



École Nationale Polytechnique

Département Génie Chimique

Laboratoire de Valorisation des Energies Fossiles



*Mémoire de Projet de Fin d'Études
Pour l'obtention du diplôme d'ingénieur d'état en Génie Chimique*

Thème :

**L'hydrogène vert remplacera le gaz naturel :
Un objectif à notre portée**

Yacine **LABASSI**

Sous la direction du Pr. Chems Eddine **CHITOUR**

Présenté et soutenu publiquement le 27/06/2022 devant le jury :

<i>Président</i>	<i>Mr. Toudert AHMED-ZAID,</i>	<i>Professeur</i>	<i>ENP</i>
<i>Rapporteur/ Promoteur</i>	<i>Mr. Chems Eddine CHITOUR,</i>	<i>Professeur</i>	<i>ENP</i>
<i>Examinatrice</i>	<i>Mme. Fairouz Khalida KIES,</i>	<i>MCA</i>	<i>ENP</i>
<i>Examinatrice</i>	<i>Mme. Ouardia REBAS,</i>	<i>MCA</i>	<i>ENP</i>
<i>Invité</i>	<i>Mr. Abdelhamid MRAOUI,</i>	<i>MRA</i>	<i>CDER</i>



École Nationale Polytechnique

Département Génie Chimique

Laboratoire de Valorisation des Energies Fossiles



*Mémoire de Projet de Fin d'Études
Pour l'obtention du diplôme d'ingénieur d'état en Génie Chimique*

Thème :

**L'hydrogène vert remplacera le gaz naturel :
Un objectif à notre portée**

Yacine **LABASSI**

Sous la direction du Pr. Chems Eddine **CHITOUR**

Présenté et soutenu publiquement le 27/06/2022 devant le jury :

<i>Président</i>	<i>Mr. Toudert AHMED-ZAID,</i>	<i>Professeur</i>	<i>ENP</i>
<i>Rapporteur/ Promoteur</i>	<i>Mr. Chems Eddine CHITOUR,</i>	<i>Professeur</i>	<i>ENP</i>
<i>Examinatrice</i>	<i>Mme. Fairouz Khalida KIES,</i>	<i>MCA</i>	<i>ENP</i>
<i>Examinatrice</i>	<i>Mme. Ouardia REBAS,</i>	<i>MCA</i>	<i>ENP</i>
<i>Invité</i>	<i>Mr. Abdelhamid MRAOUI,</i>	<i>MRA</i>	<i>CDER</i>

ملخص

الغرض من هذا العمل هو أولاً شرح كيفية استجابة القوى الكبرى في العالم لتغير المناخ ولماذا يعتبر الهيدروجين مهماً لأهدافها الخاصة بحياد الكربون. سنقترح بعد ذلك خارطة طريق للإجراءات التي يجب اتخاذها لتنويع مزيج الطاقة لدينا وإخراج الجزائر من اعتمادها على الهيدروكربونات ، بناءً على خطة مارشال لتطوير الطاقات المتجددة ، ووضع استراتيجية هيدروجين مبنية على 3 محاور : إنتاج الكهرباء الخضراء ، تحلية مياه البحر ، تركيب المحلل الكهربائي. لهذا الغرض ، تمت دراسة سيناريوهين مختلفين يعتمدان على تلبية الطلب الوطني على الكهرباء ، بالإضافة إلى إنتاج الهيدروجين ، وصدرت سلسلة من الإرشادات حول الإجراءات الواجب اتخاذها.

كلمات مفاتيح

الهيدروجين الأخضر ، الانتقال الطاقوي ، الطاقات المتجددة

Abstract:

The purpose of this paper is first to explain how the world's major powers are responding to climate change and why hydrogen is important to their carbon neutrality goals. We will then propose a roadmap on the measures to be taken to diversify our energy mix and get Algeria out of its dependence on hydrocarbons, based on a Marshall Plan for the development of renewable energies, and to set up a hydrogen strategy built on 3 axes: Production of green electricity, desalination of sea water, installation of electrolyser. For this purpose, two different scenarios based on the satisfaction of the national electrical demand, in addition to the production of hydrogen, have been studied and a series of guidelines on the measures to be taken have been issued.

Key Words

Green Hydrogen, Energy transition, Renewable energies

Résumé :

Le but de ce travail est d'abord d'expliquer comment les grandes puissances mondiales réagissent face au changement climatique et pourquoi l'hydrogène occupe une place importante dans leurs objectifs de neutralité carbone. On proposera par la suite une feuille de route sur les mesures à prendre pour diversifier notre mix énergétique et sortir l'Algérie de sa dépendance aux hydrocarbures, en se basant sur un Plan Marshall pour le développement des énergies renouvelables, et de mettre en place une stratégie hydrogène construite sur 3 axes : Production d'électricité verte, dessalement d'eau de mer, installation d'électrolyseur. Pour cela deux scénarios différents basés sur la satisfaction de la demande électrique nationale, en plus de la production d'hydrogène, ont été étudiés et une série de directives sur les mesures à prendre ont été émises.

Mot clés

Hydrogène vert, Transition énergétique, Energies renouvelables

REMERCIEMENTS

Je remercie tout d'abord Dieu le Tout-Miséricordieux, le Très-Miséricordieux, sans qui ce modeste travail n'aurait pas été possible.

Je tiens à témoigner mes plus chaleureux remerciements à mon promoteur, le Professeur émérite **Chems-Eddine CHITOUR**, pour son encadrement efficace, ses conseils avisés, ses critiques judicieuses, et son aide précieuse tout au long de ce travail.

Je remercie les membres du jury, à leur tête le **Pr T.AHMED-ZAID** qui a accepté d'en prendre la présidence, ainsi qu'à **Mme F.KIES** et **Mme O.REBAS** pour m'avoir fait l'honneur de consulter mon travail.

Mes remerciements les plus distingués vont aussi à **Mr A.MRAOUI**, Chef de la Division Hydrogène au CDER, pour sa disponibilité et son aide précieuse.

Je remercie également l'ensemble des enseignants du département du génie chimique qui m'ont permis d'arriver jusque-là, avec une pensée particulière à **Mme MOHELLEBI** qui a été notre chef de département et qui a quitté son poste cette année.

A toutes les personnes croisées en chemins, m'ayant fait part de leur aide, de leurs conseils, et de leur soutien, je voudrais tout simplement vous dire : Merci.

DÉDICACES

À mes chers parents, pour tous leurs sacrifices, leur amour, leur tendresse, leur soutien et leurs prières tout au long de mes études,

À mes chères sœurs, Meriem et Ferial, pour leur appui et leur encouragement,

À toute ma famille pour leur soutien tout au long de mon parcours universitaire,

À mes amis, sur qui j'ai toujours pu compter et qui m'ont toujours soutenu,

Merci d'être toujours là pour moi.

Yacine

Table des matières :

LISTE DES FIGURES

LISTE DES TABLEAUX

LISTE DES ABRÉVIATIONS

Introduction générale.....12

Partie 1 : Etat des lieux dans le Monde

1. Situation dans le monde	15
1.1. Changement climatique	15
1.1.1. Neutralité carbone	16
1.2. Stratégies énergétiques des états	17
1.2.1. États-Unis	17
1.2.1.1. Etats des lieux.....	17
1.2.1.2. Stratégie neutralité carbone	18
1.2.2. Union européenne.....	20
1.2.2.1. Etats des lieux.....	20
1.2.2.2. Stratégie neutralité carbone	21
1.2.3. Chine	23
1.2.3.1. Etats des lieux.....	23
1.2.3.2. Stratégie neutralité carbone	24
1.2.4. Inde.....	25
1.2.4.1. Etats des lieux.....	25
1.2.4.2. Stratégie neutralité carbone	26

Partie 2 : Etat des lieux en Algérie

2. Etat des lieux de l'énergie en Algérie	29
2.1. Evolution du secteur énergétique en Algérie depuis les années 2000.....	30
2.1.1. Evolution de la consommation primaire d'énergie	30
2.1.2. Evolution démographique	31
2.1.3. Evolution de la demande électrique	31
2.1.4. Evolution du dégagement de CO2 par habitant.....	33
2.2. Pseudo mix énergétique.....	34
2.2.1. La production et la consommation d'électricité	34
2.3. Réserves et déclin des hydrocarbures.....	35
2.4. Un plan Marshall pour la transition énergétique	37
2.4.1. Potentiel solaire et Potentiel éolien	38
2.4.2. Géothermie	39
2.4.3. Biomasse	40
2.4.4. Gisement des économies d'énergie	40
2.5. Alternatives futures	42

Partie 3 : La révolution de l'hydrogène vert qui pourrait remplacer le gaz naturel à l'exportation d'ici 2030

3. Hydrogène	44
3.1. Vecteur énergétique.....	45
3.2. Piles à combustible.....	46
3.2.1. Pile à combustible à membrane d'échange de protons : PEMFC.....	47
3.3. Production d'hydrogène	49
3.4. Différents couleurs de l'hydrogène	50
3.4.1. Hydrogène gris	50
3.4.2. Hydrogène bleu	51
3.4.3. Hydrogène vert.....	52
3.5. Cout de production	57
3.5.1. Coût de l'hydrogène gris et bleu.....	57
3.5.2. Coût de l'hydrogène vert issue de l'électrolyse de l'eau.....	57
3.6. Stockage et transport	58
3.6.1. Stockage	58
3.6.1.1. Sous forme gazeuse	58
3.6.1.2. Sous forme liquide.....	59
3.6.2. Transport	59
3.6.2.1. Sous forme gazeuse	59
3.6.2.2. Sous forme liquide.....	60
3.6.3. Sous forme hydrure	61
3.7. Ethanol.....	61
3.8. Opportunité d'exportation de l'hydrogène sous forme d'ammoniac	62

Partie 4 : Proposition d'un Plan hydrogène 2030

4. Introduction	64
4.1. Evolution démographique	65
4.2. Demande en gaz naturel	65
4.3. Production d'hydrogène vert	66
4.3.1. Besoin en électricité :	66
4.3.2. Besoin en eau.....	66
4.3.3. Besoin en électrolyseur	69
4.3.4. Economies en gaz naturel.....	70
4.3.5. Estimation du cout de production de l'hydrogène vert produit en Algérie :.....	70
4.4.1 ^{er} scénario : Fil de l'eau	71
4.5.2eme scénario : Volontariste	75
Conclusion générale	78
Bibliographie.....	81

LISTE DES FIGURES

<i>Figure 1.1 Mix énergétique US</i>	17
<i>Figure 1.2 Source de génération électricité US</i>	18
<i>Figure 1.3 Capacités solaires et éoliennes actuelles et projection en 2030, Union Européenne</i>	22
<i>Figure 1.4 Mix énergétique chinois</i>	23
<i>Figure 2.1 Carte Algérie</i>	28
<i>Figure 2.2 Courbe de l'évolution de la consommation d'énergie primaire en Algérie</i>	30
<i>Figure 2.3 Courbe de l'accroissement démographique</i>	31
<i>Figure 2.4 Courbe de l'évolution de la production électrique en Algérie en GWh</i>	32
<i>Figure 2.5 Courbe évolution démographique en parallèle à la courbe d'évolution de la production électrique</i>	32
<i>Figure 2.6 Courbe de l'évolution des émissions de CO₂ par habitant</i>	33
<i>Figure 2.7 Evolution de la production de pétrole en Algérie</i>	36
<i>Figure 2.8 Evolution de la production de gaz naturel et de GNL en Algérie</i>	36
<i>Figure 2.9 Projection de l'évolution des réserves de gaz naturel en Algérie</i>	37
<i>Figure 2.10 Carte potentiel solaire en Algérie</i>	38
<i>Figure 2.11 Carte potentiel éolien en Algérie</i>	39
<i>Figure 3.1 Schéma Pile à combustible</i>	47
<i>Figure 3.2 Schéma de voiture à pile à combustible</i>	48
<i>Figure 3.3 Production d'hydrogène par sources et par secteur de consommation</i>	49
<i>Figure 3.4 Schéma de captage de CO₂, hydrogène bleu</i>	52
<i>Figure 3.5 Principe de fonctionnement de l'électrolyse de l'eau alcaline et à membrane échangeuse de proton (PEM)</i>	54
<i>Figure 3.6 Schéma du processus d'électrolyse alcaline</i>	55
<i>Figure 3.7 Projection de l'évolution du cout de l'hydrogène</i>	58
<i>Figure 3.8 Camion porte tubes</i>	60

<i>Figure 3.9</i> <i>Camion-citerne cryogénique</i>	61
<i>Figure 4.1</i> <i>Courbe de l'évolution de la consommation électrique en TWh, scénario fil de l'eau</i>	71
<i>Figure 4.2</i> <i>Courbe de l'évolution de la consommation électrique en TWh, scénario</i> <i>volontariste</i>	75

LISTE DES TABLEAUX

<i>Tableau 1.1 Comparatifs entre les principales économies mondiales et l'Algérie.....</i>	<i>26</i>
<i>Tableau 2.1 Consommation électrique en Algérie</i>	<i>35</i>
<i>Tableau 3.1 Densités énergétiques volumétriques et gravimétriques des combustibles courants.....</i>	<i>44</i>
<i>Tableau 3.2. Point éclair de certains combustibles courants</i>	<i>45</i>
<i>Tableau 3.3 Plage d'inflammabilité des combustibles comparables courants</i>	<i>46</i>
<i>Tableau 4.1 Estimation du cout de différentes méthodes de désalinisation.....</i>	<i>68</i>
<i>Tableau 4.2 Estimation du cout de transport de l'eau désalinisée</i>	<i>68</i>
<i>Tableau 4.3 Feuille de route Plan hydrogène, Scénario fil de l'eau</i>	<i>71</i>
<i>Tableau 4.4 Evolution électrique, Scénario fil de l'eau.....</i>	<i>72</i>
<i>Tableau 4.5 Feuille de route Plan hydrogène, Scénario volontariste.....</i>	<i>75</i>
<i>Tableau 4.6 Evolution électrique, Scénario volontariste</i>	<i>76</i>

LISTE DES ABRÉVIATIONS

Abréviation	Signification
GIEC	Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat
COP	Conférence des parties
CSC	Capture Stockage Carbone
OPEX	Dépenses d'exploitation
CAPEX	Dépenses d'investissement
IRENA	Agence Internationale pour les énergies renouvelables
AIE	Agence Internationale de l'Energie
PEM	Membrane d'électrolyte polymère
Tep	Tonne d'équivalent pétrole
GES	Gaz à effet de serre
MTEER	Ministère de la Transition Energétique et des Energies Renouvelables

Introduction générale

Introduction générale :

La consommation d'énergie dans le monde dépasse les 16 milliards de tep. Cela correspond à environ 38 milliards de tonnes d'émission de CO_2 . Ce CO_2 serait en grande partie responsable de l'effet de serre responsable du réchauffement de la Terre. Les différentes COP recommandent fortement de ne pas dépasser les 1,5°C d'ici 2030 au-delà duquel le système serait incontrôlable. Ainsi, les systèmes énergétiques sont confrontés à une transition vers des technologies qui permettent de réduire les émissions de gaz à effet de serre (GES), afin de relever l'immense défi du changement climatique. De fait, L'hydrogène est de plus en plus considéré comme un acteur potentiel dans les stratégies nationales et internationales, à appliquer à différents secteurs, de l'industrie aux transports. Les principales économies mondiales élaborent actuellement des stratégies et des feuilles de route spécifiques à l'hydrogène. Les projets de recherche et les applications industrielles portent sur les différentes composantes de la filière hydrogène, qui comprend la production, le transport, le stockage, la distribution et les utilisations finales.

L'hydrogène est déjà un produit de base qui est utilisé comme matière première dans différentes applications industrielles, allant des raffineries à la production d'ammoniac et de méthanol. La demande mondiale d'hydrogène pur est passée de moins de 20 Mt en 1975 à plus de 70 Mt en 2018. Pourtant, la demande actuelle d'hydrogène est principalement satisfaite par les combustibles fossiles, notamment le gaz naturel, le pétrole et le charbon, car ils représentent aujourd'hui la voie la moins chère, le coût de l'hydrogène étant compris entre 1 et 3 USD par kg.

Cependant, l'hydrogène a également été proposé comme vecteur énergétique potentiel pour soutenir un déploiement plus large d'une énergie à faible teneur en carbone, principalement produite à partir de sources d'énergie renouvelables. Aujourd'hui, un consensus de plus en plus large se dégage à nouveau sur le potentiel de l'hydrogène, principalement en raison d'un agenda climatique plus fort avec des objectifs ambitieux. L'hydrogène propre fait partie d'un groupe de technologies qui doivent être déployées dans les utilisations finales pour assurer une transition vers des sources d'énergie respectueuses du climat. Les technologies de l'hydrogène sont également considérées comme une opportunité de développer les secteurs industriels nationaux, dans une perspective de relance après la pandémie de COVID-19.

Le premier chapitre est consacré au changement climatique provoqué par les gaz à effet de serre due à la combustion des énergies fossiles, et aux stratégies de quelques Etats pour atteindre la neutralité carbone.

Dans le second chapitre nous ferons ensuite un état des lieux du secteur de l'énergie en Algérie en mettant l'accent sur l'évolution de la consommation d'énergie nationale et le déclin de nos réserves d'hydrocarbures. Nous présenterons aussi notre potentiel pour diversifier notre mix énergétique en y incluant des énergies renouvelables.

Le troisième chapitre est consacré à l'hydrogène en y expliquant pourquoi il est un acteur majeur de la transition énergétique.

Dans le quatrième et dernier chapitre de ce mémoire, notre contribution consiste à faire le point sur l'état de l'art dans le développement de l'hydrogène comme solution complémentaire au développement des énergies renouvelables pour sortir des énergies fossiles. Nous donnerons aussi quelques idées sur ce que pourrait être le Plan Hydrogène de l'Algérie d'ici à 2030.

Partie 1 :

Etat des lieux dans le Monde

1. Situation dans le monde

1.1. Changement climatique :

Le réchauffement climatique est un phénomène causé par les gaz à effet de serre émis par l'homme. Il se traduit par une augmentation très rapide de la température moyenne de l'atmosphère depuis les années 1850 et la révolution industrielle. Aujourd'hui on peut affirmer avec certitude que la décennie 2011-2020 est plus chaude de 1,1 °C que le demi-siècle 1850-1900 [1]. Si cette valeur peut paraître faible, il faut bien comprendre ce que représente cette moyenne mondiale : à l'échelle des temps géologiques, entre une période froide dite glaciaire et une période plus chaude interglaciaire, il n'y a que 4 °C de différence en moyenne.

Le lundi 9 août 2021, le Groupe d'Experts Intergouvernemental sur l'Évolution du Climat (GIEC), ou Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC) en anglais, a publié le premier volume de son sixième rapport d'évaluation. Six et huit mois plus tard (le 28 février et le 4 avril 2022), il publie les deuxièmes et troisièmes volets. Ce sixième rapport présente les connaissances les plus avancées et récentes sur le réchauffement climatique. Le dernier rapport en date est consacré aux solutions pour réduire les émissions de gaz à effet de serre. Ces préconisations ont pour objectif de limiter le réchauffement climatique à 1,5 degré Celsius comme cela avait été convenu avec l'Accord de Paris en 2015. Or, au regard de l'évolution actuelle des émissions de dioxyde de carbone, la température mondiale pourrait augmenter de 4,4 °C d'ici à la fin du siècle. [2]

Selon un nouveau rapport de l'Organisation Météorologique Mondiale, organisme de l'ONU, il y a 50 % de risques pour que la hausse des températures atteigne ou dépasse les +1,5 °C comparée à celle des niveaux préindustriels. L'Accord de Paris avait fixé comme objectif le seuil de +2 °C de réchauffement à ne pas dépasser d'ici la fin du siècle, en essayant au maximum de le limiter à +1,5 °C : ces 1,5 °C ne devraient donc pas être atteints d'ici 2100, mais peut-être d'ici 2026 selon l'OMM. [3]

Les émissions de dioxyde de carbone et de méthane, dit gaz à effet de serre, sont à l'origine des changements climatiques. Elles proviennent de la combustion de combustibles fossiles, par exemple de l'essence qui alimente les voitures ou du charbon utilisé pour chauffer un bâtiment. Le défrichage des terres et des forêts peut également entraîner la libération de dioxyde de carbone. Les décharges d'ordures constituent une autre source. Les secteurs de l'énergie, de l'industrie, de l'agriculture et de l'élimination des déchets figurent parmi les principaux émetteurs. Les concentrations de gaz à effet de serre ont atteint leur niveau le plus élevé depuis deux millions d'années et continuent d'augmenter.

Parler de réchauffement climatique a le mérite de la simplicité. Néanmoins, les effets ne se limitent pas à une simple hausse des températures : ils concernent aussi la modification du régime des pluies ou encore la fréquence et l'intensité d'événements extrêmes (vagues de chaleur, inondations, feux de forêt, ouragans, etc.) avec leur cortège d'effets graves sur la nature et sur les humains. Pour cette raison, le Groupe d'Experts Intergouvernemental sur

l'évolution du climat (GIEC), préfère employer l'expression « changement climatique » (« climate change » en anglais). Ces changements sont généralisés, observables du sommet de l'atmosphère jusqu'au fond des océans, et des régions tropicales aux régions polaires. Ils s'intensifient et n'épargnent aucune région du monde.

L'OMM précise que l'année 2022 s'annonce plus sèche la plus sèche de ces 3 dernières années en Europe du sud et dans le sud-ouest des États-Unis et du Canada. Les conditions météo de 2022 s'annoncent par contre plus humides que la moyenne en Europe du Nord, au Sahel, au nord-est du Brésil et en Australie (déjà touchée par des inondations historiques). En ce qui concerne les prochains étés de la période 2022-2026, les prévisions climatiques s'orientent vers une sécheresse récurrente en Amazonie et des précipitations excédentaires au Sahel, au nord de l'Europe, en Alaska et au nord de la Sibérie. Concernant les prochains hivers des cinq années à venir, les modèles climatiques suggèrent des précipitations supérieures à la moyenne dans les tropiques, et inférieures à la moyenne dans les zones subtropicales.

1.1.1. Neutralité carbone :

Selon le parlement européen, la neutralité carbone signifie qu'il existe un équilibre entre l'émission de carbone et l'absorption de carbone de l'atmosphère dans les puits de carbone. Le fait de retirer l'oxyde de carbone de l'atmosphère puis de le stocker est appelé séquestration du carbone. [4]

Le concept de neutralité carbone est pourtant plus ambigu, il ne signifie pas qu'à l'horizon 2050, nous n'utiliserons plus les énergies fossiles. En fait, les pays développés ont assoupli la contrainte en parlant de séquestration complémentaire, ainsi même si l'hydrogène utilisé est gris et qu'il provient du fossile, il entre dans une politique de séquestration. Et ceci ne concerne que les pays développés qui maîtrisent la technologie de la séquestration du CO₂, car d'ici 2050 ce ne sera pas le cas probablement des pays en développement,

Pour pouvoir atteindre cet objectif de neutralité carbone, les grandes puissances économiques mondiale ont tracé différentes feuilles de route et adopté des stratégies propres à leur situation.

1.2. Stratégies énergétiques des Etats :

Afin de pouvoir atteindre la neutralité carbone à l'horizon 2050, les grandes puissances mondiales ont mis en place différentes stratégies et feuilles de route selon leurs caractéristiques propres. Nous comparons quelques stratégies émises par certains pays (États-Unis, Chine, Inde) et organismes (Union Européenne).

1.2.1. États-Unis :

1.2.1.1. États des lieux :

Mix énergétique :

L'énergie aux États-Unis provient principalement des combustibles fossiles : en 2020, les données ont montré que 35 % de l'énergie du pays provient du pétrole, 10 % du charbon et 34 % du gaz naturel. L'énergie nucléaire en fournissait 9 % et les énergies renouvelables 12 %, provenant principalement des barrages hydroélectriques et de la biomasse ; toutefois, cela inclut également d'autres sources renouvelables comme l'éolien, la géothermie et le solaire. [5]

U.S. primary energy consumption by energy source, 2020

total = 92.94 quadrillion
British thermal units (Btu)

total = 11.59 quadrillion Btu

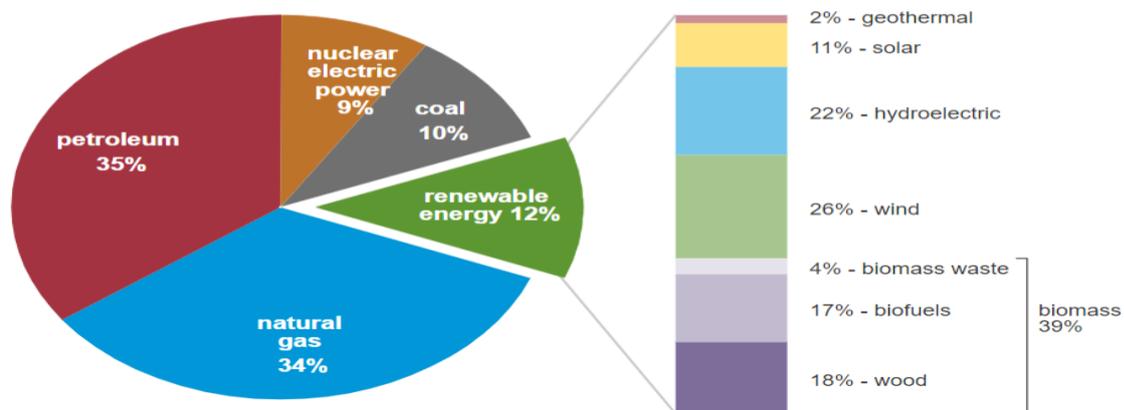


Figure 1.1: Mix énergétique US, Source: U.S. Energy Information Administration, Monthly Energy Review, April 2021, preliminary data

Mix électrique :

Capacité installée :

À la fin de 2021, les États-Unis disposaient d'une capacité totale de production d'électricité à l'échelle industrielle de 1 143 757 MW, soit environ 1,14 milliard de kW, et d'une capacité de production d'électricité solaire photovoltaïque à petite échelle d'environ 32 972 MW, soit près de 0,03 milliard de kW. [6]

Production d'électricité :

Les États-Unis sont le deuxième plus grand producteur et consommateur d'électricité au monde. Ils consomment environ 20 % de l'approvisionnement mondial en électricité.

En 2021, la production nette d'électricité à partir de générateurs à grande échelle aux États-Unis était d'environ 4 116 milliards de kilowattheures (kWh) (soit environ 4,12 billions de kWh). L'EIA estime que 49,03 milliards de kWh supplémentaires (soit environ 0,05 trillion de kWh) ont été produits par des systèmes solaires photovoltaïques (PV) à petite échelle.

En 2021, environ 61 % de la production d'électricité à l'échelle industrielle aux États-Unis était produite à partir de combustibles fossiles (charbon, gaz naturel et pétrole), environ 19 % à partir de l'énergie nucléaire et environ 20 % à partir de sources d'énergie renouvelables.

