



Étude exploratoire sur le potentiel du Power-to-X (hydrogène vert) pour l'Algérie

Partenariat Énergétique Algéro-Allemand



Commandé et publié par :

Deutsche Gesellschaft für internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH
Sièges sociaux :
Bonn et Eschborn, Allemagne

Project : Partenariats énergétiques bilatéraux dans les pays en développement et émergents
20 B rue Med Khoudi, El Biar, Alger, Algérie
Contact : Partenariat Énergétique Algéro-Allemand
Ryma Bouakaz / Dr. Frank Renken
E-mail : ryma.bouakaz@giz.de / frank.renken@giz.de
Tél. : +213 23 05 12 37/38
site : www.energypartnership-algeria.org / www.giz.de

Publication :

Novembre 2021

Mise en page :

ATCT Agency

Impression :

ATCT Agency

Crédit photo :

Couverture © GIZ Algérie_Alexander Kirch

Auteurs:

Dr. Stefan Drenkard, Dr. Atom Mirakyan; Tractebel / Engie

La GIZ est responsable du contenu de cette publication.
Pour le compte du
Ministère fédéral de l'Économie et de l'Énergie (BMWi)

Étude exploratoire sur le potentiel du Power-to-X (hydrogène vert) pour l'Algérie

Partenariat Energétique Algéro-Allemand

Table des matières

Évaluation détaillée des possibilités de PtX pour l'Algérie et hiérarchisation des voies technologiques et industrielles possibles

1.1	Introduction	17
1.2	Introduction des technologies PtX considérées, leurs marché, infrastructure, aspects environnementaux et durabilité	18
1.2.1	Généralités à propos de l'hydrogène	19
1.2.2	Chaîne d'approvisionnement des technologies PtX (revue d'études existantes et projections futures)	20
1.2.2.1	Filière hydrogène vert	20
1.2.2.2	Filière ammoniac vert	30
1.3	Utilisation actuelle du PtX et demande future	33
1.3.1	Secteur de l'industrie	33
1.3.1.1	Raffinage	33
1.3.1.2	Utilisation et demande d'ammoniac dans l'industrie chimique	33
1.3.1.3	Fer et Acier	34
1.3.1.4	Chaleur haute température dans l'industrie du ciment ou du verre	34
1.3.2	Secteur des transports	35
1.3.3	Tendances internationales de la demande de l'H2 et des e-carburants	36
1.4	Le système d'électricité algérien	36
1.4.1	Etat actuel du système d'électricité algérien	36
1.4.1.1	Profil de charge	37
1.4.1.2	Importations et Exportations d'électricité.....	37
1.4.1.3	Parc de production d'électricité algérien	37
1.4.1.4	Infrastructure de transport d'électricité, actuelle et prévue.	38
1.4.2	Evolution de la demande de l'électricité	38
1.4.3	Evolution de la production d'électricité	39
1.4.3.1	Plan d'expansion des énergies renouvelables	39
1.4.3.2	Evolution de la capacité installée	39
1.4.3.3	Evolution du mix énergétique	40
1.4.3.4	Evolution des coûts d'approvisionnement en électricité et des émissions de CO2	41
1.4.4	Application potentielle et demande de H2 vert dans le secteur de l'électricité	41
1.5	Infrastructure du gaz naturel	42
1.5.1	Infrastructure de transport de gaz, actuelle et prévue	42
1.5.2	Ports et terminaux de GNL actuels et prévus	43
1.6	Politiques, mécanismes de soutien et cadre réglementaire	44
1.6.1	Production d'énergie renouvelable	44
1.6.1.1	Objectifs de la politique	44
1.6.1.2	Mesures incitatives et mécanismes de soutien	44
1.6.1.3	Lois et réglementations	44
1.6.2	Production et stockage d'hydrogène	45
1.6.2.1	Objectifs de la politique	45
1.6.2.2	Incitatives et mécanismes de soutien	46
1.6.2.3	Lois et réglementations	46

