

UNIVERSITE KASDI MERBAH OUARGLA

FACULTE DES MATHÉMATIQUES ET DES SCIENCES DE LA MATIÈRE

DEPARTEMENT DE PHYSIQUE



Mémoire : MASTER ACADEMIQUE

Spécialité : Physique énergétique et énergie renouvelable

Option : Énergie renouvelable

Thème

**Faisabilité de transformation du réseau gazoduc
algérien en réseau de transport d'hydrogène**

Présenté par :

NADJIA NOUR EL IMANE

Devant le jury composé de :

| | | |
|-----------------------|------------|-------------------------|
| Dr. MOHCENE Hocine | Présidente | U. Kasdi Merbah Ouargla |
| Dr. NEGROU Belkhir | Examineur | U. Kasdi Merbah Ouargla |
| Pr. SETTOU Noureddine | Encadreur | U. Kasdi Merbah Ouargla |

Année universitaire : 2019/2020

Remerciements

Avant tout, nous remercions **ALLAH**, le Tout Puissant, de nous avoir donné le
Courage et la volonté pour accomplir ce travail.

Nos vifs remerciements vont d'abord à notre encadreur, le professeur **SETTOU
Noureddine**, pour son suivi, son soutien et conseils judicieux tout au long de ce
mémoire.

Nous remercions infiniment monsieur **MOHCENE Hocine**, de l'université Kasdi
Merbah Ouargla Faculté des mathématiques et sciences de la matière, d'avoir fait
l'honneur de présider notre jury de mémoire.

Nos meilleurs remerciements vont au docteur **NEGROU Belkhir**, de l'université
Kasdi Merbah Ouargla Faculté des mathématiques et sciences de la matière, d'avoir
accepté d'examiner ce travail.

Nos sincères reconnaissances à tous ceux qui nous ont aidés de près ou de loin à
réaliser ce travail.

Dédicace

Je dédie ce modeste travail :

A mes parents (Abd el-Waheb et Manssouri Messaouda)

Pour leur amour inestimable, leur confiance, leur soutien, leurs sacrifices et toutes les

Valeurs qu'ils ont su m'inculquer.

À mon mari qui m'a soutenu et encouragé

À mes frères Houssame, Taher et Saide.

À ma sœur Oum Kaltoum qui m'a soutenu et encouragé durant toute ma vie

À toutes ma famille

A notre Co- Encadreur Messaoudi Djilali pour toute de m'avoir donné le courage

Et la volonté pour accomplir ce travail de recherche

À tous mes amis particuliers Hana et Nedjoua,

Djahida, Hibatellah,

À tous mes enseignants chacun avec son nom.

NADjia nour el Imane

Sommaire

| | |
|---|----|
| 1. Introduction Générale | 2 |
| Chapter 1: Contexte Energétique | 5 |
| 2. introduction..... | 6 |
| 3. Contexte énergétique : Mondiale, Régional et National..... | 6 |
| 3.1. Contexte énergétique : Mondiale..... | 6 |
| 3.2. Contexte énergétique national..... | 11 |
| 4. L'union européenne et le gaz naturel : les enjeux de la sécurité d'approvisionnement | 16 |
| 4.1. Marché européen du gaz naturel | 16 |
| 4.2. Structure de la concurrence sur la chaîne du gaz naturel du marché européen | 16 |
| 4.3. Modes d'approvisionnements du marché européen..... | 16 |
| 4.4. Ouverture du marché européen du gaz naturel | 17 |
| .5 Secteur du gaz naturel en Algérie..... | 17 |
| .5.1 Evaluation du secteur du gaz naturel en Algérie | 17 |
| 5.2. Exportations de gaz naturel et tendances de la stratégie gazière algérienne..... | 19 |
| 5.3. Evaluation du réseau algérien de gazoducs | 21 |
| 6. Corridors d'approvisionnement de l'Europe en gaz algérien..... | 23 |
| 6.1. Réseau de transport par gazoduc existant entre l'Algérie et l'Europe..... | 23 |
| 6.2. Nouvelles routes vers l'Europe..... | 24 |
| 7. Hydrogène comme un vecteur énergétique | 26 |
| 8. Techniques de production d'hydrogène | 26 |
| 9. Techniques de stockage de l'hydrogène..... | 26 |
| 10. Options de transport de l'hydrogène. | 27 |
| 10.1. Transport par canalisation..... | 27 |
| 10.2. Transport ferroviaire..... | 28 |
| 10.3. Transport maritime..... | 28 |
| 10.4. Transport routier..... | 28 |
| 11. Co-transport de l'hydrogène dans le réseau de gaz naturel..... | 29 |
| 12. Conclusion..... | 29 |
| Chapter 2: Conception de réseaux de distribution d'hydrogène | 1 |
| 1. Introduction | 31 |
| 2. Différences entre les propriétés de l'hydrogène et du gaz naturel : | 31 |
| 3. Effet de l'hydrogène sur le réseau de gaz naturel : | 33 |
| 3.1. Sécurité de la transmission..... | 36 |

Sommaire

| | |
|--|----|
| 3.2. Sécurité des pipelines..... | 36 |
| 3.3. Gestion de la qualité du gaz | 36 |
| 3.4. Performances des appliances des utilisateurs finaux | 36 |
| 3.5. Capacité énergétique du système de livraison | 36 |
| 3.6. Pertes de gaz et d'énergie | 37 |
| 4. Formulation mathématique aux mélanges hydrogène-gaz naturel | 37 |
| 4.1. Équations de pertes de charge | 37 |
| 4.2. Calcul des coûts d'un pipeline de transport | 38 |
| 4.3. Modèle mathématique proposé | 39 |
| 4.4. Approche proposée | 39 |
| 4.5. Hydraulique du gazoduc | 39 |
| 5. Conclusions | 41 |

Liste des figures

| | |
|--|----|
| Figure 1: Répartition des réserves prouvées de pétrole, gaz naturel et de charbon en 2015..... | 7 |
| Figure 2: Evolution de la production d'énergie primaire Mtep par source..... | 9 |
| Figure 3: Evolution de la production d'énergie primaire en Mtep par type de source d'énergie..... | 9 |
| Figure 4: Répartition de la consommation d'énergie primaire pour 2017 | 10 |
| Figure 5: Réserves et production du gaz naturel en Algérie de 1980 à 2012..... | 12 |
| Figure 6: Réseau de transport et de distribution de gaz, | 13 |
| Figure 7: Réseaux gazoduc à travers la Méditerranée et le Sahara. | 14 |
| Figure 8: Techniques de stockage de l'hydrogène. | 27 |

Liste des tableaux

| | |
|--|----|
| Tableau 1: Réserves d'énergies primaires fossiles. | 7 |
| Tableau 2: Gazoducs liant l'Algérie à ses clients européens | 14 |
| Tableau 3: Données techniques du GPDF..... | 24 |
| Tableau 4: Comparaison entre les propriétés physiques de l'hydrogène et du méthane en tant que principal constituant du gaz naturel. | 32 |

Nomenclature

| | |
|------------------|--|
| BP | British Petroleum |
| CEA | Commissariat à l'Energie Atomique |
| GNL | Gaz Naturel Liquéfié |
| GPL | Gaz de Pétrole Liquéfié |
| IEA | Agence Internationale de l'Energie |
| OPEP | Organisation des Pays Exportateurs de Pétrole |
| PIB | Produit Intérieur Brut |
| PPIAF | Public Private Infrastructure Advisory Facility |
| UE | l'union européenne |
| Sonatrach | Société nationale de transport et de commercialisation des hydrocarbures |
| Sonelgaz | Société Nationale de l'Electricité et du Gaz |
| Tep | tonne équivalent pétrole tep tonne équivalent pétrole |

Introduction Générale

Introduction Générale

Le développement économique et la croissance de la population mondiale, qui pourrait atteindre neuf milliards d'êtres humains en 2050, génèrent de nouveaux besoins de services énergétiques. Selon l'Agence Internationale de l'Energie (IEA, 2015) la consommation mondiale d'énergie finale pourrait croître, si les tendances actuelles se poursuivaient, de 50 % d'ici à 2035. Dans cette projection, 80 % des énergies utilisées à l'horizon 2030 seraient d'origine fossile.

En Algérie, la consommation énergétique nationale repose quasi entièrement sur les ressources fossiles. Les énergies renouvelables occupent une place très marginale dans le bilan énergétique. La production d'électricité provient presque totalement du gaz naturel et absorbe 40% environ de la consommation de cette énergie primaire. La consommation nationale d'énergie ne cesse de croître et pourrait atteindre 100 Mtep en 2030 (ME, 2016). Les hydrocarbures sont les richesses principales de l'Algérie. En 2017, les réserves prouvées de gaz naturel ont été de 4.3 Trillion de m³, alors que les réserves de pétrole sont estimées à 1.5 milliards de tonnes. Ces réserves peuvent être épuisées pendant 21 années pour le pétrole et plus de 50 années pour le gaz naturel.

La consommation d'énergie concerne aussi l'avenir de notre planète confrontée au réchauffement climatique du fait de l'augmentation des émissions de gaz à effet de serre.

Le changement climatique menace particulièrement l'agriculture, les ressources en eau et la santé. En 2014, selon les estimations de BP, les émissions de CO₂ liées à la combustion des énergies fossiles ont atteint 131 MtCO₂ (BP, 2016). Près de 75% des émissions proviennent du secteur des industries de l'énergie et des transports.

Après cette consommation massive, la diminution des stocks et des matières fossiles, et les atteintes à l'environnement qui en résultent, il faut trouver des alternatives, représentées par des énergies renouvelables au potentiel très importants qui minimiser la consommation de carburant et d'atténuation des émissions de CO₂.

L'Algérie a engagé un certain nombre de plans et d'initiatives visant notamment à diversifier l'économie, renforcer la sécurité énergétique, protéger l'environnement, développer des filières vertes et promouvoir les territoires. Le pays est favorable à une transition progressive vers une économie verte qui tienne compte de ses priorités et particulièrement de la question cruciale de la transition énergétique (NU, 2016).

Introduction générale

L'hydrogène vert est un atout pour l'Algérie vu son potentiel et les infrastructures dont elle dispose (Mahmah, Harouadi, Benmoussa, & Chader, 2009). Son intégration est un élément clé de la transition énergétique pour réaliser une économie énergétique durable, décarboner les secteurs énergivores et apporter des bénéfices additionnels tels que : la création d'emploi, une réduction de la dépendance énergétique aux carburants fossiles, un impact positif sur l'environnement, ainsi qu'une augmentation de l'usage des énergies renouvelables (Rahmouni, 2018).

L'objectif de ce travail est en premier lieu d'étude de combustible l'hydrogène. Une analyse de la situation énergétique mondiale y est présentée. La production d'hydrogène, ainsi que la méthode de son stockage et leur transport à travers le réseau gazoduc déjà existé et de minimisé le cout d'investissement.

Ce travail est étudié en deux grandes parties. La première partie est consacrée à la mise en contexte liée à la situation et la transition énergétique. Quant à la deuxième, elle décrit les différentes études et contributions scientifiques accomplies dans ce domaine. Ce document comporte deux chapitres dont une brève description est ci-après donnée :

Chapitre 1. Contexte énergétique.

Ce premier chapitre de mise en contexte a pour objectif de donner une image globale et assez générale de l'état actuel des systèmes énergétiques mondiale, régional et particulier en Algérie, en termes de ressource, production, consommation, et d'impacts sur la société et l'environnement.

Le secteur du gaz naturel connaît depuis le milieu des années quatre-vingt des transformations puissantes, initiées par l'ouverture à la concurrence de son marché. Le secteur du gaz naturel connaît depuis le milieu des années quatre-vingt des transformations puissantes, initiées par l'ouverture à la concurrence de son marché. Le secteur du gaz naturel connaît depuis le milieu des années quatre-vingt des transformations puissantes, initiées par l'ouverture à la concurrence de son marché. La situation géographique qui facilite le transport et les liens historiques, rendent les exportations algériennes de gaz naturel comme une vitalité pour les économies européennes. En effet, l'Algérie figure parmi les principaux fournisseurs de gaz naturel pour le marché de l'union européenne (UE). Elle dispose actuellement d'un portefeuille de quatorze clients répartis au sein de dix pays, avec un marché méditerranéen représentant environ 87% du total des ventes. Ces exportations empruntent essentiellement deux voies ; les gazoducs et le GNL.

Puis à la présentation du contexte énergétique du secteur des transports, et particulièrement le secteur de transport gazoduc. Après l'introduction de l'hydrogène comme futur vecteur énergétique,

Introduction générale

mais son développement nécessitera certainement d'importants moyens de transport entre les sites de production et les consommateurs. Un réseau de canalisations de transport/distribution pourrait assurer ce rôle.

Chapitre 2. Conception de réseaux de distribution d'hydrogène. Ce chapitre étudie de faisabilité du déploiement à long terme d'une économie de l'hydrogène s'inscrit ainsi dans le cadre de cette réflexion. Et les modèles mathématiques économique de déploiement de réseaux hydrogène simple et fiable basé sur des hypothèses clairement identifiées et prenant en compte dès son élaboration les spécificités du transport de l'hydrogène en tant qu'énergie.

Finalement, nous terminons ce travail par des conclusions scientifiques et techniques de notre étude qui font l'objet de la conclusion générale.

Chapter 1: Contexte Énergétique

1. Introduction

L'énergies jouent un rôle significatif dans le développement des secteurs technologiques, industriels, économiques et sociaux d'un pays. Ce premier chapitre de mise en contexte a pour objectif de donner une image globale de l'état actuel des systèmes énergétiques à l'échelle mondiale, régional et national. Ce chapitre constitue une étape importante pour une étude L'union européenne et le gaz naturel, puis nous traiterons le secteur du gaz naturel en Algérie ; Evaluation, Exportations et tendances de la stratégie gazière algérienne et en précise l'évaluation du réseau algérien de gazoducs et les corridors d'approvisionnement de l'Europe en gaz algérien. Et non des moindres, dans ce chapitre, nous examinerons l'hydrogène renouvelable qui est compté parmi les solutions clés de la transition énergétique. L'hydrogène : vecteur (source d'énergie propre et réduit les émissions de gaz à l'effet de serre), Techniques de production et stockage et les options de transport. Enfin, nous apprenons à connaître le nouveau terme Co-transport ; le Co-transport de l'hydrogène dans le réseau de gaz naturel.