Sources de génération d'électricité US

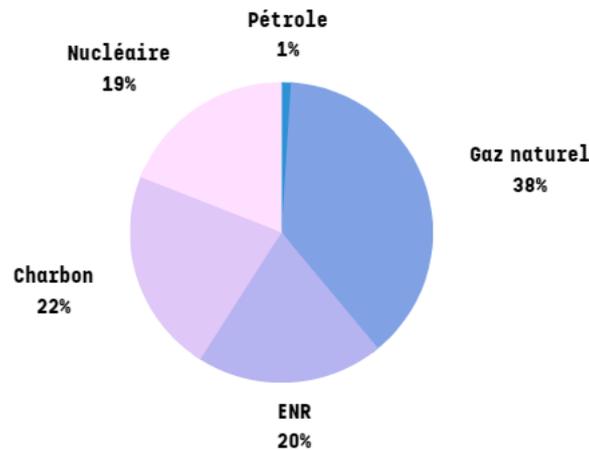


Figure 1.2: Sources de génération d'électricité US, Source: US Energy Information Administration, *Electric Power Monthly*, February 2022

1.2.1.2. Stratégie neutralité carbone

Signataire des accords de Paris en 2015, les États-Unis avait momentanément quitté cet accord sous la présidence du président Trump avant que son successeur le président Joe Biden ne les fassent réintégrer. L'objectif de ces derniers étant de parvenir à des émissions nettes de gaz à effet de serre nulles au plus tard en 2050 et de limiter le réchauffement de la planète à 1,5 degré Celsius. Les Etats Unis envisagent d'utiliser la neutralité carbone associée à la séquestration du CO2.

Les Etats-Unis distinguent 5 secteurs stratégiques pour atteindre la neutralité carbone : [7] [8]

1- Electricité :

Les États-Unis se sont fixé pour objectif d'atteindre un système électrique 100 % sans pollution par le carbone d'ici 2035, ce qui peut être réalisé grâce à de multiples technologies et investissements rentables. L'accélération du déploiement des énergies propres peut être catalysée par des mesures d'incitation et des normes visant à réduire la pollution des centrales électriques, par des investissements dans des technologies permettant d'accroître la flexibilité du système électrique, telles que le transport, l'efficacité énergétique, le stockage de l'énergie, les bâtiments intelligents et connectés, et les carburants non polluants, ainsi que par le recours au captage et au stockage du carbone et au nucléaire.

2- Transport :

Les véhicules sont devenus la principale source d'émissions aux États-Unis, en raison de l'utilisation de combustibles fossiles (40%). Pour réduire les émissions de GES, les États-Unis vont électrifier la plupart des véhicules pour qu'ils fonctionnent avec une électricité toujours plus propre et de passer à des biocarburants et à de l'hydrogène à faible teneur en carbone ou sans carbone dans des applications telles que le transport maritime et aérien à longue distance.

3- Bâtiment

La priorité est d'améliorer rapidement l'efficacité énergétique et d'augmenter la part des ventes d'appareils électriques propres et efficaces - notamment les pompes à chaleur pour la climatisation des locaux, les chauffe-eau à pompe à chaleur, les cuisinières électriques et à induction et les sèche-linge électriques - tout en rendant l'énergie plus abordable et en améliorant l'accès équitable aux appareils efficaces, aux améliorations de l'efficacité et aux ressources énergétiques distribuées propres dans les bâtiments.

4- Industrie :

La décarbonisation industrielle peut être réalisée grâce à l'efficacité énergétique, à l'électrification industrielle, aux combustibles, aux matières premières et aux sources d'énergie à faible teneur en carbone, ainsi qu'au CSC industriel. La mise en place d'une énergie propre d'ici à 2035 permettra d'éliminer les émissions provenant de l'électricité du réseau consommée par l'industrie et rendra possible l'électrification sans carbone de certains processus industriels actuellement dominés par l'utilisation de combustibles fossiles. Les procédés de chauffage à basse et moyenne température sont candidats à l'électrification industrielle à court terme grâce à l'utilisation accrue de pompes à chaleur industrielles, de chaudières électriques, ou de procédés de chauffage électromagnétique.

5- Agriculture

Les vastes terres américaines offrent la possibilité de réduire les émissions et de piéger le carbone. Pour tirer parti de ces possibilités, il convient de continuer à étendre les zones forestières, d'allonger la durée des rotations, de protéger les zones forestières, d'intégrer les

arbres dans les zones urbaines et l'agriculture, de développer les pratiques agricoles respectueuses du climat, telles que les cultures de couverture, et de recourir au pâturage en rotation sur les terres agricoles. Les programmes et les mesures incitatives visant à améliorer la productivité agricole peuvent avoir un effet de levier encore plus important ; ces pratiques et technologies peuvent libérer des terres pour d'autres utilisations et réduire les émissions de méthane et de N_2O d'origine agricole grâce, par exemple, à une meilleure gestion du fumier et des éléments nutritifs des terres cultivées.

Les États-Unis sont en train de travailler sur une stratégie hydrogène qui n'a pas encore été défini.

1.2.2. Union Européenne

1.2.2.1. Etat des lieux

Mix énergétique :

Le mix énergétique de l'UE est principalement composé de cinq sources différentes : produits pétroliers (y compris le pétrole brut) (35 %), gaz naturel (24 %), énergies renouvelables (17 %), énergie nucléaire (13 %) et combustibles fossiles solides (charbon) (12 %). [9]

En Europe, les transports sont le premier utilisateur final d'énergie. La consommation de ce secteur dépasse celle des ménages, de l'industrie et des services. Disposant de faibles ressources en hydrocarbures, l'UE est dépendante d'importation de l'extérieur, principalement la Russie, afin de garantir sa sécurité énergétique. [10]

Mix électrique :

L'électricité représente environ 23 % de l'énergie finale consommée au sein de l'Union Européenne. En 2020, les sources d'énergie renouvelables représentaient 39 % de l'électricité et ont dépassé pour la première fois les combustibles fossiles (36 %) comme principale source d'énergie. En outre, 25 % de l'électricité provenait de centrales nucléaires. Parmi les sources renouvelables, la part la plus importante de l'électricité provenait des éoliennes (14 %), des centrales hydroélectriques (13 %), des biocarburants (6 %) et de l'énergie solaire (5 %). [11]

La production nette totale d'électricité dans l'UE a atteint 2 778 térawatts heures (TWh) en 2019 et la consommation annuelle d'électricité par habitant atteint 6 107 kWh, supérieurs de 87 % à la consommation moyenne mondiale. [12]

Capacité installée :

En 2020, l'Union Européenne disposait d'une capacité totale de 992 GW parmi lesquels 94 GW à partir de charbon, 192 GW de gaz, 38 GW de pétrole, 157 GW d'hydroélectricité, 394 GW à partir d'énergie renouvelable dont 141 GW de solaire photovoltaïque et 203 GW d'éolien. Enfin il y avait 117 GW de capacité installée provenant du nucléaire. [13]

1.2.2.2. Stratégie neutralité carbone

L'Europe a mis en place un Green Deal, une nouvelle stratégie de croissance visant à transformer l'UE en une société juste et prospère, dotée d'une économie moderne, efficace dans l'utilisation des ressources et compétitive, caractérisée par l'absence d'émission nette de gaz à effet de serre d'ici 2050 et dans laquelle la croissance économique sera dissociée de l'utilisation des ressources. [14]

Stratégie pour l'intégration du système énergétique :

Cette stratégie, qui constituera le cadre de la transition vers une énergie verte, repose sur trois piliers :

- 1- un système énergétique plus "circulaire" centré sur l'efficacité énergétique grâce à des mesures pratiques pour appliquer le principe de « primauté de l'efficacité énergétique » avec, au cœur, l'initiative "vague de rénovations" ; il s'agit également d'utiliser plus efficacement les sources d'énergie locales en mettant l'accent sur la valorisation de la chaleur résiduelle de centres de données ou de sites industriels ;
- 2- une électrification accrue des secteurs d'utilisation finale basée sur les énergies renouvelables : accélérer l'utilisation de l'électricité dans les bâtiments (pour les pompes à chaleur), dans les transports (pour les véhicules électriques) ou dans certaines industries (pour les fours électriques). L'expansion de l'énergie solaire et de l'énergie éolienne, ainsi que le déploiement d'un million de points de recharge pour véhicules électriques seront comptés parmi les résultats visibles ;
- 3- des combustibles plus propres (l'hydrogène renouvelable et des biocarburants et biogaz durables) pour les secteurs où l'électrification est difficile.

Stratégie pour l'hydrogène :

La Commission européenne (C.E.) propose une approche par étapes en priorisant l'hydrogène renouvelable, produit principalement à partir des énergies éolienne et solaire. Cependant, la C.E. précise qu'à court et à moyen terme, pour réduire rapidement les émissions et soutenir le développement d'un marché viable, d'autres formes d'hydrogène bas carbone seront nécessaires.

Les étapes de la transition progressive :

- de 2020 à 2024, l'objectif est d'installer au moins 6 gigawatts d'électrolyseurs pour la production d'hydrogène renouvelable et de produire jusqu'à un million de tonnes d'hydrogène renouvelable ;
- de 2025 à 2030, l'objectif est d'installer au moins 40 gigawatts d'électrolyseurs pour la production d'hydrogène renouvelable et de produire jusqu'à dix millions de tonnes d'hydrogène renouvelable ; l'hydrogène devra faire partie intégrante d'un système énergétique intégré ;

Partie 1 : Etat des lieux dans le Monde

- de 2030 à 2050, les technologies d'hydrogène renouvelable devraient atteindre la maturité et être déployées à grande échelle dans tous les secteurs difficiles à décarboner. [15]

Conséquence du conflit ukrainien :

Afin de réduire sa dépendance aux combustibles fossiles russes, et d'accélérer l'abandon des sources d'énergie à forte intensité de carbone, l'Union européenne mettra en place une stratégie plus ambitieuse pour atteindre l'objectif d'augmenter la production d'énergie renouvelable de 40% à 45% de l'approvisionnement énergétique total d'ici 2030.

La stratégie vise à mettre en ligne 320 gigawatts (GW) d'énergie solaire photovoltaïque d'ici 2025 et près de 600 GW d'ici 2030, dans le but de déplacer 9 milliards de mètres cubes (mmc) de demande de gaz. Pour atteindre l'objectif de 600 GW d'ici 2030, environ 56 GW de nouvelle capacité solaire photovoltaïque devraient être installés au cours des cinq prochaines années.

Atteindre 45% d'énergie renouvelable d'ici 2030 nécessite en outre des investissements importants dans la capacité. Les estimations de Rystad Energy suggèrent qu'une capacité éolienne supplémentaire de 450 à 490 GW devrait être installée d'ici 2030.

Une stratégie hydrogène plus ambitieuse s'est imposé aussi notamment en développant des grands corridors hydrogène en Méditerranée et en mer du Nord pour le déploiement des énergies renouvelables, ainsi que la fixation d'un objectif de 10 millions de tonnes de production européenne d'hydrogène renouvelable et de 10 millions de tonnes d'importations d'ici à 2030, afin de remplacer le gaz naturel, le charbon et le pétrole dans les industries et les secteurs des transports difficiles à décarboner. [16]

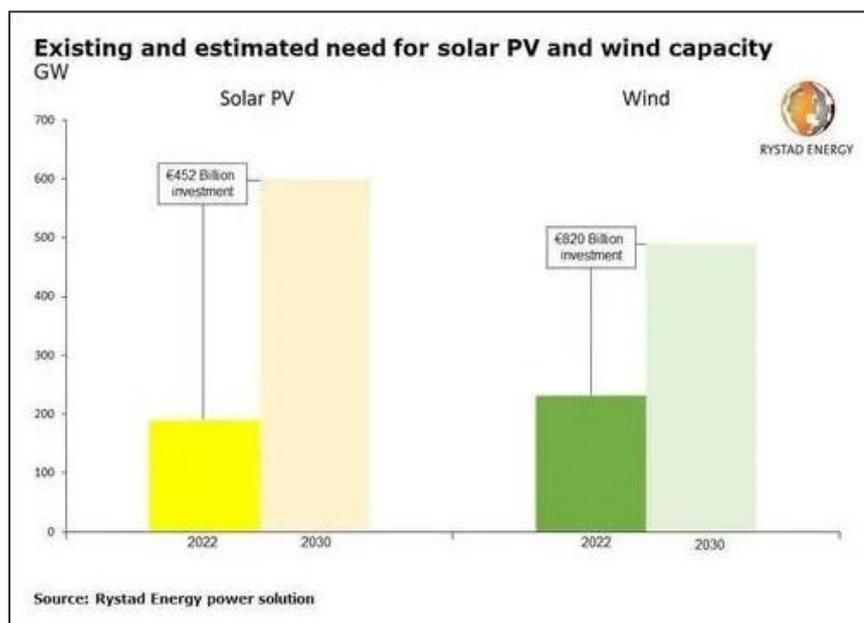


Figure 1.3 : Capacités solaire et éolienne actuelles et projection en 2030, Union Européenne, Source : Rystad Energy power solution

1.2.3. Chine

1.2.3.1. Etat des lieux

Le secteur énergétique chinois porte l'énorme responsabilité d'alimenter la deuxième économie et le pays le plus peuplé du monde. En 2020, la consommation d'énergie primaire de la Chine était 1,6 fois plus élevée que celle des États-Unis et 4,5 fois plus élevée que celle de l'Inde, qui sont les deuxième et troisième plus grands consommateurs d'énergie en juillet 2021. [17]

Mix énergétique :

En 2020, le mix énergétique de la Chine est principalement composé à partir du charbon (57%) viennent ensuite les produits pétroliers (20 %), gaz naturel (8,2 %), les énergies renouvelables (13,5 %), énergie nucléaire (2,2 %). [18]

Mix électrique :

La Chine a consommé 8 312,8 TWh d'électricité en 2021, selon l'Administration nationale de l'énergie. Soit l'équivalent de deux fois les Etats Unis et trois fois l'Europe. Cependant le Chinois consomme 6000kWh/an comparée au 15000 kWh/an pour l'Américain

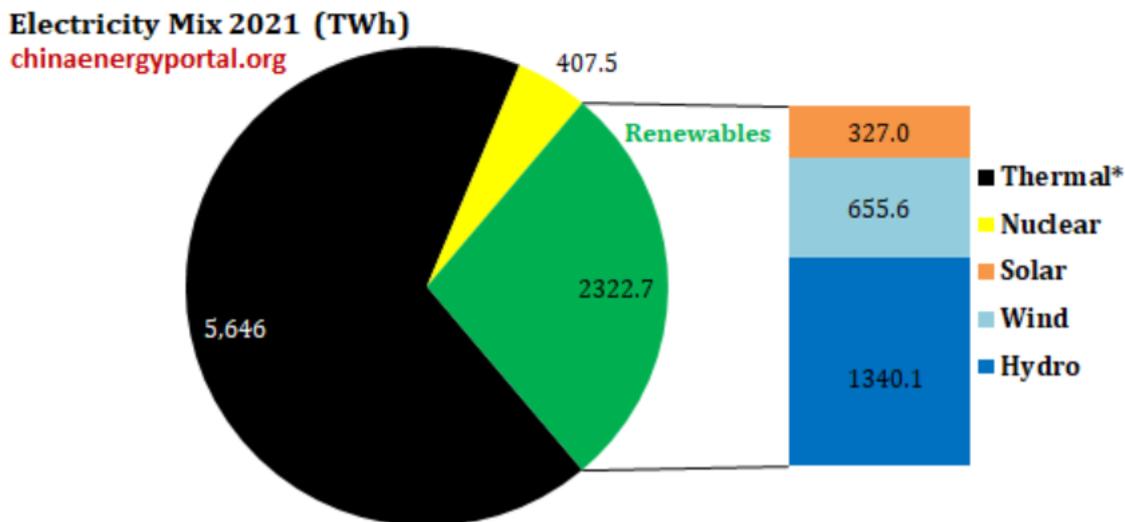


Figure 1.4: Mix électrique chinois, source : chinaenergyportal.org

Selon le graphique du mix électrique, les énergies thermiques, qui comprennent le pétrole, le gaz, le charbon et la biomasse représentèrent 68% de la production électrique chinoise en 2021.

La part des ENR renouvelable représentait quant à elle 28 % du total, le nucléaire comptant pour les 4% restant.

1.2.3.2. Stratégie neutralité carbone :

En septembre 2020, le président Xi Jinping a annoncé que la République populaire de Chine allait "viser un pic des émissions de CO_2 avant 2030 et atteindre la neutralité carbone avant 2060.

La feuille de route de la Chine définit une trajectoire conforme aux ambitions renforcées que la Chine a annoncées, dans laquelle les émissions de CO_2 atteignent un pic avant 2030 et la neutralité carbone est atteinte avant 2060. Les principaux facteurs de réduction des émissions entre aujourd'hui et 2030 sont l'amélioration de l'efficacité énergétique, le développement des énergies renouvelables et la réduction de l'utilisation du charbon. La production d'électricité à partir de sources renouvelables, principalement l'énergie éolienne et l'énergie solaire photovoltaïque, est multipliée par sept entre 2020 et 2060, et représente alors près de 80 % du mix électrique chinois. Les émissions industrielles de CO_2 diminuent de près de 95 % d'ici à 2060, le rôle des technologies innovantes émergentes, telles que l'hydrogène et la capture du carbone, augmentant fortement après 2030. [19]

Le Plan hydrogène :

La Chine est aujourd'hui le plus grand producteur d'hydrogène, avec environ 33 millions de tonnes (Mt). La majeure partie du volume est produite à partir de combustibles fossiles utilisés comme matières premières dans les raffineries ou les installations chimiques.

La Chine devrait produire chaque année 100 à 200 000 tonnes d'hydrogène d'origine renouvelable et disposer d'une flotte de 50 000 véhicules fonctionnant à l'hydrogène d'ici 2025. En 2020, la Chine représentait 8 % du stock mondial d'électrolyseurs et 35 % de la capacité de fabrication mondiale d'équipements et de composants d'électrolyseurs. En 2022, la capacité chinoise devrait être cinq fois supérieure à celle de 2021 et représenter plus de 60 % du total mondial en 2022. La *China Hydrogen Alliance* demande une capacité d'électrolyseurs de 100 GW d'ici à 2030 pour produire de l'hydrogène vert. Ainsi, bien que l'Europe soit le premier fabricant d'électrolyseurs (60 %), les électrolyseurs chinois, beaucoup moins chers, ont fait de la Chine le premier fournisseur mondial d'électrolyseurs.

La Chine, qui possède la plus grande capacité installée de production d'énergie renouvelable au monde, prévoit de doubler sa capacité de production solaire et éolienne, qui passera de près de 600 gigawatts (GW) en 2020 à 1 200 GW d'ici à 2030. Dans la mesure où la capacité des énergies renouvelables installées n'est pas un obstacle en Chine, il convient d'être attentif à la rapidité de la baisse des coûts de l'électrolyse. Par exemple, un rapport du Conseil de l'hydrogène note que l'électrolyse, au coût lissé actuel de l'électricité en Chine, est déjà compétitive par rapport aux technologies de production à faible émission de carbone, comme la gazéification du charbon avec capture et stockage des émissions de carbone, et suggère que l'électrolyse deviendrait la technologie de production à faible émission de carbone la moins chère dans tous les sites chinois d'ici 2030. [20]

1.2.4. Inde

Le secteur de l'énergie en Inde est l'un des plus diversifiés au monde. Les sources de production d'énergie vont des sources conventionnelles telles que le charbon, le lignite, le gaz naturel, le pétrole, l'énergie hydraulique et nucléaire aux sources non conventionnelles viables telles que l'énergie éolienne, l'énergie solaire et les déchets agricoles et domestiques. L'Inde est l'une des économies à la croissance la plus rapide au monde, avec une urbanisation croissante et une classe moyenne en expansion.

Le pays représentera 25 % de l'augmentation de la consommation mondiale d'énergie d'ici 2040 et connaîtra une croissance record de la demande d'énergie au cours des prochaines décennies. Afin de répondre à la demande croissante d'électricité dans le pays, une augmentation massive de la capacité de production installée est nécessaire.

L'Inde est le quatrième émetteur de dioxyde de carbone au monde, après la Chine, les États-Unis et l'Union européenne. Mais son énorme population signifie que ses émissions par habitant sont beaucoup plus faibles que celles des autres grandes économies mondiales. L'Inde a émis 1,9 tonne de CO₂ par habitant en 2019, contre 15,5 tonnes pour les États-Unis et 12,5 tonnes pour la Russie cette année-là. [21]

L'Inde s'est classée au quatrième rang pour l'énergie éolienne, au cinquième rang pour l'énergie solaire et au quatrième rang pour la capacité installée d'énergie renouvelable, à partir de 2020. L'Inde est le seul pays du G20 à être en bonne voie pour atteindre les objectifs de l'accord de Paris.

1.2.4.1. Etat des lieux :

Plus de 80 % des besoins énergétiques de l'Inde sont satisfaits par trois combustibles : le charbon, le pétrole et la biomasse. Le charbon a soutenu l'expansion de la production d'électricité et de l'industrie, et reste le combustible le plus important dans le mix énergétique.

En 2020, la répartition du mix énergétique indien se fait comme suit ; Charbon 55%, Pétrole 28%, Gaz naturel 6,7%, hydroélectricité 4,5 %, nucléaire 1,2 %, et la part des énergies renouvelables 4,5% dont 1,7 % solaire et 1,6 % éolien. [22]

Mix électrique :

L'Inde est le troisième plus grand producteur et le deuxième plus grand consommateur d'électricité au monde, avec une puissance installée de 400 GW en 2022.

59% des capacités installées proviennent des énergies thermiques dont 51% rien que pour le charbon. La capacité installée de l'Inde en matière d'énergies renouvelables s'élevait à 152,36 GW, soit 38,56 % de la capacité électrique totale installée. L'énergie solaire est estimée à 50,30 GW, suivie par 40,1 GW d'énergie éolienne, 10,17 GW de biomasse et 46,51 GW d'hydroélectricité. [23]

Partie 1 : Etat des lieux dans le Monde

Le tableau 1.1 suivant mets en relief l'Algérie par rapport aux géants cités plus haut :

Tableau 1.1 : Comparatifs entre les principales économies mondiales et l'Algérie

Pays	Capacité installée	Production d'électricité TWh	kWh par/hab
Chine	2200	8 312,8	6000
Etats Unis	1145	4 116	15000
Europe	992	2778	6100
Inde	400	1383	1208
Algérie	24	81	1500

1.2.4.2. Stratégie neutralité carbone :

L'Inde a promis de réduire ses émissions à un niveau net nul d'ici à 2070. Elle s'écarte ainsi de l'un des principaux objectifs du sommet COP26, qui consistait à ce que les pays s'engagent à atteindre cet objectif en 2050.

Lors de la COP26 à Glasgow, le Premier ministre Narendra Modi a déclaré une stratégie en cinq points pour atteindre les objectifs de neutralité carbone. Ces cinq points comprennent :

- 1- Atteindre une capacité d'énergie non fossile de 500 GW d'ici 2030 ;
- 2- Satisfaire 50 % des besoins énergétiques du pays à partir de sources d'énergie renouvelables d'ici 2030 ;
- 3- Réduire les émissions totales de carbone d'un milliard de tonnes d'ici 2030 ;
- 4- Réduire l'intensité de carbone de l'économie de moins de 45 % d'ici 2030 ;
- 5- Faire en sorte que l'Inde devienne neutre en carbone et atteigne des émissions nettes nulles d'ici 2070.

Cela en prenant des mesures renforcées pour réduire les émissions du secteur des transports et du secteur industriel à forte intensité énergétique. L'utilisation du charbon et du pétrole brut dans tous les secteurs devra être considérablement réduite et remplacée par des alternatives plus propres et efficaces comme l'énergie solaire et l'hydrogène. [24]

Stratégie hydrogène :

L'Inde prévoit de fabriquer cinq millions de tonnes d'hydrogène vert par an d'ici à 2030, afin d'atteindre ses objectifs climatiques et de devenir un centre de production et d'exportation de ce carburant avec un coût du H_2 renouvelable à environ 1,50 \$/kg. [25]

Partie 2 :
Etat des lieux en Algérie

Partie 2 : Etat des lieux en Algérie

L'Algérie est un vaste pays de 2 381 741 kilomètres carrés peuplé de 45 millions d'habitants au 1^{er} Janvier 2022, c'est à la fois le plus grand pays d'Afrique, du monde arabe et du bassin méditerranéen, partageant au total plus de 6 385 km de frontières terrestres avec ses voisins. Elle se trouve en position médiane dans le Maghreb, frontalière dans sa partie occidentale avec le Maroc, la Mauritanie et le territoire du Sahara occidental et, dans sa partie orientale, avec la Tunisie et la Libye. Quant à sa frontière méridionale, elle s'ouvre, au-delà du Sahara, sur des pays d'Afrique subsaharienne (le Mali et le Niger), la figure 2.1 est représentative :



Figure 2.1 : Carte Algérie

L'économie de l'Algérie est dominée par ses exportations de pétrole et de gaz naturel, des produits de base qui, malgré les fluctuations des prix mondiaux, contribuent annuellement à environ un tiers du produit intérieur brut (PIB) du pays. Jusqu'en 1962, l'économie était largement basée sur l'agriculture et complétait celle de la France. Depuis lors, l'extraction et la production d'hydrocarbures constituent l'activité la plus importante et ont facilité une industrialisation rapide. Au cours des deux premières décennies qui ont suivi l'indépendance, le gouvernement algérien a instauré une économie planifiée au sein d'un système socialiste d'État, en nationalisant les principales industries et en mettant en œuvre des plans économiques pluriannuels. Cependant, depuis le début des années 1980, l'accent a été mis sur la privatisation et l'orientation socialiste de l'Algérie a été quelque peu modifiée. Le niveau de vie a atteint celui d'un pays moyennement développé, mais la production alimentaire est tombée bien en dessous du niveau d'autosuffisance.

De vastes gisements de pétrole brut léger sans soufre ont été découverts dans le Sahara algérien au milieu des années 1950. La production a commencé en 1958, concentrée dans trois champs principaux : Hassi Messaoud, dans la partie nord-est du Sahara ; Zarzaitine-Edjeleh, le long de la frontière libyenne ; et El-Borma, à la frontière tunisienne. Des gisements de gaz naturel ont été découverts pour la première fois à Hassi R'Mel en 1956, et

Partie 2 : Etat des lieux en Algérie

depuis lors, des découvertes ont également été faites dans plusieurs autres champs. L'Algérie se classe parmi les premiers pays du monde en termes de réserves totales de gaz et d'exportations de gaz.