1.6.3	Injection d'hydrogène dans le réseau de gaz et transport via le réseau de gaz en flacon	47
1.6.3.1	Objectifs de la politique	47
1.6.3.2	Mesures incitatives et mécanismes de soutien	47
1.6.3.3	Lois et réglementations	47
1.6.3.4	Best practices	48
1.6.4	Transport d'hydrogène par la route	48
1.6.4.1	Objectifs de la politique	48
1.6.4.2	Lois et réglementations	48
1.6.5	Transport d'hydrogène par d'autres modes (navire ou train)	48
1.6.5.1	Objectifs de la politique	48
1.6.5.2	Mesures incitatives et mécanismes de soutien	48
1.6.5.3	Lois et réglementations	48
1.6.6	Production d'électricité à partir d'hydrogène	48
1.6.6.1	Objectifs de la politique	48
1.6.6.2	Mesures incitatives et mécanismes de soutien	48
1.6.6.3	Lois et réglementations	48
1.6.7	Utilisation de l'hydrogène dans l'industrie (industrie de l'acier, du verre...)	48
1.6.7.1	Objectifs de la politique	48
1.6.7.2	Mesures incitatives et mécanismes de soutien	48
1.6.7.3	Lois et réglementations	50
1.6.8	Utiliser l'hydrogène dans le secteur résidentiel	50
1.6.8.1	Objectifs de la politique	50
1.6.8.2	Mesures incitatives et mécanismes de soutien.....	50
1.6.8.3	Lois et réglementations	50
1.6.9	Utilisation de l'hydrogène pour les transports (véhicules utilitaires lourds, transport maritime, aviation)	50
1.6.9.1	Objectifs de la politique	50
1.6.9.2	Mesures incitatives et mécanismes de soutien.....	50
1.6.9.3	Lois et réglementations	51
1.6.10	Hydrogène pour l'exportation.....	51
1.6.10.1	Objectifs des politiques	51
1.6.10.2	Mesures incitatives et mécanismes de soutien.....	51
1.6.10.3	Lois et réglementations	51
1.6.11	Fabrication et utilisation de carburant synthétique à partir d'hydrogène	51
1.6.11.1	Objectifs des politiques	51
1.6.11.2	Mesures incitatives et mécanismes de soutien	51
1.6.11.3	Lois et réglementations	52
1.6.12	Production et utilisation de l'eau	52
1.6.12.1	Objectifs de la politique	52
1.6.12.2	Mesures incitatives et mécanismes de soutien.....	52
1.6.12.3	Lois et réglementations	52
1.6.13	Impacts environnementaux (émissions (CO2), polluants...)	53
1.6.13.1	Objectifs de la politique	53
1.6.13.2	Mesures incitatives, mécanismes de soutien	54
1.6.13.3	Lois et réglementations	54
1.6.14	L'utilisation des terres.....	55
1.6.14.1	Objectifs de la politique	55
1.6.14.2	Mesures incitatives, mécanismes de soutien	55
1.6.14.3	Lois et réglementations	55
1.7	Potentiel de production d'hydrogène vert en Algérie basé sur l'analyse SIG	56
1.7.1	Approche et Objectif	56

1.7.1.1	Définition du cas	56
1.7.1.2	Données d'entrée et hypothèses	56
1.7.2	Résultats Sélectionnés	57
1.7.2.1	Production d'énergie renouvelable	57
1.7.2.2	Potentiel de production de l'hydrogène vert.....	57
1.7.2.3	Potentiel de production d'hydrogène vert - PV	58
1.7.2.4	Coût de production de l'hydrogène vert	60
1.7.2.5	Coût unitaire de l'hydrogène vert alimenté par PV, 2030	60
1.7.2.6	Coût actualisé de l'hydrogène vert - Éolien terrestre, 2030	61
1.7.3	Ressources en Eau	63
1.7.3.1	La demande d'eau pour la production d'hydrogène	63
1.7.3.2	Possibilité d'utilisation des eaux épurée tertiaires pour l'électrolyse	63
1.7.3.3	Disponibilité de l'eau	64
1.7.3.4	Coût du transport et de la production d'eau	65
1.7.4	Aspects socio-économiques, création d'emplois	65
1.8	Voies industrielles PtX	66
1.8.1	Approche et Objectif	66
1.8.2	Définition des voies industrielles	66
1.8.3	Technologie	66
1.8.4	Centres potentiels de demande de H2 en Algérie.....	67
1.8.5	Résultats de l'analyse de la voie	68
1.8.5.1	Voie 1 - Électrolyse distribuée à petite échelle	68
1.8.5.2	Voie 2.1 - Chaînes d'approvisionnement à grande échelle et localisées pour le secteur de l'électricité	70
1.8.5.3	Voie 2.2 - Chaînes d'approvisionnement à grande échelle et localisées pour la production d'ammoniac	71
1.8.5.4	Voie 3.1 - Électrolyse centralisée et interconnectée à grande échelle pour l'usage domestique	72
1.8.5.5	Voie 3.2 - Électrolyse interconnectée centralisée à grande échelle pour l'exportation vers l'UE	73
1.8.5.6	Voie 3.3 - Électrolyse interconnectée centralisée à grande échelle pour l'exportation vers l'Allemagne	74
1.8.5.7	Voie 3.4 - Électrolyse interconnectée centralisée à grande échelle pour l'exportation vers EU, capacité d'exportation limitée	75
1.8.6	Synthèse, comparaison des résultats	76
1.8.7	Description générale des résultats	76

Défis pour le déploiement des technologies PtX en Algérie et feuilles de route sectorielles

1.9	Introduction à l'approche pour la construction d'une feuille de route	79
1.10	Situation actuelle, lacunes et défis potentiels pour un développement de l'économie PtX en Algérie	80
1.10.1	Secteur du gaz et de l'électricité	80
1.10.1.1	Demande PtX	80
1.10.1.2	R&D, expériences ou expertise	80
1.10.1.3	Politique et réglementation	81
1.10.1.4	Marché et économie	82
1.10.1.5	institutionnel	82
1.10.1.6	Environnement	82
1.10.2	Transport	82