2. Contexte énergétique : Mondiale, Régional et National

Dans cette partie on donne un bilan énergétique globale mondiale, régional et national. En termes de ressources, de production, de consommation et aussi l'état des infrastructures régionales existantes.

2.1. Contexte énergétique : Mondiale.

Dans ce paragraphe, nous présenterons une image globale de l'état actuel des systèmes énergétiques mondiaux. Par une étude des réserves mondiales de combustibles fossiles (pétrole, charbon et gaz), la demande énergétique, la production d'énergie primaire et finalement consommation d'énergie primaire par forme d'énergie.

2.1.1. Réserves mondiales de combustibles fossiles

Quand on parle de réserves, il s'agit de réserves prouvées et exploitables avec les technologies actuelles. Autrement dit, de quantités dont l'existence est certaine et que l'on pourra extraire. Cela ne désigne donc pas la totalité des quantités existantes dans le sous-sol. En réalité, les estimations des réserves mondiales varient en fonction des découvertes, de l'évolution des techniques et de l'économie qui rend plus ou moins rentable l'exploitation des gisements. Le simple calcul du ratio R/P (réserves prouvées/consommation constatée) conduit à un chiffre qui caractérise la durée de vie des réserves.

Le tableau (1.1) résume la situation en ce qui concerne le pétrole, le gaz naturel et les minéraux solides (charbon, bitumineux et lignite).

Tableau 1.1 : Réserves d'énergies primaires fossiles. (CEA, 2018)

| | Réserves mondiales prouvées | R/P (au rythme actuel de la consommation) (années) |
|--|-----------------------------|--|
| Pétrole (GTep) | 239,3 | 50,2 |
| Gaz naturel (trillions m³) | 193,5 | 52,6 |
| Minéraux solides (milliards tonnes) | 1035 | 134 |

En effet, d'après le Commissariat à l'Énergie Atomique (CEA, 2018), les réserves prouvées de pétrole s'établissent à fin 2017 à plus de 50 ans de production actuelle et ce ratio est assez stable depuis plus de 20 ans : l'augmentation des réserves a globalement couvert la production écoulee et sa croissance. De même, les réserves mondiales de gaz sont dépassées 52 ans de production actuelle et celles de minéraux solides comme le charbon à près de 134 ans de production actuelle.

Par région, d'après le BP Statistical Review of World Energy (BP, 2018), la répartition des réserves mondiales prouvées de pétrole, gaz naturel et de charbon est illustrée sur la figure suivante:

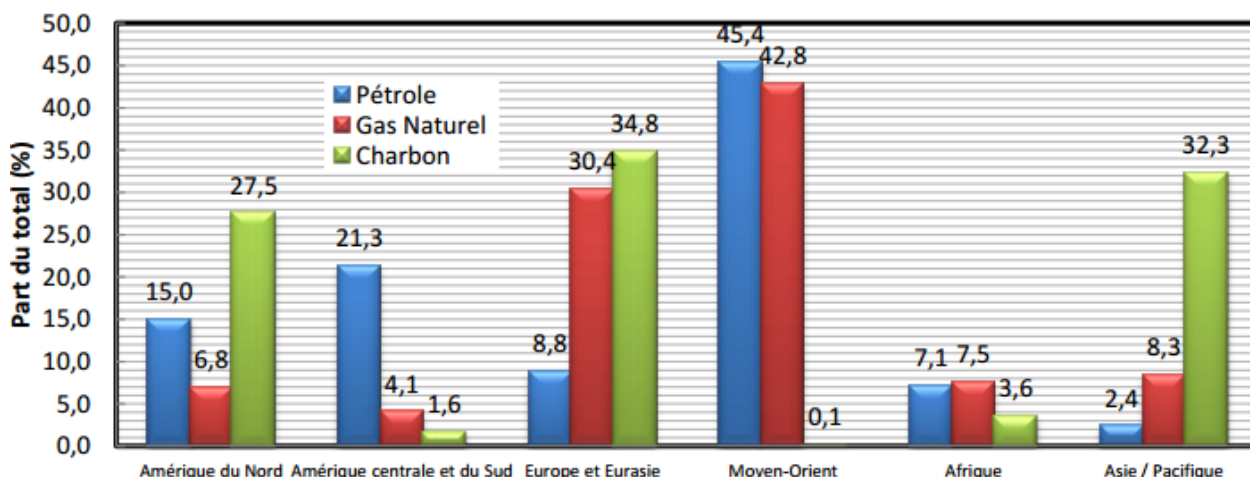


Figure 1: Répartition des réserves prouvées de pétrole, gaz naturel et de charbon en 2015(BP, 2016)

A la fin de 2018, les pays de l'OPEP (Organisation des Pays Exportateurs de Pétrole, en anglais OPEC (Organization of Petroleum Exporting Countries)) possèdent presque des trois quarts des réserves mondiales (71.26%) de pétrole et assurent plus de 42% de la production (supérieure à celle de 2014, quand elle était de 41.25 %) (OPEC, 2018).

Les réserves mondiales prouvées de gaz en 2017 ont légèrement augmenté de 0.4 billion de mètres cubes (Cm^3) ou 0.2% à 193.5 Cm^3 . Cela suffit pour couvrir 52.6 années de production mondiale aux niveaux de 2017. Tandis que la région de la CEI a également ajouté 0.2 Cm^3 aux réserves. Par région, le Moyen-Orient détient les plus grandes réserves prouvées (79.1 Cm^3 , 40.9% du total mondial), suivi de la CEI (59.2 Cm^3 , une part de 30.6%). Les réserves de charbon sont mieux réparties même si elles se situent principalement aux États-Unis (24.2 %), en Russie (15.5%) et en Chine (13.4%). La Chine, qui assure pourtant près de la moitié de la production mondiale de charbon, est devenue importatrice nette, ce qui témoigne de l'importance de ses besoins énergétiques (BP, 2018).

2.1.2. Demande énergétique mondiale

La demande énergétique mondiale est en croissance, elle est satisfaite par une offre très majoritairement carbonée. En 2014, la consommation mondiale d'énergie finale était de 9.717 Gtep (AFHYPAC, 2020) et la consommation d'énergie primaire de 13.51 Gtep (BP, 2018), dont la population mondiale était de 7.6 milliards d'habitants (Prb, 2017) . La différence entre énergie primaire et énergie finale vient d'une part des consommations d'énergie des industries du système de production, transport et distribution de l'énergie (mines, raffineries), des pertes dans le transport (lignes électriques, gazoducs) et surtout des pertes d'énergie liées à la transformation de la chaleur en électricité dans les centrales thermiques (classiques ou nucléaires).

Il est intéressant de connaître la consommation d'énergie primaire et finale sous deux aspects : la consommation d'énergie primaire par produit et la consommation d'énergie finale par produit énergétique et par secteur d'activité.

2.1.3. Production d'énergie primaire dans le monde

La production mondiale d'énergie primaire était en 2017, selon l'Agence Internationale d'énergie (AFHYPAC, 2020) de 13 972 Mtep (millions tonnes équivalent pétrole) (6 101 Mtep en 1973). Pour cette production mondiale les énergies fossiles représentent plus de 80% de cette production (elle se répartissait en 32% de pétrole, 27.1 % de charbon, 22.2% de gaz naturel), le reste de la production

d'énergie provenait du nucléaire (4.9 %), de l'hydroélectricité (2.5%) et des énergies renouvelables (11.3%) (éolienne, solaire, bioénergie, etc.) (Figure (2)).

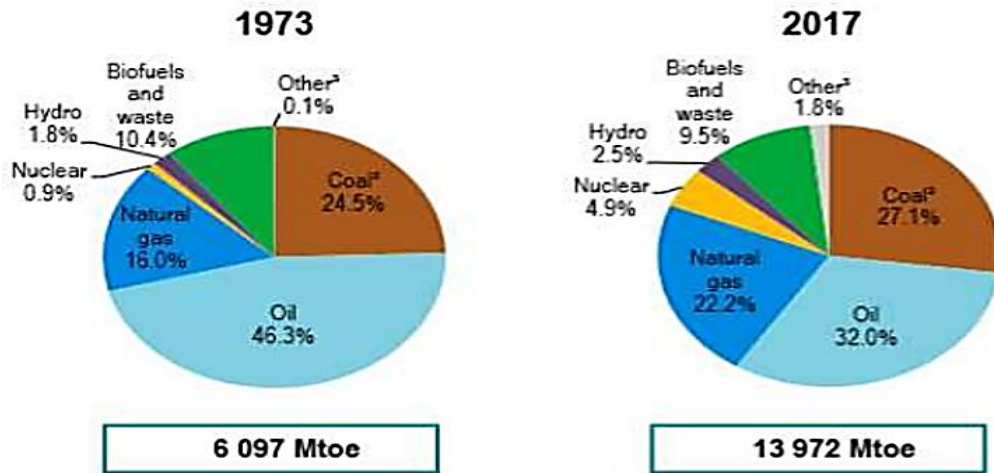


Figure 2: Evolution de la production d'énergie primaire Mtep par source (AFHYPAC, 2020).

Il est intéressant de voir comment cette production d'énergie primaire a évolué dans le temps depuis 1971. La figure (3) montre la croissance, ainsi que la part de chaque source ;

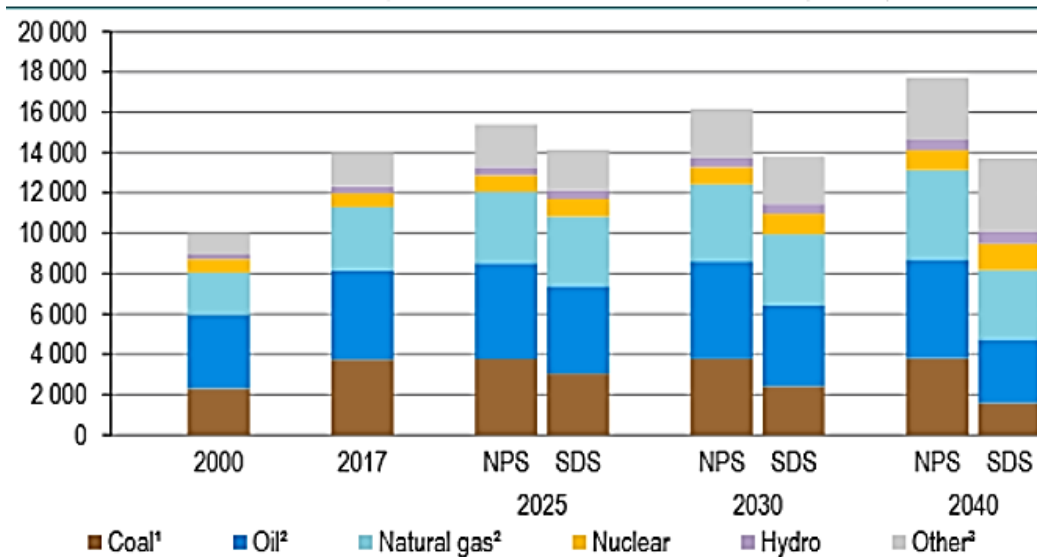


Figure 3: Evolution de la production d'énergie primaire en Mtep par type de source d'énergie (AFHYPAC, 2020).

On observera une augmentation de la part du charbon à partir du début de la première décennie du XXIe siècle. Le début de la première décennie du XXIe siècle. Historiquement, la production mondiale d'énergie a connu une croissance soutenue au cours des 40 dernières années, passant de 1 496 Mtep en 1973 à 3 786 Mtep en 2017. Elle a doublé d'environ 1.5 à 1.7% par an au cours des prochaines décennies, ce qui donne une prévision de production mondiale d'environ 15 milliards de tep en 2040-2050.

2.1.4. Consommation d'énergie primaire par forme d'énergie

Malgré la détermination de la communauté internationale à réduire et à décarboniser (c'est-à-dire favoriser les sources à faible teneur en carbone qui émettent moins de gaz à effet de serre), et la part des hydrocarbures est restée dominante à près de 87 %, tel que La consommation mondiale d'énergie primaire a augmenté de 2.2% en 2017, contre 1.2% en 2016 et le plus élevé depuis 2013. L'illustre la figure (4).

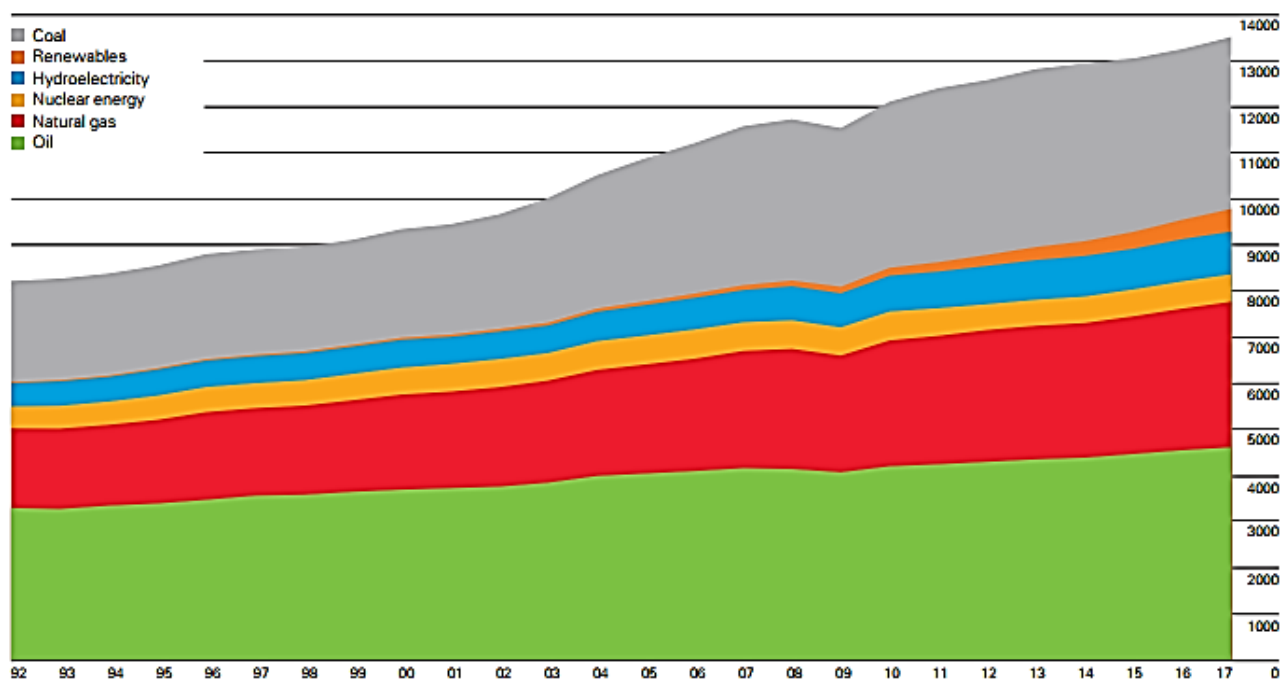


Figure 4: Répartition de la consommation d'énergie primaire pour 2017(BP, 2018).