Quatre oléoducs transportent le pétrole des champs pétrolifères algériens vers les ports méditerranéens pour l'exporter outre-mer par bateau. Trois gazoducs sous-marins transportent le gaz naturel à travers la Méditerranée vers l'Europe. Le gazoduc transméditerranéen, qui relie la Tunisie à la Sicile et à Naples, en Italie, a été achevé en 1981, ce qui a considérablement augmenté les ventes de gaz naturel algérien en Europe. En 1996, un deuxième gazoduc Maghreb-Europe a commencé à approvisionner l'Espagne en gaz algérien via le Maroc, et le Portugal a été relié au système en 1997 ; le gazoduc a été fermé fin 2021 lorsqu'un différend diplomatique a conduit l'Algérie à rompre ses liens avec le Maroc. MEDGAZ, un gazoduc direct reliant l'Algérie à l'Espagne, a commencé à fonctionner en 2011. Les réserves de pétrole devant s'épuiser dans la première moitié du XXI^e siècle, les exportations de gaz naturel promettent d'être plus importantes pour l'économie que les ventes de pétrole. L'Algérie dispose aussi de quelque 29 000 tonnes de réserves prouvées d'uranium qui se situent principalement à Tamanrasset dans le Hoggar au sud. Cette dernière réserve étant classée au 16^e rang mondial avec 0,8 % des réserves. [26]

2. Etat des lieux de l'énergie en Algérie

Malgré un énorme potentiel en matière d'énergies renouvelables, dont un fort potentiel solaire, avec plus de 3000 heures d'ensoleillement par an, les combustibles fossiles restent la principale source du mix énergétique et de la production d'électricité en Algérie avec une contribution de plus de 99% en 2021. L'utilisation de gaz et de combustibles fossiles dans les activités économiques conduit ainsi à l'émission d'une quantité importante de CO_2 (dioxyde de carbone) dans l'air, ce qui contribue à l'effet de serre et éloigne l'Algérie de ses ambitions climatique et environnemental.

En outre, l'Algérie est particulièrement vulnérable au changement climatique. D'une part, les précipitations moyennes annuelles sont faibles et en baisse (elles ont diminué de 30 % au cours des dernières décennies). D'autre part, les caractéristiques de son sol réduisent les possibilités de capture du carbone. L'Algérie s'est engagée pour la mise en œuvre de l'accord de la COP21 visant à limiter les émissions de gaz à effet de serre et à atteindre la neutralité carbone. Elle compte réduire ses émissions de 7% d'ici 2030 et 22% avec un appui des nations Unies.

Depuis l'indépendance, l'Algérie a basé son économie sur la rente pétrolière, cela grâce à d'abondantes ressources en hydrocarbure. Mais ses ressources, bien qu'ayant aidé au développement du pays, l'amenuisement prévu de ses ressources couplé à une explosion de la demande intérieure fait que l'Algérie ne sera plus en mesure d'être un pays exportateur d'ici à 2035. L'Algérie a engrangé l'équivalent de 1200 milliards de dollars depuis l'indépendance dont 1000 milliards durant les deux décennies 1999-2019. Elle est toujours tributaire de la rente malgré des efforts de diversification. En 2021, les recettes ont été de 35 milliards de dollars, dont 3 milliards hors hydrocarbure, mais le budget a été d'environ 44 milliards de

dollars ce qui a amené le pays à puiser dans ce qui restait des 1000 milliards, les réserves de change du pays n'étant plus que de 45 milliards de dollars début 2022. [27] [28]

2.1. Evolution du secteur énergétique en Algérie depuis les années 2000

Afin de mieux percevoir l'évolution du secteur de l'énergie et de l'électricité en Algérie, nous faisons un parallèle avec l'accroissement démographique, cela nous permet de mieux comprendre le déclin des hydrocarbures et la nécessité de se tourner vers les énergies renouvelables si l'Algérie entend rester un pays exportateur net d'énergie.

2.1.1. Evolution de la consommation d'énergie primaire :

Le système énergétique de l'Algérie dépend fortement des combustibles fossiles, car le pays dispose d'abondantes réserves de pétrole et de gaz. En tant que membre de l'Organisation des pays exportateurs de pétrole (OPEP), l'Algérie est l'un des plus grands producteurs d'hydrocarbures au monde, utilisant plus de 90% de ses revenus d'hydrocarbures à l'exportation. Le gaz naturel et le pétrole représentent la quasi-totalité de la consommation totale d'énergie primaire de l'Algérie. Les changements démographiques, le développement industriel et l'urbanisation sont tous des moteurs de la demande énergétique croissante de l'Algérie. La Figure 2.2 suivante montre l'évolution de la consommation d'énergie primaire :

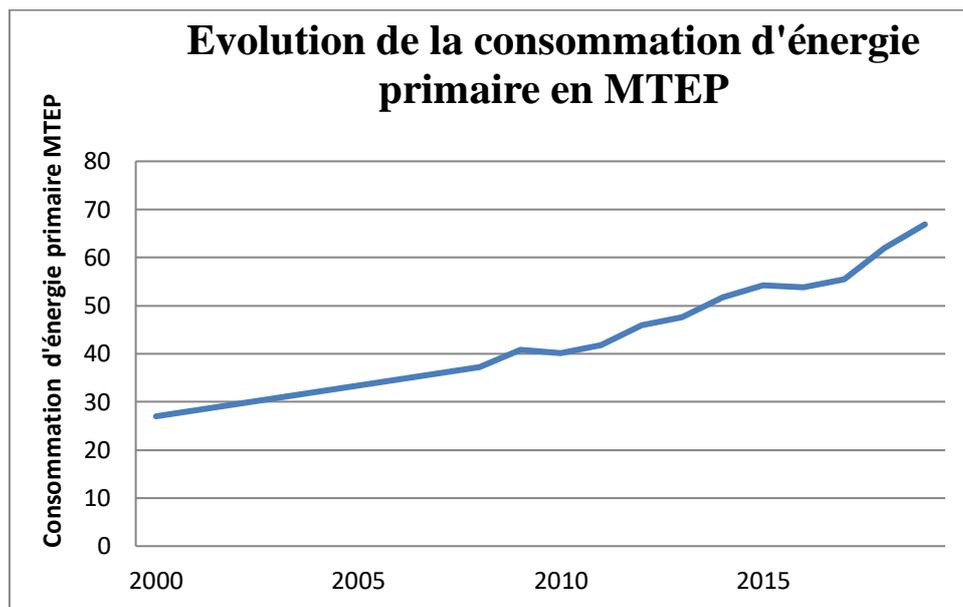


Figure 2.2 : Courbe de l'évolution de la consommation d'énergie primaire en Algérie

La consommation d'énergie primaire a progressé de 136 % entre 2000 et 2019

Le gaz est au cœur du mix énergétique de l'Algérie.

- 63,9 % de la consommation d'énergie primaire du pays est satisfaite par du gaz ;
- 99,6 % de la production d'électricité du pays était assurée à partir du gaz ;
- La consommation primaire de gaz du pays a progressé de 142 % entre 2000 et 2019, pour répondre à la croissance de la demande en énergie du pays.

Partie 2 : Etat des lieux en Algérie

Ainsi, durant la période 2010-2019, la consommation finale par tête d'habitant a augmenté de 55% alors que la croissance démographique était de 22% pendant la même période. [29]

2.1.2. Evolution démographique :

Au début de l'an 2000, la population algérienne était de 30 879 000 habitants, le taux d'accroissement de la population étant de 1,4% mais qui augmentera sans interruption jusqu'à atteindre les 2 % en 2019, le taux de fécondité passant lui aussi de 2,5% à près de 3 % en 20 ans. [30]

La population de l'Algérie a atteint les 45 millions d'habitant au cours de l'année 2022. Au cours des 2 dernières années, la pandémie de covid-19 eu un impact négatif sur le niveau de fécondité passant de 3.0 enfants par femme à 2.9 enfants par femmes, ainsi que sur l'espérance de vie à la naissance, qui a enregistré une baisse de 1.6 an, atteignant 76.3 années, soit le même niveau de 2009, ce qui fait que le taux de croissance a baissé pour atteindre les 1.85% en 2020.

Sur la Figure 2.3 ci-joint l'évolution de la population depuis l'an 2000 :

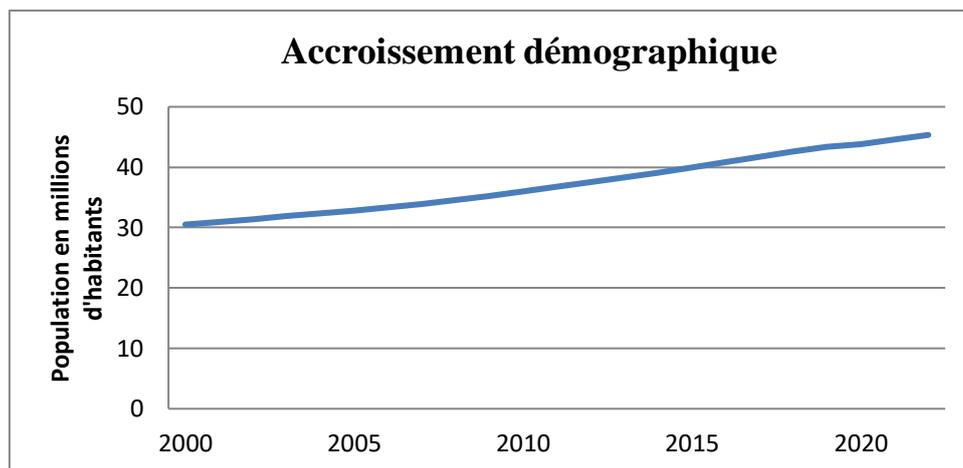


Figure 2.3 : Courbe de l'accroissement démographie en Algérie

La population a augmenté de 15 millions en Vingt ans avec des besoins quantitatifs et qualitatifs supplémentaires notamment en énergie. Nous sommes passés globalement de 1 Tep/hab/an à 1.5 Tep/hab/an.

2.1.3. Evolution de la demande électrique

En parallèle de cette démographie galopante ou il y eu une augmentation de 50 % de la population en 20 ans, la production électrique a suivi le même chemin comme indiqué par Figure 2.4 suivante

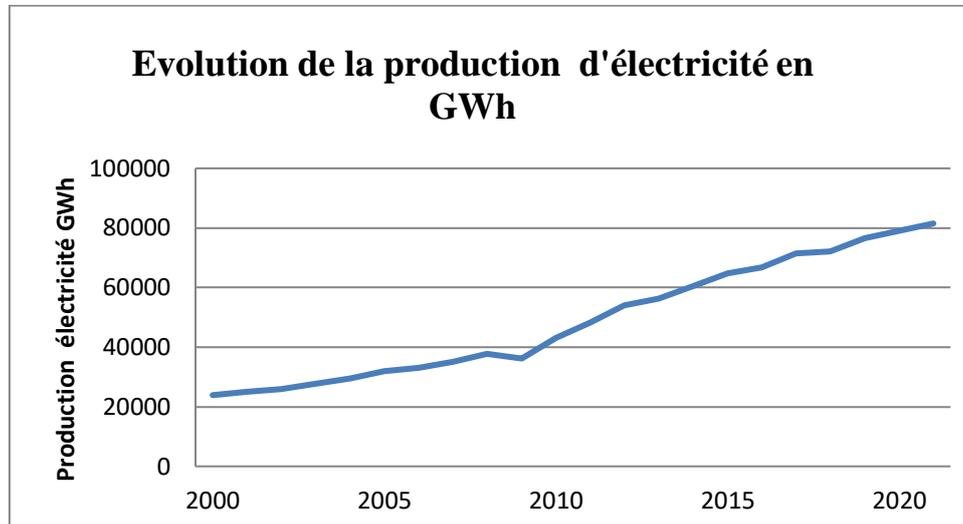


Figure 2.4 : Courbe de l'évolution de la production électrique en Algérie en GWh

Cette consommation est une moyenne, il faut avoir l'esprit que la consommation est inégalement répartie en Algérie. Nous pouvons trouver des consommations de 10.000kWh/an pour certaines couches de population au Nord et 200 kWh/an pour certains habitants nomades au Sud.

En faisant le parallèle entre la courbe démographique (en bleu millions d'habitants) et celle de la consommation électrique (en rouge, TWh/an) de la Figure 2.5, on remarque que les tendances ne se suivent pas. La hausse de la consommation est beaucoup plus importante, de ce fait la consommation par habitant d'environ 650 kWh au début du millénaire a plus que doublé en 20 ans, augmentation de 237%, pour atteindre les 1540 kWh, là où la population elle a augmenté de seulement 50%.

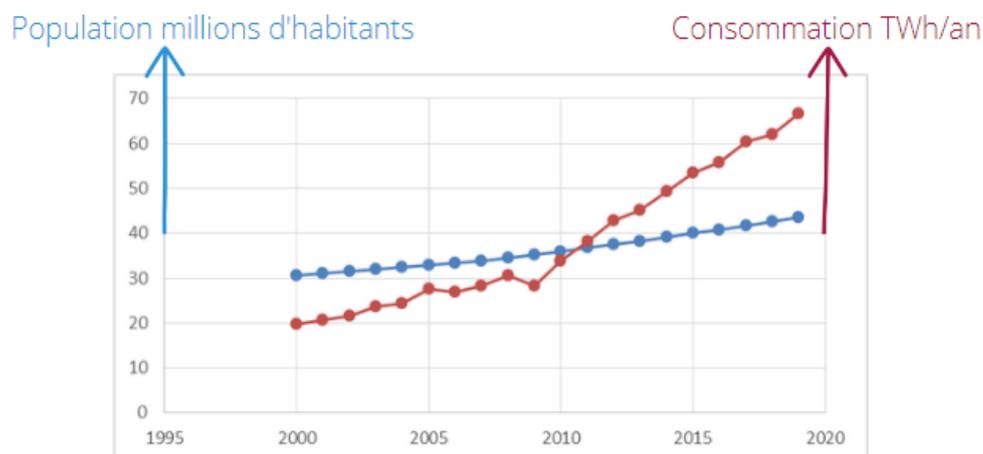


Figure 2.5 : Courbe évolution démographique en parallèle à la courbe d'évolution de la production électrique

Pour pouvoir satisfaire la demande sans cesse croissante, qui pourrait atteindre les 140 TWh à l'horizon 2030 et qui absorbera la totalité de la production gazière (l'Algérie produit 99% de son électricité à partir du gaz naturel), l'Algérie doit se tourner massivement vers la production d'électricité à partir des ENR notamment l'éolien et le solaire.

En effet dans un monde qui cherche à se décarboner au plus vite pour atteindre ses objectifs climatiques, de nombreuses solutions d'avenir sont en cours d'élaboration. Que ce soit l'hydrogène vert, le vecteur énergétique de demain, ou l'ammoniac vert, l'Algérie possède les moyens, les atouts et l'expérience nécessaire pour se positionner sur les marchés mondiaux et garder son rang de fournisseur d'énergie majeur.

2.1.4. Evolution du dégagement de CO_2 par habitant

L'utilisation du gaz et des combustibles fossiles dans les activités économiques entraîne l'émission d'une quantité importante de CO_2 (dioxyde de carbone) dans l'air, ce qui contribue à l'effet de serre. Par conséquent, l'Algérie est le troisième pays le plus émetteur de CO_2 en Afrique par habitant après la Lybie et l'Afrique du Sud, et l'un des plus importants parmi les pays en développement.

En 2020, l'Algérie a émis 163,5 mégatonnes de CO_2 soit près de 3,77 tonnes par habitant. [31]. Ces chiffres sont en contradiction avec d'autres chiffres qui donnent 5 tonnes/hab soit plus de 200 millions de tonnes de CO_2 .

Le graphique de la figure 2.6 montre l'évolution des émissions de CO_2 par habitant depuis les années 2000 :

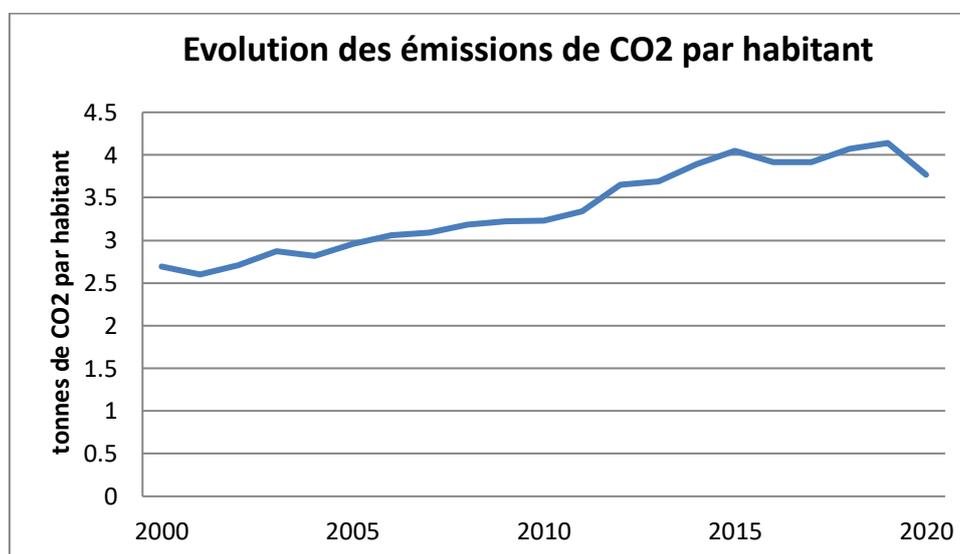


Figure 2.6 : Courbe de l'évolution des émissions de CO_2 par habitant

2.2. Pseudo Mix énergétique :

Nous ne pouvons pas parler de mix énergétique qui fait référence à une diversification de la consommation. Ce n'est pas le cas, l'Algérie est depuis les années 70 du siècle dernier en pleine addiction au pétrole et au gaz naturel.

Pour rappel le mix de consommation électrique en 1962 était à 60% charbon et 40 % renouvelable (puissance de 450 MW, graduellement désaffectée, il ne resterait que 180 MW en fonction) Le pseudo mix énergétique de l'Algérie, ainsi que son économie, sont totalement centralisés sur les hydrocarbures qui représentent 60 % des recettes du budget et 98 % des recettes d'exportation du pays. La production et la consommation d'énergie, y compris dans le secteur de l'électricité, sont tirées des hydrocarbures à plus de 99 %.

Selon l'AIE, le mix énergétique de l'Algérie en 2020 était dominé par les énergies fossiles, le gaz naturel représentant 63,8%, le pétrole 35,4% et le charbon 0,6%, tandis que les énergies renouvelables représentaient au total une part négligeable de 0,1%. Répartie par secteur, le transport a dominé la consommation d'énergie (42%), suivi des ménages et de l'industrie (19% chacun) et des autres secteurs (21%) cela pour une consommation totale finale d'énergie s'élevait à 36 360 ktep (kilo tonnes d'équivalent en pétrole) [32]

2.2.1. La production et la consommation d'électricité :

Capacité installée :

En 2020, l'Algérie disposait d'une capacité totale de 24764 MW parmi lesquels 24078 MW à partir des énergies thermique fossile, soit 97%, la part du renouvelable s'élevait à 3% soit 686 MW répartie tel que : éolien 10 MW, hydroélectricité 228 MW, solaire 448 MW. [33]

Production électrique :

L'Algérie a produit en 2020 81523 GWh d'électricité, dont 99% à partir du gaz (80681 GWh) cela à travers les turbines à cycle combiné (CC, 46.7%) et à gaz (TAG, 42.5%) et les turbines à vapeur (TAV) pour 9.4%. La production d'électricité à partir des ressources renouvelables n'a compté que pour 1% soit 842 GWh dont 642 GWh provienne du solaire, 152 GWh de l'hydroélectrique et 10 GWh de l'éolien. [33]

Partie 2 : Etat des lieux en Algérie

Consommation d'électricité

La consommation d'électricité depuis 2000 en Algérie : Nous remarquerons que les déperditions sont supérieures à 15% La moyenne mondiale admise est entre 5 et 8% C'est l'équivalent de 4 centrales de 1000MW ! Le tableau 2.1 montre l'évolution de la consommation électrique en Algérie :

Tableau 2.1 : Consommation électrique en Algérie, Source : Banque Mondiale

Algérie – Consommation d'électricité			
Année	Production GWh	Consommation GWh	Consommation par habitant kWh
2019	76.685	66.646	1.534,8
2018	72.109	62.114	1.458,8
2017	71.495	60.283	1.444,9
2016	66.755	55.823	1.367,0
2015	64.682	53.455	1.337,6
2014	60.401	49.207	1.258,0
2013	56.314	45.202	1.180,3
2012	53.985	42.868	1.143,3
2011	48.176	38.135	1.038,6
2010	42.999	33.841	940,6
2009	36.206	28.315	802,9
2008	37.836	30.500	881,7
2007	34.976	28.335	836,9
2006	33.124	26.911	806,9
2005	31.907	27.516	837,5
2004	29.387	24.425	754,7
2003	27.810	23.612	740,5
2002	25.992	21.624	688,3
2001	25.031	20.648	667,0
2000	23.890	19.716	646,3

2.3. Réserves et déclin des hydrocarbures :

En 2019, l'Algérie a produit 1,44 MB/j de barils de pétrole brut ce qui on faisait le 3eme producteur d'Afrique avec 1,4 % de la production mondiale. La production de pétrole de l'Algérie a baissé de 25 % depuis 2005. Toutes les prévisions tablent sur la poursuite de cette tendance à la baisse au cours des 10 prochaines années. [34]

La fiabilité des données est l'un des grands problèmes de toute nouvelle étude. Des chiffres récents de 2021 sont de 985000 barils jour et à peine 1million barils/jour en 2022. L'embellie des prix du pétrole a permis d'atteindre une moyenne de 110\$/barils jusqu'en juin. Si la tendance se poursuit l'Algérie va percevoir une rente de 55 milliards de dollars avec un prix du baril fixé à 40\$ dans la loi des finances 2022.

Les figures 2.7 et 2.8 suivantes laisse voir se déclin de production :

Évolution de la production de pétrole (*) de l'Algérie (2000-2019)

Unité : million de barils par jour

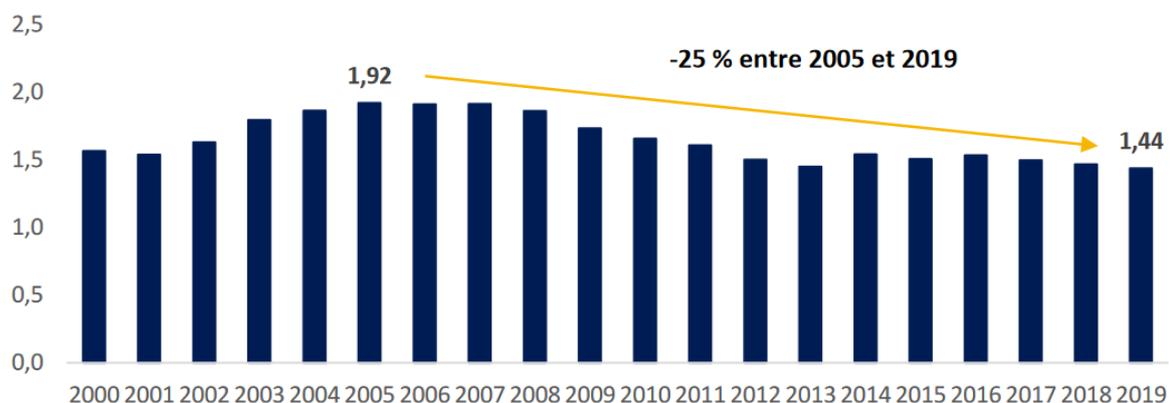


Figure 2.7 : évolution de la production de pétrole en Algérie, source : Iris France

Pour le gaz naturel, la production a atteint 90,5 milliard de m^3 en 2019 ce qui on faisait le 1^{er} producteur africain avec 2,2 % de la production mondiale. A cela s'ajoute la production de gaz naturel liquéfié (GNL) équivalente cette année la a environ 18 milliards de m^3 .

Évolution de la production de gaz naturel et de GNL de l'Algérie (2000-2020)

Unité : milliard de mètres cubes

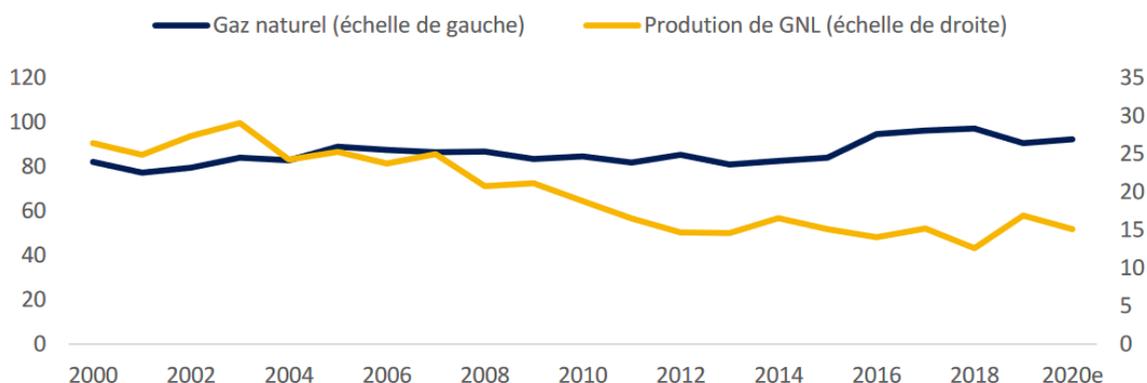


Figure 2.8 : évolution de la production de gaz naturel et de GNL en Algérie, source : Iris France

En 2022, les réserves de pétrole s'élevaient à 14 milliards de barils récupérables, tandis que pour le gaz naturel les réserves sont de 2.368 milliards de mètres cubes, auxquels s'ajoutent 260 millions de tonnes de condensat, soit l'équivalent de 4,1 milliards de tonnes de pétrole (Tep). [27][28]

Ici se pose le problème de la consommation en gaz. En effet devant les besoins internes, la demande de gaz devrait augmenter de plus d'un tiers par rapport aux niveaux actuels d'ici 2035, l'Algérie pourrait remettre en cause son statut d'exportateur d'énergie.

