	2014	2013	2012	2011	2010	2009	2008	2007	2006	2005	2004	2003	2002	2001	2000	1999	1998		1997	1996	1995	1994			
Middle East	Oman	2.7	3.3	3.6	4.2	4.4	4.7	7.7	8.4	8.8	9.5	8.6	10.8	12.0	12.2	13.4	13.5	16.4	18.1	19.7	21.3	23.0	22.9	23.4	25.0	25.0	25.9	29.5	14.2%	5.0%	0.7%		
	Qatar	14.0	14.0	9.7	10.4	11.2	12.9	11.3	10.5	11.5	13.1	15.7	17.9	17.8	19.3	20.7	21.3	25.4	28.9	33.6	35.3	38.4	43.4	41.4	41.2	40.7	41.9	38.9	40.0	3.1%	3.3%	1.0%	
	Saudi Arabia	40.6	40.8	42.2	43.1	44.5	43.9	47.3	51.0	53.9	57.1	62.4	67.7	69.8	70.7	76.4	74.5	83.3	87.6	94.4	95.0	97.3	99.2	105.3	109.3	112.1	111.2	113.1	117.3	4.0%	3.0%	2.9%	
	United Arab Emirates	22.1	24.2	26.5	28.3	29.6	30.6	30.6	31.5	35.5	36.9	39.2	41.0	42.3	47.9	58.0	57.6	59.3	61.6	63.9	64.7	63.4	71.5	71.9	72.5	71.2	71.0	69.6	69.4	♦	12%	1.7%	
	Other Middle East	9.7	10.4	10.8	12.9	14.4	14.7	14.8	15.3	16.2	17.5	16.7	17.3	18.9	19.5	20.7	22.4	25.6	22.1	20.6	21.3	20.9	22.5	23.1	23.2	22.0	23.2	23.2	24.3	4.9%	0.9%	0.6%	
	Total Middle East	124.0	136.3	142.2	150.3	162.2	173.0	183.3	194.8	214.6	225.3	248.4	266.3	281.9	306.0	337.1	346.9	380.5	398.5	411.0	423.4	447.4	479.3	501.2	516.8	529.9	544.2	556.9	575.4	3.6%	3.7%	14.3%	
	Africa	Algeria	18.8	20.2	20.8	19.4	20.1	20.5	19.1	19.7	19.5	20.6	21.2	22.4	22.8	23.4	24.4	26.2	25.3	26.8	29.9	32.1	36.1	37.9	38.6	39.5	43.4	45.1	43.6	45.8	5.4%	5.5%	1.1%
		Egypt	11.6	12.1	12.5	12.9	13.2	15.8	19.3	23.6	25.5	28.6	30.5	30.4	35.1	36.9	39.3	40.9	43.4	47.8	50.6	49.5	46.2	46.0	49.4	55.9	59.6	59.0	58.3	61.9	6.4%	2.6%	1.5%
		Morocco	♦	♦	♦	♦	♦	♦	♦	♦	♦	♦	♦	♦	♦	♦	♦	♦	♦	♦	♦	♦	♦	♦	♦	♦	♦	♦	♦	♦	♦	♦	♦
		South Africa	1.3	1.3	1.1	0.9	0.9	1.2	1.1	1.4	1.4	1.1	2.4	3.5	3.7	3.8	3.9	3.3	4.1	4.3	4.4	4.3	4.3	4.3	3.7	4.0	4.4	4.3	4.0	3.9	4.0	3.9	-2.7%
Eastern Africa		♦	♦	♦	♦	♦	♦	♦	♦	♦	♦	♦	♦	♦	♦	♦	♦	♦	♦	♦	♦	♦	♦	♦	♦	♦	♦	♦	♦	♦	♦	♦	
Middle Africa		0.6	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.6	0.8	0.9	2.2	2.1	2.1	2.0	2.1	1.8	2.9	3.0	3.7	4.1	4.0	4.3	5.5	5.5	5.1	5.3	6.1	16.5%	7.5%	0.2%		
Western Africa		4.2	4.7	5.8	5.6	6.9	5.0	7.3	9.2	11.1	11.6	11.1	11.5	10.0	12.5	11.6	8.7	8.5	12.2	12.9	12.7	16.0	23.8	21.1	22.0	23.5	24.2	25.9	28.0	8.5%	8.6%	0.7%	