La croissance a été inférieure à la moyenne en Asie-Pacifique, au Moyen-Orient et en S. & Cent. Amérique mais au-dessus de la moyenne dans d'autres régions. Tous les combustibles, l'exception du charbon et de l'hydroélectricité, ont augmenté à des taux supérieurs à la moyenne. Le gaz naturel a

fourni le plus augmentation de la consommation d'énergie de 83 millions de tonnes d'équivalent pétrole (Mtep), suivie des énergies renouvelables (69 Mtep) et du pétrole (65 Mtep).(BP, 2018).

2.2. Contexte énergétique national

L'Algérie est le premier producteur de gaz naturel en Afrique, le deuxième plus grand fournisseur de gaz naturel de l'Europe, et parmi les trois premiers producteurs de pétrole de l'Afrique. L'Algérie est devenue membre de l'Organisation des Pays Exportateurs de Pétrole (OPEP) en 1969, peu de temps après qu'il a commencé la production pétrolière en 1958.

L'économie algérienne est fortement tributaire des recettes provenant de son secteur des hydrocarbures, qui représentent environ 33 % du Produit Intérieur Brut (PIB) du pays pour l'année 2017 contre 30% en 2013 (DGT, 2013), plus de 94% des recettes d'exportation, et près de 70 % des recettes fiscales (IEA, 2015), mais employant seulement 3% de sa population active. Le contrôle de la croissance de la consommation domestique, l'intensification des investissements et la mise en service de nouveaux sites de production (le pays dispose d'importantes réserves, notamment en gaz de schiste), constituent les principaux enjeux à moyen terme de ce secteur.

Les réserves d'hydrocarbures non conventionnels (gaz de schiste) sont estimées pour leur part à 700 trillions de m³ ce qui correspond à quatre fois le niveau des réserves gazières actuelles et représentant ainsi la troisième réserve plus importante au monde (Gouareh, 2017).

Gaz naturel le stock important de gaz naturel algérien l'a placé 10^e en réserves gazières prouvées au monde de gaz en premier lieu en Afrique et au quatrième dans le monde arabe, car ses réserves prouvées de gaz naturel atteignent 4.5 trillions de mètres cubes et de 2.5% dans le monde.

a. Réserves et production

A l'échelle mondiale, les capacités gazières algériennes sont très significatives. Le pays possède environ 4.5 trillion m³ des réserves mondiales de gaz, et a produit en 2017, 91.2 bilions m³ de gaz naturel commercialisable, soit 2.5% de la production mondiale, ce qui place l'Algérie au 10^{ème} rang des pays producteurs de gaz (BP, 2018).

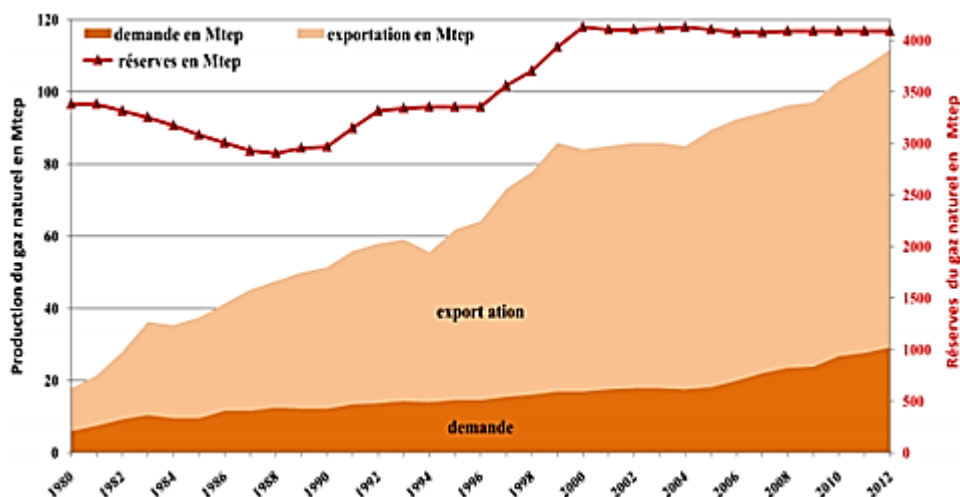


Figure 5: Réerves et production du gaz naturel en Algérie de 1980 à 2012 (BP, 2012).

b. Réseau de transport et de distribution

A partir de l'année 1968, l'entreprise nationale Sonatrach a développé un ensemble de conduites à grandes capacités qui a permis entre autres, de concrétiser un grand programme d'alimentation du marché national en gaz. A partir de ce réseau l'entreprise Sonalgaz qui était chargée de la distribution du gaz sur le marché national, a pu développer un ensemble de canalisations de transport en haute pression pour alimenter les centrales électriques, les clients industriels haute pression et les distributions publiques en moyenne et basse pression. Le réseau de transport Sonalgaz qui comptait 462 km en 1962, est passé de 6 105 km en 2005 à 19 258 km en 2016 et passera à 27 291 km en 2027, soit un taux d'accroissement annuel moyen de 10.8 % sur la période 2005 – 2016 et 2.9 % sur la période 2017 - 2027 (Sonalgaz, 2017).

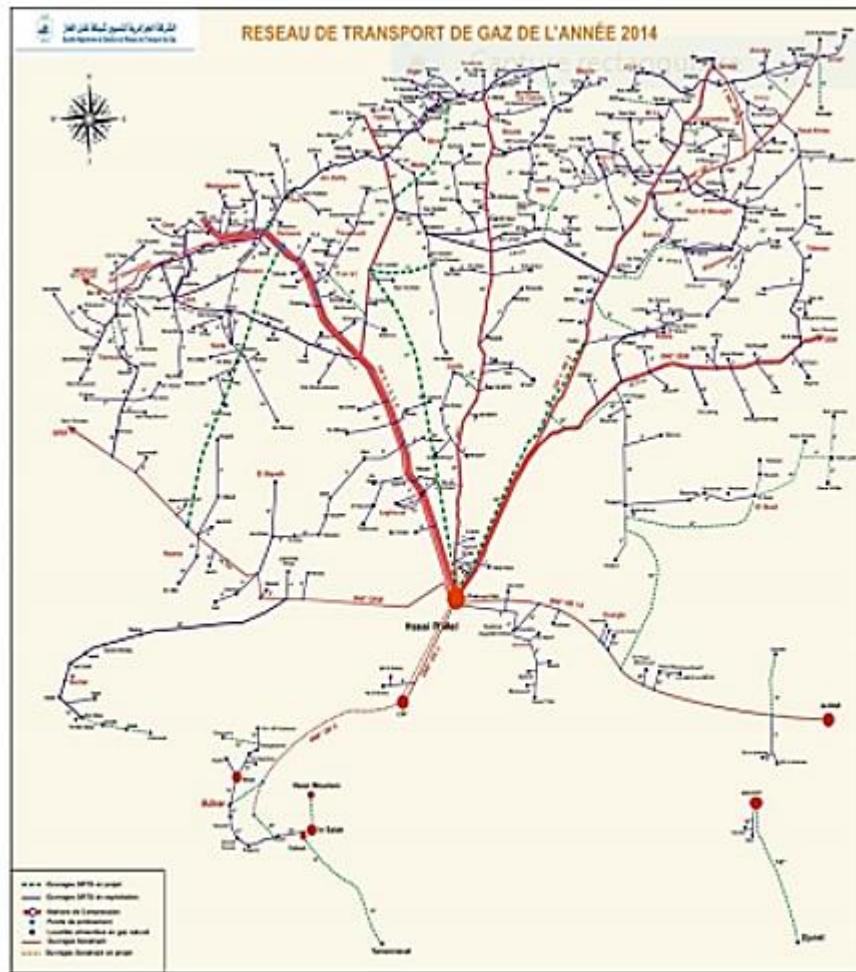


Figure 6: Réseau de transport et de distribution de gaz (Touahri, 2017).

c. Exportations :

Les exportations en gaz naturel représentent environ 74% de la production totale, avec 29% délivrée sous forme Gaz Naturel Liquéfié (GNL) et 45% par des gazoducs. Les exportations de GNL par voie maritime se sont établies en 2017 à 15.9 milliards de m³. Elles sont destinées, pour l’essentiel, à la France (4.1 milliards de m³), à la Turquie (4.3 milliards m³) et à l’Espagne (2.3 milliards m³) (Sonatrach, 2017).

La note de Sonatrach rappelle qu'en 2018, les exportations de gaz se sont élevées à 51.5 Gm³ dont 75% par gazoduc et 25% sous forme de GNL. La première destination du gaz algérien reste le marché européen, essentiellement l'Italie (35%), l'Espagne (31%), la Turquie (8.4%) et la France (7.8%). D'autres pays européens tels que le Portugal, l'Angleterre, la Grèce, et la Slovénie sont importateurs du gaz Algérien.

d. Grands projets transcontinentaux

Le gaz algérien alimente l'Europe principalement par trois voies de canalisation ; la construction d'une quatrième canalisation liant l'Algérie au continent européen via l'Italie est prévue pour 2016.

Tableau 2: Gazoducs liant l'Algérie à ses clients européens(Touahri, 2017).

| Canalisation | Longueur (km) | De | Vers | Capacité (Milliards m ³) |
|--|---------------|-------------|--------------------------------------|--------------------------------------|
| Trans-Mediterranean (TransMed, Enrico Mattei) | 2,205 | Hassi R'mel | Italie (par la Tunisie et la Sicile) | 1,059 |
| Gaz Maghreb- Europe (Mégom ou Pedro Duran Farrel) | 1,609 | Hassi R'mel | Cordoue, Espagne (par le Maroc) | 426 |
| MEDGAZ | 209 | Beni Saf | Almeria, Espagne | 403 |

La figure suivante présente le réseau de transport du gaz naturel et les unités de production de GNL en Algérie.



Figure 7: Réseaux gazoduc à travers la Méditerranée et le Sahara.

Trans-Saharan Gas-Pipeline (TSGP) : est un méga-projet algéro-nigérien inscrit dans le cadre de la mise en œuvre du NEPAD. Estimé à plus de 10 milliards de dollars, il est destiné à acheminer 20 à 30 milliards de m³ de gaz naturel du Nigeria vers l'Europe via le Niger et l'Algérie. Le TSGP est un gazoduc intercontinental d'une longueur totale de 4,128 km, dont 1,037 km traverseront

le territoire du Nigeria, 841 km parcourront le Niger et le plus long tronçon, soit 2,310 km traversera le territoire algérien jusqu'à la côte méditerranéenne. Le projet prévoit la construction d'une vingtaine de stations de compression. Il aboutira dans sa partie onshore, soit à Beni Saf à l'ouest ou soit à ElKala à l'est (PPIAF, 2013).

Gazoduc Algérie Sardaigne Italie (GALSI) : Il est porté par la Sonatrach et plusieurs partenaires, étudie une liaison sous-marine en méditerranée par gazoduc entre l'Algérie et l'Italie, en passant par la Sardaigne. Cette liaison de 1,505 km doit acheminer à terme jusqu'à huit milliards de mètres cubes (normaux) de gaz naturel par an (sonatrach, 2013; PPIF,2013) Pétrole

Les réserves prouvées de pétrole de l'Algérie étaient estimées par BP à 1.5 milliards de tonnes en 2016 (12.2 milliards de barils), soit 22 années de production au rythme de 2016. Ces réserves classaient l'Algérie au 17e rang mondial avec 0.7 % du total mondial, et au 4e rang en Afrique derrière la Libye, le Nigeria et l'Angola (BP, 2017). En 2016, l'Algérie a produit 83 milliards de m³ de gaz naturel. Elle se classe au 9e rang mondial avec 2.3 % de la production mondiale et au 1er rang en Afrique (BP, 2017).

En 2016, l'Algérie a produit 68.5 Mt de pétrole, soit 1.59 Mb/j. Elle se classe au 18e rang mondial avec 1.6 % de la production mondiale et au 3e rang en Afrique derrière le Nigeria (2.6 %) et l'Angola (2,0 %) (BP, 2017).

En 2016, l'Algérie a consommé 19.3 Mt de pétrole. Elle représente 0.4 % de la consommation mondiale. Sa consommation n'absorbe que 26.6 % de sa production.

L'Algérie était en 2014 au 11e rang mondial des pays exportateurs de pétrole, avec 29 713 ktep (Gouareh, 2017).

2.2.2. Gaz de schiste

L'Algérie va se lancer dans l'exploitation du gaz de schiste, bien que beaucoup d'algériens s'opposent à cette exploitation. L'évaluation de Sonatrach du potentiel de gaz de schiste a été achevée, il a été évalué à près de 17 000 milliards de m³, quatre fois plus que ses réserves de gaz conventionnel. Selon le groupe pétrolier Sonatrach le lancement de la production de gaz de schiste est prévu en 2020 et que la capacité de production serait de 30 milliards de m³ par an dès les premiers forages(Touahri, 2017) .

3. L'union européenne et le gaz naturel : les enjeux de la sécurité d'approvisionnement

L'Europe a besoin du gaz naturel russe – pour l'instant. L'Union Européenne importe en effet 66 % de sa consommation en gaz naturel – sachant que 39% des importations proviennent de la Russie 2013 à travers un seul acteur : Gazprom. Globalement, les besoins en gaz naturel de l'Union vont continuer à progresser avec une augmentation moyenne de la consommation de près de 3 % par an. Ainsi on estime qu'en 2020, 80 % de sa consommation de gaz reposera sur l'importation.