1.10.2.1	Demande PtX	82
1.10.2.2	R&D, expériences ou expertise	83
1.10.2.3	Politique et réglementation	83
1.10.2.4	Marché et économies	85
1.10.2.5	Institutionnel	85
1.10.2.6	Environnement	86
1.10.3	Industrie	87
1.10.3.1	Demande PtX	87
1.10.3.2	R&D, expériences ou expertise	88
1.10.3.3	Politique et réglementation	88
1.10.3.4	Marché et économie	89
1.10.3.5	Institutionnel	90
1.10.4	PtX pour l'export	90
1.10.4.1	Demande PtX	90
1.10.4.2	R&D, expériences ou expertise	91
1.10.4.3	Politique et réglementation	91
1.10.4.4	Marché et économies	91
1.10.4.5	Institutionnel	91
1.10.4.6	Environnement	92

1.11 Feuilles de route sectorielles pour soutenir le déploiement de l'économie PtX en Algérie

1.11.1	Secteur du gaz et de l'électricité	92
1.11.1.1	Technologies et infrastructures d'approvisionnement en hydrogène vert	92
1.11.1.2	Technologies et infrastructures pour l'utilisation PtX	93
1.11.1.3	R&D, renforcement des capacités	93
1.11.1.4	Politique et réglementation	93
1.11.1.5	Marché et économie	93
1.11.1.6	Institutionnel	94
1.11.1.7	Bénéfices Environnementaux	94
1.11.2	Transport	95
1.11.2.1	Technologies et infrastructures d'approvisionnement en hydrogène vert	97
1.11.2.2	Technologies ou infrastructure pour l'utilisation PtX	97
1.11.2.3	R&D, renforcement des capacités	98
1.11.2.4	Politique et réglementation	98
1.11.2.5	Marché et économies	98
1.11.2.6	Institutionnel	98
1.11.2.7	Bénéfices Environnementaux	99
1.11.3	Industrie	99
1.11.3.1	Technologies et infrastructures d'approvisionnement en hydrogène vert	100
1.11.3.2	Technologies et infrastructure pour l'utilisation PtX	100
1.11.3.3	R&D, renforcement des capacités	100
1.11.3.4	Politique et réglementation	101
1.11.3.5	Marché et économies	101
1.11.3.6	Institutionnel	101
1.11.3.7	Bénéfices Environnementaux	101
1.11.4	PtX pour l'export	102
1.11.4.1	Technologies et infrastructures d'approvisionnement en hydrogène vert	102
1.11.4.2	Technologies et infrastructure pour l'utilisation PtX	102
1.11.4.3	R&D, renforcement des capacités	103
1.11.4.4	Politique et réglementation	103
1.11.4.5	Marché et économies	103
1.11.4.6	Institutionnel	103

1.11.4.7	Bénéfices Environnementaux	103
1.12	Literature	104
Annexe A	-Données d'entrée et hypothèses pour la modélisation	107
Données d'entrée	107
Logiciel	107
Hypothèses	107
Annex B	- Ratio de Capacité PV/Electrolyse	109

Abréviations

AEL	Electrolyse Alcaline
AIE	Agence Internationale de l'Energie
ARH	Autorité de Régulation des Hydrocarbures
BASF	Badische Anilin- und Sodafabrik
BF-BOF	Haut fourneau - Fourneau à Oxygène Basique
CAGR	Taux de Croissance Annuel Composé
CC	Cycle Combiné
CCS	Capture et Stockage du Carbone
CCM	Continuous Casting Machine
CEI	Commission Electrotechnique Internationale
CEREFÉ	Commissariat aux Energies Renouvelables et à l'Efficacité Energétique
CF	Facteur de Capacité
CO2	Dioxyde de carbone
CREG	Commission de Régulation de l'Electricité et du Gaz
CSP	Concentrating Solar Power
DC	Development Cooperation
DRI	Unité de Réduction Directe
DRI-EAF	Reduction direct du fer - Fours électriques à arc
IFEG	Institut de Formation en Electricité et Gaz
EIA	Energy Information Administration
EnR	Energie Renouvelable
EPC	Engineering Procurement Construction
ESIA	Environmental and Social Impact Assessment
ETS	Système Communautaire d'Echange de Quotas d'Emission
FCEVs	Véhicules Electriques à Piles à Combustible
FNER	Le Fonds National des Energies Renouvelables
FNERC	Fonds national des énergies renouvelables et de la cogénération
GHG	Gaz à Effet de Serre (GES)
GIZ	Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit
GNC	Gaz Naturel Comprimé
GNL	Gaz Naturel Liquéfié
GNH	Gaz Naturel en Hydrogène
GPL	Gaz de Pétrole Liquifié
HCNG	Gaz Naturel Enrichi en Hydrogène
IAP	Institut Algérien du Pétrole
IEA	International Energy Agency
LFC	Loi de finances complémentaire
IFEG	Institut de Formation en Electricité et Gaz
IPE	Indice de Performance Environnementale
LCOH	Coût de Production de l'Hydrogène
LHV	Valeur Calorifique Inférieure
LNG	Liquefied Natural Gas
MED	Multi Effect Distillation
MOE	Ministry of Energy
MSF	Multi Stage Effect
MTEER	Ministère de la transition Energétique et des Energies Renouvelables
NAFTAL	Société Nationale de Commercialisation et de Distribution des Produits Pétroliers
NDC	Contribution Nationale Determinée
NG	Gaz naturel
NGV	Natural Gas Vehicle (Gaz Naturel Véhicule)
ONE	Office Nationale de l'Electricité (Marocaine)
OCGT	Turbine à gaz à cycle ouvert
PEM	Polymer Electrolyte Membrane
PNEREE	Programme National pour le développement des Energies Renouvelables et de l'Efficacité Energétique
PtX	Power-to-X
AFC	Pile à Combustible Alcaline
PNA	Parc National Automobile
PNR	Partner Network Recruitment
PV	Photovoltaïque
R&D	Recherche et Développement