Other Northern Africa		6.7	7.1	7.6	7.9	8.1	7.2	8.2	8.8	8.7	8.4	10.7	10.1	9.4	10.3	11.0	11.7	12.3	10.1	10.9	12.3	11.3	13.4	15.7	14.8	14.8	14.0	13.5	15.3	13.5%	4.2%	0.4%	
Other Southern Africa		♦	♦	♦	♦	♦	♦	♦	♦	♦	♦	♦	♦	♦	♦	♦	♦	♦	♦	♦	♦	♦	♦	♦	♦	♦	♦	♦	♦	♦	♦	♦	♦
Total Africa		43.2	46.1	48.4	47.4	49.9	50.4	55.7	63.5	67.1	71.2	78.3	80.8	84.3	90.0	93.5	94.1	98.1	106.1	114.7	117.0	120.2	132.5	137.0	144.9	154.4	155.0	153.6	164.4	7.3%	4.5%	4.1%	
Asia Pacific	Australia	19.2	19.3	19.5	19.1	19.7	20.2	20.6	22.2	22.8	23.0	23.5	23.3	25.9	29.0	28.5	29.1	31.7	32.8	33.0	34.7	37.2	38.8	37.9	37.1	36.8	43.9	43.1	39.4	-8.3%	1.9%	1.0%	
	Bangladesh	6.1	6.7	7.2	7.1	7.7	8.4	9.1	10.1	10.7	11.5	12.3	13.3	14.4	15.3	16.4	18.7	19.3	19.6	21.3	22.0	23.0	25.9	26.5	26.6	27.4	30.9	29.9	31.1	4.3%	4.7%	0.8%	
	China	17.7	17.9	18.7	19.8	20.4	21.7	24.7	27.6	29.4	34.2	40.0	47.0	57.8	71.1	81.9	90.2	108.9	135.2	150.9	171.9	188.4	194.7	209.4	241.3	283.9	308.4	336.6	378.7	12.8%	10.9%	9.4%	
	China Hong Kong SAR	-	♦	1.9	3.0	2.8	3.1	2.8	2.7	1.7	2.5	2.5	2.5	2.8	2.6	3.0	2.9	3.6	2.9	2.6	2.5	2.4	3.0	3.1	3.1	3.0	3.1	4.9	4.8	4.8	-2.1%	5.4%	0.1%
	India	15.9	18.1	19.7	21.5	23.5	24.1	25.4	25.4	26.6	28.4	30.7	34.3	35.9	38.8	40.0	49.1	59.0	60.3	55.7	48.0	48.5	47.8	50.8	53.6	58.0	59.2	60.5	62.2	3.1%	0.3%	1.5%	
	Indonesia	27.1	28.6	29.7	31.0	29.9	32.5	33.0	34.1	37.1	39.6	36.2	36.4	37.1	34.6	39.7	42.1	44.0	42.7	43.0	44.5	44.0	45.8	44.6	43.2	44.5	44.0	37.5	37.1	-0.9%	-1.4%	0.9%	
	Japan	59.6	60.6	64.7	67.1	69.2	72.6	75.7	77.7	76.0	83.5	80.6	82.7	88.6	95.4	99.1	92.5	99.9	112.0	123.2	123.5	124.8	118.7	116.4	117.0	115.7	108.1	104.1	103.6	-0.2%	-0.8%	2.8%	
	Malaysia	13.0	13.5	16.3	20.2	20.4	23.3	28.8	27.7	28.1	30.3	32.7	37.4	38.9	40.4	43.5	40.0	38.0	38.3	42.0	44.6	44.7	46.8	45.0	45.0	44.7	45.2	38.3	41.1	7.5%	0.7%	1.0%	
	New Zealand	4.7	4.5	5.1	5.5	4.8	5.5	5.9	6.2	5.9	4.5	4.1	3.8	3.8	4.2	3.9	4.0	4.4	4.0	4.5	4.7	5.2	4.8	4.8	5.0	4.5	4.8	4.6	3.9	-14.9%	-0.4%	0.1%	
	Pakistan	12.7	13.0	14.2	14.1	14.9	17.0	18.0	19.0	20.5	25.6	30.7	32.6	33.3	33.8	34.6	34.7	35.3	35.3	36.6	35.6	35.0	36.5	38.7	40.7	43.6	44.5	41.2	44.8	9.1%	2.4%	1.1%	
Other Asia Pacific	Philippines	♦	♦	♦	♦	♦	♦	♦	♦	♦	♦	♦	♦	♦	♦	♦	♦	♦	♦	♦	♦	♦	♦	♦	♦	♦	♦	♦	♦	♦	♦	♦	
	Singapore	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.7	4.4	4.7	5.1	6.2	6.2	8.1	8.1	8.7	9.2	8.3	8.3	8.9	10.0	10.4	11.6	11.9	12.3	12.3	12.5	12.6	13.4	6.3%	4.9%	0.3%	