3.1. Marché européen du gaz naturel

Le marché européen du gaz naturel ne s'est développé qu'à partir de la fin des années cinquante, mais à un rythme très soutenu : la part dans la consommation mondiale des Etats membres actuels de l'UE est passée de 3 % en 1960 à 16.2 % en 2000 (soit 408 Gm³ de gaz naturel). La part du gaz naturel dans le bilan énergétique européen était en 2000 de 22 %. Toutefois, la pénétration du gaz naturel dans l'UE est encore très inégale.

3.2. Structure de la concurrence sur la chaîne du gaz naturel du marché européen

Cette section traitera des principales caractéristiques du marché européen du gaz naturel ainsi que de la demande et de l'offre de gaz naturel en Europe.

3.2.1. Caractéristiques du marché européen du gaz naturel.

Le marché européen de gaz naturel est fortement dépendant des ressources extérieures, ceci a par conséquent fortement contraint l'architecture de ce marché. Jusqu'à une date récente, on observait en Europe un marché bipolaire avec, au niveau international, le marché « oligopolistique » des contrats de long terme nécessaire à l'approvisionnement européen et, au niveau national, le marché d'achat revente géré par les monopoles historiques. Avec le travail réglementaire de la Commission Européenne et des régulateurs nationaux, les échanges entre marchés nationaux augmentent et devraient être renforcés par le développement des échanges de moyen et court terme sur les « hubs » gaziers et par l'émergence de nouveaux « marchés de la régulation ».

3.3. Modes d'approvisionnements du marché européen

L'approvisionnement du marché européen en gaz naturel est basé sur trois principales sources, les contrats de long terme basés sur la logique net back et relativement rigides, Un contrat de long terme spécifie les quantités et le prix du gaz qu'un producteur devra livrer à un fournisseur pour une période

déterminée. Les marchés de court terme (spot) plus risqués dont le développement est soutenu par les programmes de gaz release (solution temporaire) et pour finir les intégrations horizontales qui est un moyen pour une firme de diversifier rapidement son offre, d'acquérir de l'expérience (ou information) sur un nouveau secteur et d'acheter des approvisionnements. Et verticale qui représente une consiste à ce que deux entreprises seront liées par des relations verticales fusionnent et forment ainsi une seule entité.

3.4. Ouverture du marché européen du gaz naturel

L'ouverture du marché européen du gaz naturel à la concurrence répond à des considérations à la fois politiques et économiques. Au plan politique, il s'agit d'approfondir la construction communautaire en favorisant l'émergence d'un véritable « marché intérieur du gaz naturel ». Au plan économique, le principal objectif affiché de la réforme en cours est de permettre aux industriels européens de disposer d'un gaz naturel compétitif.

En 1998, l'Union européenne entame l'ouverture du marché du gaz. Cette mesure a pour objectif de passer de plusieurs grands marchés nationaux à un unique marché européen. Dans ce marché européen, les consommateurs (entreprises et particuliers) pourront choisir librement leur fournisseur et les produits les mieux adaptés à leurs besoins. L'ouverture du marché du gaz doit donc permettre plus de transparence, de compétitivité et de flexibilité pour l'approvisionnement en gaz des clients finaux.

4. Secteur du gaz naturel en Algérie

Dans cette partie nous évaluons en premier lieu le secteur du gaz naturel en Algérie. En présentons l'industrie du gaz naturel en Algérie, la politique énergétique et le modèle de consommation national. Deuxièmement nous traiterons des exportations algériennes de gaz et de la stratégie gazière algérienne. En troisième lieu nous étalerons sur évaluation du réseau algérien de gazoducs.

4.1. Evaluation du secteur du gaz naturel en Algérie

L'Algérie contient une réserve importante en gaz naturelle plus grand champ de gaz naturel d'Algérie, Hassi R'Mel, a été découvert en 1956. Le reste des réserves de gaz naturel de l'Algérie est situé dans des champs associés et non associés dans les régions du sud et du sud-est du pays. Et connaît un développement non négligeable en matière d'industrie gazière, nous essayerons de présenter l'industrie gazière en Algérie, sa politique énergétique et son modèle de consommation en faisant apparaître la place du gaz naturel dans le bilan énergétique national et son apport pour le développement du pays.

4.1.1. Caractéristiques de l'industrie du gaz naturel en Algérie

Dans ce paragraphe nous présenterons globalement l'industrie gazière algérienne en évaluant ces réserves, sa production et sa demande en gaz naturel.

a. Présentation générale et évaluation des réserves de gaz naturel en Algérie

Près de 3,000 milliards de m³ de réserves ont été découverts dans le sous-sol algérien qui reste encore largement inexploré. Cette réserve représente 57% des réserves totales en hydrocarbures du pays. Cette richesse confère à l'Algérie une dimension gazière d'envergure internationale, à savoir, la première place gazière en Méditerranée, deuxième et troisième exportateur de GNL et de gaz naturel, respectivement, dans le monde. Les réserves gazières algériennes représentent près de 3% du total des réserves mondiales. (Sonatrach, 2018) .

4.1.2. La production et la demande de gaz naturel en Algérie

Dans ce part on va présenter la structure de la production gazière algérienne, et la demande en gaz naturel au niveau national avec les facteurs propulseurs de cette demande.

a. Production de gaz naturel

Aujourd'hui, SONATRACH exploite en propre le champ de Hassi R'Mel, l'un des plus grands gisements de gaz au monde : celui-ci contribue à hauteur de 60 % à la production primaire annuelle totale algérienne, soit 90 milliards de m³. La production de gaz naturel en association participe à hauteur de 20 % du volume de gaz produit en Algérie, soit 24.6 milliards de m³ :

- In Salah est exploité en association avec BP et Equinor ;
- In Amenas est exploité en association avec BP et Statoil ;
- Tin Fouyé Tabankort est exploité en association avec Total et Repsol.

SONATRACH est un acteur incontournable sur le grand marché de l'export, notamment en Europe : l'Algérie est aujourd'hui le troisième fournisseur en gaz de l'Europe après la Russie et la Norvège. Les exportations algériennes représentent aujourd'hui 10 % de la consommation en gaz de l'Europe. Pionnier dans le gaz naturel liquéfié (GNL) avec la mise en service d'un premier gazoduc entre Hassi R'Mel et Arzew en 1961 pour alimenter l'usine de liquéfaction La Camel située à Arzew, l'Algérie est aujourd'hui le cinquième exportateur mondial de GNL. Les exportations de GNL se sont établies en 2017 à 24.5 milliards de m³. SONATRACH occupe la première place en termes d'exportation de gaz de pétrole liquéfié (GPL) dans la région Méditerranée (Sonatrach, 2017).

b. Demande de gaz naturel en croissance.

L'Algérie souffre d'une véritable boulimie gazière. En chiffres, la demande intérieure de gaz augmente de plus de «6% en moyenne » par an. C'est ce qui fait de l'Algérie l'un des « plus gros consommateurs de gaz au monde ». Une connotation claire doit être « prise en considération » dans toute la stratégie énergétique du pays. C'est ce que souligne le rapport `` Gaz 2019 " de l'Agence internationale de l'énergie. Le rapport de l'Agence internationale de l'énergie confirme l'explosion de la consommation de gaz en Algérie. Et ce qui a été confirmé par le ministre de l'Énergie, où il a déclaré que la demande interne de gaz et de produits pétroliers a augmenté nettement au-dessus de 7%, ce qui a conduit d'ici 2025-2030 à un déficit structurel entre l'offre et la demande sur le marché national qui affectera négativement les obligations de l'État envers les clients étrangers.

4.2. Exportations de gaz naturel et tendances de la stratégie gazière algérienne

Dans cette section, nous expliquerons brièvement les politiques et projets algériens d'exportation de gaz naturel pour étendre sa position sur le marché européen. Avec les gazoducs "Enrico Mattei" et "Pedro Duran Farell", Sonatrach a actuellement une capacité d'exportation d'environ 38 milliards de mètres cubes. En plus de développer des projets "Madagas" et "Sitting" avec ces exportations, le GNL est utilisé.

4.2.1. Exportations de gaz naturel algérien.

Dans cette section nous allons traiter des exportations via gazoducs, à savoir le gazoduc « Enrico Mattei » et le gazoduc « Pedro Duran Farell », ainsi que les exportations de GNL par voie maritime.

a. Exportations via le Gazoduc « Enrico Mattei ».

Instrument majeur de la politique gazière de l'Algérie, le gazoduc « Enrico Mattei » a été réalisé pour répondre aux objectifs de valorisation des gisements et d'approvisionnement du marché italien. Un total de 614.7 milliards m³ de gaz algérien a été livré à l'Italie, depuis l'entrée en service du gazoduc « Enrico Mattei », en 1983.

Pour rappel, l'Italie est considérée comme l'une des principales destinations du gaz naturel algérien grâce au gazoduc « Transméditerranéen pipeline », appelé également gazoduc Enrico Mattei, fruit du partenariat conclu en 1977, entre le groupe algérien Sonatrach et l'italien ENI (Sonatrach, 2018) .

b. Exportations via le gazoduc « Pedro Duran Farrell »

L'idée d'une liaison par gazoduc entre l'Algérie et l'Espagne, comme option stratégique de valorisation du gaz algérien, a été envisagée il y a fort longtemps. Des études avaient été initialement menées dans le cadre du projet dit « Segamo ». Elles mirent en évidence le caractère ardu de l'entreprise et le projet se heurta à deux obstacles majeurs :

- Les besoins espagnols en gaz naturel n'ont pas cru à la vitesse escomptée ;
- Les connaissances technologiques de l'époque n'étaient pas suffisamment avancées pour assurer la fiabilité technique de l'ouvrage.

Ce n'est que vers la fin de la décennie 80 qu'une nouvelle dynamique se met en place. En effet, les perspectives du bilan énergétique espagnol soulignent, à partir de la fin des années 80, un intérêt majeur pour le gaz et, dès avril 1991, un protocole d'accord commercial est signé entre l'Algérie et l'Espagne. Sonatrach et Gas Natural signent l'année suivante le contrat de réalisation du gazoduc Maghreb Europe. Les travaux de réalisation du tronçon algérien démarrent en octobre 1994. La mise en service du gazoduc intervient en novembre 1996 et les volumes livrés augmentent d'année en année. Sa capacité initiale de 8.5 milliards de m³/an a été portée dès l'année 2004 à 11.5 milliards de m³. Le gazoduc alimente aujourd'hui l'Espagne et le Portugal via le Maroc.

c. Exportations de gaz naturel liquéfié (GNL).

Les exportations de GNL commencent dès 1964, à Arzew, à partir de la première usine de liquéfaction de gaz naturel au monde GL4Z (ex- Camel). Sonatrach compte, dès lors, l'Angleterre et la France comme premiers clients pour des volumes de 1.5 milliard de m³. Ainsi, la première cargaison commerciale de GNL dans le monde a été livrée au Royaume-Uni à Canvey Island.

Dès l'année 1975, la demande grandissante de gaz sur le marché européen est globalement satisfaite par les fournitures hollandaises issues du gisement de Groningue. Sonatrach signe alors, une série de contrats de fourniture de GNL avec différents clients en Europe et aux Etats-Unis. Une nouvelle impulsion est ainsi donnée aux exportations de GNL.

Sonatrach, pionnière dans le GNL, dispose aujourd'hui de quatre complexes de liquéfaction de gaz naturel : 03 à Arzew 01 à Skikda, (GL1K) (GL1Z, GL2Z ET GL4Z).

Le GNL est destiné essentiellement aux marchés lointains ou inaccessibles par gazoduc, et permet une diversification des routes d'exportation et une flexibilité des contrats qui permettent à leur tour l'accession aux marchés spot de gaz naturel. Une rénovation des complexes de liquéfaction a été

entreprise dès 1992. Elle a pu conduire au plein rétablissement de la capacité contractuelle installée (CCI) qui est de 30.5 milliards de m³. Cette capacité a enregistré un recul de 3.5 milliards de m³ pour atteindre aujourd'hui 27 milliards de m³, suite à l'accident survenu au complexe de Skikda (Touahri, 2017).

4.3. Evaluation du réseau algérien de gazoducs

Dans ce paragraphe, nous présenterons des atouts du réseau de gazoduc algérien acheminant le gaz à l'Europe, en prenant en considération la proximité géographique, la fiabilité du réseau de gazoducs et son niveau de compétition vis-à-vis des autres réseaux. En suite traitera de la présence du gaz algérien sur les marchés italien et espagnole en analysant les coûts de la chaîne gazière.

4.3.1. Les atouts du réseau de gazoducs algérien dans l'approvisionnement de l'UE

Quatorze clients de dix pays achètent du gaz algérien. Ils sont principalement pour 87 % des ventes méditerranéens. Les pays frontaliers de l'Algérie (Maroc et Tunisie), ainsi que ceux du sud de l'Europe, ont acheté pour plus de 60 milliards de m³ en 2006. 59 % des volumes ont été livrés par gazoducs, le reste acheminé sous forme liquéfiée (GNL) à travers les méthaniers (Touahri, 2017).

a. Proximité géographique.

L'Algérie a acquis une maîtrise reconnue sur toute la chaîne gazière. Elle a, en outre, une position exceptionnelle sur le plan géographique et en termes de marge de manœuvre grâce à sa double dotation en infrastructures par gazoducs ou sous forme de GNL.

Le gazoduc Enrico Mattei dessert l'Italie, la Tunisie et la Slovénie, il passera, à moyen terme, de 26 à 32 milliards de m³. Ce gazoduc est l'arme qui assoira la présence du gaz algérien dans la région des Balkans. Il est favorisé par la proximité géographique qui représente le maillon fort du transport par canalisation.

Le Gazoduc Pedro Duran Farrell, en passant par le Maroc il dessert l'Espagne et le Portugal. Le GPDF a vu sa capacité croître de 8.5 à 11.5 milliards de m³ en 2004. Il est considéré comme le moyen de transport de gaz le plus favorable pour le marché espagnole et portugais vu la distance parcourue et les coûts de ce mode de transport.