Partie 2 : Etat des lieux en Algérie

Un rapide graphique mettant en valeur nos réserves de gaz, en parallèle à notre production actuelle qui est d'environ 123 milliard de m^3 en 2021 : 77 destiné à l'exportation sous forme gaz et GNL et 47 milliards pour notre consommation propre, consommation qui est, il faut le notée, en augmentation annuelle de 6%, permet de prévoir la fin de nos réserves gazières pour l'année 2035, délai qui pourrait être repoussé mais cela à condition d'arrêter nos exportations ce qui est impensable. La figure 2.9 suivante explicite se croisement :

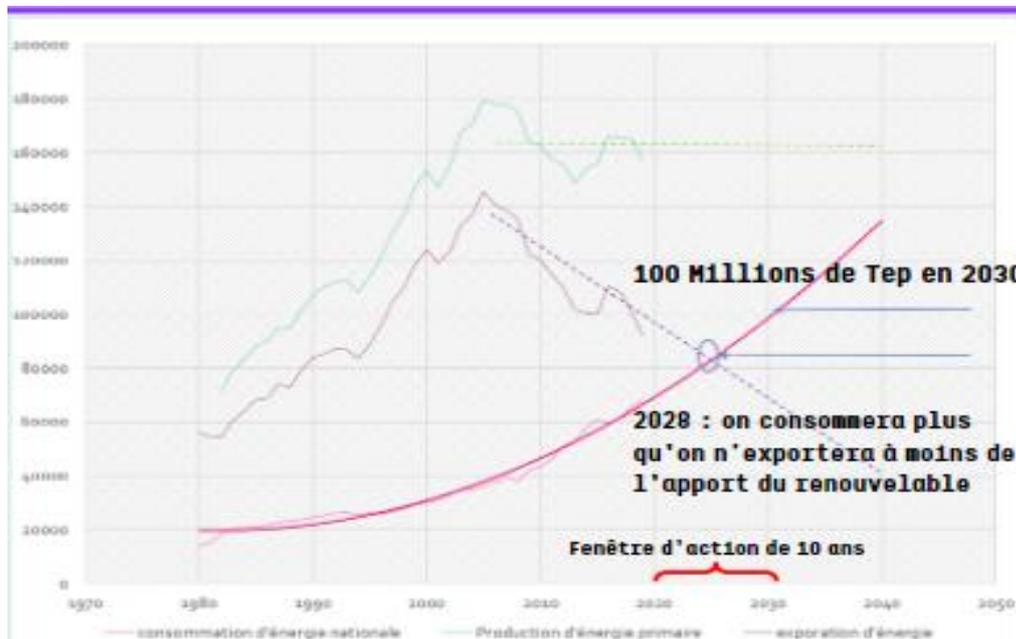


Figure 2.9 : Projection de l'évolution des réserves de gaz en Algérie, MTEER

Malgré les découvertes potentielles, qui sont marginales par rapport à la forte consommation, le déclin inévitable des ressources gazières, est inévitable. Il y a d'abord 2028 ou la consommation dépassera les exportations pour arriver à zéro exportation vers 2035 alors que le pays devra longtemps encore compter sur la rente.

2.4. Un plan Marshall pour la transition énergétique

Afin d'éviter un tel scénario, l'Algérie a commencé à prendre des mesures pour garantir à l'avenir sa sécurité énergétique et des revenus hors hydrocarbures.

C'est ainsi que le 23 juin 2020, un ministère dédié à cela, le ministère de la transition énergétique et des énergies renouvelables fut créé avec à sa tête le professeur Chems Eddine Chitour avec pour objectif la concrétisation des ambitions gouvernementales dans ces deux domaines.

L'objectif principal étant la transformation du mix énergétique actuel composé exclusivement d'énergie fossile vers un autre mix où les énergies propres auront une place plus prépondérante à l'horizon 2030, et pour cela l'Algérie dispose de nombreux gisements qu'il faut exploités :

Partie 2 : Etat des lieux en Algérie

- Potentiel solaire ;
- Potentiel éolien ;
- Géothermie ;
- Biomasse ;
- Economie d'énergie.
-

2.4.1. Potentiel solaire et Potentiel éolien :

Pour pouvoir satisfaire la demande sans cesse croissante, qui pourrait atteindre les 140 TWh à l'horizon 2030 pour une consommation de 2500kWh/an (moyenne mondiale 2016), l'installation de centrales solaires photovoltaïques et de centrales éoliennes est une nécessité, le pays possédant un potentiel énorme tant solaire qu'éolien. En effet, l'Algérie dispose du plus important potentiel éolien du continent africain, soit 7 700 GW ainsi que de considérables ressources solaires. L'Algérie dispose d'un potentiel solaire photovoltaïque estimé à plus de 235700 TWh/an, pouvant être cumulé à un potentiel solaire thermique de 169880 TWh/an ainsi que 12940 TWh/an d'éolien, soit un total de 400500 TWh/a, l'équivalent de 15 fois la demande actuelle mondiale d'électricité et 39 fois notre réserve de gaz. [35]

Ces chiffres ne doivent pas faire illusion et les annoncer à tout bout de champ ne fait pas avancer la nécessité de commencer petit, voir grand, et aller loin d'une façon décidée.

Potentiel photovoltaïque en Algérie :

La figure 2.10 suivante donne la carte du potentiel solaire de l'Algérie

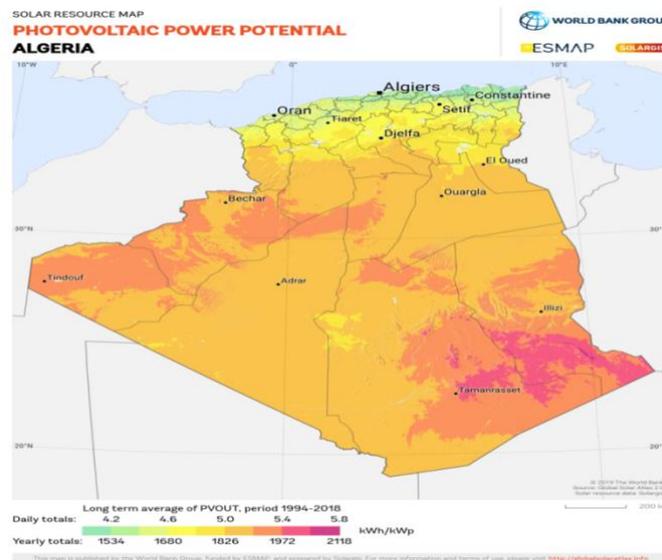


Figure 2.10 : Carte potentiel solaire en Algérie, source : Global Solar Atlas

Le plus grand potentiel d'énergie photovoltaïque se trouve dans la région sud-est de l'Algérie dans la région des monts Ahaggar et Tassili-N-Ajjer, à savoir dans les provinces d'illizi et de Tamanrasset. Le potentiel le plus faible d'énergie photovoltaïque se trouve dans la région du nord-est de la Méditerranée, entre Bejaia et Annaba.

Partie 2 : Etat des lieux en Algérie

Une des réalisations du MTEER fut le lancement du projet Solar 1000, un projet qui vise à installer des centrales solaires plus ou moins importantes et dont l'appel d'offre a été publié début 2022. Ces centrales seront réparties sur le territoire national en lots de 50 MW pour les plus petites à 300 MW pour les plus grandes. Onze sites d'installation ont été retenus, entre autres Ghardaïa, Ouargla et Béchar. C'est la Société Algérienne des énergies renouvelables qui les attribuera aux candidats sélectionnés lors de l'appel d'offre.

Potentiel éolien en Algérie :

La figure 2.11 suivante donne la carte du potentiel éolien de l'Algérie

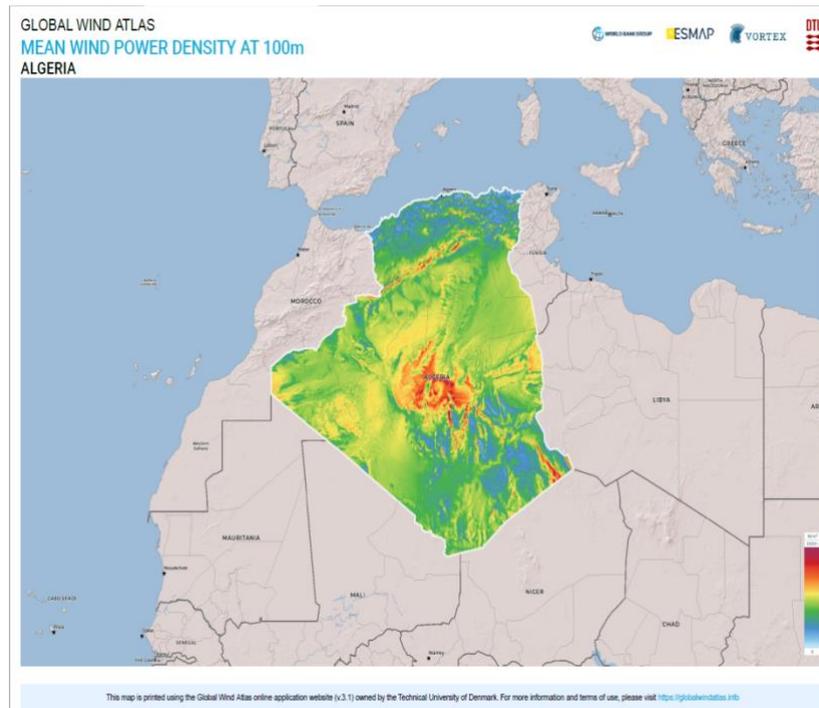


Figure 2.11 : Carte potentiel éolien en Algérie, source : Global Wind Atlas

Le potentiel éolien le plus important se trouve dans la zone centrale de l'Algérie.

Un projet de parc éolien au niveau de la région de Djelfa, pouvant accueillir jusqu'à 2000 MW, est actuellement en cours de développement.

2.4.2. Géothermie :

L'Algérie possède un fort potentiel en ressources énergétiques d'origine géothermale selon le Commissariat aux Energies renouvelables et à l'Efficacité énergétique (CEREFÉ).

L'Algérie dispose entre 240 et 280 sources géothermiques qui permettront de fabriquer de l'électricité destinée, notamment au chauffage urbain et au secteur agricole. C'est justement dans la production agricole que l'Algérie compte en profiter, pour l'agriculture saharienne plus exactement. L'Algérie possède six (06) régions géothermiques "importantes", dont le site le plus favorable pour la production de l'électricité est situé à Hammam El Biban (Borj Bou Arreridj). Les principales ressources géothermales sont classées en fonction de la température.

La plus renommée de ces ressources est la source thermale de Hammam Debagh (Ex-Hammam Meskhoutine). Elle est classée parmi les sources thermales les plus chaudes au monde, sa température d'eau à l'émergence est de 98 °C. Le potentiel géothermique le plus important, au niveau national, est estimé à 5.000 kilowatt-thermique/heure, obtenu dans la partie Est de la zone d'étude Hamman Sidi Yahia (Biskra).

Un projet piloté a été réalisé par l'Office national de l'irrigation et du drainage (ONID) du ministère des Ressources en eau qui consistait à exploiter la géothermie à partir de l'énergie de l'eau chaude (60 °C) fournie par des forages de la nappe albiennne au niveau du complexe agro-industriel de Touggourt (wilaya d'Ouargla) pour le chauffage des serres agricoles. [35][37]

2.4.3. Biomasse :

L'énergie issue de la biomasse est produite à base de déchets agricoles et forestiers ou de cultures énergétiques préparées spécialement. Elle détient le potentiel de couvrir une grande partie de la demande globale en énergie. L'avenir de la bioénergie est prometteur, d'un point de vue technique comme économique, et ce secteur va être amené à connaître une expansion considérable dans le futur.

L'exploitation de la biomasse pour produire de l'énergie comporte de nombreux avantages. Elle permet de préserver des énergies fossiles de plus en plus rares et ne dégage pas plus de dioxyde de carbone que les usines n'en ont initialement absorbé. C'est une source d'énergie souple, qui peut être fournie sous forme de matière première solide, liquide ou gazeuse, et utilisée pour générer de la chaleur et de l'électricité à la place des carburants traditionnels.

Le 11 Novembre 2021 une rencontre avait pour but de faciliter l'échange entre les cadres du Ministère algérien de la Transition Énergétique et des Énergies Renouvelables (MTEER), le Ministère de l'Énergie et des Mines (MEM), le Ministère allemand de l'Économie et de l'Énergie (BMWi), la Commission algérienne de Régulation de l'Électricité et du Gaz (CREG), l'Agence allemande de la Coopération Internationale (GIZ) et l'Agence de l'Énergie allemande (DENA) sur la gouvernance des énergies renouvelables avec un focus sur la biomasse. L'objectif principal de l'événement était de présenter un aperçu du marché allemand de la bioénergie et d'aborder les questions pertinentes pour le marché algérien. [38]

Bois énergie :

Ainsi, la biomasse pourrait avoir une place importante dans la transition énergétique du pays en remplaçant graduellement jusqu'à 10% le gaz naturel que nous consommons actuellement grâce au bois énergie et à la plantation d'un milliard d'arbre d'ici à 2030. Pour cela la plantation d'une centaine de millions d'arbres par an sur une dizaine d'années nécessiterait 500.000 hectares en choisissant les arbres à croissance rapide et les espèces adaptées à chaque région, et au-delà de son aspect économique, la plantation des arbres permettra la séquestration du carbone et l'enrichissement des forêts. Actuellement, la production de l'Algérie en bois ne dépasse pas les 111.000 mètres cubes. [39]

2.4.4. Gisement des économies d'énergie :

L'autre gisement d'énergie en Algérie, assurément le plus important de tous, est celui des économies d'énergies qui peuvent être faite dans le secteur résidentiel avec l'isolation thermique des bâtiments et le chauffage au moyen du solaire thermique. Mais aussi dans le secteur des transports, dans les autres secteurs de l'industrie, notamment les cimenteries et les aciéries, l'agriculture...

Secteur résidentiel :

Pour ceux qui est du secteur de l'habitation, qui consomme rappelons-le l'équivalent de 12 milliard de m^3 cube de gaz par an, soit plus de deux fois les besoins de l'industrie (6milliards), il faut impérativement réduire la consommation au sein des ménages. Plusieurs moyens sont possibles.

Isolation thermique des bâtiments :

L'objectif de l'isolation thermique est de minimiser le transfert de chaleur entre l'extérieur et l'intérieur du bâtiment. En général, les personnes vivant dans des régions chaudes veulent que leur atmosphère intérieure soit très fraîche, de même que les personnes vivant dans des régions froides veulent une atmosphère plus chaude. Mais, nous savons que le transfert de chaleur a lieu des zones les plus chaudes vers les zones les plus froides. Par conséquent, une perte de chaleur se produit. Pour surmonter cette perte dans les bâtiments, une isolation thermique est fournie pour maintenir la température requise à l'intérieur du bâtiment.

L'isolation des bâtiments permet de réduire la consommation d'énergie, d'économiser les coûts de chauffage et de réduire l'utilisation de combustibles fossiles limités. Dans de nombreux cas, une enveloppe de bâtiment bien isolée est une condition préalable à une utilisation économiquement viable des énergies renouvelables. Dans l'ensemble, la transition thermique dans le secteur des bâtiments, qui est nécessaire pour une transition énergétique globale, ne peut réussir que si l'efficacité énergétique des bâtiments est considérablement améliorée.

L'isolation thermique permettrait **d'économiser 15 à 20 % d'énergie** ce qui considérable au vu de la consommation de gaz qu'elle engendre. Pour pouvoir effectuer des économies qu'elles soient financières ou bien sur le plan des ressources, il faudrait commencer à isoler certain bâtiments afin qu'ils ne soient plus des passoires thermique mais il faut surtout qu'à l'avenir les cahiers de charge des nouvelles constructions incluent l'isolation thermique. [40]

Chauffage au moyen du solaire thermique :

Par énergie solaire thermique on entend l'utilisation à des fins de chauffage de l'énergie du rayonnement solaire. Elle diffère donc du solaire photovoltaïque, qui fait référence à la production d'énergie électrique d'origine solaire. Une installation solaire thermique fonctionne en principe comme un tuyau d'arrosage exposé au soleil : Le soleil chauffe par le capteur solaire un fluide qui y circule. Cette chaleur est ensuite injectée dans le système de chauffage. Les capteurs sont habituellement sur un toit, mais peuvent également être montés sur des façades et des balcons.

Pour la production d'eau chaude solaire, le caloporteur solaire est transporté directement vers l'échangeur de chaleur inférieur du chauffe-eau solaire au moyen d'une pompe de circulation. C'est là que le transfert d'énergie thermique à l'eau potable du chauffe-eau se réalise. Si le rayonnement solaire n'est pas suffisant pour chauffer l'eau sanitaire, un système de chauffage conventionnel se charge de la porter à la température de consigne. Les installations solaires assurent en moyenne annuelle une couverture de 60 % des besoins en eau sanitaire.

En plus de la production d'eau chaude sanitaire, les systèmes solaires peuvent être utilisés en appoint au chauffage, les installations solaires assurent en général un taux de couverture d'environ 25 à 30 % des besoins en énergie.

La pose d'une installation solaire thermique apporte une multitude d'avantages, en plus d'être une énergie non polluante gratuite et inépuisable en plus d'un gain allant jusqu'à 60 % d'économies d'énergie pour la préparation de l'eau chaude et jusqu'à 35 % d'économies d'énergie pour l'appoint au chauffage. [41]

2.5. Alternatives futures :

Dans le monde du transport les véhicules ont la plupart du temps fonctionné à l'aide de carburants issus d'énergie fossile comme le pétrole. Mais avec le réchauffement climatique et les divers enjeux auxquels nous devons faire face, il devient nécessaire de se tourner vers des solutions de mobilité alternatives comme les véhicules hybrides, électriques, ou hydrogènes, afin de réduire cette consommation d'une énergie dont les ressources sont épuisables, et qui contribuent largement aux rejets de gaz carboniques dans l'atmosphère

D'autres carburants peuvent nous permettre d'utiliser moins d'essence et de diesel, qui peuvent alors être utilisés comme matières premières pétrochimiques ou vendus pour la génération de devises. Le sirghaz et les biocarburants devraient faire aussi partie de la future locomotion à côté de la locomotion électrique en ayant à l'esprit qu'il faut sortir d'une façon résolu à l'addiction des énergies fossiles. D'autant que les véhicules thermiques seront interdits en Europe et graduellement dans le monde à partir de 2035. Ce qui veut dire que l'Europe, notre partenaire immédiat, va taxer le CO_2 des énergies fossiles à au moins 100\$ la tonne à partir de 2030. Il nous sera de plus en plus difficile de vendre les carburants fossiles.

Partie 3 :

**La Révolution de l'hydrogène vert qui pourrait
remplacer le gaz naturel à l'exportation d'ici 2030**

3. Hydrogène

3.1. Vecteur énergétique :

En ce qui concerne l'utilisation de l'énergie par l'homme, "où" et "quand" sont souvent plus importants que "comment" et "combien". Les êtres humains n'ont pas simplement besoin d'énergie : ils en ont besoin où et quand ils le décident. Un système énergétique est donc satisfaisant lorsqu'il est capable de garantir la bonne quantité et la bonne forme d'énergie au bon moment (pendant tout le temps nécessaire) et à l'endroit du besoin. Un vecteur d'énergie est le support d'une énergie finale distribuée au consommateur pour satisfaire un besoin ; c'est par exemple le carburant dont il remplit le réservoir de sa voiture, c'est l'électricité qu'il prélève à la prise de courant, c'est le gaz qu'il consomme pour son chauffage, ou la chaleur ou le froid provenant d'un éventuel réseau urbain. [42]

L'utilisation de l'hydrogène comme carburant dans une économie de l'hydrogène est une proposition attrayante en tant qu'alternative à l'économie actuelle fondée sur les combustibles fossiles pour des raisons autres que la réduction du changement climatique. En tant que carburant, l'hydrogène a une densité énergétique gravimétrique qui est environ 2,5 à 3 fois supérieure à celle des combustibles fossiles les plus couramment utilisés aujourd'hui. Si l'on considère l'application de l'utilisateur final dans un véhicule ou une installation industrielle de production d'énergie, pour chaque kilogramme d'hydrogène brûlé, l'utilisation d'hydrogène stocké génère jusqu'à 2,5 à 3 fois plus d'énergie que le combustible fossile classique. Cependant, l'hydrogène a une densité beaucoup plus faible que la plupart des combustibles fossiles et, en tant que tel, pour la même phase, sa densité énergétique volumétrique est inférieure à celle que l'on peut obtenir avec les combustibles fossiles, ce qui impose des pénalités de dimensionnement volumétrique à tout support stockant de l'hydrogène. [43]

Le tableau 3.1 suivant fait comparaison entre l'hydrogène sous différentes formes et les carburants traditionnels

Tableau 3.1 : Densités énergétiques volumétriques et gravimétriques des combustibles courants

Fuel	Gravimetric Energy Density (MJ kg ⁻¹)	Volumetric Energy Density (MJ L ⁻¹)
Hydrogen (liquid)	143	10.1
Hydrogen (compressed, 700 bar)	143	5.6
Hydrogen (ambient pressure)	143	0.0107
Methane (ambient pressure)	55.6	0.0378
Natural Gas (Liquid)	53.6	22.2
Natural Gas (Compressed, 250 bar)	53.6	9
Natural gas	53.6	0.0364
LPG propane	49.6	25.3
LPG butane	49.1	27.7
Gasoline (petrol)	46.4	34.2
Biodiesel oil	42.2	33
Diesel	45.4	34.6
Kerosene	46.4	36.7

Partie 3 : La révolution de l'hydrogène vert qui pourrait remplacer le gaz naturel à l'exportation d'ici 2030

Si l'on considère d'autres options de carburant pour l'économie verte, telles que le biodiesel ou le gaz de synthèse, l'un des principaux avantages de l'utilisation de l'hydrogène comme carburant pour l'économie verte est qu'il n'est pas nécessaire de modifier radicalement les infrastructures existantes. L'hydrogène peut être utilisé dans les moteurs à combustion interne et le carburant possède de bonnes propriétés de combustion qui permettent une meilleure conception des machines. Par exemple, l'hydrogène a un point d'éclair très bas (environ -231°C), le plus bas de tous les carburants courants tel que le montre le tableau 3.2 suivant :

Tableau 3.2 : Point d'éclair de certains combustibles courants

Fuel	Flashpoint (°C)
Hydrogen	-231
Methane	-188
Propane	-104
Gasoline	-45
Methanol	11
Ethanol (70%)	17
Kerosene	36
Jet Fuel	60
Diesel	62
Biodiesel	130

C'est important car le carburant ne peut être brûlé qu'à l'état gazeux ou vaporisé. Le point d'éclair est la température à laquelle un carburant génère suffisamment de vapeur pour former une flamme à sa surface dans l'air en présence d'une source d'allumage. Le faible point d'éclair de l'hydrogène signifie que les moteurs fonctionnant à l'hydrogène nécessitent un équipement de démarrage et d'allumage moins sophistiqué que ceux fonctionnant avec d'autres carburants. En conséquence directe, les moteurs à hydrogène peuvent généralement fonctionner dans des conditions plus "difficiles" que les moteurs fonctionnant avec d'autres carburants. Un exemple pratique est que des véhicules à hydrogène ont été signalés comme pouvant fonctionner après avoir été laissés dans des températures froides sans allumage au bout de quelques jours.

En outre, l'hydrogène possède la plus grande plage d'inflammabilité parmi les combustibles courants comparables. L'énorme écart entre son niveau d'inflammabilité inférieur (LFL) et son niveau d'inflammabilité supérieur (HFL) permet d'obtenir des performances uniques pour les moteurs à combustion et les turbines. Le LFL et le HFL sont les niveaux de concentration minimum et maximum de carburant dans l'air nécessaires pour rendre le mélange inflammable. Si la teneur en carburant est en dehors du LFL et du HFL, les mélanges air-carburant ne seront pas inflammables, soit par manque de carburant, soit par manque d'oxygène. Pour de nombreux carburants courants, la plage d'inflammabilité relativement

Partie 3 : La révolution de l'hydrogène vert qui pourrait remplacer le gaz naturel à l'exportation d'ici 2030

faible par rapport à celle de l'hydrogène oblige les producteurs industriels à apporter des améliorations et à inclure des systèmes supplémentaires, tels que des turbocompresseurs, afin que les moteurs qu'ils fabriquent puissent mieux fonctionner dans des situations de basse pression, par exemple à haute altitude. La large plage d'inflammabilité de l'hydrogène, comparée à celle de la plupart des combustibles fossiles, permet de concevoir et de construire des moteurs plus simples sur le plan structurel afin qu'ils puissent remplir la même fonction (poussée ou production d'énergie) à plusieurs points de fonctionnement différents. Le tableau 3.3 suivant fait une comparaison avec les combustibles fossiles :

Tableau 3.3 : Plage d'inflammabilité des combustibles comparables courants

Fuel	Flammable range (%)
Hydrogen	4-75
Methane	5.3-15
Propane	2.2-9.6
Methanol	6-36.5
Gasoline	1-7.6
Diesel	0.6-5.5

3.2. Pile à combustible :

Utilisé dans une pile à combustible, l'hydrogène produit de l'électricité de façon propre et silencieuse en n'émettant que de l'eau. L'automobile est sans doute l'un des domaines d'application qui offre le plus grand potentiel. L'hydrogène est un carburant de choix pour propulser des voitures équipées d'un moteur électrique et qui produisent leur propre électricité à bord.

Pour un système de pile à combustible, trois piliers sont nécessaires : une anode, une cathode et un électrolyte. Les piles à combustible sont classées en fonction du type d'électrolyte utilisé. Une pile à combustible peut être composée de centaines de cellules individuelles, mais chacune possède les trois mêmes composants fondamentaux. L'électrolyte est situé entre la cathode et l'anode. Le fonctionnement général de la pile à combustible est le suivant : le combustible (hydrogène pur) est introduit dans le compartiment anodique de la pile à combustible, tandis que l'air ou l'oxygène pur est introduit du côté de la cathode de la pile à combustible. Du côté de l'anode de la pile, les électrons sont séparés lorsque le gaz tente de se frayer un chemin à travers la membrane électrolytique. La membrane agit comme un filtre pour séparer les électrons et les ions hydrogène tout en ne laissant passer que les ions hydrogène. Dans le compartiment cathodique, les ions hydrogène qui ont traversé la membrane se combinent avec les atomes d'oxygène de l'air pour produire du H_2O comme sous-produit ; de la chaleur est également produite comme sous-produit. Contrairement aux

Partie 3 : La révolution de l'hydrogène vert qui pourrait remplacer le gaz naturel à l'exportation d'ici 2030

moteurs à combustion interne, où le combustible est mélangé à l'air et au carburant, il y a séparation du combustible et de l'oxydant sans combustion du combustible dans une pile à combustible. Par conséquent, les piles à combustible ne produisent pas les émissions nocives que produisent les moteurs à combustion interne. La figure 3.1 suivante donne le schéma d'une pile à combustible : [44][45]

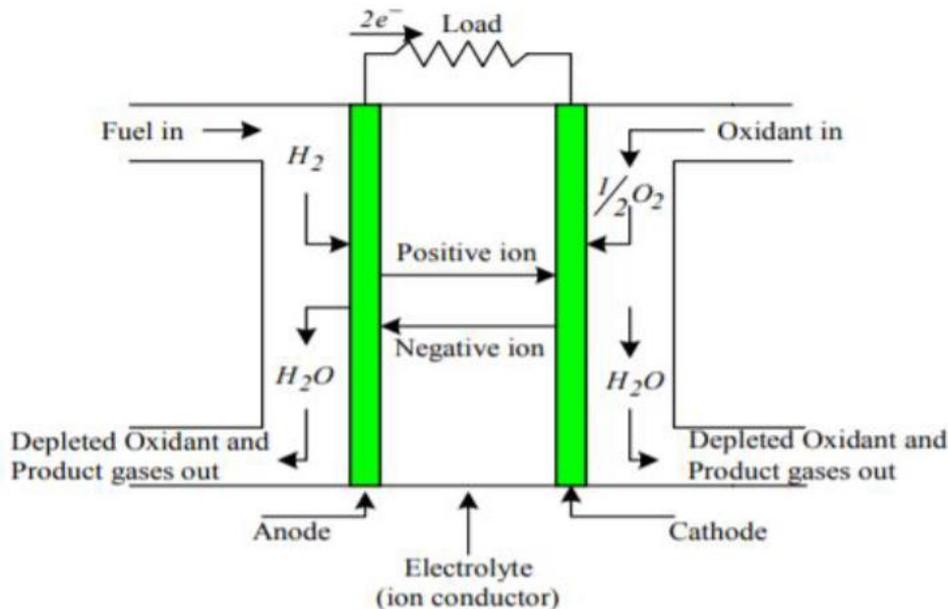


Figure 3.1 : Schéma Pile à combustible

La pile à électrolyte polymère PEMFC (Proton-exchange membrane fuel cell) est celle qui est le plus souvent utilisée dans les applications d'énergie mobile, comme les véhicules.