	South Korea	8.0	9.6	12.7	15.5	14.5	17.6	19.8	21.8	24.2	25.3	29.7	31.8	33.5	36.3	37.3	35.5	45.0	48.4	52.5	55.0	50.0	45.6	47.6	49.8	57.8	56.0	57.5	62.5	9.0%	2.6%	1.5%	
	Sri Lanka	♦	♦	♦	♦	♦	♦	♦	♦	♦	♦	♦	♦	♦	♦	♦	♦	♦	♦	♦	♦	♦	♦	♦	♦	♦	♦	♦	♦	♦	♦	♦	
	Taiwan	3.9	4.3	4.4	5.2	6.2	6.3	6.8	7.3	8.2	8.4	10.2	10.3	11.1	11.7	12.8	12.5	15.5	17.0	17.9	17.9	18.9	20.2	21.0	23.2	23.7	23.3	24.9	27.3	10.0%	4.8%	0.7%	
	Thailand	10.2	10.6	12.3	15.4	16.5	18.3	21.2	24.6	26.7	28.4	29.8	32.1	33.0	35.2	36.9	38.1	43.2	44.3	48.6	48.9	49.9	51.0	50.6	50.1	50.0	50.9	46.9	47.0	0.6%	0.6%	1.2%	
	Vietnam	0.2	0.1	0.3	0.5	0.9	1.3	1.5	1.9	2.3	2.3	4.0	6.2	6.8	6.8	7.2	7.7	9.1	8.2	9.0	9.4	9.9	10.3	10.2	9.5	9.7	9.8	8.8	7.1	-19.2%	-1.4%	0.2%	
	Other Asia Pacific	3.2	4.0	3.7	4.1	3.6	3.6	3.6	3.6	3.3	4.5	4.7	5.1	5.5	6.2	6.1	5.3	6.5	6.9	8.5	8.2	9.7	10.9	10.4	10.7	10.8	11.3	11.6	11.0	-4.7%	4.8%	0.3%	
Total Asia Pacific	202.8	212.4	231.9	250.7	256.4	276.9	298.3	316.6	330.9	358.8	380.1	408.0	439.3	473.1	503.5	515.4	575.2	620.1	662.0	685.7	705.5	715.7	732.7	772.0	830.5	860.4	866.9	918.3	6.2%	4.0%	22.7%		
Total World	2039.0	2110.4	2215.9	2203.0	2243.4	2307.2	2399.4	2451.7	2503.0	2573.0	2672.1	2743.8	2816.1	2931.5	3002.1	2940.1	3158.9	3234.0	3319.4	3375.0	3394.4	3476.9	3556.1	3652.9	3835.6	3906.3	3845.6	4037.5	5.3%	2.2%	100.0%		
of which: OECD	1117.0	1178.8	1238.2	1251.2	1259.8	1294.6	1347.5	1336.2	1387.7	1386.3	1409.2	1423.3	1426.8	1480.1	1502.8	1458.8	1552.9	1546.9	1583.2	1616.1	1590.7	1623.5	1656.1	1677.8	1762.6	1803.0	1758.6	1794.9	2.3%	1.5%	44.5%		
Non-OECD	921.9	931.6	977.7	951.8																													

[illegible]

Natural Gas: Tr

Billion cubic metres To	From																						
	US	Peru	Trinidad & Tobago	Other Americas*	Norway	Other Europe*	Russian Federation	Oman	Qatar	Arab Emirates	Yemen	Algeria	Angola	Egypt	Nigeria	Other Africa	Australia	Buruni	Indonesia	Malaysia	Papua New Guinea	Other Asia Pacific*	
Canada	†	0.1	0.8	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Mexico	0.4	-	0.1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.4	-	-	
US	-	-	0.6	†	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