RBM RES SGTE RIN SAF SKTM SER SOEC Sonelgaz Sonatrach SPE SIG STEG TA TAG TAV TGCC TOC TOR VEPC UE WACC WGS WP w/o	Results-Based Monitoring Source d'énergie renouvelable Société Algérienne de Gestion du Réseau de Transport de l'Electricité Réseau Interconnecté du Nord Carburants d'Aviation Durables Shariket Kahraba wa Taket Moutadjadida Source d'Energie Renouvelable Oxyde Solide electrolyser cells (Electrolyse à haute température) Société Nationale de l'Electricité et du Gaz Société Nationale pour la Recherche, la Production, le Transport, la Transformation, et la Commercialisation des Hydrocarbures Société Algérienne de Production de l'Electricité Système d'Information Géographique Société Tunisienne de l'Electricité et du Gaz Technical Assistance Turbine à Gaz Turbine à Vapeur Turbine à gaz à cycle combiné Theory of Change Terms of Reference Véhicules Electriques à Piles à Combustible Union Européenne Coût moyen pondéré du capital Water Gas Shift Work Package Sans
tpd tpa TWh USD µS M³(N) mmbtu mtpa MVA MW MWc km ktoe ktpa kV GJth Gm³ GW EUR DA	Tonnes par jour Tonnes par an Terawattheure Dollar américain Micro Siemens (SI unit electrical conductivity) Mètre cube normal (à 0 °C et 101325 Pa) million megaton thermal unit megaton par an Megavolt Ampère Megawatt Megawatt crête Kilometre kiloton of oil equivalent kiloton par an Kilovolt Gigajoule Thermique Milliard mètre cube Gigawatt Euro Dinar Algérien

Glossaire

Term	Definition
Pile à combustible alcaline (AFC)	L'AFC est un type de pile à combustible à hydrogène et/ou oxygène dans lequel l'électrolyte est de l'hydroxyde de potassium (KOH) concentré, et les ions hydroxyde (OH-) sont transportés de la cathode à l'anode.
E-carburant	Les e-carburants sont une classe de carburants de remplacement qui sont fabriqués en utilisant de l'électricité issue de sources décarbonées
Pile à combustible	Le principe de la pile à combustible est de produire de l'électricité par oxydation d'hydrogène et réduction simultanée d'oxygène avec pour seuls sous-produits de l'eau et de la chaleur. L'oxygène est généralement puisé dans l'air alors que l'hydrogène peut être fourni par plusieurs types de sources. Les deux plus fréquentes sont le gaz hydrogène ou le méthanol
PEM	Les piles à combustible à membrane d'échange de protons, connues aussi sous le nom de piles à combustible à membrane électrolyte polymère (ou PEMFC selon l'acronyme des expressions anglaises proton exchange membrane fuel cells ou polymer electrolyte membrane fuel cells) sont un type de piles à combustible
Power-to-X (ou PtX ou P2X)	Transformation d'électricité en un autre vecteur énergétique, tel qu'un gaz ou un liquide.
Power-to-Gas (ou PtG ou P2G)	Transformation d'électricité en gaz, tel que l'hydrogène et/ou le méthane.
Hydrogène	Dans le présent document, le terme général « hydrogène » est utilisé en référence à l'élément hydrogène (H), ainsi qu'à la molécule de dihydrogène (H ₂), qui représente la forme d'hydrogène majoritaire sur Terre et celle rencontrée dans les applications PtX.
Hydrogène gris (dit fossile)	Hydrogène produit à base de matières premières fossiles, telles que le gaz naturel, les hydrocarbures liquides ou le charbon, avec émission de dioxyde de carbone.
Hydrogène bleu (dit bas carbone)	Hydrogène produit d'une manière similaire à l'hydrogène gris, mais avec capture et séquestration d'une partie du dioxyde de carbone produit, avec émission réduite de dioxyde de carbone.
Hydrogène vert (dit décarboné)	Hydrogène produit par électrolyse de l'eau, à partir d'électricité provenant de source(s) renouvelable(s), sans émission de dioxyde de carbone.
Electrolyse de l'eau	Dissociation électrochimique de l'eau en hydrogène et en oxygène, à l'aide d'un courant continu circulant entre deux électrodes (l'anode et la cathode) et d'ions circulant dans un électrolyte.
Electrolyte	Substance (liquide ou solide) conductrice en raison de la présence d'ions mobiles.
Electrolyse alcaline (ou AEL)	L'électrolyse utilisant un électrolyte liquide au sein duquel circulent des ions OH-.
Electrolyse à membrane échangeuse de protons (ou PEM)	L'électrolyse utilisant un électrolyte solide au sein duquel circulent des ions H+.
Electrolyse à oxyde solide (ou SOEC)	L'électrolyse utilisant un électrolyte solide au sein duquel circulent des ions O ²⁻ .