3.2.1. Pile à combustible à membrane d'échange de protons : PEMFC

Les membranes polymères solides sont utilisées comme électrolyte dans les PEMFC. La membrane polymère est constituée d'acide perfluorosulfonique, appelé Nafion. Cette membrane polymère est acide ; par conséquent, les ions transportés sont des ions hydrogène ou des protons. La PEMFC est alimentée en hydrogène pur, et l'oxydant est l'air ou l'oxygène pur. Les PEMFC sont des piles à combustible à basse température qui conduisent les ions hydrogène (H^+), ce qui fait qu'elles ne peuvent pas être alimentées en carburant. Ces piles à combustible sont les plus utilisées dans le secteur des transports car ce sont des piles à combustible à basse température, fonctionnant autour de $80\text{ }^\circ\text{C}$, elles ont donc des temps de démarrage et d'arrêt relativement courts. Un autre avantage des PEMFC est qu'elles ont un rendement et une densité de puissance très élevés dans la classe de taille des moteurs de véhicules. Ces caractéristiques sont bien adaptées à une source d'alimentation de véhicule où la densité de puissance est souhaitée et les demandes de puissance dynamique sont importantes. [46][47]

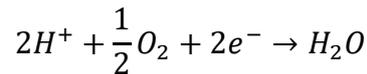
Partie 3 : La révolution de l'hydrogène vert qui pourrait remplacer le gaz naturel à l'exportation d'ici 2030

La réaction chimique globale de la PEMFC est la suivante :

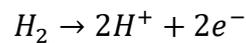


Les demi-réactions chimiques pour la PEMFC sont les suivantes :

Réaction de réduction :



Réaction d'oxydation



La PEMFC dans un véhicule électrique prend le rôle du moteur à combustion interne dans un véhicule conventionnel, car elle est la source d'énergie motrice dans le véhicule électrique à pile à combustible. Jusqu'à présent, la PEMFC est la seule pile à combustible adaptée aux automobiles. En associant les PEMFC à des batteries rechargeables, on crée un véhicule hybride qui peut concurrencer les véhicules électriques à batterie et les véhicules à combustible fossile. Voici le schéma d'une voiture à PEMFC présenté par la figure 3.2 [48]

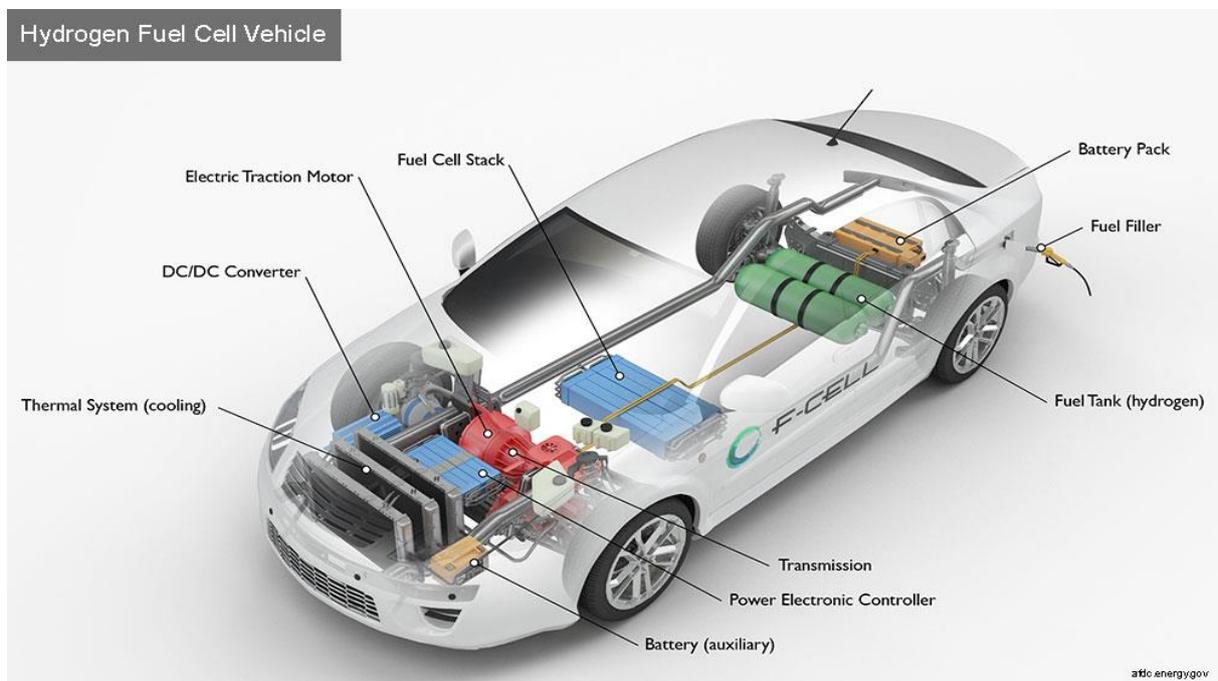


Figure 3.2 : Schéma de voiture à pile à combustible, source : US energy department

Les véhicules électriques à pile à combustible produisent de l'électricité à l'aide d'une pile à combustible alimentée par de l'hydrogène, plutôt que de tirer de l'électricité uniquement d'une batterie. Pendant le processus de conception du véhicule, le constructeur définit la puissance du véhicule par la taille du ou des moteurs électriques qui reçoivent l'énergie électrique de la

Partie 3 : La révolution de l'hydrogène vert qui pourrait remplacer le gaz naturel à l'exportation d'ici 2030

combinaison pile à combustible-batterie de taille appropriée. La quantité d'énergie stockée à bord est déterminée par la taille du réservoir d'hydrogène. Cette situation est différente de celle d'un véhicule tout électrique, où la puissance et l'énergie disponibles sont toutes deux étroitement liées à la taille de la batterie.

3.3. Production d'hydrogène :

Selon le rapport de l'AIE sur l'hydrogène en 2021, la demande mondiale d'hydrogène de 90 Mt a été satisfaite presque entièrement par de l'hydrogène à base de combustibles fossiles, 72 Mt d' H_2 (79 %) provenant d'usines de production d'hydrogène. Le reste (21 %) étant de l'hydrogène produit dans des installations conçues essentiellement pour d'autres produits, principalement des raffineries dans lesquelles le reformage du naphta en essence produit de l'hydrogène. La demande d'hydrogène pur, principalement pour la production d'ammoniac et le raffinage du pétrole, a représenté 72 Mt d' H_2 , tandis que 18 Mt d' H_2 ont été mélangées à d'autres gaz et utilisées pour la production de méthanol et d'acier DRI. [49] Cette production est détaillée sur la figure 3.3 suivante :

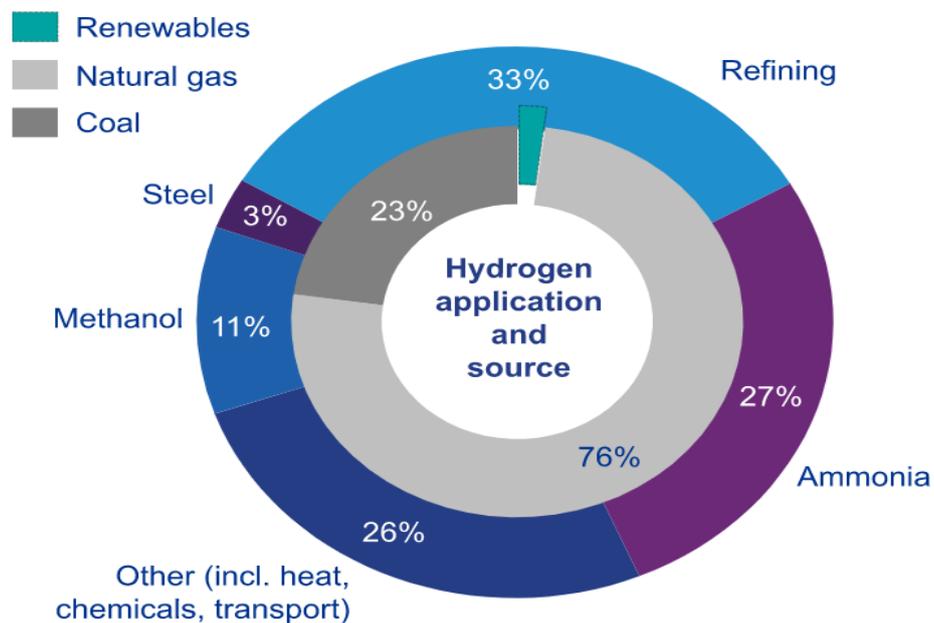


Figure 3.3 : Production d'hydrogène par sources et par secteur de consommation, source : AIE

La prédominance des combustibles fossiles a rendu la production d'hydrogène responsable de près de 900 Mt d'émissions directes de CO_2 en 2020 (2,5 % des émissions mondiales de CO_2 dans l'énergie et l'industrie), soit l'équivalent des émissions de l'Indonésie et du Royaume-Uni réunis. Pour une transition énergétique propre, il faut réduire les émissions liées à la production d'hydrogène.

Partie 3 : La révolution de l'hydrogène vert qui pourrait remplacer le gaz naturel à l'exportation d'ici 2030

Il existe plusieurs procédés technologiques pour produire de l'hydrogène à faible teneur en carbone : à partir d'eau et d'électricité par électrolyse ; à partir de combustibles fossiles avec captage, utilisation et stockage du carbone (CCUS) ; et à partir de bioénergie par gazéification de la biomasse. Toutefois, elles ne représentent qu'une très faible part de la production mondiale : à 30kt H_2 , l'électrolyse de l'eau représentait ~0,03%, et 16 centrales à combustibles fossiles avec CCUS ont produit seulement 0,7 Mt H_2 (0,7%).

3.4. Différentes couleurs de l'hydrogène :

La subdivision de l'hydrogène en différentes couleurs a pour but de fournir des informations sur le mode de production de l'hydrogène, les sources d'énergie utilisées et la neutralité climatique de l'hydrogène. Les trois procédés les plus utilisés et produit à échelle industrielle sont ceux produisant l'hydrogène de couleur gris, bleu et gris.

L'hydrogène noir ou brun :

L'hydrogène noir ou brun est produit à partir du charbon. Les couleurs noire et brune font référence aux types de charbon bitumineux (noir) et lignite (brun). La gazéification du charbon est une méthode utilisée pour produire de l'hydrogène. Cependant, il s'agit d'un processus très polluant, et du CO_2 et du monoxyde de carbone sont produits comme sous-produits et rejetés dans l'atmosphère.

L'hydrogène turquoise :

L'hydrogène turquoise peut être extrait en utilisant la scission thermique du méthane via la pyrolyse du méthane. Ce procédé, bien qu'au stade expérimental, élimine le carbone sous forme solide au lieu du gaz CO_2 .

L'hydrogène violet :

L'hydrogène violet est produit en utilisant l'énergie nucléaire et la chaleur par la division combinée de l'eau par électrolyse chimico-thermique.

L'hydrogène blanc :

L'hydrogène blanc désigne l'hydrogène d'origine naturelle.

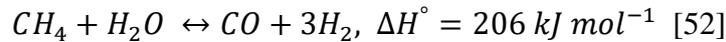
3.4.1. Hydrogène gris : [50]

L'hydrogène gris est la forme la plus courante et est généré à partir du gaz naturel, ou méthane, par un processus appelé "vaporeformage". La technologie de production d'hydrogène à base d'hydrocarbures la plus courante est le reformage du méthane à la vapeur (SMR), qui satisfait environ 48 % de la demande mondiale, et on estime qu'elle permet de produire de l'hydrogène à un coût d'environ $1,8 \text{ kg}^{-1}$. [51]

De la vapeur d'eau à haute température (700°C-1 000°C) est utilisée pour produire de l'hydrogène à partir d'une source de méthane, telle que le gaz naturel. Le méthane réagit avec la vapeur sous une pression de 3 à 25 bars en présence d'un catalyseur, généralement du

Partie 3 : La révolution de l'hydrogène vert qui pourrait remplacer le gaz naturel à l'exportation d'ici 2030

nickel, pour produire de l'hydrogène, du monoxyde de carbone et une quantité relativement faible de dioxyde de carbone selon la réaction :



Ensuite, dans ce qu'on appelle la "water-gas shift reaction", la saturation de ce gaz avec de la vapeur supplémentaire permet d'obtenir de l'hydrogène supplémentaire à mesure que le CO se transforme en CO_2 .

3.4.2. Hydrogène bleu :

L'hydrogène bleu repose sur l'idée que les procédés actuels utilisés pour produire de l'hydrogène à partir de combustibles fossiles pourraient être couplés à des technologies de captage et de stockage du carbone afin de réduire la plupart de leurs émissions de gaz à effet de serre. Les filières de l'hydrogène bleu ont l'avantage de s'appuyer sur l'expérience industrielle existante en matière d'hydrogène gris et, dans certains cas, la modernisation des usines existantes pourrait être effectuée en ajoutant des systèmes de CSC. Toutefois, des conditions spécifiques doivent être réunies pour assurer un stockage efficace et durable du CO_2 . Souvent, une infrastructure supplémentaire peut être nécessaire pour relier l'installation de production au site de stockage, qui peut ne pas être disponible sur place. Une infrastructure dédiée au CO_2 peut augmenter considérablement le coût total, un aspect qu'il est difficile de généraliser puisqu'il dépend de chaque centrale. En outre, l'exploitation d'un système de CSC peut réduire le rendement énergétique d'un procédé SMR de 5 à 14 %. [56]

Capture et stockage du CO_2 :

L'une des voies que veulent développer les pays développés est celle de continuer à utiliser les énergies fossiles sauf que le CO_2 émis est séquestré. La capture et le stockage (CSC) du dioxyde de carbone est un processus qui consiste à séparer le CO_2 des sources industrielles et énergétiques, à le transporter vers un lieu de stockage et à l'isoler à long terme de l'atmosphère. [57]

Il existe trois options différentes pour capturer le CO_2 dans un processus de combustion : [56] [58]

- Post-combustion :

Le CO_2 peut être éliminé des gaz d'échappement du processus de combustion dans une centrale électrique classique à turbine à vapeur ou à turbine à gaz à cycle combiné. L'absorption chimique, et notamment l'absorption aux amines organiques (e.g. MEA, acides aminés) est le procédé le plus mature en vue du captage de CO_2 en postcombustion (coût estimé à 40 à 60 €/t CO_2 capté avec la MEA)

Partie 3 : La révolution de l'hydrogène vert qui pourrait remplacer le gaz naturel à l'exportation d'ici 2030

- Pré-combustion :

Le CO présent dans le mélange réagit avec l'eau au cours de l'étape de conversion pour former du CO_2 et de l'hydrogène. Le CO_2 est séparé de l'hydrogène par absorption avec un solvant physique ou bien un solvant chimique selon le même procédé utilisé pour le captage postcombustion comme montré par la figure 3.4 :

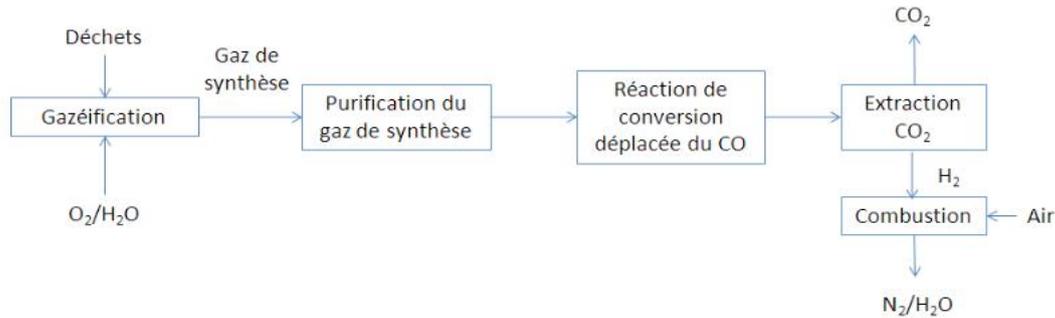


Figure 3.4 : Schéma de captage du CO_2 , hydrogène bleu

- Oxycombustion :

L'oxycombustion est un procédé de combustion dans lequel le gaz comburant n'est plus de l'air mais de l'oxygène « pur » (pureté généralement supérieure à 95%). L'objectif est d'augmenter la teneur en CO_2 des fumées de combustion en éliminant l'azote, celles-ci contenant alors majoritairement du CO_2 et de l'eau. Plus l'oxygène utilisé pour la combustion est pur, plus les fumées de combustion se rapprochent d'un mélange binaire H_2O/CO_2 , la principale étape du captage de CO_2 consiste alors à condenser l'eau.

3.4.3. Hydrogène vert :

C'est l'avenir ! La filière hydrogène vert est définie comme la combinaison de la production d'électricité à partir de sources renouvelables et de l'électrolyse de l'eau. En fournissant de l'électricité et de l'eau pure à un électrolyseur, on produit des flux de sortie d'hydrogène et d'oxygène.

La production d'hydrogène à partir de l'eau par la division des molécules d'eau au moyen de l'électrolyse a été l'approche la plus étudiée ces dernières années pour la production durable d'hydrogène. L'eau en phase liquide ou la vapeur peuvent être utilisées pour le processus d'électrolyse. Les défis actuels de l'électrolyse de l'eau comprennent des coûts de production élevés dus à un investissement important, une faible efficacité de conversion et le coût de l'énergie électrique. Cependant, comme la technologie des énergies renouvelables continue de mûrir, on s'attend à ce que les coûts de l'énergie électrique diminuent avec le temps. Par exemple, le coût des modules solaires photovoltaïques (PV) a diminué de 99 % depuis 1980 et cette réduction des coûts devrait se poursuivre à l'avenir. En outre, compte tenu des quantités importantes d'énergie gaspillées pendant les heures creuses dans plusieurs centrales électriques à énergie renouvelable sans stockage d'énergie approprié, l'utilisation de cette

Partie 3 : La révolution de l'hydrogène vert qui pourrait remplacer le gaz naturel à l'exportation d'ici 2030

énergie pour alimenter le processus d'électrolyse de l'eau peut réduire davantage les coûts de production de l'hydrogène. [59]

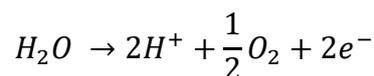
- L'électrolyse :

L'électrolyse est une technique qui utilise un courant électrique continu (CC) pour provoquer une réaction chimique non spontanée. L'électrolyse de l'eau est la décomposition de l'eau en oxygène et en hydrogène par le passage d'un courant électrique. Dans ce processus, une source de courant électrique continu est connectée à deux électrodes, ou deux plaques (généralement constituées d'un métal inerte tel que le platine, l'acier inoxydable ou l'iridium) qui sont placées dans l'eau. Bien que l'électrolyse soit plus coûteuse que le reformage à la vapeur du gaz naturel, elle présente des avantages pour la production d'hydrogène dans de petites installations, pour l'approvisionnement localisé en hydrogène et en oxygène de haute pureté, et elle peut répondre aux besoins de stockage des technologies renouvelables intermittentes. [60]

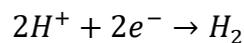
Les technologies d'électrolyse peuvent être divisées en deux catégories de base, l'électrolyte liquide alcalin utilisant l'hydroxyde de potassium (KOH) et l'électrolyte acide avec un polymère solide comme membrane échangeuse de protons (PEM). [58] Dans les deux technologies, l'eau est introduite dans l'électrolyte de réaction et est soumise à un courant électrique qui provoque sa dissociation, après quoi les atomes d'hydrogène et d'oxygène résultants sont soumis à un mécanisme de transfert ionique qui fait que l'hydrogène et l'oxygène s'accumulent dans des flux physiques séparés. L'électrolyse de l'eau est une combinaison de deux demi-réactions comme indiqué ci-dessous pour les électrolytes acides et alcalins :

Électrolyte acide :

Anode :

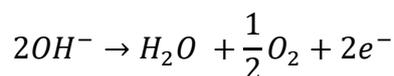


Cathode :

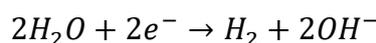


Électrolyte alcalin :

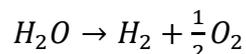
Anode :



Cathode :



Réaction globale :



Le nombre de molécules d'hydrogène produites est donc deux fois supérieur au nombre de molécules d'oxygène et, en supposant une température et une pression égales pour les deux gaz, le volume d'hydrogène produit est deux fois supérieur au volume d'oxygène produit. Les gaz remontent à la surface, où ils peuvent être collectés.

Partie 3 : La révolution de l'hydrogène vert qui pourrait remplacer le gaz naturel à l'exportation d'ici 2030

Une comparaison entre les deux éléments est donnée par la figure 3.5 :

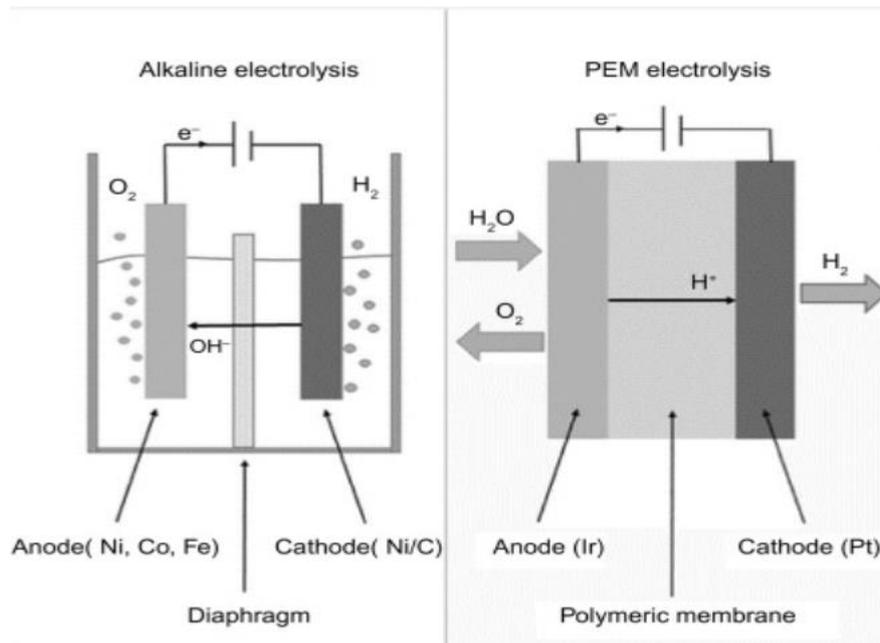


Figure 3.5 : Principes de fonctionnement de l'électrolyse de l'eau alcaline et à membrane échangeuse de protons (PEM)

Électrolyse alcalin :

Dans une cellule d'électrolyse alcaline contenant une solution aqueuse caustique contenant généralement 20 à 40 % de KOH ou de NaOH (généralement 30 %), l'énergie électrique est appliquée à deux électrodes. Les électrodes cathodiques sont généralement constituées d'une maille d'acier à faible teneur en carbone ou d'une maille d'acier à faible teneur en carbone revêtue de nickel. L'anode est constituée de matériaux résistant aux alcalis et à l'oxydation, comme l'acier à faible teneur en carbone revêtu de nickel ou les métaux de la série du nickel. On utilise parfois des catalyseurs d'électrode tels que le Pt sur lequel la réaction se produit plus facilement. Un diaphragme poreux permet d'éviter le mélange des gaz produits et le contact direct des électrodes. L'eau se décompose à la cathode en H₂ et OH⁻, ce dernier migre à travers l'électrolyte et un diaphragme de séparation et se décharge à l'anode, libérant l'O₂. L'hydrogène est facilement extrait de l'eau lorsqu'il est dirigé vers une chambre de séparation. Les températures de fonctionnement sont limitées à < 150°C pour éviter les problèmes de corrosion ; en général, on utilise ~ 90°C. Le potentiel de cellule réversible idéal nécessaire pour dissocier l'eau est de 1,229 V à 25°C et 0,1 MPa, ce qui correspond à une énergie de dissociation théorique de l'énergie libre de formation de Gibbs $\Delta G_0 = 237 \text{ kJ/mol}$ ou à une demande d'électricité de 3,56 kWh/Nm³ de H₂. Cependant, les tensions réalistes des cellules sont de 1,7-2,1 V pour tenir compte des processus irréversibles dans le mécanisme de réaction où le surpotentiel des électrodes et la résistance ohmique des composants de la cellule contribuent aux pertes. Des pertes supplémentaires sont dues à l'expansion du gaz au niveau des électrodes et au maintien de la température de fonctionnement. Le besoin en énergie électrique est de l'ordre de 4-4,5 kWh/Nm³ d'H₂, ce qui correspond à un rendement de 80% et

Partie 3 : La révolution de l'hydrogène vert qui pourrait remplacer le gaz naturel à l'exportation d'ici 2030

plus. Pour l'électrolyse, la quantité théorique d'eau nécessaire est de 0,8 L/Nm³ d'H₂ ; en pratique, il faut 1,0 L/Nm³. [66] Un schéma est donné par la figure 3.6 :

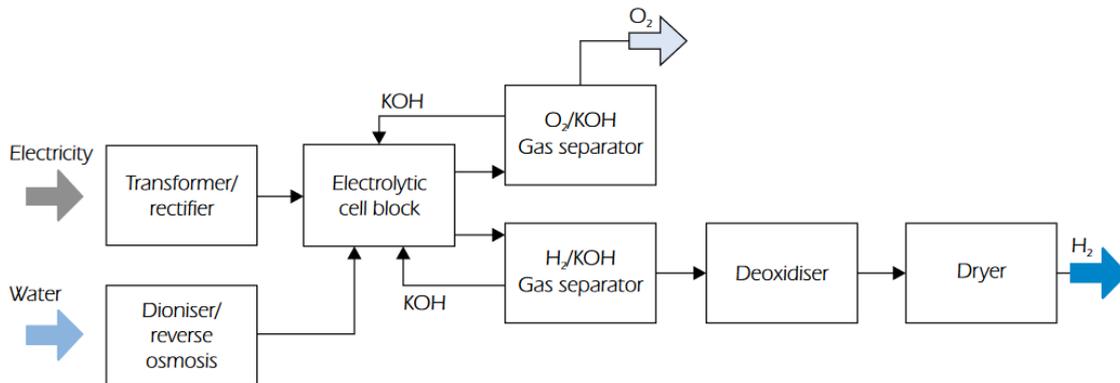


Figure 3.6 : Schéma du processus d'électrolyse alcaline, Source : INTERNATIONAL ENERGY AGENCY

Électrolyse PEM :

Une électrolyse PEM est une pile à combustible PEM fonctionnant en mode inverse. Dans l'électrolyse PEM, l'eau est introduite dans des canaux du côté de l'anode de la cellule. L'eau circule de la plaque à l'anode en passant par le collecteur de courant et réagit pour se diviser en protons, oxygène et électrons. Les collecteurs de courant sont des conducteurs poreux qui permettent aux électrons de passer de l'électrode au circuit extérieur et au gaz réactif de passer de la plaque bipolaire à l'électrode. Les protons migrent à travers le PEM vers le côté cathodique, où ils se combinent avec les électrons pour former une molécule d'hydrogène à la cathode. L'oxygène reste dans l'eau. Lorsque cette eau est recyclée, l'oxygène s'accumule dans un réservoir de séparation et peut alors être retiré du système. L'hydrogène gazeux est acheminé séparément de la pile de cellules et capturé. Le PEM sert également de séparateur des gaz produits. Les membranes solides en polymère d'acide perfluorosulfonique sont généralement utilisées en raison de leur excellente résistance thermique et à l'oxydation. Les électrodes sont en contact direct avec le PEM pour éviter la résistance électrique d'interface, car la résistance à la corrosion à l'acidité forte du PEM est requise pour les électrodes. Généralement, les métaux du groupe du platine, les alliages et les oxydes de platine sont utilisés pour les électrodes poreuses. Dans un électrolyseur PEM, le surpotentiel de la cathode est la principale source du surpotentiel total de la cellule, et il est influencé par le choix du matériau. Généralement, les oxydes d'Ir et de Ru ou le platine métallique sont utilisés comme matériau de cathode. Ces matériaux sont souvent mélangés à des composants inertes pour assurer la stabilité structurelle.