North America	0.4	0.1	1.3	†	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.4	-	-	
Argentina	2.2	-	0.1	-	-	-	-	-	1.4	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Brazil	8.7	-	0.3	-	-	0.1	-	-	0.9	-	-	-	-	0.1	-	0.1	-	-	-	-	-	-	
Chile	3.4	-	0.7	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.4	†	-	-	-	-	-	
Other S. & Cent. America	2.5	-	2.8	0.8	-	0.3	-	-	†	-	-	-	-	-	†	†	-	-	-	-	-	†	
S. & Cent. America	18.8	-	3.8	0.8	-	0.4	-	-	2.3	-	-	-	-	0.1	†	0.1	0.4	†	-	-	-	†	
Belgium	0.2	-	-	-	-	-	1.9	-	3.2	-	-	-	0.1	-	0.1	-	-	-	-	-	-	-	
France	4.3	0.1	-	0.1	-	-	4.7	-	0.7	-	-	-	4.5	-	0.2	3.5	-	-	-	-	-	-	
Italy	1.0	-	0.2	-	-	0.1	-	-	8.5	-	-	-	1.3	-	0.3	0.3	-	-	-	-	-	-	
Spain	5.8	0.1	1.1	-	-	0.1	3.3	-	2.4	-	-	-	2.1	0.4	0.4	4.3	0.8	0.1	-	-	-	†	
Turkey	4.5	-	0.2	-	-	†	-	-	0.3	-	-	-	8.1	-	1.3	1.5	-	-	-	-	-	-	
United Kingdom	4.0	0.8	0.2	-	-	0.1	3.0	-	6.0	-	-	-	0.7	-	0.1	-	-	-	-	-	-	-	
Other European Union	11.1	0.3	0.8	†	0.2	0.4	4.4	-	3.5	-	-	-	0.8	0.4	0.3	3.4	0.2	-	-	-	-	-	
Rest of Europe	30.8	1.3	2.4	0.1	0.2	0.8	17.4	-	22.5	-	-	-	15.4	0.8	2.5	13.0	1.0	0.1	-	-	-	†	
Europe	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Egypt	-	-	-	-	-	0.3	-	-	-	-	0.3	-	0.1	0.1	0.4	1.3	0.1	-	-	-	-	0.1	
United Arab Emirates	-	-	-	-	-	-	-	0.4	3.8	0.3	-	-	0.1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Other Middle East & Africa	0.2	-	-	-	-	-	-	-	1.4	-	-	-	-	0.1	-	0.2	-	-	-	-	-	-	
Middle East & Africa	1.2	-	0.2	-	-	0.3	-	0.4	5.0	0.3	-	-	0.1	0.2	0.4	1.5	0.1	-	-	-	-	0.1	
China	12.4	0.2	0.6	†	-	0.5	6.2	2.2	12.3	1.0	-	-	0.3	0.6	1.7	2.1	1.4	43.6	0.9	6.6	11.7	4.5	
India	5.6	-	0.4	-	-	0.6	0.6	1.7	13.6	4.9	-	-	0.1	1.4	1.5	2.0	0.8	0.4	-	-	0.1	-	
Japan	9.6	0.7	-	-	-	0.2	8.8	2.6	12.3	1.8	-	-	-	-	0.3	1.2	0.4	36.3	5.8	2.6	13.9	4.8	
Malaysia	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.1	-	2.1	0.3	-	-	0.2	
Pakistan	1.2	-	-	-	-	0.2	-	†	8.1	0.3	-	-	-	0.8	1.1	0.2	0.1	-	-	-	-	-	
Singapore	0.7	-	-	-	-	-	0.1	-	0.2	-	-	-	-	0.3	0.3	0.1	0.2	3.0	-	0.1	0.1	-	
South Korea	12.1	1.2	0.1	-	-	0.2	3.9	6.3	16.1	0.4	-	-	-	0.2	0.3	0.9	0.4	12.9	0.3	3.3	5.3	0.3	
Taiwan	2.4	-	0.2	-	-	-	2.6	0.6	6.5	0.1	-	-	-	-	0.3	0.8	0.3	8.8	0.1	1.6	0.7	2.0	
Thailand	0.5	-	0.3	-	-	0.1	-	0.3	3.6	-	-	-	-	0.2	-	1.2	0.3	1.0	0.3	-	1.5	-	