Le MedGaz joindra l'Algérie au continent européen en passant par l'Espagne et vu ses opportunités, principalement son coût lié à la distance parcourue, l'UE qui s'est empressée de proposer son aide financière à la Russie pour construire son gazoduc, s'est résolue, contrainte, au lendemain de la crise du gaz ukrainien à s'impliquer dans le Medgaz.

Le gazoduc Galsi devant relier l'Algérie à l'Italie, via la Sardaigne, est long de 1470 kms en partant de Hassi R'mel et traversant El-Kala. Outre l'Italie, il alimentera le sud de la France et les pays de l'Europe du nord des Alpes. Grace à un positionnement géographique tirant à la baisse les coûts de transport vers le marché italien, en évitant la transition de tous pays tiers, ce gazoduc est classé parmi les plus concurrentiels pour la région.

A ces gazoducs, il y a lieu d'ajouter une capacité de GNL de près de 30 Gm³/an avec quatre usines de GNL existantes en Algérie et dont la production exportée en 2006 a été de 28 Gm³. Il est prévu en Algérie de nouvelles usines pour plus de 10 Gm³/an. Le transport de ce GNL vers le marché européen représente des coûts plus élevés que ceux des gazoducs déjà cités. Mais cela n'empêche que le GNL algérien maintient toujours une position concurrentielle sur le marché européen favorisée par la proximité, les capacités de production et de transport ainsi que de regazéification (Touahri, 2017).

b. Flexibilité et la fiabilité du réseau.

Allant de pair avec le rythme de développement des réserves, le réseau de transport des hydrocarbures se développe de façon soutenue. L'Algérie dispose d'un réseau complexe de gazoducs considéré comme le troisième au monde par sa longueur. Ainsi, la longueur globale du réseau est passée de 11 500 km en 1995 à environ 16 576 km à fin 2005. Ce type d'infrastructure est de ce fait un système multi-états (SME). La modélisation correcte des SME doit pouvoir intégrer les caractéristiques de fiabilité et de performance (Sonatrach, 2017).

c. Niveau de la concurrence.

Pour les approvisionnements gaziers et leurs coûts pour l'Europe l'OME a récemment remis à jour, pour ses membres, l'étude sur « Les approvisionnements gaziers et de leurs coûts pour l'Europe » réalisée en 2001.

Dans cette étude ont été évalués d'abord les volumes de gaz potentiellement disponibles à l'exportation à partir de l'ensemble des sources existantes et futures pour les approvisionnements gaziers de l'Europe, ensuite ont été recensées toutes les routes gazières possibles pour l'acheminement de ces quantités potentielles et, enfin, ont été calculés tous les coûts d'entrée du gaz en Europe correspondant à chaque route.

De la comparaison des routes gazières à partir de différentes sources vers l'Europe, il ressort que parmi les routes étudiées plus de la moitié des routes traverserait la Méditerranée et que l'avantage est incontestable aux sources d'Afrique du Nord dû à leur proximité de l'Europe, en particulier les routes algériennes.

4.3.2. Gaz algérien dans les marchés espagnol et italien : analyse des coûts.

Dans cette section nous traiterons les coûts d'approvisionnement des marchés italien et espagnol en gaz naturel. L'Espagne et L'Italie nous ne sont pas dotées de ressources d'énergie fossile. Les pays ont été dépendant des importations d'énergie, principalement le charbon.

L'Algérie est considérée comme le principal fournisseur de gaz pour le marché Européen Grâce aux infrastructures de transport réalisées et son rapprochement géographique.

Ces infrastructures permettraient à l'Algérie de détenir une position stratégique dans le domaine énergétique euro-méditerranéen, en fournissant du gaz naturel à moindre coût pour l'Europe du sud (Espagne, Italie et Portugal) et en sécurisant les approvisionnements de cette partie de l'UE, l'Algérie assurerait les débouchés pour son gaz et entretiendrait des relations d'ordre géostratégique avec l'Europe, ce qui peut lui conférer un pouvoir de négociation sur les autres secteurs hors hydrocarbures.

5. Corridors d'approvisionnement de l'Europe en gaz algérien

Depuis une quarantaine d'années, l'Algérie s'est forgé une belle position régionale, notamment sur le marché européen du gaz naturel, et cela revient à la position stratégique qu'elle occupe et qualités de fournisseur fiable et continu.

A travers deux principaux ouvrages : les gazoducs Enrico Mattei, vers l'Italie, et Pedro Duran Farrell, et ses installations de liquéfaction, installées à l'est et à l'ouest de l'Algérie, Sonatrach a exporté, en 2006, près de 65 Gm³ de gaz naturel, dont 61.5% par gazoduc (GEM et GPDF) et 38.5% sous forme de GNL. Ce volume a permis à Sonatrach d'occuper le 4^{ème} rang des exportateurs de gaz naturel dans le monde, juste derrière la Russie, le Canada et la Norvège. L'Europe reste le principal marché pour le gaz naturel algérien avec plus de 94.5% des exportations algériennes en 2006, suivie par les Etats-Unis (4.4%) et la Tunisie (1%) (Touahri, 2017).

5.1. Réseau de transport par gazoduc existant entre l'Algérie et l'Europe.

Le réseau de gazoducs existant entre l'Algérie et l'Europe se compose des deux principaux ouvrages ; le gazoduc Algérie-Italie via la Tunisie « Enrico Mattei » et le gazoduc Algérie-Espagne via le Maroc « Pedro Duran Farrell ».

5.1.1. Gazoduc Algérie-Italie via Tunisie « Enrico Mattei »

Le gazoduc « Enrico Mattei » (Transmed) est le premier du genre lancé par Sonatrach. L'idée de construire une canalisation reliant l'Afrique du Nord à l'Italie exprimée par la société italienne ENI remonte au début des années 70. Sonatrach et ENI, après de longues discussions et pour des considérations historiques et stratégiques ont abouti le 22 octobre 1977 à un accord pour le financement et la construction de la canalisation.

Le coût estimé du gazoduc (Transmed I et II), en excluant la section algérienne, est de 6,030 millions de dollars, dont 3,715 millions de dollars alloués à travers des crédit (Touahri, 2017).

5.1.2. Gazoduc Algérie-Espagne via le Maroc « Pedro Duran Farrell » (GPDF)

L'idée d'une liaison par gazoduc entre l'Algérie et l'Espagne, comme option stratégique de valorisation du gaz algérien, a été envisagée il y a fort longtemps. Mais les connaissances technologiques et la conjoncture énergétique n'étaient pas en faveur de ce projet. Ce n'est que vers la fin de la décennie 80 qu'une nouvelle dynamique se met en place. En effet, les perspectives du bilan énergétique espagnol soulignent, à partir de la fin des années 80, un intérêt majeur pour le gaz et, dès avril 1991, un protocole d'accord commercial est signé entre l'Algérie et l'Espagne. Sonatrach et Gas Natural signent l'année suivante le contrat de réalisation du gazoduc Maghreb Europe (GPDF). La mise en service du gazoduc intervient en novembre 1996 et les volumes livrés augmentent d'année en année. Sa capacité initiale de 8.5 milliards de m³/an a été portée dès l'année 2004 à 11.5 milliards de m³ (Touahri, 2017).

Tableau 3: Données techniques du GPDF.

| Pays | Longueur | Diamètre |
|------------------|-----------------|-----------------|
| Algérie | 521 km | 48" |
| Maroc | 540 km | 48" |
| Gibraltar | 2x45 km | 22" |
| Espagne | 542 km | 48" |
| Portugal | 170 km | 28" |

5.2. Nouvelles routes vers l'Europe.

Dans cette partie, nous étudierons les trois nouveaux projets de gazoducs reliant le gaz algérien au marché européen.

5.2.1. Gazoduc direct Algérie-Espagne « MEDGAZ »

En août 2000, Sonatrach et Cepsa reprennent le projet en main et signent un protocole d'accord. En février 2001, Le projet Medgaz voit enfin le jour.

Le gazoduc sous-marin « Medgaz » est un projet qui s'inscrit en droite ligne dans la politique de développement prônée par les plus hautes autorités du pays. Le « Medgaz » est une canalisation de transport de gaz naturel de 24 pouces qui traversera la mer méditerranée et unira l'Algérie à l'Europe via l'Espagne. Sa longueur sous-marine est de 210 kilomètres, sur une profondeur de 2160 mètres. D'une capacité de transport de 08 milliards de mètres cubes par an, le Medgaz reliera Bénisaf sur la côte algérienne à Almería sur la côte espagnole. Il sera alimenté depuis le Centre Nationale de Dispatching Gaz (CNDG) de Hassi R'mel (Touahri, 2017).

5.2.2. Gazoduc direct Algérie-Italie via Sardaigne « GALSI ».

Créée le 29 janvier 2003 à Milan, GALSI est une Société qui a pour objectif la réalisation des études de faisabilité technique et de viabilité économique d'un gazoduc de transport direct entre l'Algérie et l'Italie, via la Sardaigne. Un consortium pour l'étude de ce projet pour une quatrième route reliant l'Algérie à l'Europe se met en place entre Sonatrach (36 %) ; Edison Gas (18%) ; Wintershall (13.5 %) ; Enelpower 13.5 %) ; Eos Energia (09%) ; Sfirs Spa (05%) et Progemisa Spa (05%) (Touahri, 2017).

5.2.3. Gazoduc Nigeria Europe via l'Algérie et le Niger « Le Trans Saharan Gas Pipeline » (TSGP)

Le projet reliant le Nigeria à l'Algérie, inscrit dans le programme du NEPAD, a été concrètement initié en 2001 par un protocole d'accord signé entre Sonatrach et NNPC (Nigeria) pour la création d'une société d'études de faisabilité et de promotion du projet. Il s'agit de la réalisation d'un gazoduc d'une longueur d'environ 4,300 km et d'une capacité de 18 à 25 milliards de mètre cubes, reliant la région de Warri au Nigeria à Beni Saf ou El Kala en Algérie en passant par le Niger. Ce grand projet structurant est destiné à alimenter l'Europe en gaz naturel grâce à son interconnexion au réseau gazier algérien, il s'inscrit dans une optique de développement durable, de préservation de l'environnement et de sécurité énergétique de l'Europe en particulier (Touahri, 2017).

6. Hydrogène comme un vecteur énergétique

Dans ce contexte, les technologies associées à l'hydrogène permettent de stocker de l'énergie, minimiser les émissions, produire de l'électricité et peuvent participer à la flexibilité des systèmes énergétiques.

Sur terre, le dihydrogène n'existe pas à l'état naturel mais il est très abondant sous forme d'atome d'hydrogène, atome présent dans l'eau, le méthane... etc. Les matières fossiles représentent 96% des matières premières productrices d'hydrogène dans le monde. Elles se répartissent en : 49% de gaz naturel ; 29% d'hydrocarbures liquides ; 18% de charbon. Au total ce sont 60 millions de tonnes d'hydrogène qui sont produits chaque année dans le monde.

Cette production qui consiste à échanger les atomes d'hydrogène des hydrocarbures par des atomes d'oxygène est accompagnée d'une émission de gaz carbonique. En cela elle n'est guère envisageable pour obtenir ce vecteur clé de la filière énergétique décarbonée qu'est l'hydrogène (Rahmouni, 2018).

Plus énergétique que le pétrole ou le gaz naturel, non polluant et non toxique, l'hydrogène pourrait progressivement suppléer les énergies fossiles et répondre à l'essentiel de nos besoins énergétiques. La molécule d'hydrogène que nous utilisons le plus couramment est composée de deux atomes d'hydrogène (H_2). Incolore, inodore, non corrosive, cette molécule a l'avantage d'être particulièrement énergétique : 1 kg d'hydrogène libère environ 3 fois plus d'énergie qu'1 kg d'essence techniques de production d'hydrogène

L'hydrogène n'est pas directement disponible dans la nature. Mais il peut être produit à partir de diverses matières premières. Notamment les ressources fossiles, comme le gaz naturel et du charbon par la méthode de vaporeformage, ainsi que des ressources renouvelables, comme la biomasse avec l'apport des sources d'énergie renouvelables (par exemple la lumière du soleil, le vent, les vagues ou l'hydroélectricité...etc.) et l'eau par la méthode l'électrolyse de l'eau qui consiste à séparer les composants de la molécule d'eau permet de produire de l'hydrogène (Rahmouni, 2018).

7. Techniques de stockage de l'hydrogène

Les techniques de stockage utilisables pour l'hydrogène sont diverses :

- Le stockage sous forme de gaz comprimé ou de liquide cryogénique qui sont des technologies éprouvées ;
- Le stockage dans les solides, l'hydrogène étant alors absorbé ou adsorbé par un solide, technologie en cours de déploiement industriel ;

- Le stockage par réaction chimique.

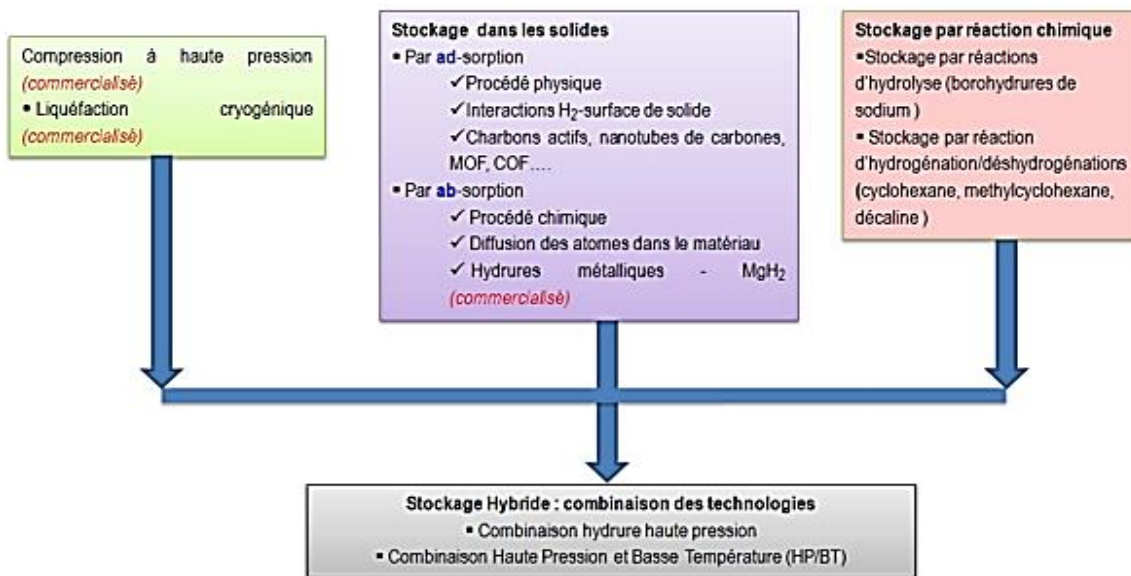


Figure 8: Techniques de stockage de l'hydrogène (Valérie, Sylvaine, & Benno, 2016).