Actuellement, l'électrolyse alcaline est toujours considérée comme étant la plus mature pour une application industrielle, étant donné son existence depuis le début du 20^e siècle, cependant l'électrolyse PEM rattrape progressivement son retard, et de nombreux fournisseurs proposent déjà cette technologie pour des applications industrielles. Les électrolyseurs PEM peuvent offrir une série d'avantages pour une consommation d'énergie comparable,

Partie 3 : La révolution de l'hydrogène vert qui pourrait remplacer le gaz naturel à l'exportation d'ici 2030

notamment des pressions de sortie plus élevées, une meilleure plage de charges partielles et un démarrage et des variations de charge plus rapides

Un électrolyseur est composé de nombreuses cellules d'électrolyse, et une « unité » d'électrolyse peut être composée d'un ou plusieurs électrolyseurs. Actuellement la puissance des unités d'électrolyse disponibles sur le marché pour une application industrielle varie d'environ 1 MW à environ 17.5 MW. Si l'on considère le déploiement mondial des électrolyseurs, les ajouts annuels de capacité ont atteint 25 MW en 2019, mais les projets annoncés se multiplient rapidement, et ils atteindront 1,5 GW de nouvelles capacités en 2023, le plus grand projet représentant à lui seul 540 MW.

Pour une usine d'électrolyse de 100 MW (équivalant à environ 20000 Nm³/h ou 1800 kg/h d'hydrogène, et utilisant une superficie d'environ 5000 m²), il faudrait donc de 6 à 100 unités d'électrolyse ; l'augmentation de la capacité unitaire des électrolyseurs constitue donc un défi important pour le développement de la production d'hydrogène vert par électrolyse à grande échelle.

En ce qui concerne l'efficacité, définie comme le rapport entre le contenu énergétique en hydrogène (mesuré en tant que pouvoir calorifique supérieur) et la consommation d'énergie de l'électrolyse, elle est de l'ordre de 65 % à 70 % (pour des pressions de sortie de 10 à 30 bars). L'électrolyse de l'eau nécessite une énergie minimale de 39,4 kWh pour produire 1 kg d'hydrogène à pleine efficacité de conversion. Cependant, la plupart des électrolyseurs consomment généralement 50 kWh pour produire 1 kilogramme d'hydrogène et des efforts sont en cours pour augmenter l'efficacité du processus d'électrolyse.

Cellules photo-électro-chimiques :

Un consortium de chercheur français de l'université de Rennes étudie la possibilité de produire de l'hydrogène vert directement à partir d'eau dans des cellules photo-électro-chimiques. Ces cellules sont composées de photo-électrodes, sortes de cellules solaires plongées directement dans de l'eau, qui permettent de collecter l'énergie solaire, et utiliser cette énergie pour casser les molécules d'eau pour former des molécules d'hydrogène et d'oxygène.

Le matériau qui compose ces photo-électrodes est à la fois photo-actif (absorption de la lumière et conversion en charges électriques), et métallique localement (transport des charges électriques) et les échantillons ont permis de produire de l'hydrogène à l'échelle de la cellule de laboratoire, mais il semble possible d'imaginer que si la stabilité de ces matériaux est améliorée, elles pourront, dans le futur, servir de substrat pour une conversion de l'énergie solaire en hydrogène à plus grande échelle. [71]

Partie 3 : La révolution de l'hydrogène vert qui pourrait remplacer le gaz naturel à l'exportation d'ici 2030

3.5. Coût de production :

3.5.1. Coût de l'hydrogène gris et bleu :

Avec du charbon et du gaz naturel bon marché facilement disponibles, le coût de production de l'hydrogène gris peut descendre jusqu'à environ 1 USD/kg d' H_2 pour les régions où les prix du gaz et du charbon sont bas, comme le Moyen-Orient, la Russie et l'Amérique du Nord, et reste bien inférieur à 2 USD/kg d' H_2 pour d'autres régions, comme l'Europe.

Jusqu'en 2030 au moins, l'avantage en termes de coûts des combustibles fossiles devrait se maintenir dans la plupart des régions géographiques, et une réglementation sur le prix du CO_2 est probablement nécessaire pour promouvoir le développement de l'hydrogène vert. L'hydrogène bleu reste la technologie de l'hydrogène à faible teneur en carbone la plus rentable jusqu'en 2030, et devient compétitif par rapport au gaz naturel en 2040, principalement en raison du prix du carbone. Par nature, l'hydrogène bleu ne peut pas être compétitif par rapport au gaz naturel en l'absence d'un prix du carbone, en raison de la perte d'efficacité de la conversion du gaz naturel en hydrogène.

3.5.2. Coût de l'hydrogène vert issu de l'électrolyse de l'eau :

Le coût de production de l'hydrogène vert est généralement considéré comme se situant entre 2,5 et 6,5 USD par kg, bien que d'autres sources estiment des valeurs plus élevées. Dans la plupart des cas, cela signifie que l'hydrogène vert est plus cher que l'hydrogène gris et l'hydrogène bleu, mais dans la partie inférieure de la fourchette, il est compétitif par rapport à l'hydrogène bleu.

Les deux composantes les plus importantes de ce coût sont le coût d'investissement de l'électrolyseur et le coût de l'électricité, qui représente environ 90 % des coûts OPEX. Les coûts CAPEX actuels des électrolyseurs alcalins sont d'environ 750 EUR/kW (environ 900 USD/kW), et ils devraient baisser à environ 500 EUR/kW (environ 600 USD/kW) d'ici 2025. Les experts estiment qu'environ 80 % du coût est imputable aux dépenses d'exploitation (si l'on considère 4 000 heures d'exploitation par an), et que le coût de l'électricité est donc un facteur déterminant du coût de l'hydrogène vert.

Dans une perspective à long terme (jusqu'en 2050), le passage à l'échelle et les innovations pourraient contribuer à assurer la parité des coûts avec l'hydrogène produit à partir de combustibles fossiles. [67]

La figure 3.7 suivante donne une estimation de l'évolution du coût du kg d'hydrogène faite par l'AIE :

Partie 3 : La révolution de l'hydrogène vert qui pourrait remplacer le gaz naturel à l'exportation d'ici 2030

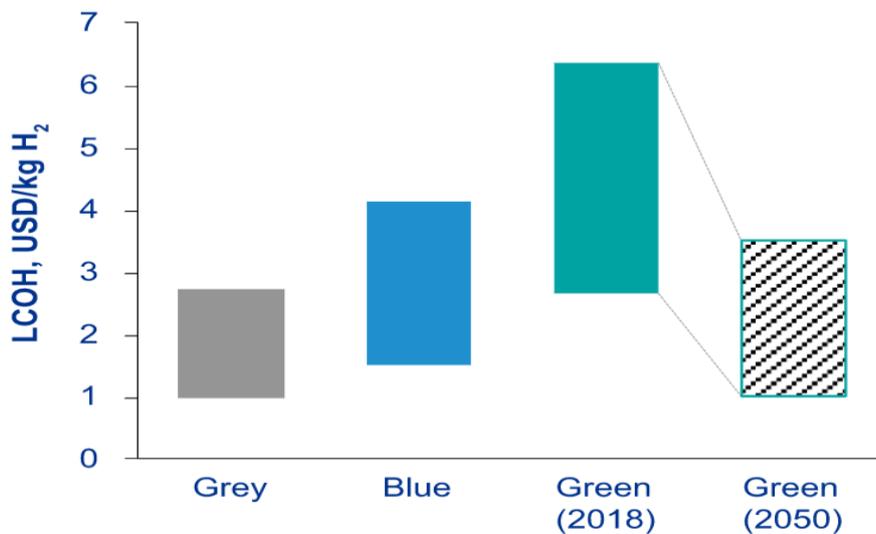


Figure 3.7 : Projection de l'évolution du coût de l'hydrogène, Source AIE

Et si les prévisions s'accordent à ce que le prix de l'hydrogène vert passe à 5 dollar dès 2025 [68], la guerre actuelle en Ukraine et l'augmentation du prix du gaz naturel fait que l'hydrogène vert est déjà moins cher que l'hydrogène fossile issu du gaz naturel dans certaines régions d'Europe, du Moyen-Orient et d'Afrique. Un kilogramme d'hydrogène gris coûte actuellement 6,71 dollars américains dans ces régions, contre 4,84 à 6,68 dollars par kilogramme pour l'hydrogène vert. [69]

3.6. Stockage et transport :

3.6.1. Stockage :

L'hydrogène pur peut être stocké principalement sous forme gazeuse ou sous forme liquide ; d'autres possibilités de stockage de l'hydrogène sont également en cours d'études (par exemple : sous forme d'hydrures), mais pas encore disponible au stade industriel. Après transformation, l'hydrogène peut également être stocké sous la forme d'un autre vecteur énergétique, tel que l'ammoniac, le méthanol, le méthylcyclohexane, dibenzyltoluène, etc.

3.6.1.1. Sous forme gazeuse :

Le stockage de l'hydrogène sous forme gazeuse va généralement nécessiter la compression de l'hydrogène. La compression de l'hydrogène se pratique déjà actuellement en milieu industriel, mais pas encore à grande échelle.

Comme pour les autres gaz, la quantité d'hydrogène stockable va dépendre de la pression du stockage ; par exemple : on peut stocker environ 84 g d'hydrogène dans 1 m³ à pression atmosphérique, et environ 25 kg à 350 bars.

Partie 3 : La révolution de l'hydrogène vert qui pourrait remplacer le gaz naturel à l'exportation d'ici 2030

Quelques données technico-économiques sur le stockage de l'hydrogène sous forme gazeuse : [61]

Coût total d'un stockage d'hydrogène en 2021 -2022 à :

- 30 barg : environ 1800 USD / kg H_2 ;
- 200 barg : environ 2200 USD / kg H_2 ;
- 500 barg : environ 3200 USD / kg H_2 ;
- 700 barg : environ 4200 USD / kg H_2 .

Ces prix sont appelés à diminuer au fur et à mesure que la technologie est maîtrisée

3.6.1.2. Sous forme liquide :

Le stockage de l'hydrogène sous forme liquide (à environ -253 °C) permet de réduire son volume approximativement d'un facteur 800 (par rapport de l'hydrogène gazeux à pression atmosphérique), mais nécessite sa liquéfaction préalable.

Début 2019, la capacité mondiale totale de liquéfaction de d'hydrogène était limitée à environ 200 tonnes par jour, avec un maximum de 54 t / j par usine.

La liquéfaction de l'hydrogène est très coûteuse (financièrement et énergétiquement) ; la consommation des usines actuelles est égale à environ 1/3 du contenu énergétique de l'hydrogène. L'utilisation massive d'hydrogène liquide nécessitera une augmentation significative de la taille des usines de liquéfaction, ainsi qu'une diminution significative du coût de telles usines, ainsi que de leur consommation énergétique. [61]

3.6.2. Transport

3.6.2.1. Sous forme gazeuse :

L'hydrogène sous forme gazeuse peut être transporté via :

- Gazoduc :

L'hydrogène peut être transporté par des gazoducs construits pour le gaz naturel. Les gazoducs eux-mêmes ont besoin de peu de modifications, toutefois, selon la capacité de transport du gazoduc, des modifications majeures peuvent être requises aux stations de compression.

L'hydrogène ayant un contenu énergétique volumique environ 1/3 plus petit que celui du gaz naturel, l'injection d'hydrogène dans un gazoduc de gaz naturel va, à débit volumique constant, limiter la capacité énergétique du pipeline proportionnellement au débit d'hydrogène injecté (environ 11 % de diminution avec 15 %vol d'hydrogène). Afin de maintenir la capacité énergétique constante, le débit volumique doit être augmenté (environ 14 %

Partie 3 : La révolution de l'hydrogène vert qui pourrait remplacer le gaz naturel à l'exportation d'ici 2030

d'augmentation avec 15 %vol d'hydrogène), ainsi que les capacités de compression (plus de 50% d'augmentation avec 15 %vol d'hydrogène). [62]

Des recherches sont en cours sur la conception et l'exploitation des vannes pour les gazoducs d'hydrogène dédiés. Les premiers essais montrent que les exigences techniques dans des conditions d'exploitation normales sont comparables à celles des pratiques existantes en matière de gaz naturel. [63]

- Camion :

Les camions qui transportent de l'hydrogène gazeux sont appelés camion porte-tubes (figure 3.8). L'hydrogène gazeux est comprimé à des pressions de 180 bars ou plus dans de longs cylindres qui sont empilés sur une remorque que le camion transporte. [64]

Les camions porte-tubes à tubes d'acier sont les plus couramment utilisés ; leur capacité de charge est limitée par le poids des tubes d'acier. La quantité d'hydrogène stockable dépendant de la pression et du nombre de tubes ; par exemple, un camion porte-tubes typique à 200 barg peut stocker environ 300 kg d'hydrogène, tandis qu'un camion porte-tubes de 40 pieds à 700 barg peut stocker environ 1000 kg d'hydrogène



Figure 3.8 : Camion porte tubes

3.6.2.2. Sous forme liquide

Actuellement, pour les longues distances, l'hydrogène est transporté sous forme liquide dans des camions-citernes cryogéniques super isolés (figure 3.9). Après liquéfaction, l'hydrogène liquide est distribué dans des camions de livraison et transporté vers des sites de distribution où il est vaporisé en un produit gazeux à haute pression pour être distribué.

Sur de longues distances, le transport par camion de l'hydrogène liquide est plus économique que celui de l'hydrogène gazeux, car un camion-citerne d'hydrogène liquide peut contenir une masse d'hydrogène beaucoup plus importante qu'une remorque à tubes gazeux. Les difficultés liées au transport de l'hydrogène liquide comprennent le risque d'ébullition pendant la livraison. [65]



Figure 3.9 : Camion-citerne cryogénique

3.6.3. Sous forme hydrure

Une autre forme de stockage de l'hydrogène est sa conversion sous forme d'hydrure. L'hydrure d'aluminium, ou alane, de formule AlH_3 . Il se présente sous la forme d'une poudre blanche tirant sur le gris lorsque la taille des grains diminue ainsi que lorsque le taux d'impuretés croît. La stabilité sous vide de l'hydrure d'aluminium α peut être sensiblement augmentée en incorporant une fraction massique de 0,01 à 3 % de magnésium. Sous forme passivée, l'alane est un bon candidat pour les applications de stockage de l'hydrogène pour véhicules à hydrogène ainsi que pour les technologies de production d'électricité par piles à combustibles haut rendement pour applications légères et voitures électriques. [70]

3.7. Ethanol

Pour sortir des carburants fossiles nous devons faire appel à toutes les possibilités. En dehors de la locomotion électrique, en dehors du sirghaz et biodiesel. L'un des remplaçants potentiels des carburants fossiles (essence) serait le bioéthanol. C'est un carburant liquide pour moteurs essence qui est d'origine renouvelable. C'est un alcool produit par fermentation du sucre issu de plantes (betteraves, cannes à sucre) ou de l'amidon extrait de céréales (blé, maïs). En Europe, il est utilisé soit sous forme d'alcool, soit il est transformé en ETBE (éthyl tertio butyl éther), avant d'être ajouté à l'essence à hauteur de 85% d'éthanol pour 15% d'essence. La transformation se fait par réaction de l'éthanol avec l'isobutène, un produit pétrolier.

Son rôle dans la transition énergétique est non-négligeable puisque les betteraves et les céréales absorbent le CO_2 de l'atmosphère en quantité importante, lors de leur croissance grâce à la photosynthèse. Le CO_2 rejeté dans l'atmosphère lorsque le moteur fonctionne correspond au CO_2 absorbé lors de la croissance de la biomasse. [44]

La production d'éthanol et ou de méthanol vert pourrait à la fois être une source d'exportation, de vecteur d'une pétrochimie verte mais aussi se substituer dans une certaine mesure aux carburants fossiles. Pour rappel le méthanol a un indice d'octane de 100.

3.8. Opportunité d'exportation de l'hydrogène sous forme d'ammoniac

L'hydrogène, lorsqu'il est produit à partir d'électricité propre, est considéré par beaucoup comme un outil essentiel de la transition mondiale vers une énergie durable et un élément vital pour atteindre les objectifs d'émissions nettes de gaz à effet de serre nulles.

Ammoniac vert

L'ammoniac vert est essentiel pour relever les défis existentiels que sont la production d'aliments en quantité suffisante pour nourrir une population mondiale croissante et la production d'énergie sans CO_2 . L'ammoniac (NH_3), un composé d'azote et d'hydrogène, est principalement utilisé pour fabriquer des engrais. 80 % de la production mondiale annuelle de plus de 170 millions de tonnes métriques est utilisée de cette manière. Et cela devrait encore augmenter dans les prochaines années.

Mais l'ammoniac peut également être brûlé pour produire de l'électricité, avec pour seules émissions de l'air et de l'eau, ou être utilisé comme moyen de stockage de l'énergie produite à partir de sources renouvelables. Car l'ammoniac offre l'avantage considérable d'une densité énergétique 9 fois supérieure à celle des batteries lithium-ion et trois fois supérieure à celle de l'hydrogène gazeux comprimé. Il a donc une possibilité de devenir, notamment pour le transport maritime, un carburant de substitution. [42] [43]

L'Algérie ayant une longue tradition d'exportateur d'énergie fiable, notamment vers l'Europe, une stratégie de production est d'exportation d'hydrogène vert à un prix concurrentiel relève de la nécessité si elle espère demeurer exportateur net.

Le fort potentiel éolien et solaire de l'Algérie lui permet de produire de l'électricité verte à un prix relativement faible. De plus selon une dernière étude du bureau américain Rocky Mountain Institute (RMI), l'hydrogène vert importé coûtera nettement moins cher que celui produit en Europe : 3,60 €/kg en 2024 (puis 1,90 €/kg en 2030) versus 3,80 €/kg. [45]

L'Europe aura donc toujours besoin de ses importations énergétiques si elle veut atteindre ces objectifs carbone et l'Algérie, qui possède déjà un réseau de gazoducs relié à l'Italie et à l'Espagne et qui peut transporter de l'hydrogène avec quelque modification, a le potentiel d'être l'un des acteurs majeurs de la transition énergétique mondiale. Avec une demande de 10 millions de tonnes importées par l'Europe à l'horizon 2030, le marché pour l'exportation est d'ores et déjà assuré.

Partie 4 :
Proposition d'un Plan hydrogène 2030

4. Introduction

Au vue de la situation énergétique du pays avec des ressources fossiles consommées d'une façon non rationnelle, des perspectives mondiales aux horizons 2030 et 2050 qui poussent à l'abondons des hydrocarbures, et de la prise en charge dans les faits de la lutte contre les changements climatiques, il parait plus qu'urgent que l'Algérie réfléchisse à une stratégie qui puise lui garantir une rente qui sera consacrée en priorité à la mise en place d'un Plan Marshall renouvelable

Données récentes : La consommation énergétique en Algérie :

En 2019, l'Algérie a consommé 66 MTEP. Par secteur, selon le ministère de l'énergie et des mines, en 2019 la structure de la consommation finale d'énergie reste dominée par le secteur des « Ménages » (46,7%), suivi par le transport (30,6%) et enfin le secteur de « l'industrie et BTP » avec une part de 22,7%

Pour avoir une idée plus claire des chiffres nous traduisons cette consommation en millions de m^3 de gaz. Ainsi, en 2019 l'Algérie a produit 90 milliard de m^3 de gaz, dont 26 milliard étaient destiné à l'exportation sous forme brut et 16 milliard sous forme de GPL, et 47 milliard servait à la consommation nationale nette.

En comptant les pertes et la transformation énergétique, l'Algérie consommait en 2019 l'équivalent de 47 milliard de m^3 de gaz naturel par an, dont 24 destiné à la production d'électricité et 23 milliard pour les besoin domestique tel que l'industrie et le secteur des ménages. Pourtant là où l'industrie a consommé près de 6 milliard, les ménages en Algérie ont consommé plus de 12 milliards de m^3 de gaz pour le chauffage et la cuisine !

L'Algérie a consommé en 2019 l'équivalent de 15,5 millions de tonnes de produit pétroliers dont 13,5 millions rien que pour le secteur des transports, majoritairement du gasoil et de l'essence.

Hypothèses de base

Nous partons du fait que le scénario sera basé *sur la satisfaction de la demande sociale*. Il existe d'autres scénarios plus réalistes basée sur *l'offre possible*. Ce dernier scénario inclus les économies obligatoires pour que le modèle puisse convenir. Pour la situation de 2030 (scénario bottom Up) nous allons admettre les contraintes suivantes :

Le mix énergétique comprendrait encore du fossile, sauf que nous formulons l'hypothèse qu'il n'y aura plus de construction de centrales électriques thermiques. L'électricité sera alors mixte à partir des centrales thermiques et en majorité à partir d'énergies renouvelables.

De plus l'hypothèse est de produire suffisamment d'électricité renouvelable qui puisse servir à la fois pour la consommation interne mais aussi convertie à travers le tryptique :

Electricité Renouvelable----- Dessalement de l'eau de mer----- Hydrogène vert

Partie 4 : Proposition d'un Plan hydrogène 2030

Pour résumer nous devons partir des hypothèses suivantes

- *100 % des investissements énergétiques sont renouvelables*
- *70 % d'électricité renouvelable dans le mix en 2030*
- *1 million de tonne d'hydrogène produit par an en 2030*

4.1. Evolution démographique :

Cette donnée est importante pour dimensionner la demande (scénario calé sur la demande). La population de l'Algérie a atteint les 45 millions d'habitant au cours de l'année 2022. Au cours des 2 dernières années, la pandémie de covid-19 eu un impact négatif sur le niveau de fécondité passant de 3.0 enfants par femme à 2.9 enfants par femmes, ainsi que sur l'espérance de vie à la naissance, qui a enregistré une baisse de 1.6 an, atteignant 76.3 années, soit le même niveau de 2009, ce qui fait que le taux de croissance a baissé pour atteindre les 1.85% en 2020.

Selon les dernières données de l'Office national des statistiques, la population algérienne à l'horizon 2030 sera de 52 millions si l'indice conjoncturel de fécondité est de 2,4 enfants par femme et que l'espérance de vie à la naissance est de 82 ans pour les hommes et 83 ans pour les femmes. La population résidente en Algérie sera de 60 millions à l'horizon 2040 et dépassera les 70 millions en 2050.

4.2. Demande en gaz naturel :

La hausse de la consommation intérieure et la stagnation (voire la diminution) de la production nationale réduisent de plus en plus les volumes disponibles à l'export. La consommation intérieure représentait près de 57 % de la production nationale en 2020 (contre 32 % en 2010). L'Algérie a perdu des parts de marché importantes sur ses principaux marchés d'exportation de gaz, l'Italie et l'Espagne. La part de marché de l'Algérie sur le marché espagnol n'était ainsi plus que de 31 % en 2019, contre 60 % en 2015.

Afin de réduire la consommation de gaz naturel pour la production d'électricité, nous devons nous tourner vers les énergies renouvelables, l'éolien et principalement le solaire, nous baserons nos calculs pour déterminer les capacités à installer sur l'augmentation de la demande en électricité, auxquels nous ajouterons un pourcentage d'électricité verte qui servira à produire de l'hydrogène, en gardant l'objectif de produire 1 millions de tonnes d'hydrogène vert par an en 2030.

Nous étudierons deux scénarios possibles pour l'augmentation de la demande électrique :

- Le 1^{er} scénario fil de l'eau qui garde la croissance de la demande stable par rapport à la dernière décennie et qui n'inclue pas une augmentation conséquente de la consommation par habitant
- Le 2eme scénario volontariste qui se basent sur les prévisions de l'AIE dans son rapport de 2018 et qui prévoit une augmentation de la consommation par habitant a 2500 kWh/an.

Un écart de 10 % entre la production et la consommation d'électricité à cause des pertes est incluse dans les calculs.

50 TWh d'électricité verte nécessaire à la production d'un million de tonne d'hydrogène en 2030 sont à prévoir.

4.3. Production d'hydrogène vert :

Les 3 principaux axes pour la production d'un hydrogène vert à des prix compétitifs sont l'électricité verte, l'installation des électrolyseurs ainsi que les besoins en eau. L'Algérie grâce à son fabuleux potentiel solaire, couplé à une capacité éolienne, se targue de produire de l'électricité verte à un coût concurrentiel. Reste maintenant les problèmes des électrolyseurs et de l'alimentation en eau, notre pays subissant déjà un stress hydrique qui ne fera qu'empirer à l'avenir à cause du réchauffement climatique.

En se basant sur des besoins de 10 millions de tonnes d'hydrogène pour l'Union européenne qui est notre principale marché d'exportation des hydrocarbures, et si l'Algérie devait garder les mêmes part de marché dans les besoin européen en hydrogène que ceux en gaz soit 10 %, alors nous devons être en mesure de produire et d'exporter environ 1 millions de tonnes d'hydrogène par an d'ici à 2030, et cela que l'hydrogène soit sous forme gazeuse à travers les gazoduc déjà existant ou bien le transformant avant exportation en ammoniac vert.

Nous garderons donc pour la suite de notre scénario l'objectif de production d'un million de tonne d'hydrogène vert destiné à combler 10% des besoins du marché européen.