Executive summary

In order to meet the increase in energy demand in line with the growth of the GDP and the population, while meeting the objectives of reducing the country's greenhouse gas (GHG) emissions as part of the Paris Agreement, Algeria needs a substantial change in several sectors, including, but not limited to, in the electricity and transport sectors, towards using cleaner sources of energy. Diversifying energy sources will be essential to ensure the resilience of several sectors such as the energy system. The best way to achieve this is to increase the share of renewable energies, the production of hydrogen or its derivatives, improve sector coupling and promoting with supporting policies, regulations, incentives or capacity building.

An overall as well as sectoral roadmaps have been drawn up within the framework of the Algerian-German Energy Partnership in order to identify the technical and commercial potential of Power-to-X technologies and related industries in Algeria, and to present a first draft of a roadmap to establish an all-encompassing PtX industry in Algeria over the coming decades (time horizon: 2030 and 2050), including an assessment of its feasibility and aligning its sectoral development. In addition, the green hydrogen roadmap outlines the actions to be taken to realize the huge potential of green hydrogen and some of its derivatives in Algeria.

Importantly, the roadmap demonstrates that it is technically and economically possible, in Algeria, to develop a green hydrogen industry, which will contribute to the decarbonization of several sectors and reduce the possible imports dependence in the future. Decarbonization will not only help achieve the national greenhouse gas emissions targets of the Algerians Nationally Determined Commitment (NDC), but also align Algeria's investment needs with policies for possible green loans from international financial institutions. The sustainable production of hydrogen will allow export to the European Union which would increase the share of non-hydrocarbon exports.

The study proposes elements for a roadmap based on an in-depth analysis that reflects the various existing government policies. The study proposes

an integrated assessment of the hydrogen sector in Algeria, including the assessment of investment needs. It highlights the gaps in the legal, regulatory and institutional framework that hamper large-scale investments in decarbonization in Algeria.

A significant potential for the production of green hydrogen exists in Algeria. This is due to the good potential for renewable energy, in particular photovoltaics. However, the production costs differ greatly depending on the location of the energy production by PV or wind systems.

The results show that a large part of the costs of producing green hydrogen by renewables are comparatively low. However, these potentials are geographically distributed differently. The spatial distribution of photovoltaic or wind energy production potentials is indicated in the corresponding chapters.

There is a substantial infrastructure in Algeria for the production, use or export of fossil fuels, which can be used successfully, at least partially, for the green hydrogen industry. For example, pipelines exporting natural gas can be used to transport green hydrogen, mixed with natural gas. The production of green ammonia as a derivative of hydrogen looks promising. In addition, in some existing industrial sectors, such as refineries or in particular the electricity sector, green hydrogen can already be used in the short term, horizon 2030. The transport sector is another potential sector for a use of green hydrogen.

For the production of green hydrogen in these different use cases, different green hydrogen production systems, such as centralized or decentralized green hydrogen systems, are possible. The study suggests a choice of the most appropriate and least expensive system for each sector and for export discussed in the corresponding chapters.

The comparison of systems shows that the lowest costs are those of centralized green hydrogen production systems located near the best geographies with good renewable resources such as solar and wind power. The analysis also shows

that a major part of the costs consists of the costs of producing electricity by photovoltaic or wind power, while the costs of transporting hydrogen are comparably lower.

To reflect the assessment of the maturity of the industry and the increased deployment of green hydrogen, three basic stages with general milestones have been defined. These main steps are:

2022 - 2030: Piloting, demonstration phase

2030 - 2040: Scaling-up and market creation phase

2040 - 2050: Competition market.

During the first phase (2022-2030), green hydrogen will be little used, except in demonstration or pilot projects, it will mainly be produced on site, in a decentralized manner, with limited infrastructure development. It is important, at this stage, to encourage and accelerate the deployment of the green hydrogen supply infrastructure. This can be done in part through long-term signals, such as a commitment to net emissions and direct subsidies for R&D and demonstration projects that provide certainty to the public and private sector. Supportive governance systems and guidelines should also be put in place at this stage, to ensure that the growth of green hydrogen is sustainable.

During the second phase (2030-2040), the scaling up of proven technologies and the development of the resulting experience reduce costs and help to close the profitability gap. During this phase, we also begin to take advantage of synergies between applications, increased demand for hydrogen and the realization of economies of scale for production and infrastructure. These synergies can occur in industrial clusters, cities or harbours. The first international trade routes for hydrogen and/or its by-products can be established at this stage. The development of the PtX market must be guided by the creation of demand and markets for the products: market-oriented investments require reliable demand in the short, medium and long term. In addition, it is necessary to ensure that the capacity for generating renewable electricity is sufficient

During the third phase (2040 - 2050), a phasing out

or relaxation of certain regulations or obligations that were introduced by the previous phases for the scaling up of PtX technologies in specific markets will be possible. At this stage, green hydrogen and /or its derivatives will be widely used and will become competitive both in terms of supply and end uses. Direct incentives are therefore no longer necessary for most applications and private capital can replace public support to stimulate the growth of green hydrogen.