Les techniques de stockage actuellement associées aux électrolyseurs sont principalement les techniques de stockage par compression ainsi que les techniques d'absorption par hydrures. Le stockage sous forme de liquide cryogénique n'est pas utilisé du fait de sa forte consommation énergétique. Le stockage par voie chimique n'est pas encore à un stade de maturité industrielle. Seules les technologies de stockage sous pression et dans les hydrures sont décrites ci-dessous. (Valérie et al., 2016) Options de transport de l'hydrogène.

Le transport d'hydrogène entre un centre de production et un lieu d'utilisation ou de distribution s'opère de diverses manières selon la durée souhaitée de ce transfert, la masse d'hydrogène en jeu, la géographie des lieux considérés et les facteurs technico-économiques (Rahmouni, 2018).

7.1. Transport par canalisation.

L'hydrogène peut être fourni via un réseau de distribution par pipe auquel sont connectés plusieurs fournisseurs et consommateurs. Cela peut se faire par deux formes liquide et gazeuse. Des systèmes de canalisation d'hydrogène liquide sont techniquement possibles. Cependant, en raison des investissements extrêmement importants impliqués dans la mise en place de ces systèmes de canalisation, les exigences matérielles et la minimisation de l'évaporation, il ne sera pas possible de distribuer de l'hydrogène liquide aux stations-service dans l'avenir proche. D'un autre côté, les systèmes

de conduites gazeuses comprimées impliquent un investissement plus faible que les systèmes de conduites d'hydrogène liquide (Rahmouni, 2018).

7.2. Transport ferroviaire.

La distribution d'hydrogène peut également être effectuée par les chemins de fer. Les réservoirs cryogéniques cylindriques tels que ceux utilisés pour le camionnage sont adoptés pour le transport ferroviaire. Ils ont de plus grandes capacités et peuvent transporter jusqu'à 9,100 kg d'hydrogène, avec des taux d'évaporation estimés à 0.2% par jour. Cependant, en raison de l'écart entre l'infrastructure ferroviaire et les stations-service et des coûts de transport élevés liés au train, il est peu probable que cela devienne une option pour la distribution d'hydrogène (Rahmouni, 2018).

7.3. Transport maritime.

Le transport intercontinental d'hydrogène s'effectuera sous forme liquide en utilisant des navires. À cette fin, des navires spécialisés dotés de citernes et d'installations portuaires appropriées sont en cours de conception. Le transport d'hydrogène gazeux par bateau n'est économiquement pas réalisable car la quantité transportée est faible par rapport à la zone de couverture du navire. Cependant, certains futurs navires-citernes d'hydrogène à grande échelle ont été étudiés en détail dans le cadre du Programme de recherche du World Energy Network (Rahmouni, 2018).

7.4. Transport routier.

Aujourd'hui, la méthode de transport de l'hydrogène la plus répandue est celle des camions. L'hydrogène peut être transporté sous forme gazeuse à l'aide de cylindres haute pression de remorques tubulaires, et sous forme liquide dans des récipients cryogéniques. Si l'hydrogène doit être transporté sous forme de gaz, il doit être comprimé à très haute pression pour maximiser les capacités du réservoir. Les bouteilles de gaz à haute pression, par exemple, sont évaluées à 200 bars et contiennent environ 1.8 kg d'hydrogène, mais leur manutention et leur transport sont très coûteux. Les remorques à tubes composées de plusieurs cylindres en acier montés sur une structure protectrice peuvent être configurées pour contenir 63-460 kg d'hydrogène, en fonction du nombre de tubes. Les pressions de fonctionnement sont de 20 à 60 MPa. L'hydrogène liquide est transporté à l'aide de cuves isolées spéciales à double paroi pour empêcher l'ébullition de l'hydrogène liquide. Les camions citernes peuvent transporter de 360 à 4,300 kg d'hydrogène liquide. Les taux d'ébullition pour les camions sont de 0.3% à 0.6% par jour. Le principal problème avec le transport d'hydrogène liquide serait les exigences d'isolation

spécialisées et les pertes dues au pompage et au refroidissement de l'hydrogène liquide en cours de route (Rahmouni, 2018).

8. Co-transport de l'hydrogène dans le réseau de gaz naturel.

Le gaz naturel est un mélange de plusieurs composants, principalement du méthane. Selon le site de production et le processus, il peut contenir de petites parts de H₂. Pour la distribution par pipeline, les concentrations de H₂ approuvées sont réglementées par les lois nationales. Par exemple, une concentration de 4% (v / v) de H₂ est autorisée en Autriche (ÖVGW, 2001) tandis que l'Allemagne autorise 5% (v / v)(DVGW, 2013). Le réseau de gaz naturel est donc déjà adapté pour co-transporter de petites concentrations d'hydrogène. Cependant, la quantité massive de gaz naturel transporté (Autriche (2016) : $8.7 \times 10^9 \text{ m}^3$; (BP, 2017) signifie que le volume absolu total d'hydrogène serait important (Autriche : $3.48 \times 10^8 \text{ m}^3$ - 4% (v / v) H₂ ; même quantité totale de gaz).(Liemberger, 2018).

9. Conclusion.

Notre étude sur la situation énergétique mondiale, régional et national nous a permis de Conclure que la demande énergétique a augmenté rapidement. Aujourd'hui le gaz naturel est la source énergétique qui possède le plus haut potentiel de croissance en Méditerranée (Union Européenne). Nous assisterons à une augmentation des exportations de gaz de l'Algérie en particulier, grâce aux infrastructures de transport réalisées (« Enrico Mattei », « Pedro Durran Farrell ») ; et en cours de réalisation (Le « Medgaz », « Galsi » et « TSGP »). Dans la dernière section nous avons trouvé que l'hydrogène est une source renouvelable, économique et disponible.

Chapter 2: Conception de réseaux de distribution d'hydrogène

1. Introduction

Compte tenu de la demande croissante de ressources fossiles et des grands dommages que cette dernière cause à l'environnement et du déclin de ces ressources, il est nécessaire de rechercher des alternatives et des solutions. Parmi les différents domaines, l'hydrogène est l'une des alternatives énergétiques prometteuses. Des études préliminaires ont montré que le transport d'un mélange de gaz naturel et d'hydrogène est possible à travers les réseaux de gaz naturel existants sans modification de pipeline tant que la fraction massique d'hydrogène reste suffisamment faible. Ce travail s'intéresse exclusivement au pipeline de transport d'hydrogène gazeux et plus exactement à l'adaptation des réseaux de transport actuels du gaz naturel à l'hydrogène transport. Le transport de mélanges H₂ / NG dans le réseau de gazoducs au GN semble techniquement possible à des fractions modestes de 5 à 15% d'hydrogène en volume, mais nécessite une évaluation minutieuse au cas par cas et pourrait être coûteux (Ogden, 1999). Pour cela, nous avons recherché un modèle mathématique permettant de réduire le coût, après avoir étudié la différence des propriétés physiques et chimiques entre l'hydrogène et le gaz naturel.

2. Différences entre les propriétés de l'hydrogène et du gaz naturel :

Différences entre les propriétés de l'hydrogène et du gaz naturel les propriétés physiques et chimiques de l'hydrogène diffèrent grandement de celles du gaz naturel. Le tableau (2.1) ci-dessous fournit quelques valeurs indicatives pour les propriétés liées à la chaîne gazière de la source à l'utilisateur final. En raison de ces propriétés contrastées, un système conçu pour le gaz naturel ne peut pas être utilisé sans modifications appropriées pour l'hydrogène pur, et vice versa. Même l'ajout d'un certain pourcentage d'hydrogène au gaz naturel aura un impact direct sur les propriétés de combustion, la diffusion dans les matériaux et le comportement du mélange gazeux dans l'air. Ces aspects sont examinés plus en détail ci-dessous.

L'ajout d'hydrogène au gaz naturel modifie ses propriétés de transport et calorifiques (Schouten, Michels et al, 2004). Par ailleurs, un gaz à plus haute teneur en hydrogène peut avoir un impact sur la sécurité de la chaîne transport-distribution-utilisation, la durabilité et la fiabilité du gazoduc et les performances d'utilisation pour l'utilisateur final.

Tableau 2.1: Comparaison entre les propriétés physiques de l'hydrogène et du méthane en tant que principal constituant du gaz naturel (Tabkhi, 2007).

| | Hydrogène (H ₂) | Méthane (CH ₄) | Unité |
|---|-----------------------------|----------------------------|---------------------|
| Masse moléculaire | 2.02 | 16.04 | g/mol |
| Température critique | 33.2 | 190.65 | k |
| Pression critique | 13.15 | 45.4 | bar |
| Facteur acentrique | -0.215 | 0.008 | - |
| Densité du liquide au point d'ébullition normal | 70.8 | 422.6 | Kg/m ³ |
| Densité de vapeur au point d'ébullition normal | 1.34 | 1.82 | Kg/m ³ |
| Densité de vapeur à 293 K et 1 bar | 0.0838 | 0.651 | Kg/m ³ |
| 139 bar | 10.58 | 111.2 | Kg/m ³ |
| 250 bar | 17.81 | 189.0 | Kg/m ³ |
| 340 bar | 23.43 | 230.0 | Kg/m ³ |
| Point d'ébullition | 20.4 | 111 | K |
| Capacité thermique à pression constante à 25 ° C | 28.8 | 35.5 | J/mol-K |
| Rapport thermique spécifique (Cp / Cv) | 1.4 | 1.31 | |
| Pouvoir calorifique inférieur, base pondérale | 120 | 48 | MJ/Kg |
| Pouvoir calorifique supérieur, base pondérale | 142 | 53 | MJ/kg |
| Pouvoir calorifique inférieur, base de volume à 1 atm | 11 | 35 | MJ/m ³ |
| Pouvoir calorifique supérieur, base de volume à 1 atm | 13 | 39 | MJ/m ³ |
| Température maximale de la flamme | 1800 | 1495 | K |
| Limites d'explosivité (détonabilité) | 18.2-58.9 | 5.7-14 | vol% in air |
| Limites d'inflammabilité | 4.1-74 | 5.3-15 | vol% in air |
| Température d'auto-inflammation dans l'air | 844 | 813 | K |
| Viscosité du gaz dilué à 299 K | 9×10 ⁻⁶ | 11×10 ⁻⁶ | Pa.sec |
| Diffusivité moléculaire dans l'air | 6.1×10 ⁻⁵ | 1.6×10 ⁻⁵ | m ² /sec |

3. Transition énergétique :

La transition énergétique fait référence à toutes les évolutions d'un système de production, de distribution et de consommation d'énergie qui se font dans une région dans le but de la rendre plus écologique. Concrètement, la transition énergétique vise à transformer le système énergétique pour réduire son impact environnemental, réduire la consommation d'énergie primaire des énergies fossiles, augmenter la part des énergies renouvelables et réduire les émissions de gaz à effet de serre. Dans cette étude, nous nous concentrerons sur la production d'hydrogène utilisant des énergies renouvelables est principalement liée au potentiel d'énergie solaire et éolienne.

3.1. Potentiel hydrogène éolien

L'hydrogène éolien est essentiellement la génération d'hydrogène par électrolyse où l'électricité fournie provient des éoliennes.

Après des études approfondies sur l'Algérie concernant la zone la plus appropriée pour l'énergie éolienne renouvelable, la production d'hydrogène a été divisée en quatre catégories distinctes : les zones très mal adaptées, les zones mal adaptées, les zones moyennement adaptées et les zones hautement adaptées utilisées pour déterminer dans quelle mesure le site leur convient. Produire de l'hydrogène éolien conformément aux normes d'accompagnement et exclure toutes les restrictions.

Les résultats indiquent que 0.11% de la zone d'étude a une zone très faible, 54.51% une zone faible, 23.53% une zone modérée et 0.06% une zone élevée pour la production d'hydrogène renouvelable. Éoliennes. Les 21.79% restants de la zone d'étude ne sont pas adaptés à la production d'hydrogène éolien, comme le montre la figure (2.1).

Il a été constaté que bon nombre des sites les plus favorables sont situés dans la région du sud-ouest, comme le montre la figure. Les zones inappropriées sont situées au sud-est des hauts plateaux, principalement en raison de la faible puissance éolienne dans ces zones.

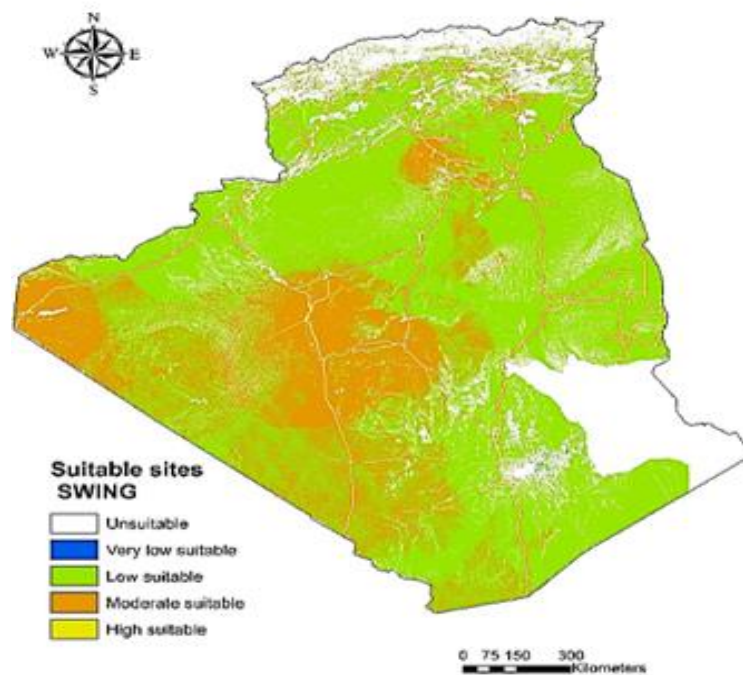


Figure 2.1: Potentiel hydrogène produit à partir de l'énergie éolien (Messaoudi et al, 2019).