4.3.1. Besoin en électricité :

Un système d'électrolyse totalement efficace nécessiterait 39 kWh d'électricité pour produire 1 kg d'hydrogène. Toutefois, les dispositifs couramment utilisés pour ce procédé sont moins efficaces. Un chiffre opérationnel typique est d'environ 48 kWh par kg d'hydrogène.

Ainsi une production d'un million de tonne nécessitera 48 TWh produit à partir des installations solaires et éoliennes. En effet selon une étude allemande du groupe Aurora Energy Research, la rentabilité maximale des projets d'hydrogène vert pourrait être atteinte lorsque les centrales solaires et éoliennes sont combinées avec des électrolyseurs. Les installations prévu d'éolienne et de solaire permettant de comblé ce besoin.

4.3.2. Besoin en eau :

Outre l'énergie, la production d'hydrogène nécessite de l'eau. La production à partir de gaz naturel avec le CCUS fait passer la consommation d'eau à $6,4-32,2 \text{ KgH}_2\text{O/KgH}_2$. en y incluant l'eau nécessaire pour le processus et pour le refroidissement, tandis que la gazéification du charbon grimpe à $40-85 \text{ KgH}_2\text{O/KgH}_2$., en fonction de la consommation d'eau pour l'extraction du charbon. L'électrolyse de l'eau a les plus petits besoins en eau, utilisant environ 9 kg d'eau pur par kg d'hydrogène. Mais cela reste de la théorie, dans la pratique les besoins en eau s'avèrent plus important jusqu'à 12 kg d'eau.

Partie 4 : Proposition d'un Plan hydrogène 2030

Pour produire de l'hydrogène (vert) via le processus d'électrolyse de l'eau, de l'eau purifiée est nécessaire comme flux d'entrée. L'eau doit être fournie sous forme d'eau déminéralisée aux cellules d'électrolyse, avec des exigences de qualité comparables à celles de l'eau d'alimentation des chaudières dans les cycles de vapeur des centrales thermiques

Dans le scénario "émissions nettes nulles", la demande mondiale en eau pour la production d'hydrogène atteint 5 800 mmc, ce qui correspond à 12 % de la consommation d'eau actuelle du secteur de l'énergie. Si la demande totale d'eau pour la production d'hydrogène est plutôt faible, les installations individuelles de production d'hydrogène à grande échelle peuvent être de gros consommateurs d'eau douce au niveau local, notamment dans les régions soumises à un stress hydrique.

Mais l'utilisation de l'eau de mer pourrait devenir une alternative dans les zones côtières.

En effet, dans un récent rapport évoquant le coût et le potentiel de l'hydrogène vert, l'IRENA fait part de la possibilité de produire par électrolyse, de l'hydrogène renouvelable dans les déserts. Selon l'agence, le dessalement de l'eau de mer pourrait permettre de surmonter la difficulté d'accès à l'eau sans pénaliser la rentabilité de l'installation. Pour cela, il faudrait néanmoins que cette dernière soit située au maximum à 50 km du littoral.

Même si le transport de l'eau constituera une charge financière, l'IRENA chiffre à + 3,8 % l'augmentation du coût de production de l'hydrogène vert dans cette configuration. De plus, la production d'hydrogène permettrait par la même occasion de relever le défi de l'approvisionnement en eau dans certaines régions car l'eau acheminée pourrait également servir à d'autres utilisations

En se basant sur les besoins en eau qui sont de l'ordre de 12 kg d'eau pour produire 1 kg d'hydrogène, cette production nécessitera 12 millions de m^3 d'eau par an qui seront alimentés par des usines de dessalement sur les régions côtières. Nous incluons aussi dans nos calculs les besoins en eau pour la production d'électricité verte (éolienne et solaire), ces besoins tournent autour de $2KgH_2O/KgH_2$. Ce qui fait un besoin de 14 millions de m^3 d'eau à répartir sur différentes stations de dessalement.

Le littoral de l'Algérie compte 21 stations de dessalement d'eau de mer réparties sur les 14 wilayas côtières. Elles fournissent 17 % de l'eau consommée dans le pays et alimentent 6 millions de personnes avec un volume de 2,6 millions m^3 /jour.

Pour pouvoir combler les besoins nécessaires à la production d'hydrogène ($40000m^3$ /jour), il faudra l'installation de plusieurs usines de dessalement d'eau de mer, leur nombre et leur capacité sera déterminé par leurs emplacements ainsi que le coût de transport de l'eau, le tableau 4.1 suivante donne une estimation du coût d'installation d'une usine de dessalement selon la technologie utilisée :

Partie 4 : Proposition d'un Plan hydrogène 2030

Tableau 4.1 : Estimation du cout des différentes méthodes de désalinisation, Source : Production cost of water at various desalination plants across the globe

Desalination method	Capital costs (million US\$/MLD)		O&M costs (US\$/m ³)		Cost of water production (US\$/m ³)		
	Range	Average	Range	Average	Range	Average	
MSF	1.7-3.1	2.1	0.22-0.30	0.26	1.02-1.74	1.44	
MED-TVC	1.2-2.3	1.4	0.11-0.25	0.14	1.12-1.50	1.39	
SWRO Mediterranean Sea	0.8-2.2	1.2	0.25-0.74	0.35	0.64-1.62	0.98	
SWRO Arabian Gulf	1.2-1.8	1.5	0.36-1.01	0.64	0.96-1.92	1.35	
SWRO Red Sea	1.2-2.3	1.5	0.41-0.96	0.51	1.14-1.70	1.38	
SWRO Atlantic and Pacific oceans	1.3-7.6	4.1	0.17-0.41	0.21	0.88-2.86	1.82	
Hybrid	MSF/MED	1.5-2.2	1.8	0.14-0.25	0.23	0.95-1.37	1.15
	SWRO	1.2-2.4	1.3	0.29-0.44	0.35	0.85-1.12	1.03

Note: MED-TVC = multieffect distillation with thermal vapor compression; MLD = million liters per day; MSF = multistage flash distillation; O&M = operation and maintenance; SWRO = seawater reverse osmosis.

Selon la technologie choisie, le cout d'une usine de dessalement d'une capacité de 10000 m³/jour est d'environ 12 millions de dollars pour la mer méditerrané.

Une estimation du cout de transport de l'eau est possible, le tableau 4.2 indique :

Tableau 4.2 : Estimation du cout de transport de l'eau désalinisée

City, country	Distance (km)	Elevation (m)	Transport cost (US cents/m ³)
Beijing, China	135	100	13
New Delhi, India	1,050	500	90
Bangkok, Thailand	30	100	7
Riyadh, Saudi Arabia	350	750	60
Harare, Zimbabwe	430	1,500	104
Crateus, Brazil	240	350	33
Ramallah, Palestine	40	1,000	54
Sana, Yemen	135	2,500	138
Mexico City, Mexico	225	2,500	144
Zaragoza, Spain	163	500	36
Phoenix, U.S.	280	320	34
Tripoli, Libya	0	0	0

Source: Zhou and Tol 2005.²

Note: Distances and elevations are taken from the Times Atlas of the World (2005).

Ainsi, un investissement d'environ 50 millions de dollars est nécessaire pour répondre au besoin en eau nécessaire au plan hydrogène.

Recueil de l'eau de pluie :

Une autre alternative pour répondre au besoin en eau, que ce soit pour la production d'hydrogène ou bien pour la consommation nationale, serait la collecte de l'eau de pluie. La collecte des eaux pluviales est la captation, l'accumulation et le stockage des eaux issu des précipitations atmosphériques pour une utilisation à proximité. La collecte vise l'eau des précipitations atmosphériques (pluie, neige, grêle, hydrométéores divers), le caractère essentiel de ces eaux réside dans le fait qu'elles ne sont pas chargées de substances solubles provenant de la terre. Etant donné que cette eau est déjà distillée, elle influera positivement sur le coût de production de l'hydrogène vu qu'il est possible de se passer de l'étape de dessalement. Pour rappel, une ville comme Alger peut avoir des précipitations annuelles de l'ordre de 800 mm et une ville comme Jijel à l'est du pays jusqu'à 2000 mm.

4.3.3. Besoin en électrolyseur :

Actuellement le principal frein au développement d'une économie basée sur l'hydrogène est la production et l'installation des électrolyseurs.

Il faut savoir qu'une usine d'électrolyse d'une capacité de 100 MW équivaut à une production d'environ 50 tonnes d'hydrogène par jour, et utilise une superficie d'environ 5000 m². En 2022, selon les dernières études européenne, l'installation d'une usine d'hydrogène vert avancée, à l'échelle du GW reviendrait à des niveaux de coût d'investissement total de 730 €/kW pour l'électrolyse de l'eau alcaline, ou de 830 €/kW pour l'électrolyse de l'eau PEM, cela rien que pour les électrolyseurs eux-mêmes. En comptant le dimensionnement et les coûts du reste de l'installation, le coût total installé d'une usine d'électrolyse industrielle à l'échelle du GW s'élève à 1400 €/kW pour la technologie d'électrolyseur alcalin et 1800 €/kW pour la technologie d'électrolyseur PEM. Les coûts de l'alimentation électrique et de l'électronique, de l'équilibre de l'usine, des services publics et du génie civil sont aussi importants que le coût des piles d'électrolyseurs alcalins.

Si le coût des électrolyseurs peut paraître prohibitif, les investissements dans ce domaine conduiront à une baisse drastique des prix d'ici à 2025. En effet, l'étude, intitulée "Hydrogen costs 2021 : getting ready to scale" (coûts de l'hydrogène en 2021 : se préparer à passer à l'échelle industrielle), montre que le coût des électrolyseurs alcalins et PEM devrait baisser respectivement de 35 % et 50 % d'ici 2025. Grâce aux économies d'échelle attendues, le coût d'investissement des électrolyseurs devrait tomber à environ 340 €/KW d'ici 2030, contre 1 400 €/KW actuellement.

Afin de produire le 1 million de tonnes d'hydrogène, sachant qu'une usine d'électrolyseur de 100 MW produit l'équivalent de 18250 tonnes d'hydrogène par an, les besoins en électrolyseur s'élèverait à 5500 MW soit 5,5 GW. Les prix d'installation actuelle étant assez élevé, il serait plus judicieux d'attendre l'horizon 2025 pour commencer l'installation des usines d'électrolyseur, la période 2022-2025 serait surtout axée sur les installations d'énergie renouvelable.

Partie 4 : Proposition d'un Plan hydrogène 2030

En 2025, selon les prévisions envisagées une usine de 1GW d'électrolyseur servant à produire 182500 tonnes d'hydrogène par an reviendrait à 340 millions d'euros d'investissement. L'ensemble des usines d'électrolyseur reviendrait à environs 2 milliards de dollars pour une capacité de 6 GW soit de quoi atteindre largement les objectifs tracés.

4.3.4. Economie de gaz naturel :

Dans l'ensemble de notre scénario, nous ne prévoyons plus d'installer de centrale thermique pour la production d'électricité. D'une part nous avons besoin d'économiser nos ressources en gaz qui sont sur le déclin, d'autre part les capacités actuelles sont largement suffisante à nos besoins. En effet avec 24000 MW de puissance installé, ce qui est installé est largement supérieur à ce que nous utilisons actuellement, 14-15000 MW en moyenne et jusqu'à 18000 pour les pics de chaleur en été.

Ainsi, chaque année nous comptons faire des économies de gaz qui serviront au financement de notre plan hydrogène, les cours actuels du gaz étant à leur plus haut niveau, du fait de la guerre en Ukraine et de l'embargo sur les produits énergétiques russes.

Du fait de cet embargo, les pays européens, Allemagne et Italie en tête, cherchent impérativement à assurer leur besoin en gaz et cherchent à consolider leur accord déjà passé et à trouver de nouveaux fournisseurs. C'est une occasion en or pour nous de sécuriser et développer encore plus nos parts de marché.

4.3.5. Estimation du cout de production de l'hydrogène vert produit en Algérie :

Le facteur déterminant pour le cout du kg d'hydrogène est le prix de production de l'électricité verte, qui sera utilisé pour le dessalement de l'eau de mer et pour le fonctionnement des électrolyseurs. Le cout du kWh issu du solaire serait entre 5 dinars (0,032euros) et 7 dinar/kWh (0,044euros) mais dans certains pays comme les EAU il atteint les 0,01 \$/kWh, tandis que celui issue de l'énergie éolienne varie entre 0,04 et 0,05 \$/kWh. Nous prendrons pour nos calculs la valeur haute de 0,05 \$/kWh.

Les électrolyseurs installés seront de type alcalin, ces électrolyseurs consomment entre 50 et 78 kWh/kg H_2 , mais les prévisions indiquent que cette consommation passera à moins de 45 d'ici à 2030. Pour le cout de revient des besoins en eau, le dessalement nécessite 3-4 kWh d'électricité par m^3 d'eau, soit un coût d'environ 0,15-0,20 USD par m^3 , cela n'a qu'un impact mineur sur le coût total de l'électrolyse de l'eau, augmentant les coûts totaux de production d'hydrogène de seulement 0,01-0,02 USD/kg H_2 .

Ainsi, le cout de production, qui est corrélé au type de l'électrolyseur, serait entre 3 et 3,9 \$ le kilogramme d'hydrogène ce qui est tout à fait compétitif, et nous prévoyons une baisse du cout à moins de 2,25 USD/kg H_2 d'ici à 2030.

4.4. 1^{er} scénario : *Fil de l'eau*

Prévision de croissance aux horizons 2030, 2040, 2050 donné par la figure 4.1 :

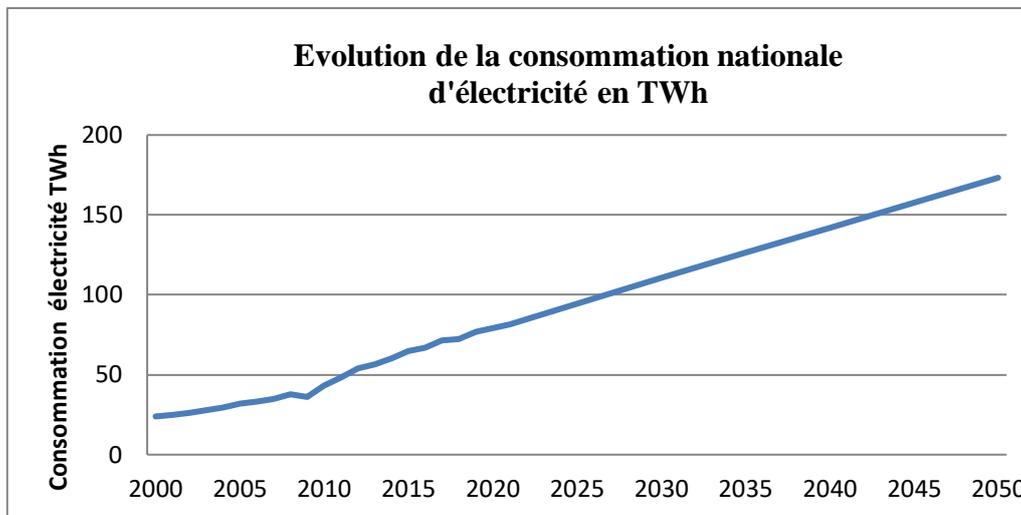


Figure 4.1 : courbe de l'évolution de la consommation électrique en TWh, scénario fil de l'eau

Dans le tableau 4.3 suivant, nous ferons détailler les capacités nécessaires à nos besoins, en incluant les économies faites en gaz naturel grâce aux ENR, pour ce calcul nous nous baserons sur ce que serait notre consommation de gaz si notre mix électrique était toujours le même (99% à partir de gaz), sachant qu'il faut brûler 1 milliard de m^3 de gaz par an pour obtenir 3,2 TWh dans une centrale à turbine à gaz.

$$\text{Eco de gaz} = \text{Demande électrique} / 3,2 - \text{Conso gaz Milliard de } m^3$$

Les cases en vert indiquent la capacité installée, et les cases en jaune la production en TWh/an.

Tableau 4.3 : feuille de route plan hydrogène, scénario fil de l'eau

Année	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Gain sur 2023-2030								
Demande TWh/an	84	87	90	93	97	101	105	110	/								
Pour la production de H2	0	0	4.3	13	21.6	30.2	38.8	48	/								
Fossile GW/TWh	25	84	25	80	25	71	22	67	20	61	18	54	18	52	18	51.5	/
Solaire	1	1	5	10.5	10	17.5	15	26.25	22	38.5	29	50.7	35	61.2	42	73.5	/
Eolien	0	0	1	2.2	3	6.6	6	13.2	9	19.8	12	26.5	14	30.8	15	33	/
Conso gaz Milliard de m^3	27	26	22	21	19	17	16.25	16	165.25								
Eco de gaz ENR/fossile	0	1	6	8	11	14.5	16.5	18.4	75								
Besoin en eau Millions de m^3	0	0	1,08	3.24	5.4	7.56	9.72	12	/								
Electrolyseur MW	0	0	500	1500	2500	3500	4500	6000	/								
Production de H_2 /an en t	0	0	90,000	273,750	456,250	638,750	821,250	1	3.3								

Parc électrique :

Capacité du parc algérien :

En 2021, le parc des centrales algériennes comptait environs 24 000 MW de puissance installée dont 500 MW provenant d'énergies renouvelables.

Pour pouvoir satisfaire la demande sans cesse croissante, qui atteindra les 110 TWh à l'horizon 2030 ainsi que nos objectifs de production d'hydrogène vert, l'installation de centrales solaire photovoltaïque et de centrale éolienne est une nécessité, le pays possédant un potentiel énorme tant solaire qu'éolien. En effet, l'Algérie dispose du plus important potentiel éolien du continent africain, soit 7 700 GW ainsi qu'une ressource solaire considérable.

Pour le photovoltaïque, nous prendrons une irradiation solaire moyenne de 1750 kWh/m²/an, c'est-à-dire que pour une installation d'une puissance de 1GW, nous obtiendrions un totale de 1,75 TWh/an.

Pour l'éolien, une puissance de 1GW produirait 2,2 TWh d'électricité. (Les chiffres utilisés sont les même que ceux fait par l'agence de partenariat algéro-allemande pour le développement de la filière hydrogène) Le scénario n'inclut plus d'investissement ou d'augmentation de la capacité de production (turbine à gaz) d'électricité à partir des énergies fossiles.

Le tableau 4.4 suivant détaille les caractéristiques de nouveau parc électrique algérien :

Tableau 4.4 : évolution électrique, scénario fil de l'eau

Années	2021	2030
Demande TWh	81.5	158
Fossiles GW	24	18
Fossile TWh	81	51.5
Photovoltaïque	0.4	42
Photo TWH	0	73.5
Eolien GW	0.05	15
Eolien TWh	0	33
Capacité totale	24.5	75

68% de l'électricité produite en Algérie serait issue d'énergie renouvelable (solaire +éolienne)

Cela permettrait aussi de faire 75 milliard de m³ d'économie de gaz qui ne serviront plus aux centrales électriques sur la période 2023-2030 l'équivalent de 75 milliards de dollars au titre du court actuel. Ou à diviser par trois car cette situation ne peut pas tenir. Le gaz naturel étant indexé en partie sur le pétrole avec une hypothèse réaliste de 1/3 c'est équivalent de 25 milliards de \$. La moitié du Plan serait financée par le gaz naturel non consommé.

Partie 4 : Proposition d'un Plan hydrogène 2030

Cout d'installation du parc éolien :

Le coût total du projet dépendra de nombreux facteurs, dont le coût de l'éolienne elle-même, l'étendue et la portée des travaux environnementaux nécessaires à la demande de planification, le coût de toute mise à niveau du réseau de distribution électrique ("réseau") et le coût des travaux sur le site, y compris les routes d'accès, les fondations et les coûts de câblage.

Il existe des économies d'échelle, de sorte que les grandes turbines coûtent moins cher par kW installé que les petites, et que les sites à turbine unique coûtent plus cher par kW que les sites à turbine multiple.

Le cout d'un projet utilisant des éoliennes de 1 MW de puissance maximum est de 1.3 millions US. [72]

Un parc éolien de 250 MW coûterait dans les alentours de 325 millions de dollars.

L'investissement global reviendrait à environ 19,5 milliard de dollar (sans compter les éventuels baisse de prix à cause du développement et de la compétitivité des ENR)

Cout d'installation du parc solaire :

Les coûts d'installation d'une ferme solaire se situent généralement entre 0,89 et 1,01 dollar par watt. Cela signifie qu'une ferme solaire de 1 mégawatt (MW) coûterait entre 890 000 et 1,01 million de dollars.

Le cout d'une centrale de 1GW reviendrait à 1 milliard de dollars en théorie, mais les couts seront moindres. La plus grande centrale photovoltaïque au monde, Bhadla Solar Park en inde, d'une capacité de 2250 MW et reçue en 2020, couta 1.3 milliard de dollars.

L'Algérie qui a déjà lancé un appel d'offre de 1GW en avril 2022, devra installer 41 GW supplémentaire en l'espace de 7 ans.

Il faudra compter un investissement de 28,7 milliard de dollar d'ici à 2030 pour atteindre les objectifs, avec un cout de 600 millions pour 1GW.

Exportation d'hydrogène :

Si l'hydrogène peut être transporté directement vers l'Europe en contrepartie de quelques modifications a effectuées sur le réseau de gazoduc déjà existant, un autre moyen serait de l'envoyer sous forme d'ammoniac vert.

En effet l'Algérie était en 2019 le 5e exportateur mondial pour une quantité de 1,17 M de tonnes et des recettes de 298 millions de dollars. Mais le prix de la tonne d'ammoniac a atteint des sommets, surtout avec le conflit ukrainien actuel. Les prix de la tonne d'ammoniac en Europe étaient les plus élevés du monde à \$1550 par tonne. Les prix élevés du gaz ayant une influence directe sur les prix de l'ammoniac.

Partie 4 : Proposition d'un Plan hydrogène 2030

On supposera que 50% de la production d'hydrogène sera exporté à l'état brut via les gazoducs et que les 50 % restant serviront à la production d'ammoniac vert.

Le consensus des études réalisées pour l'Algérie s'accorde à un cout de l'hydrogène à 5 US/kg en moyenne à l'horizon 2025, ce qui serait l'équivalent de 5 milliards de dollars d'exportation annuel rien que pour l'hydrogène en 2030, sans compter les revenus supplémentaires fait grâce aux économies de gaz naturel.

Pour l'ammoniac, sachant qu'il faut 177 kg d'hydrogène pour en produire 1 tonne, L'Algérie peut en produire près de 2,8 millions de tonnes, à un cout de 1000 dollar la tonne, ce sont l'équivalent de 2,8 milliards de dollars de recette.

Récapitulatif du plan Hydrogène 2030 : scénario fil de l'eau

Investissements totales :

- Parc solaire : 41 GW installé pour 28.7 milliards de dollars ;
- Parc éolien : 15 GW installé pour 19,5 milliards de dollars ;
- Usine de dessalement d'eau de mer : 50 millions de dollars ;
- Usine d'électrolyseurs : 2 milliards de dollars pour 6 GW de capacité ;

Soit environ **51 milliards de dollars d'investissement** en comptant les autres couts possibles. **25 milliard de dollars, la moitié du plan, serait directement** financée par le gaz naturel non consommé, et le reste grâce à l'excès réalisé par la rente pétrolière durant cette période, la loi de finance 2022 étant indexée sur un baril à 45 dollar nécessaire au fonctionnement de l'état alors qu'il dépasse actuellement les 120 \$.

Le retour sur investissement du plan :

- 68 % du mix électrique Algérien est d'origine renouvelable en 2030 ;
- Production de 106,5 TWh d'électricité à un prix oscillant entre 5 et 7 DA le kWh (3 trois moins cher que le gaz naturel) ;
- Economie d'environ 75 milliards de m^3 de gaz naturel d'ici à 2030 l'équivalent de 75 milliard de dollar au cours du titre actuel ;
- Production de 1 millions de tonne d'hydrogène à des tarifs concurrentiels ;
- Création d'emplois et développement d'une nouvelle filière énergétique ;
- Réduction des émissions de CO2.

4.5. 2eme scénario : *Volontariste*

Prévision de croissance aux horizons 2030, 2040, 2050 donnée par la figure 4.2 :

Nous nous baserons dans ce scénario sur les prévisions de l'AIE dans son rapport de 2018 et qui prévoit une augmentation de la consommation par habitant a 2500 kWh/an, la population devrait elle atteindre les 51,309 millions selon l'Office national des statistiques.

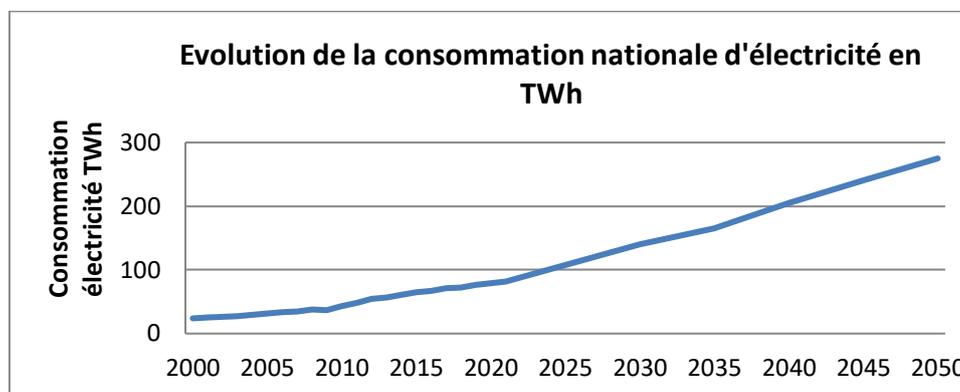


Figure 4.2 : courbe de l'évolution de la consommation électrique en TWh, scénario volontariste

Dans le tableau 4.5 suivant, nous ferons détailler les capacités nécessaires à nos besoins, en incluant les économies faite en gaz naturel grâce aux ENR, pour ce calcul nous nous baserons sur ce que serait notre consommation de gaz si notre mix électrique était toujours le même (99% à partir de gaz), sachant qu'il faut bruler 1 milliard de m^3 de gaz par an pour obtenir 3,2 TWh dans une centrale à turbine à gaz.

$$\text{Eco de gaz} = \text{Demande électrique}/3,2 - \text{Conso gaz Milliard de } m^3$$

Les cases en vert indiquent la capacité installée, et les cases en jaune la production en TWh/an.