Resume analytique

Afin de répondre à l'augmentation de la demande d'énergie en fonction de la croissance du PIB et de la population, tout en atteignant les objectifs de réduction des émissions de gaz à effet de serre (GES) du pays dans le cadre de l'Accord de Paris, l'Algérie a besoin d'un changement substantiel dans plusieurs secteurs, y compris, mais sans s'y limiter, dans les secteurs de l'électricité et du transport, vers des sources d'énergie plus propres. La diversification des sources d'énergie sera essentielle pour garantir la résilience de plusieurs secteurs tels que le système énergétique. La meilleure façon d'y parvenir est d'augmenter la part des énergies renouvelables, de la production d'hydrogène ou de ses dérivés, d'améliorer le couplage sectoriel et de promouvoir des politiques de soutien, des réglementations, des incitations ou le renforcement des capacités.

Des feuilles de route globales et sectorielles ont été élaborées dans le cadre du Partenariat Énergétique algéro-allemand afin d'identifier le potentiel technique et commercial des technologies Power-to-X et des industries connexes en Algérie, et de présenter un premier projet de feuille de route pour établir une industrie PtX globale en Algérie au cours des prochaines décennies (horizon temporel : 2030 et 2050), y compris une évaluation de sa faisabilité et d'aligner son développement sectoriel. En outre, la feuille de route sur l'hydrogène vert décrit les actions à entreprendre pour réaliser l'énorme potentiel de l'hydrogène et de certains de ses dérivés en Algérie.

Il est important de noter que la feuille de route démontre qu'il est techniquement et économiquement possible, en Algérie, de développer une industrie de l'hydrogène vert, ce qui contribuera à la décarbonisation de plusieurs secteurs et réduira la dépendance éventuelle aux importations à l'avenir. La décarbonisation contribuera non seulement à atteindre les objectifs nationaux d'émissions de gaz à effet de serre de l'engagement national algérien (NDC), mais aussi à aligner les besoins d'investissement de l'Algérie sur les politiques de possibles prêts verts des institutions financières internationales. La production durable d'hydrogène permettra une exportation vers l'Union Européenne qui

augmenterait la part des exportations hors hydrocarbures.

L'étude propose des éléments pour une feuille de route s'appuyant sur une analyse approfondie qui reflète les différentes politiques gouvernementales existantes. L'étude propose une évaluation intégrée de la filière hydrogène en Algérie, y compris l'évaluation des besoins d'investissement. Elle souligne les lacunes du cadre juridique, réglementaire et institutionnel qui entravent les investissements à grande échelle dans la décarbonisation en Algérie.

Un potentiel important de production d'hydrogène vert existe en Algérie. Ceci est dû au bon potentiel d'énergie renouvelable, en particulier le photovoltaïque. Cependant, les coûts de production diffèrent fortement en fonction de l'emplacement de la production d'énergie par des systèmes PV ou éoliens.

Les résultats montrent qu'une grande partie des coûts de production d'hydrogène vert par les énergies renouvelables sont comparativement faibles. Cependant, ces potentiels sont géographiquement répartis différemment. La répartition spatiale des potentiels de production d'énergie photovoltaïque ou éolienne est indiquée dans les chapitres correspondants.

Il existe en Algérie une vaste infrastructure pour la production, l'utilisation ou l'exportation de combustibles fossiles, qui peut être utilisée avec succès, au moins partiellement, pour l'industrie de l'hydrogène vert. Par exemple, les gazoducs exportant du gaz naturel peuvent être utilisés pour le transport de l'hydrogène vert, mélangé au gaz naturel. La production de l'ammoniac vert en tant que dérivé de l'hydrogène paraît prometteuse. En outre, dans certains secteurs industriels existants, comme les raffineries ou en particulier le secteur de l'électricité, l'hydrogène vert peut déjà être utilisé à court terme, horizon 2030. Le secteur des transports est un autre secteur potentiel pour l'utilisation de l'hydrogène vert.

Pour la production d'hydrogène vert dans ces différents cas d'utilisation, différents systèmes de production d'hydrogène vert, tels que les systèmes d'hydrogène vert centralisés ou décentralisés, sont possibles. L'étude propose un choix du système le plus approprié et le moins coûteux pour chaque secteur ou pour l'exportation est examiné dans les chapitres correspondants.

La comparaison des systèmes montre que les coûts les plus bas sont ceux des systèmes centralisés de production d'hydrogène vert situés à proximité des meilleures zones géographiques disposant de bonnes ressources renouvelables telles que l'énergie solaire et éolienne. L'analyse montre également que la majeure partie des coûts est constituée par les coûts de production d'électricité par le photovoltaïque ou l'éolien, tandis que les coûts de transport de l'hydrogène ou de l'eau sont en revanche moins élevés.

Pour refléter l'évaluation de la maturité de l'industrie et le déploiement accru de l'hydrogène vert, trois étapes de base avec des jalons généraux ont été définies. Ces étapes de base sont :

2022 - 2030 : Pilotage, phase de démonstration ;

2030 - 2040 : Phase de mise à l'échelle et création de marché ;

2040 - 2050 : Marché de compétition.