3.2. Potentiel hydrogène solaire

L'hydrogène peut être produit à partir de sources d'énergie renouvelables de plusieurs façons, y compris l'énergie solaire. Cela a été fait grâce à de nombreuses études liées à la production d'hydrogène. Les emplacements finaux ont été déterminés en superposant les résultats des différents paramètres spécifiés et pondérés, ce qui permet de classer la zone d'étude sur une échelle comprise entre 0 et 6.5588 où les pixels ont de valeur la plus élevée correspondent à ceux les plus adaptés à la production d'hydrogène à partir de l'énergie solaire. On voit que le sud de l'Algérie a des emplacements très appropriés (du rouge au jaune sur la carte) et quelques emplacements répartis le long de la carte dans les hauts plateaux selon les critères choisis. Elles sont divisées en quatre catégories distinctes : les zones infertiles de manière très inappropriée, les zones non adaptées, les zones partiellement adaptées et les zones très adaptées.

Les résultats indiquent que 10.34% (246,272.02 km²) de la zone d'étude ont une aptitude très faible, 60.75% (1,446.907.65 km²) ont une aptitude faible, 6.68% (159,100 3 km²) avec une aptitude moyenne et 0.49% (11 669.21 km²) dispose d'une usine de production d'hydrogène à énergie solaire. Les 21.74% restants (517,790.5 km²) de la zone d'étude ne conviennent pas à de tels projets. Les zones très

appropriées (en rouge sur la carte) sont situées dans les zones proches des routes en raison de leur proximité avec les routes côte à côte avec sa proximité des lignes électriques et un potentiel plus élevé de production d'hydrogène solaire dans cette région. Le long du sud-est et des hauts plateaux, les terres ont une très faible adaptation (bleu sur la carte) en raison de la faible demande d'hydrogène et des pentes raides, y compris les ergs du Grand Est qui sont les plus difficiles de toutes les zones désertiques et sont généralement évités par les routes de transit pour le désert et l'Atlas du Sahara, qui est une série de sous-pages qui comprennent une série de fractures à l'ouest et une série de matières au milieu et la chaîne Ouled-Nail à son extrémité orientale. Il comprend également les Aures (Plisma), les montagnes Hudna, la chaîne Nimcha et les montagnes Zab. La région sud de la zone d'étude LSI est faible à moyen (jaune sur la carte) car il a un potentiel plus élevé pour la production d'hydrogène renouvelable (Messaoudi, Settou, Negrou, & Settou, 2019).

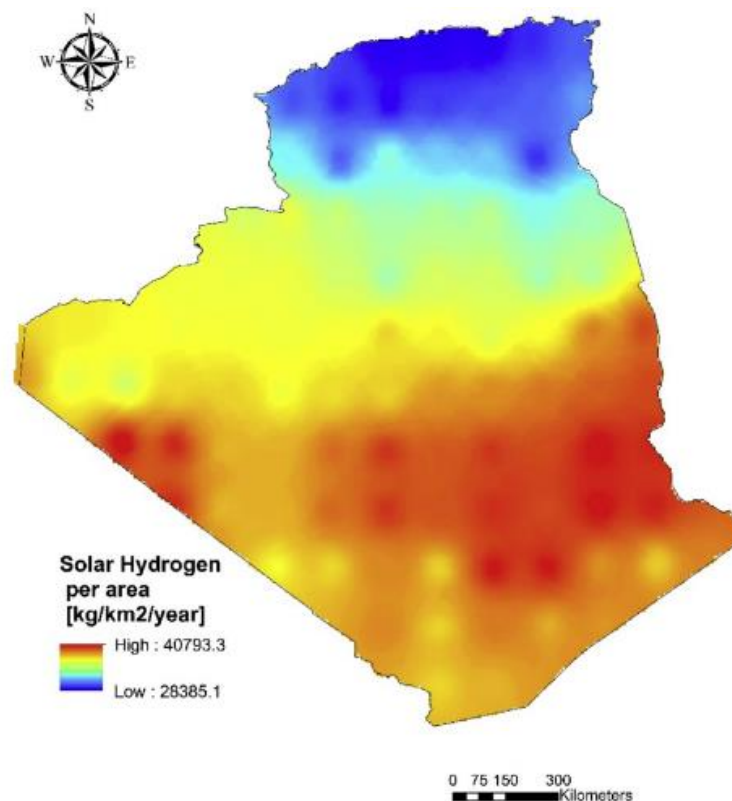


Figure 2.2: Potentiel hydrogène issu de l'énergie solaire(Messaoudi et al., 2019).

4. Effet de l'hydrogène sur le réseau de gaz naturel :

En principe, l'hydrogène peut être ajouté au gaz naturel dans le réseau haute pression, dans le réseau moyenne pression ou dans le réseau de distribution basse pression, mais il faut se rappeler que le système actuel a été conçu et construit spécifiquement pour le gaz naturel, et cela se limite aux effets sont ci-dessous :

4.1. Sécurité de la transmission

Des risques de sécurité supplémentaires associés à l'utilisation d'un système de gaz d'hydrogène naturel peuvent résulter du fait que le taux de fuite potentiel d'hydrogène est beaucoup plus élevé que celui du gaz naturel à travers le même volume de fuite. En ce qui concerne la distribution et l'utilisation du gaz, des aspects particuliers des réseaux de canalisations, tels que l'emplacement, le matériau, l'épaisseur des parois, les dispositifs de sécurité, etc., sont conçus sur la base d'évaluations des risques. Par exemple, les normes de conception d'un pipeline dans une zone peuplée diffèrent de celles applicables à un pipeline à la campagne. Au fur et à mesure que de l'hydrogène est ajouté, cela modifiera les propriétés du gaz et donc les risques qui y sont associés changeront.

4.2. Sécurité des pipelines

L'hydrogène peut se diffuser dans les matériaux et modifier leurs propriétés mécaniques. Par exemple, la fracturation de l'acier par l'hydrogène, qui conduit à une croissance accélérée de microfissures, est un phénomène connu. L'hydrogène peut également diffuser à travers les polymères, provoquant ainsi une importante perte d'hydrogène. Cela peut entraîner des dysfonctionnements du système et de la sécurité. Avec un problème avec les techniques de surveillance de l'état et la réparation du système de livraison.

4.3. Gestion de la qualité du gaz

Il convient de veiller à ce que les utilisateurs finaux restent alimentés en gaz conforme aux précautions contractuelles spécifiques afin de garantir leur sécurité, les performances des appareils des utilisateurs finaux et l'exactitude de la facturation. De plus, c'est un problème si l'hydrogène est extrait du mélange et que le gaz restant est fourni aux utilisateurs finaux plus en aval.

4.4. Performances des appliances des utilisateurs finaux

Comme les propriétés de combustion changent lorsque l'hydrogène est ajouté au gaz naturel, cela peut également affecter les performances des appareils des utilisateurs finaux (Tabkhi, 2007).

4.5. Capacité énergétique du système de livraison

Le système de gaz naturel est conçu pour la capacité maximale qui peut être requise. La demande d'énergie évoluant au fil de la journée, des saisons et de l'année, des simulations dynamiques sont régulièrement utilisées pour optimiser la disposition et les dimensions des systèmes. Le système de distribution déplace non seulement le gaz de la production à l'utilisateur final, mais il s'adapte

également aux différents modèles d'offre et de demande et il doit être capable de faire face aux fluctuations de la composition gazeuse des gaz entrant dans le système. La « capacité » est l'enjeu clé d'un système de gaz naturel pour assurer un niveau suffisamment élevé de sécurité d'approvisionnement, tant en volume qu'en qualité de gaz. Si un réseau de canalisations existant pouvait passer du gaz naturel à l'hydrogène tout en fonctionnant à la même pression maximale, sa capacité maximale (mesurée en termes d'énergie) serait d'environ un tiers de moins avec l'hydrogène qu'avec le gaz naturel (le pouvoir calorifique de l'hydrogène en volume est d'environ 1/3 de la valeur du gaz naturel, mais l'hydrogène peut être transporté avec une résistance au frottement moindre que le gaz naturel). Pour la même raison, il est prévu que l'ajout d'hydrogène au gaz naturel réduira la capacité d'un pipeline. Les pipelines ne sont généralement pas chargés en continu à leur pleine capacité et, la plupart du temps, il y aura donc, en principe, de la place pour l'ajout d'hydrogène, sans limiter la capacité de transport et de distribution d'énergie du système de distribution (Tabkhi, 2007).

4.6. Pertes de gaz et d'énergie

Pendant le transport, le stockage et la distribution, la perméabilité des murs de stockage souterrains et des matériaux de tuyauterie, etc. Plus élevé pour l'hydrogène que pour le gaz naturel. Ce qui conduit à des fuites qui affectent les aspects de sécurité réalisables, ces pertes ont également des aspects économiques et environnementaux.

5. Formulation mathématique aux mélanges hydrogène-gaz naturel

L'objectif est d'étudier un modèle économique de réseaux de diffusion d'hydrogène simples et fiables reposant sur des hypothèses clairement définies prenant en compte dès son développement les caractéristiques du transport de l'hydrogène comme énergie.

5.1. Équations de pertes de charge

Nous avons retenu l'équation la plus simple utilisée par De Wolf (Daniel, Jean, Guy, & Jean, 2008).

$$Q_{ij} = k(D_{ij}) \cdot \sqrt{p_i^2 - p_j^2} \quad (1)$$

$$k(D_{ij}) = c' \cdot \sqrt{\frac{D_{ij}^5}{\lambda \cdot Z_m \cdot T_m \cdot L_{ij} \cdot d}} \quad , c'=0.0129 \quad (2)$$

- p_i : la pression en amont en bar,

- p_j : la pression en aval en bar,
- Q_{ij} : le débit en m³/h,
- L_{ij} : longueur en km,
- D_{ij} : diamètre en mm,
- T_m : température moyenne en Kelvin,
- d : densité relative du gaz par rapport à l'air,
- Z_m : le facteur de compressibilité,
- λ : le coefficient adimensionnel de friction

Cette équation est également réécrite de la façon suivante :

$$\pi_i - \pi_j - Q_{ij}^2 \frac{\gamma_{ij}}{D_{ij}^5} = 0, \forall (i, j) \in Arcs \quad (3)$$

- π_i : la pression en amont au carré (ou potentiel),
- π_j : la pression en aval au carré et
- $Arcs$: est l'ensemble des arcs du réseau, c'est-à-dire l'ensemble des paires de nœuds (i, j) liés par une canalisation entre eux.

5.2. Calcul des coûts d'un pipeline de transport

Les fonctions de coûts liant les diamètres D en mm aux coûts par unités de longueurs (\$/km) de pipeline de gaz naturel disponibles dans la littérature sont parfois linéaires (P. Castello et al., 2005) mais le plus souvent quadratiques (Daniel et al., 2008).

C'est pourquoi, nous retiendrons une équation de coût quadratique comportant 3 termes :

$$C_{gaz}(D) = C_1^{gaz} D^2 + C_2^{gaz} D + C_3^{gaz} \quad (4)$$

En première approximation, nous utiliserons ces coefficients de passage du gaz naturel à l'hydrogène dans l'équation générique :

$$C_{H_2}(D) = \alpha_1 C_1^{gaz} D^2 + \alpha_2 C_2^{gaz} D + \alpha_3 C_3^{gaz} \quad (5)$$

5.3. Modèle mathématique proposé

Pour le problème de conception et de dimensionnement d'un réseau de transport d'hydrogène, le modèle mathématique retenu est le suivant :

$$\left\{ \begin{array}{l} \min_{(\pi, D, Q)} \sum_{(i,j) \in Arcs} (a_1 D_{ij}^2 + a_2 D_{ij} + a_3) \cdot L_{ij} \\ s. c: \pi_i - \pi_j - Q_{ij}^2 \frac{\gamma_{ij}}{D_{ij}^5} \text{sing}(Q_{ij}) = 0, \forall (i,j) \in Arcs \\ D_{min} \leq D_{ij} \leq D_{max}, \forall (i,j) \in Arcs \\ \pi_{min} \leq \pi_i \leq \pi_{max}, \forall i \in Noeuds \\ AQ = b \end{array} \right. \quad (6)$$

5.4. APPROCHE PROPOSEE

5.4.1. Topologie du réseau :

Fort du résultat indiquant que le réseau optimal est arborescent où la longueur est remplacée par un coût dans l'objectif en lui spécifiant les coordonnées des nœuds du réseau et le nombre de nœuds d'interconnexion possibles pour déterminer la structure ou la topologie optimale du réseau étudié.

5.4.2. Dimensionnement des diamètres continus sur un arbre

Lorsque la topologie de l'arbre est fixée, ce module est dédié au dimensionnement optimal des diamètres d'un réseau arborescent. Pour cela, il utilise un solveur d'optimisation non linéaire pour calculer les diamètres et pressions optimaux et le coût de déploiement du réseau ainsi dimensionné. Les débits ne sont plus des variables car ils sont parfaitement déterminés par la structure arborescente. le problème de minimisation non linéaire défini ci-dessous :

$$\left\{ \begin{array}{l} \min_{(\pi, D)} \sum_{(i,j) \in Arcs} (a_1 D_{ij}^2 + a_2 D_{ij} + a_3) \cdot L_{ij} \\ s. c : \pi_i - \pi_j - Q_{ij}^2 \frac{\gamma_{ij}}{D_{ij}^5} = 0, \forall (i,j) \in Arcs \\ D_{min} \leq D_{ij} \leq D_{max}, \forall (i,j) \in Arcs \\ \pi_{min} \leq \pi_{ij} \leq \pi_{max}, \forall (i,j) \in Arcs \end{array} \right. \quad (7)$$

5.5. Hydraulique du gazoduc

L'équation directrice pour calculer la pression à chaque point d'un tuyau droit peut être calculée comme suit :

ρ : est la densité de gaz en (kg / m³).