Other Asia Pacific	1.2	-	-	-	-	0.4	0.1	-	4.1	-	-	-	0.2	0.2	0.6	0.2	0.2	0.1	-	0.1	0.2	-	
Asia Pacific	45.8	2.1	1.6	†	-	2.2	22.2	13.8	76.9	8.5	-	-	0.8	3.5	6.1	8.7	3.9	108.0	7.6	14.3	33.5	11.5	
Total exports	95.0	3.5	9.1	0.7	0.2	3.6	39.6	14.2	106.8	8.8	-	-	16.1	4.7	9.0	23.3	5.4	108.1	7.6	14.6	33.5	11.5	

Natural gas: LNG exports	Contents																
	Billion cubic metres																
	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	Growth rate per annum		Share	
US	0.8	15	1.8	0.8	0.2	0.4	0.7	4.0	17.1	28.6	47.4	61.3	95.0	55.4%	49.1%	18.4%	
Peru	-	1.9	5.2	5.1	5.7	5.7	5.0	5.5	5.5	4.8	5.3	5.0	3.5	-31.1%	-4.0%	0.7%	
Trinidad & Tobago	19.5	19.6	18.2	18.3	18.4	17.6	16.4	14.3	13.5	16.6	17.1	14.3	9.1	-35.9%	-6.7%	1.8%	
Other Americas*	-	-	0.1	0.5	0.1	0.2	†	0.6	0.3	0.1	0.1	0.5	0.7	31.6%	24.0%	0.1%	
Total Americas	20.3	22.9	25.2	24.7	24.3	23.9	22.1	24.5	36.5	50.1	69.9	81.2	108.3	33.8%	15.7%	21.0%	
Russia	6.8	13.5	14.3	14.3	14.5	13.6	14.6	14.6	15.4	24.9	39.1	41.8	39.6	-4.9%	10.7%	7.7%	
Norway	3.1	4.6	4.4	4.6	3.8	4.6	5.6	6.1	5.4	6.8	6.9	4.3	0.2	-95.9%	-27.5%	‡	
Other Europe*	0.2	0.5	1.7	3.6	5.2	8.4	5.4	4.5	2.5	5.0	1.9	2.7	3.6	32.2%	7.8%	0.7%	
Total Europe & CIS	10.2	18.6	20.4	22.4	23.5	26.6	25.6	25.3	23.4	36.7	47.9	48.8	43.4	-10.8%	7.8%	8.4%	
Oman	11.8	11.7	11.0	11.1	11.5	10.6	10.2	11.0	11.4	13.6	14.1	13.2	14.2	7.7%	2.6%	2.7%	
Qatar	51.8	77.8	100.7	104.0	105.8	103.6	105.6	107.3	103.6	104.9	105.8	106.5	106.8	0.6%	0.6%	20.7%	
United Arab Emirates	7.8	8.7	8.3	8.1	7.9	8.6	7.6	7.7	7.3	7.4	7.7	7.6	8.8	15.4%	0.6%	1.7%	
Yemen	0.4	5.5	8.8	7.1	9.9	9.4	1.9	-	-	-	-	-	-	-100.0%	-	-	
Total Middle East	71.8	103.8	128.7	130.3	135.2	132.2	125.4	126.0	122.3	125.9	127.5	127.3	129.7	2.2%	0.1%	25.1%	
Algeria	21.4	19.5	16.7	14.9	15.0	17.4	16.6	15.5	16.4	13.1	16.8	14.6	16.1	10.5%	-0.4%	3.1%	
Angola	-	-	-	-	0.4	0.4	-	0.9	5.0	5.2	5.8	6.1	4.7	-23.0%	-	0.9%	
Egypt	13.1	10.0	9.0	6.9	3.9	0.4	-	0.8	1.2	2.0	4.7	1.8	9.0	400.3%	‡	1.7%	
Nigeria	16.1	24.1	25.7	27.9	22.5	26.1	26.9	24.6	28.3	27.8	28.8	28.4	23.3	-17.7%	-1.0%	4.5%	
Other Africa	5.4	5.3	5.0	4.6	5.2	5.0	5.0	4.4	4.8	5.4	5.6	5.1	5.4	6.0%	0.8%	1.0%	
Total Africa	56.0	58.8	56.4	54.2	47.0	49.5	48.5	46.2	55.7	53.5	61.6	56.0	58.5	4.7%	0.4%	11.3%	