Pendant la première phase (2022 - 2030), l'hydrogène vert sera peu utilisé, sauf dans les projets de démonstration ou pilote, il sera surtout produit sur place, de manière décentralisée, avec un développement limité des infrastructures. Il est important, à ce stade, d'encourager et d'accélérer le déploiement de l'infrastructure d'approvisionnement en hydrogène vert. Cela peut se faire en partie grâce à des signaux à long terme, tels qu'un engagement en faveur d'émissions nettes et des subventions directes pour la R&D et les projets de démonstration qui offrent des certitudes au secteur public et privé. Des systèmes de gouvernance et des lignes directrices favorables devraient également être mis en place à ce stade, afin de garantir que la croissance de l'hydrogène vert soit durable.

Pendant la deuxième phase (2030-2040), la mise à l'échelle des technologies éprouvées sur le plan

opérationnel et le développement de l'expérience qui en découle réduisent les coûts et contribuent à combler l'écart de rentabilité. À ce stade, on commence également à tirer parti des synergies entre les applications, de l'augmentation de la demande d'hydrogène et de la réalisation d'économies d'échelle pour la production et l'infrastructure. Ces synergies peuvent se produire dans des clusters industriels, des vallées (technopoles) de l'hydrogène (par exemple, des villes) ou des centres (par exemple, des ports). Les premières routes commerciales internationales pour l'hydrogène et/ou ses produits dérivés peuvent être établies à ce stade. Le développement du marché du PtX doit être guidé par la création d'une demande et de marchés pour les produits : les investissements axés sur le marché nécessitent une demande fiable à court, moyen et long terme. En outre, il est nécessaire de s'assurer que la capacité de production d'électricité renouvelable est suffisante.

Pendant la troisième phase (2040 - 2050), une suppression progressive ou un assouplissement de certains quotas ou obligations qui ont été introduit par les phases précédentes pour le passage à l'échelle des technologies PtX sur des marchés spécifiques sera possible. À ce stade, l'hydrogène vert et/ou ses dérivés seront largement utilisés et deviendront compétitifs tant du point de vue de l'offre que de leurs utilisations finales. Les incitations directes ne sont donc plus nécessaires pour la plupart des applications et le capital privé peut remplacer le soutien public pour stimuler la croissance de l'hydrogène vert.

Évaluation détaillée des possibilités de PtX pour l'Algérie et hiérarchisation des voies technologiques et industrielles possibles

1.1 Introduction

L'objectif principal de l'étude est d'identifier la viabilité des technologies «Power-to-X» ou PtX en Algérie en entreprenant une analyse approfondie du marché de l'énergie, du déploiement des technologies, des potentiels de ressources renouvelables, socio-économiques et environnementaux. Il est envisagé que l'hydrogène vert soit potentiellement le principal objectif de cette enquête en raison de la maturation du secteur pétrolier et gazier algérien et de son énorme potentiel en énergie renouvelables. Par conséquent, les principales commodités ou produits PtX considérés dans cette étude sont l'hydrogène vert et l'ammoniac. L'étude exploratoire aura pour résultat de contribuer à l'élaboration d'une feuille de route PtX et de plans d'actions pour l'Algérie, à mettre en œuvre à court, moyen et long terme à l'horizon 2030/2050.

Les étapes méthodologiques du WP2 sont présentées dans le schéma ci-dessous

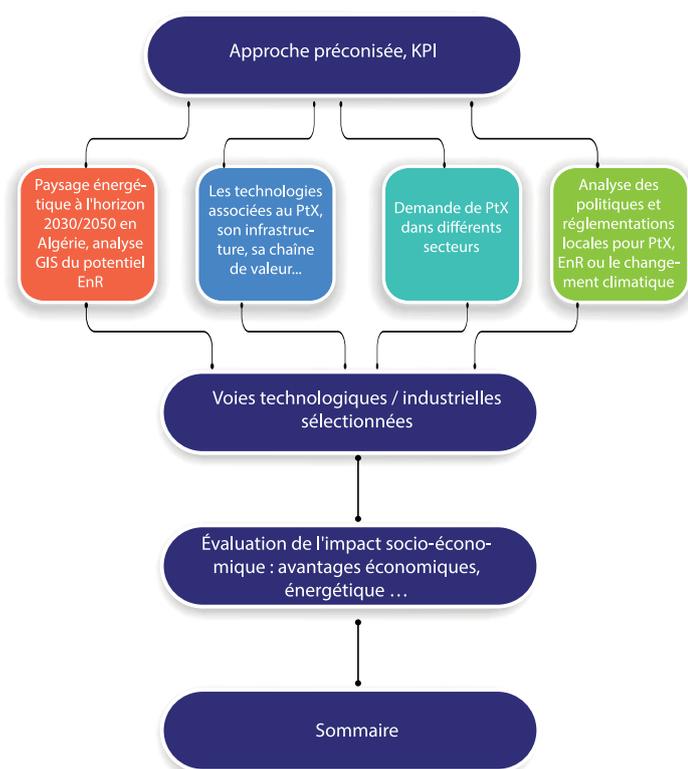


Figure 1 Approche méthodologique pour le WP2

L'étude commence à analyser la situation initiale. La première étape importante de l'analyse est la définition d'indicateurs clés de performance (KPIs) qui sont ensuite utilisés pour l'évaluation de la performance des voies technologiques PtX. Les KPIs ont été élaborés en fonction de la portée de l'étude et lors de la discussion avec les parties prenantes locales. Les KPIs considérés dans l'étude sont

- Besoin et disponibilité des ressources en eau
- Le potentiel de la production de l'hydrogène et l'ammoniac
- Coûts du PtX: CAPEX et coûts de production de l'hydrogène ou de l'ammoniac
- Impacts environnementaux : tels que les problèmes de sécurité ou la réduction des émissions de CO₂
- Économie sociale : comme la création d'emplois

Le secteur de l'énergie électrique est l'un des principaux secteurs analysés au début de cette étude. Dans ce contexte, l'évolution de la demande d'énergie, les ressources nationales et importées pour la production d'électricité, l'excédent ou le déficit d'électricité ainsi que les coûts de production d'électricité sont évalués sur la base des documents gouvernementaux, des discussions menées avec les parties prenantes locales et de la revue de la littérature.