\bar{v} : est la vitesse moyenne du gaz en (m / s).

m : débit massique en (kg / s).

D : est le diamètre intérieur du tuyau en m.

f : Le facteur de friction Darcy

P : pression.

R : est une constante de gaz universelle, égale à 8314 J / kmol-K.

M : est la masse moléculaire moyenne du gaz et dépend de sa composition.

La masse moléculaire du gaz est calculée à l'aide d'une règle de mélange simple exprimée sous la forme de l'équation suivante dans laquelle les y_i et les M_i sont respectivement les fractions molaires et les masses moléculaires des espèces.

$$M = \sum M_i y_i \quad (8)$$

Z : le facteur de compressibilité dans le modèle.

$$T_c = \sum T_{ci} y_i \quad (9)$$

$$p_c = \sum p_{ci} y_i \quad (10)$$

$$\frac{dp}{dx} + \frac{f}{2D} \rho \bar{v}^2 + \frac{d}{dx} (\rho \bar{v}^2) = 0 \quad (11)$$

L'équilibre de la quantité de mouvement en termes de pression et de débit peut être écrit sous la forme de l'équation suivante :

$$\frac{dp}{dx} + \frac{8fZRTm^2}{\pi^2 MD^5 P} + \frac{16Rm^2}{\pi^2 MD^4} \frac{d}{dx} \left(\frac{ZT}{P} \right) = 0 \quad (12)$$

En intégrant l'équation différentielle (12) entre les points i et j , l'équation suivante est obtenue et sera utilisée dans les formulations numériques. En supposant une température constante et un facteur de compressibilité pseudo-constant entre les points i et j , on peut déduire l'expression suivante :

$$P_i^2 - P_j^2 - \frac{32ZRTm^2}{\pi^2 MD^4} \ln \frac{P_i}{P_j} + \frac{16fZRTm^2 L}{\pi^2 D^5 M} = 0 \quad (13)$$

Cette relation entre la pression et le débit présente un degré élevé de non-linéarité. Il évalue la chute de pression correspondant à une amplitude et une direction d'écoulement données. Cette équation est utilisée pour estimer le profil de pression du pipeline et peut incorporer la hauteur de pression qui se produit en raison de l'emplacement du pipeline via les changements d'élévation.

Le facteur de compressibilité peut être évalué à l'aide de données expérimentales de thermodynamique ou calculé à partir d'équations d'état appropriées. Les isothermes du facteur de compressibilité sont représentées par fonction de la pression exprimée en psi (14,706 psi = 1 bar). Dans notre étude, il est estimé à partir d'une équation empirique proposée pour les objectifs de simulation dans la littérature (Mohring et al., 2004) :

$$Z = 1 + \left(0.257 - 0.533 \frac{T_c}{T}\right) \frac{P_{ij}}{P_c} \quad (14)$$

Cette équation donne l'épaisseur (t), en cm pour différents diamètres également en cm. Cette équation est obtenue en utilisant les dimensions prévues fournies par la norme ASME B36.19M qui concerne les tuyaux en acier inoxydable.

$$t = 52 * 10^{-3}d + 989 * 10^{-5} \quad (15)$$

La première observation attendue est que le temps de calcul augmente fortement aussi bien lorsque le nombre de nœuds testés augmente que lorsque le nombre de voisins testé augmente. Deuxièmement, par rapport au coût de l'arbre initial fourni par MST-Steiner, des gains substantiels sont obtenus quel que soit le jeu de paramètres ou de stratégies d'exploration par rapport au coût de l'arbre initial (entre 6 et 17% d'économie sur les 16.5 M€ initiaux). Troisièmement, il apparaît que le classement « aléatoire » peut produire des coûts très variables (entre 14.07 et 15.8 M€) et même engendrer des résultats assez différents pour un même jeu de paramètres (5 nœuds testés et 4 nœuds non voisins). Par contre, le classement « fixe » fournit des coûts assez stables (autour de 15.3 M€) peu sensibles au nombre de nœuds visités. Ce phénomène s'explique par le fait que les économies sont obtenues sur les nœuds les plus proches de la source et qu'il n'est pas intéressant de poursuivre plus en aval l'exploration (Daniel et al., 2008).

6. Conclusions

Un cadre de modélisation mathématique pour les réseaux de gazoducs est proposé dans cette étude. La principale préoccupation de ce travail est de prendre en compte la quantité d'hydrogène qui peut

être ajoutée au réseau de canalisations traditionnellement destiné à transporter du gaz naturel sans aucune modification du système. La définition des conditions dans lesquelles l'hydrogène peut être ajouté au gaz naturel est un point clé de cette recherche.

Plusieurs variables opérationnelles ont été sélectionnées et à l'aide de certains programmes, il a été constaté que la fraction maximale d'hydrogène pouvant être ajoutée au gaz naturel est d'environ 6% en masse. Selon cette étude, il apparaît qu'il est possible d'adapter les réseaux de transport de gaz naturel existants pour transporter l'hydrogène jusqu'à présent.

Conclusion Générale

Conclusion Générale

Dans les décennies à venir, le secteur de l'énergie sera confronté à un ensemble de plus en plus complexe de défis étroitement imbriqués d'ordre économique, géopolitique, technologique et environnemental. Dans la première partie du travail, nous avons présenté la situation énergétique mondiale, régional et national nous a permis de Conclure que la demande énergétique a augmenté rapidement. Aujourd'hui le gaz naturel est la source énergétique qui possède le plus haut potentiel de croissance en Méditerranée (Union Européenne). Nous assisterons à une augmentation des exportations de gaz de l'Algérie en particulier, grâce aux infrastructures de transport réalisées (« Enrico Mattei », « Pedro Durran Farrell ») ; et en cours de réalisation (Le « Medgaz », « Galsi » et « TSGP »). Dans la dernière section nous avons trouvé que l'hydrogène est une source renouvelable, économique et disponible.

Nous avons présenté dans la deuxième partie de ce travail un cadre de modélisation mathématique pour les réseaux de gazoducs a été proposé dans cette étude. Un intérêt majeur de ce travail est de prendre en compte la quantité d'hydrogène qui peut être ajoutée au réseau de canalisations traditionnellement consacré au transport de gaz naturel sans aucune modification du système. La définition des conditions dans lesquelles l'hydrogène peut être ajouté au gaz naturel est un point clé de cette étude.

Dans la dernière partie, nous avons présenté l'hydrogène, que les spécialistes considèrent comme l'une des solutions potentielles aux défis énergétiques et environnementaux à venir, et le potentiel hydrogène de l'énergie solaire et éolienne pour l'Algérie. Enfin, les réseaux de transport de gaz naturel existants peuvent être adaptés au transport de l'hydrogène.

En conclusion, le développement des énergies renouvelables et leur utilisation partielle par l'hydrogène est la seule solution raisonnable dans le futur.

Références

- AFHYPAC. (2020). *Mémento de l'hydrogène Situation mondiale de l'énergie*.
- BP. (2012). *Annual Report and Form 20F 2012*. Retrieved from www.bp.com
- BP. (2016). *Annual Report*. Retrieved from www.bp.com
- BP. (2017). *Annual report: a year of strong delivery and growth*. Retrieved from www.bp.com
- BP. (2018). *Annual Report: 67 th edition Contents is one of the most widely respected*. Retrieved from www.bp.com
- CEA. (2018). *Mémento sur l'énergie*. Retrieved from www.cea.fr
- Daniel, D. W., Jean, B., Guy, M., & Jean, A. (2008). Conception de réseaux de distribution d'hydrogène. In 7 (Ed.), *7e Conférence Internationale de MODélisation et SIMulation*. Paris-.
- DGT. (2013). Direction Générale Trésor (DGT). Retrieved February 1, 2020, from publications des services économiques website: www.teisor.economie.gouv.fr
- DVGW. (2013). Technical Rule – Standard DVGW W 122. In *Code of Practice W 551*. Retrieved from www.dvgw-regelwerk.de
- Gouareh, A. (2017). *Maîtrise et optimisation de la gestion énergétique en Algérie*.
- IEA. (2015). CO2 Emissions from Fuel Combustion. In *international Energy Agency*. https://doi.org/10.1787/co2_fuel-2005-en-fr
- Khellaf, A. (2019). *Advances in Renewable Hydrogen and Other Sustainable Energy Carriers*.
- Liemberger, D. W. (2018). *Utilisation of the Natural Gas Grid for the Hydrogen Infrastructure*. 173.
- Mahmah, B., Harouadi, F., Benmoussa, H., & Chader, S. (2009). MedHySol : Future federator project of massive production of solar hydrogen. *International Journal of Hydrogen Energy*, 34, 12. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2008.12.068>
- ME. (2016). *Chiffres clés du bilan énergétique national 2016*.
- Messaoudi, D., Settou, N., Negrou, B., & Settou, B. (2019). GIS based multi-criteria decision making for solar hydrogen production sites selection in Algeria. *International Journal of Hydrogen Energy*, 44(60), 24. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2019.10.099>
- NU. (2016). *NU-Annual-Report-to-30-June-2016-R (6).pdf* (p. 56). p. 56.
- Ogden, J. M. (1999). Developing an infrastructure for hydrogen vehicles] a Southern California case study. *International Journal of Hydrogen Energy*, 22.
- OPEC. (2018). *Annual Report*.
- ÖVGW. (2001). *Einspeisung von Biogas in ein Erdgasnetz Qualitätserfordernisse aus der Sicht eines Gasnetzbetreibers*.
- PPIAF. (2013). *PPIAF annual report*.
- Prb. (2017). *Pyrite Resolution Board Annual Report 2018* (Vol. 9). Retrieved from

<https://www.pyriteboard.ie/Pyrite/media/Pyrite/Updated/Annual-Report-2017.pdf>

- Rahmouni, S. (2018). *Etude prospective de la transition énergétique et l'impact environnemental en Algérie*.
- Schouten, J. A., Michels, J. P. J., & Janssen-Van Rosmalen, R. (2004). Effect of H₂-injection on the thermodynamic and transportation properties of natural gas. *International Journal of Hydrogen Energy*, 29(11), 8. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2003.11.003>
- Sonalgaz. (2017). *Plan de développement du Réseau de Transport du Gaz 2017-2027*. Retrieved from www.grtg.dz
- sonatrach. (2013). *rapport annuel*. Retrieved from www.sonatrach.com
- Sonatrach. (2017). *Rapport annuel sonatrach 2017*. Retrieved from www.sonatrach.com
- Sonatrach. (2018). *Rapport annuel sonatrach 2018*. Retrieved from www.sonatrach.com
- Tabkhi, F. (2007). *Optimization of gas transmission networks*. 146. Retrieved from <http://ethesis.inp-toulouse.fr/archive/00000597/01/tabkhi.pdf>
- Touahri, A. (2017). *L'approvisionnement de l'union européenne en gaz algérien : étude des modes de transport*. Université de Bejaïa.
- Valérie, D., Sylvaine, P., & Benno, W. (2016). Etude comparative des règlementation, guides et normes concernant les électrolyseurs et le stockage d'hydrogène. In *INERIS*. <https://doi.org/10.1109/ciced.2018.8592188>

Résumé :

Le monde connue ces dernières années une augmentation de ses consommations énergétiques, corrélé à celui de sa population et au développement socio-économique des ménages.

Après cette consommation massive, les risque d'épuisement des ressources. Il est nécessité de trouver une solution c'est d'engager d'une transition énergétique basé sur l'efficacité énergétique des énergies renouvelable propres d'un potentiel très important, L'hydrogène est un formidable vecteur de la transition, il fait le pont entre une production décarbonée et des applications énergétique zéro émission. Le transfert de ce dernier se fait à travers l'infrastructure de gazoducs. Malgré que L'ajout d'hydrogène au gaz naturel modifie ses propriétés de transport et calorifiques, même l'ajout d'un certain pourcentage impact direct sur les propriétés de combustion, la diffusion dans les matériaux et le comportement du mélange gazeux dans l'air. Cependant, c'est l'une des solutions les plus prometteuses pour les installations de gaz. Tel que Certaines valeur ont atteint un taux de 20%.

ملخص

شهد العالم زيادة في استهلاك الطاقة في السنوات الأخيرة، مرتبطة بزيادة السكانية والتنمية الاجتماعية والاقتصادية.

يؤدي هذا الاستهلاك الهائل الى استنفاد الموارد الاحفورية. ولهذا فمن الضروري إيجاد حل للشروع في انتقال الطاقة بناءً على كفاءة الطاقة للطاقت المتجددة النظيفة ذات الإمكانيات الكبيرة جدًا، فالهيدروجين هو ناقل للطاقة، الهيدروجين هو جسر لسد الفجوة بين الإنتاج منخفض الكربون وتطبيقات الطاقة عديمة الانبعاثات. يتم نقل الأخير عبر البنية التحتية لأنابيب الغاز. على الرغم من أن إضافة الهيدروجين إلى الغاز الطبيعي يغير خصائص نقله وخصائصه الحرارية، إلا أن إضافة نسبة معينة تؤثر بشكل مباشر على خصائص الاحتراق وانتشار المواد وسلوك خليط الغاز في الهواء. ومع ذلك، فهو أحد الحلول الواعدة لمنشآت الغاز فقد اثبت نجاعة هذه الدراسة حيث بلغت نسبة الإضافة في بعض القيم الى 20%.

Abstract :

The world has seen an increase in its energy consumption in recent years, correlated with that of its population and the socio-economic development of households.

After this massive consumption, the risk of resources exhaustion. It is necessary to find a solution to initiate an energy transition based on the energy efficiency of clean renewable energies with a very significant potential, Hydrogen is a formidable vector of the transition, it bridges the gap between low-carbon production and zero-emission energy applications. The latter is transferred through the gas pipeline infrastructure. Although the addition of hydrogen to natural gas alters its transport and calorific properties, even the addition of a certain percentage directly impacts the combustion properties, the diffusion in materials and the behavior of the gas mixture in the air. However, it is one of the most promising solutions for gas installations. Such as Some values have reached a rate of 20%.