Tableau 4.5 : feuille de route plan hydrogène, scénario volontariste

Année	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Gain 2023-2030
Demande TWh/an	90	96	103	110	120	128	136	140	/
Pour la production de H2	0	0	4.3	13	21.6	30.2	38.8	48	/
Fossile GW/TWh	28 90	28 85	28 77.5	25 72.6	25 70.6	25 66	22 61.7	22 56.5	/
Solaire	1 1	5 10.5	12 21	20 35	28 49	35 61.3	42 73.5	50 87.5	/
Eolien	0 0	1 2.2	4 8.8	7 15.4	10 22	14 30.8	18 39.6	20 44	/
Conso gaz Milliard de m^3	27	25.5	24	22.5	22	20.6	19.3	17.6	178.5
Eco de gaz ENR/fossile	0	4.5	8.2	11.9	15.5	19.4	23.2	26	108.7
Besoin en eau Millions de m^3	0	0	1,08	3.24	5.4	7.56	9.72	12	/
Electroyseur MW	0	0	500	1500	2500	3500	4500	6000	/
Production de H ₂ /an en t	0	0	90,000	273,750	456,250	638,750	821,250	1	3.3

Partie 4 : Proposition d'un Plan hydrogène 2030

Le tableau 4.6 suivant détaille les caractéristiques de nouveau parc électrique algérien :

Tableau 4.6 : évolution électrique, scénario volontariste

Années	2021	2030
Demande TWh	81.5	188
Fossiles GW	24	22
Fossile TWh	81	56.5
Photovoltaïque	0.4	50
Photo TWh	0	87.5
Eolien GW	0.05	20
Eolien TWh	0	44
Capacité totale	24.5	92

70% de l'électricité produite en Algérie serait issue d'énergie renouvelable (solaire +éolienne)

Cela permettrait aussi de faire 108,7 milliard de m³ d'économie de gaz qui ne serviront plus aux centrales électriques sur la période 2023-2030 l'équivalent de 108 milliards de dollars au titre du court actuel. Ou à diviser par trois car cette situation ne peut pas tenir. Le gaz naturel étant indexé en partie sur le pétrole avec une hypothèse réaliste de 1/3 c'est équivalent de 35 milliards de \$. La moitié du Plan serait financée par le gaz naturel non consommé.

Récapitulatif du plan Hydrogène 2030 : scénario volontariste

Investissements totales :

- Parc solaire : 49 GW installé pour 34.3 milliards de dollars ;
- Parc éolien : 20 GW installé pour 26 milliards de dollars ;
- Usine de dessalement d'eau de mer : 50 millions de dollars ;
- Usine d'électrolyseurs : 2 milliards de dollars pour 6 GW de capacité.

Soit environ **62 milliards de dollars d'investissement** en comptant les autres coûts possibles. **35 milliard de dollars seront directement** financés par le gaz naturel non consommé, et le reste grâce à l'excès réalisé par la rente pétrolière durant cette période, la loi de finance 2022 étant indexé sur un baril à 45 dollar nécessaire au fonctionnement de l'état alors qu'il dépasse actuellement les 120 \$.

Le retour sur investissement du plan :

- 70 % du mix électrique Algérien est d'origine renouvelable en 2030 ;
- Production de 131,5 TWh d'électricité à un prix oscillant entre 5 et 7 DA le kWh (3 fois moins cher que le gaz naturel) ;
- Economie d'environ 108,7 milliards de m³ de gaz naturel d'ici à 2030 ;
- Production de 1 millions de tonne d'hydrogène à des tarifs concurrentiels ;
- Création d'emplois et développement d'une nouvelle filière énergétique ;
- Réduction des émissions de CO₂ ;
- Augmentation du niveau de vie du citoyen qui se rapproche de la consommation des pays développés.

Conclusion générale

Conclusion générale

Conclusion générale :

Le monde est en train de vivre de profond bouleversement qui le changeront durablement. La pandémie du COVID-19 avait mis à mal l'économie mondiale, mais à contrario elle a contribué à l'émergence de nombreux plans de relance qui ont tous mis l'accent sur un aspect primordial : l'accélération de la transition énergétique et la fin des hydrocarbures. La guerre en Ukraine semble imprimer une nouvelle géopolitique de l'énergie et beaucoup de décisions concernant la lutte contre les changements climatiques risquent d'être remises en cause.

Le monde est cependant de plus en plus obligé de tenir compte des dérèglements climatiques dont il est responsable en grande partie. Certes les pays développés qui sont responsables des convulsions du climat ont la parade. Ce sont les pays du Sud et principalement l'Afrique qui est la plus impactée. Les pays occidentaux ne se sentent pas fondamentalement concernés par la détresse des pays impactés durement par le climat.

Des catastrophes naturelles de plus en plus fréquentes, sécheresses, hausse des températures, feux de forêt dévastateurs à travers le globe, pays en péril face à l'élévation du niveau de la mer... La liste des conséquences de l'utilisation massive des ressources fossiles sur le climat n'en finit pas, et l'objectif de limiter à 1,5 °C l'augmentation de l'élévation des températures d'ici à 2050 risque de ne pas être tenu.

Si les investissements dans les énergies renouvelables, plus respectueuses de l'environnement, sont la solution pour sortir de l'addiction aux énergies fossiles, le rythme de substitution du fossile par le renouvelable n'est pas déterminant. Le système mondial est encore à 80 % fossile et il le sera probablement et dans le meilleur des cas aux deux tiers encore en 2030. De plus l'intermittence du renouvelable incite à la solution de facilité : Mettre en marche la turbine à gaz, ouvrir un réacteur nucléaire, ouvrir une mine de charbon... Et Adieu toutes les décisions sur la neutralité carbone en 2050.

Le problème d'intermittence, chaînon manquant vers une transition énergétique totale, pourrait trouver un début de solution grâce à ce qui sera le vecteur énergétique de demain : l'hydrogène. Bien que l'hydrogène soit l'un des produits les plus utilisés dans le monde, en particulier dans l'industrie du raffinage, sa principale méthode de production, le steam-reforming, est générateur de CO₂. L'idée est de produire de l'hydrogène vert. C'est là qu'intervient le recours à l'électricité verte (à partir du solaire, éolien ou autre) dans la mise en œuvre d'un procédé d'électrolyse de l'eau, qui permettra la production d'un hydrogène vert, neutre en carbone, et dont la maîtrise fera baisser les coûts et donnera une impulsion décisive maintenant qu'il y a un semblant de consensus mondiale pour la production d'hydrogène. L'IRENA (Agence Internationale des Energies Renouvelables) annonce une trentaine de pays notamment ceux de la région MENA (Middle East North Africa).

Dans cette révolution énergétique, jusqu'à il y a quatre mois, on parlait encore de neutralité carbone. Mais depuis la guerre en Ukraine, c'est l'affolement. Comment sortir du gaz russe que l'on a sanctionné ? Chaque pays européen y va de sa solution.

Conclusion générale

C'est là que l'Algérie pourvoyeur historique de l'Europe en gaz naturel peut avancer sa stratégie de transition énergétique dans le cadre d'un partenariat Win-Win : Gaz naturel contre kWh solaire et hydrogène vert.

Il est vrai que notre dépendance aux hydrocarbures est globale, tant sur le plan économique, 95% de nos revenus, que sur le plan énergétique ou ils représentent la totalité de notre production d'énergie. Mais devant une consommation débridée (à l'échelle mondiale l'énergie en Algérie est pratiquement gratuite), et l'épuisement de nos réserves, notre situation porte à l'inquiétude.

En effet d'ici 2035, même si la Sonatrach trouve de nouveaux gisements, ils ne peuvent compenser cette consommation de 1 milliard de m³ de gaz par semaine ! De plus, ce n'est pas demain que nous tomberons sur un nouveau Hassi Messaoud ou un nouveau Hassi Rmel . Il vient que nous ne serons plus exportateurs de gaz naturel, notre consommation dépassant notre capacité d'exportation. Que ferons-nous alors pour à avoir des revenus, les réserves de change étant, déjà en 2022, pratiquement à sec ?

Une solution s'impose : l'établissement en urgence d'un plan Marshall pour le renouvelable, afin de préserver nos ressources et garder notre rang d'exportateur d'énergie au niveau mondiale. Pour cela nous avons dix ans devant nous.

Dix ans pour développer nos fabuleux gisements de solaire, d'éolien, de géothermie, de biomasse et de faire des économies sur notre mode de consommation.

Dix ans pour bâtir une filière hydrogène qui viendra soutenir notre source d'exportation de gaz naturel déclinante. La guerre en Ukraine, et ses conséquences dans le monde de l'énergie, avec l'embargo du gaz et pétrole russe rabat les cartes. Les prix des hydrocarbures explosent, avec un baril à plus de 110 dollars et 1 m³ de gaz à 1 dollar. C'est une opportunité qui ne se présentera pas deux fois.

L'Union Européenne accélère sa transition énergétique avec l'hydrogène vert en point d'orgue de sa stratégie : elle prévoit d'en importer 10 millions de tonnes par an dès 2030. Notre pays a des atouts à faire valoir comme partenaire fiable de fourniture de gaz. La tragédie serait encore une fois de vivre les scénarios cauchemar de 1986 et de 2014 en ne prenant pas le train de la rigueur. Nous devons continuer à investir ces dollars inespérés pour qu'enfin nous sortions par le haut de l'ébriété énergétique actuelle. Trois pays peuvent être des partenaires. L'Allemagne, l'Italie et la Chine devraient être pour nous des locomotives qui peuvent nous permettre réellement de penser à l'après gaz naturel.

Notre fenêtre d'action est là, il nous faut en profiter. Un mix énergétique largement basé sur les énergies renouvelables, 1 millions de tonne d'hydrogène produit par an dès 2030, une place dans le monde énergétique de demain. Les ébauches calculs présentés durant ce mémoire de fin d'étude donne une indication et une feuille de route sur les mesures à prendre pour mettre en place une stratégie hydrogène et atteindre les ambitieux, mais réalisables, objectifs que notre pays se doit de relever. Nous pouvons y arriver.

Bibliographie

Bibliographie :

Bibliographie :

Références Générales :

- La COP 26 doit être une rupture pour éviter l'effondrement de la civilisation, Pr C.E. Chitour
 - Des états généraux de l'énergie en Algérie : Une utopie mobilisatrice, Pr C.E. Chitour
 - Le Professeur Chitour lance le concept pour une nouvelle économie solidaire, la sobriété énergétique, Pr C.E. Chitour
 - Il n'ya pas de planète B : le monde devra accélérer la transition énergétique, Pr C.E. Chitour
 - Ministère de la Transition Energétique et des Energies Renouvelables, 25eme journée de l'énergie : La transition énergétique et le développement durable, MTEER, 18/05/2021
 - Workshop : « Développement de la filière hydrogène et son potentiel pour la transition énergétique », Ministère de la Transition Energétique et des Energies Renouvelables
 - L'hydrogène vert est au cœur de la transition énergétique, Pr C.E. Chitour
 - Workshop : « La géothermie, substitut au gaz naturel », Ministère de la Transition Energétique et des Energies Renouvelables
 - Après 60 ans d'indépendance : Plaidoyer pour une énergie propre, Pr C.E. Chitour
 - Ministère de la Transition Energétique et des Energies Renouvelables, 26eme Journée de l'énergie : Pour une transition énergétique avec l'hydrogène vert, MTEER, 07/05/2022
- [1] Rapport du Giec « Climate Change 2021 : the physical science basis »
- [2] République Française, *Rapport du Giec d'avril 2022 : quelles solutions face au réchauffement climatique ?* Consulté le 12/02/2022, Disponible sur : [Nouveau rapport du Giec : des solutions face au réchauffement climatique | vie-publique.fr](https://www.vie-publique.fr/actualite/rapport/rapport-du-giec-des-solutions-face-au-rechauffement-climatique)
- [3] World Meteorological Organization, *WMO update: 50:50 chance of global temperature temporarily reaching 1.5°C threshold in next five years*, Consulté le 22/02/2022, Disponible sur: <https://public.wmo.int/en/media/press-release/wmo-update-5050-chance-of-global-temperature-temporarily-reaching-15c-threshold>
- [4] Parlement européen, *what is carbon neutrality and how can it be achieved by 2050?* Consulté le 12/02/2022, Disponible sur : <https://www.europarl.europa.eu/news/en/headlines/society/20190926STO62270/what-is-carbon-neutrality-and-how-can-it-be-achieved-by-2050#:~:text=Carbon%20neutrality%20means%20having%20a,is%20known%20as%20carbon%20sequestration.>
- [5] U.S. Energy Information Administration, *Monthly Energy Review*, Table 1.3 and 10.1, April 2021, preliminary data
- [6] Agence International de l'Energie, *Electricity generation, capacity, and sales in the United States*, Consulté le 15/02/2022, Disponible sur : <https://www.eia.gov/energyexplained/electricity/electricity-in-the-us-generation-capacity-and-sales.php#:~:text=At%20the%20end%20of%202021,solar%20photovoltaic%20electricity%20generating%20capacity.>
- [7] The White House, *ICYMI: President Biden Signs Executive Order Catalyzing America's Clean Energy Economy Through Federal Sustainability*, Consulté le 15/02/2022, Disponible sur :

Bibliographie :

- <https://www.whitehouse.gov/ceq/news-updates/2021/12/13/icymi-president-biden-signs-executive-order-catalyzing-americas-clean-energy-economy-through-federal-sustainability/>
- [8] The White House , *THE LONG-TERM STRATEGY OF THE UNITED STATES Pathways to Net-Zero Greenhouse Gas Emissions by 2050*, Consulté le 15/02/2022, Disponible sur : <https://www.whitehouse.gov/wp-content/uploads/2021/10/US-Long-Term-Strategy.pdf><https://ec.europa.eu/eurostat/cache/infographs/energy/bloc-2a.html>
- [9] Toutedurope.eu, *L'énergie dans l'Union européenne*, Consulté le 17/02/2022, Disponible sur : <https://www.toutedurope.eu/environnement/l-energie-dans-l-union-europeenne/#:~:text=En%20effet%2C%20la%20consommation%20%C3%A9nerg%C3%A9tique,la%20soci%C3%A9t%C3%A9%20de%20conseil%20Enerdata.>
- [10] Eurostat, *What is the source of the electricity we consume?*, Consulté le 17/02/2022, Disponible sur : <https://ec.europa.eu/eurostat/cache/infographs/energy/bloc-3b.html?lang=en>
- [11] Eurostat, *Electricity production, consumption and market overview*, , Consulté le 17/02/2022, Disponible sur : https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=Electricity_production,_consumption_and_market_overview#Electricity_generation
- [12] Agence International de l'Energie, *Installed power generation capacity by source in the Stated Policies Scenario, 2000-2040*, Consulté le 17/02/2022, Disponible sur : <https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/installed-capacity-in-the-european-union-2000-2010-and-projections-up-to-2040-in-the-stated-policies-scenario>
- [13] Le pacte vert pour l'Europe
- [14] Eurostat, *Un pacte vert pour l'Europe*, Consulté le 17/02/2022, Disponible sur https://ec.europa.eu/info/strategy/priorities-2019-2024/european-green-deal_fr
- [15] Géopolitique profonde, *L'UE A BESOIN DE PLUS DE 1 000 MILLIARDS DE DOLLARS POUR ABANDONNER LE PÉTROLE ET LE GAZ RUSSE*, , Consulté le 10/06/2022, Disponible sur : <https://reseauinternational.net/lue-a-besoin-de-plus-de-1000-milliards-de-dollars-pour-abandonner-le-petrole-et-le-gaz-russes/>
- [16] BP Statistical Review of World Energy, July 2021. Consulté le 20/02/2022, Disponible sur : <https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2021-full-report.pdf>
- [17] British Petroleum , *Statistical Review of World Energy – 2021 China's energy market in 2020*, Consulté le 20/02/2022, Disponible sur <https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2021-china-insights.pdf>
- [18] Agence International de l'Energie , *China has a clear pathway to build a more sustainable, secure and inclusive energy future*, Consulté le 20/02/2022,, Disponible sur : <https://www.iea.org/news/china-has-a-clear-pathway-to-build-a-more-sustainable-secure-and-inclusive-energy-future>
- [19] UNDP, Issue Brief - *China's 14th 5-Year Plan: Spotlighting Climate & Environment*, Consulté le 20/02/2022, Disponible sur : https://www.cn.undp.org/content/china/en/home/library/environment_energy/issue-brief---china-s-14th-five-year-plan.html
- [20] Hydrogen Council, *Hydrogen Insights An updated perspective on hydrogen investment, market development and momentum in China*, Consulté le 20/02/2022, Disponible sur : <https://hydrogencouncil.com/wp-content/uploads/2021/07/Hydrogen-Insights-July-2021-Executive-summary.pdf>
- [21] BBC, *COP26: India PM Narendra Modi pledges net zero by 2070*, Disponible sur : <https://www.bbc.com/news/world-asia-india-59125143>

Bibliographie :

- [22] British Petroleum, *Statistical Review of World Energy – 2021 India's energy market in 2020*, Consulté le 22/02/2022, Disponible sur : <https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2021-india-insights.pdf>
- [23] Ministry of Power India, *Power Sector at a Glance ALL INDIA*, Consulté le 20/02/2022, Disponible sur : <https://powermin.gov.in/en/content/power-sector-glance-all-india>
- [24] Council on Energy, Environment and Water, *COP-26: CEEW Unpacks India's 2070 Net-Zero Target and other Climate Mitigation Measures*, Consulté le 20/02/2022, Disponible sur : <https://www.ceew.in/news/cop-26-ceew-unpacks-indias-2070-net-zero-target-and-other-climate-mitigation-measures>
- [25] Leigh Collins, *India's new interim H2 strategy 'will push down cost of green hydrogen by up to 75% by 2030'*, Consulté le 25/02/2022, Disponible sur : <https://www.rechargenews.com/energy-transition/india-s-new-interim-h2-strategy-will-push-down-cost-of-green-hydrogen-by-up-to-75-by-2030/2-1-1173376>
- [26] Salah Zaimeche, *Algeria*, Consulté le 10/03/2022, Disponible sur <https://www.britannica.com/place/Algeria#ref46503>
- [27] Ouramdane Mehenni, *Les réserves pétrolières estimées à 14 milliards de barils : L'Algérie devra concilier consommation et production*, Consulté le 10/03/2022, Disponible sur : <https://www.algerie-eco.com/2021/07/15/reserves-petrolieres14-milliards-barils-lalgerie-concilier-consommation-production/>
- [28] Algérie Presse Services, *Pétrole: l'Algérie dispose de réserves prouvées de 1.340 mns de tonne*, Consulté le 10/03/2022, Disponible sur : <https://www.aps.dz/economie/104415-petrole-l-algerie-dispose-de-reserves-prouvees-de-1-340-mns-de-tonnes>
- [29] Algérie Presse Services, *CEREFÉ: la consommation énergétique nationale a augmenté de 59% en dix ans*, Consulté le 10/03/2022, Disponible sur : <https://www.aps.dz/economie/117116-cerefe-la-consommation-energetique-nationale-a-augmente-de-59-en-dix-ans>
- [30] Banque Mondiale
- [31] Countryeconomy.com, *Algérie - Émissions de CO2*, Consulté le 10/03/2022, Disponible sur : <https://fr.countryeconomy.com/energie-et-environnement/emissions-co2/algerie>
- [32] Agence International de l'Énergie, *WorldEnergyOutlook2020*, Consulté le 15/03/2022 Disponible sur : <https://iea.blob.core.windows.net/assets/a72d8abf-de08-4385-8711-b8a062d6124a/WEO2020.pdf>
- [33] Irena, *Algeria*, Consulté le 15/03/2022 Disponible sur : https://www.irena.org/IRENADocuments/Statistical_Profiles/Africa/Algeria_Africa_RE_SP.pdf
- [34] Iris France, *LES ENJEUX ÉNERGÉTIQUES EN AFRIQUE DU NORD, Focus sur l'Algérie*, Consulté le 23/03/2022, Disponible sur : <https://www.iris-france.org/wp-content/uploads/2021/09/OSFME-R8-Les-fiches-sur-les-enjeux-%C3%A9nerg%C3%A9tiques-en-Alg%C3%A9rie.pdf>
- [35] Maghreb Émergent, *En chiffre, voici l'estimation du potentiel de l'Algérie dans les énergies renouvelables*, Consulté le 15/05/2022, Disponible sur : <https://maghrebemergent.net/en-chiffre-voici-lestimation-du-potentiel-de-lalgerie-dans-les-energies-renouvelables/>
- [36] Algérie Presse Services, *Ressources géothermales : l'Algérie possède un fort potentiel*, Consulté le 10/06/2022, Disponible sur : <https://www.aps.dz/economie/116248-l-algerie-possede-un-fort-potentiel-en-ressources-energetiques-d-origine-geothermale>
- [37] Algérie Presse Services, *Énergie : nécessité de créer une entité focale pour développer la géothermie*, Consulté le 10/06/2022, Disponible sur <https://www.aps.dz/economie/123632->

Bibliographie :

- energie-la-necessite-de-creer-une-entite-focale-pour-le-developpement-de-la-geothermie-soulignee
- [38] Partenariat énergétique Algérie-Allemagne, Voyage virtuel : Biomasse et bioénergie, Consulté le 10/06/2022, Disponible sur : <https://www.energypartnership-algeria.org/fr/home/translate-to-fr-virtuel-study-tour-biogaz/>
- [39] Algérie Presse Services, *Chitour appelle au développement de la filière bois-énergie*, Consulté le 11/06/2022, Disponible sur : <https://www.aps.dz/economie/124219-energies-renouvelables-chitour-appelle-au-developpement-de-la-filiere-bois-energie>
- [40] *Thermal insulation for buildings*, Consulté le 20/05/2022, Disponible sur : https://www.designingbuildings.co.uk/wiki/Thermal_insulation_for_buildings
- [41] Ravi Kiran Musunuri, David Sánchez, Ramon Rodriguez, University of Gavle, SOLAR THERMAL ENERGY, Disponible sur : <https://www.solarthermalworld.org/sites/default/files/story/2015-06-20/solarthermal.pdf>
- [42] Transitionsenergies, *Pas de transition sans ammoniac vert*, Disponible sur <https://www.transitionsenergies.com/transition-ammoniac-vert/>
- [43] Siemens Energy, *Green' ammonia is the key to meeting the twin challenges of the 21st century*, Disponible sur : <https://www.siemens-energy.com/uk/en/offerings-uk/green-ammonia.html>
- [44] Bioéthanol, *Tout sur le bioéthanol*, Disponible sur : <https://www.bioethanolcarburant.com/tout-sur-le-bioethanol/>
- [45] Jean-Luc PONCIN, L'hydrogène vert moins cher à l'importation que celui produit en Europe ?, Disponible sur : <https://www.h2-mobile.fr/actus/hydrogene-vert-moins-cher-importation-produit-europe/>
- [46] Vecteur énergétique, Disponible sur https://fr.wikipedia.org/wiki/Vecteur_%C3%A9nerg%C3%A9tique
- [47] Hydrogen Economy - A Technology Review, Bernard Chukwudi Tashie-Lewis, Somtochukwu Godfrey Nnabuife
- [48] Department of energy, Fuel Cells, Disponible sur : <https://www.energy.gov/eere/fuelcells/fuel-cells>
- [49] TWI, What is a Hydrogen Fuel Cell and How Does it Work?, Disponible sur : <https://www.twi-global.com/technical-knowledge/faqs/what-is-a-hydrogen-fuel-cell#HowDoesAHydrogenFuelCellWork>
- [50] Pile à combustible à membrane à échange de proton, Disponible sur : https://fr.wikipedia.org/wiki/Pile_%C3%A0_combustible_%C3%A0_membrane_d%27%C3%A9change_de_protons
- [51] FuelCellsWorks, *Proton exchange membrane Fuel Cell*, Disponible sur : <https://fuelcellworks.com/knowledge/technologies/pemfc/>
- [52] US department of energy, *How Do Fuel Cell Electric Vehicles Work Using Hydrogen?*, Disponible sur : <https://afdc.energy.gov/vehicles/how-do-fuel-cell-electric-cars-work>
- [53] US department of energy, *10 Things You Might Not Know About Hydrogen and Fuel Cell*, Disponible sur : <https://www.energy.gov/eere/articles/10-things-you-might-not-know-about-hydrogen-and-fuel-cells>,
- [54] Agence internationale de l'énergie, Rapport AIE 2021, Disponible sur : <https://www.iea.org/reports/global-hydrogen-review-2021>
- [55] US department of energy, *Hydrogen Production: Natural Gas Reforming*, Disponible sur : <https://www.energy.gov/eere/fuelcells/hydrogen-production-natural-gas-reforming>,
- [56] How green is blue hydrogen? Robert W. Howarth, Mark Z. Jacobson

Bibliographie :

- [57] LES PROCEDES DE CAPTURE DU CO2 CAS DES UNITES DE TRAITEMENT ET DE VALORISATION THERMIQUE DES DECHETS. ETAT DE L'ART, A. LOPEZ, D. ROIZARD, E. FAVRE, A. DUFOUR - Laboratoire Réactions et Génie des Procédés (LRGP) – Nancy
- [58] IPCC, *CARBON DIOXIDE CAPTURE AND STORAGE*, Disponible sur : https://www.ipcc.ch/site/assets/uploads/2018/03/srcs_wholereport-1.pdf
- [59] Nuclear Hydrogen Production, Shripad T. Revankar, in *Storage and Hybridization of Nuclear Energy*, 2019
- [60] Hydrogen Production, Distribution, Storage and Power Conversion in a Hydrogen Economy - A Technology Review- Bernard Chukwudi Tashie-Lewis , Somtochukwu Godfrey Nnabuiife
- [61] The properties of water, James G. Speight, in *Natural Water Remediation*, 2020
- [62] Etude de cadrage sur le potentiel du Power-to-X (hydrogène vert) pour l'Algérie- Tractebel engie
- [63] International Journal of Hydrogen Energy - Volume 46 - 2021 - Blending blue hydrogen with natural gas for direct consumption: Examining the effect of hydrogen concentration on transportation and well-to-combustion greenhouse gas emissions
- [64] European Hydrogen Backbone - How a dedicated hydrogen infrastructure can be created - July 2020
- [65] Department of energy, *Hydrogen Tube Trailers*, Disponible sur : <https://www.energy.gov/eere/fuelcells/hydrogen-tube-trailers>
- [66] Department of energy, *Liquid Hydrogen Delivery*, Disponible sur : <https://www.energy.gov/eere/fuelcells/liquid-hydrogen-delivery>
- [67] HYDROGEN PRODUCTION AND STORAGE- R&D Priorities and Gaps, INTERNATIONAL ENERGY AGENCY
- [68] KPMG, *The hydrogen trajectory*, Disponible sur : <https://home.kpmg/xx/en/home/insights/2020/11/the-hydrogen-trajectory.html>
- [69] Sandra Enhardt, *Green hydrogen price may drop to €5 kg by 2025*, Disponible sur : <https://www.pv-magazine.com/2022/05/31/green-hydrogen-price-may-drop-to-e5-kg-by-2025/#:~:text=Aurora%20Energy%20Research%20says%20in,plants%20are%20combined%20with%20electrolyzers.>
- [70] Clean energy Wire, *Rising gas prices make green hydrogen cheaper than grey hydrogen*, Disponible sur : <https://www.cleanenergywire.org/news/rising-gas-prices-make-green-hydrogen-cheaper-gray-hydrogen>
- [71] Hydrure Aluminium, Disponible sur : https://fr.wikipedia.org/wiki/Hydrure_d%27aluminium
- [72] Wind Turbine Cost: How Much? Are They Worth It in 2022 ? Disponible sur : <https://weatherguardwind.com/how-much-does-wind-turbine-cost-worth-it/>