L'évaluation du potentiel des énergies renouvelables, en particulier le solaire photovoltaïque et l'éolien, revêt ici une importance capitale. L'analyse spatiale est effectuée pour identifier la distribution potentielle de l'électricité produite par les centrales éoliennes ou solaires PV et les coûts de production.

L'utilisation actuelle et la demande future de PtX sont évaluées dans le secteur de l'énergie électrique ainsi que dans d'autres secteurs tels que le raffinage ou le transport.

Les mécanismes / incitations politiques, réglementaires et de soutien pour le développement

des énergies renouvelables, l'atténuation du changement climatique et pour l'industrie (la décarbonisation du secteur industriel) du PtX ont également été analysés. Cela a permis à d'identifier les étapes importantes des objectifs politiques qui seront ensuite utilisés dans le processus d'élaboration de la feuille de route ainsi que dans l'analyse des écarts.

Sur la base des chapitres précédents, les voies technologiques ou industrielles sont discutées. La production d'hydrogène vert ainsi que la production d'ammoniac par différents modèles d'approvisionnement utilisant les alternatives technologiques disponibles sont identifiées.

Une évaluation de l'impact socio-économique est réalisée pour les voies technologiques identifiées pour l'hydrogène vert et l'ammoniac. Entre autres, les coûts de production associée à différents endroits en tenant compte des CAPEX et OPEX pour la production d'hydrogène vert sont évalués. Les problèmes de sécurité, les besoins en eau ainsi que les effets sur l'emploi sont également analysés.

Les principales conclusions du WP2 sont fournies à la fin du rapport qui sera utilisé dans le WP3 pour l'analyse des lacunes et dans le WP4 pour l'élaboration de la feuille de route et du plan d'action.

1.2 Introduction des technologies PtX considérant, leurs marché, infrastructure, aspects environnementaux et durabilité

L'hydrogène dit « vert » est au centre des technologies PtX :

- Production d'hydrogène via électrolyse de l'eau à partir d'électricité provenant de sources renouvelables (soleil, vent, eau ou biomasse)
- Utilisation directe de l'hydrogène (en tant que combustible ou réactif), ou transformation en un autre composé chimique de base pour l'industrie
 - Utilisation directe de l'hydrogène en tant que combustible : mobilité (voiture, camion, train, navire, avion) ou production d'électricité (piles à combustibles, turbines à gaz)
 - Utilisation directe de l'hydrogène en tant que réactif : raffinage / pétrochimie, verre, métallurgie, etc.
 - Transformation de l'hydrogène en un autre composé de base pour l'industrie : ammoniac,

méthanol, etc.

- Transport de l'hydrogène sous forme gazeuse ou liquide, ou via un vecteur énergétique intermédiaire
 - Transport de l'hydrogène liquide : camion ou navire
 - Transport de l'hydrogène gazeux : gazoduc, camion ou navire
 - Vecteur énergétique intermédiaire : ammoniac, méthane, méthanol, méthylcyclohexane, etc.

Le concept PtX est illustré par la figure 2 suivante :

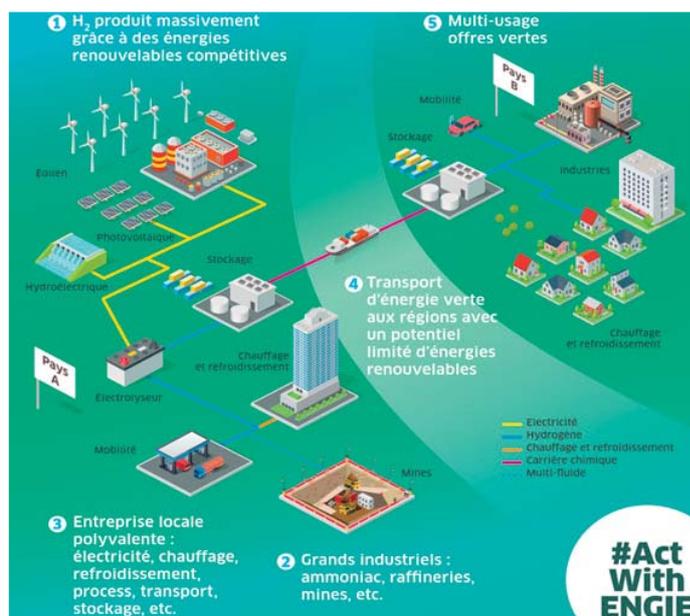


Figure n° 2 – Illustration du concept PtX¹

L'hydrogène vert peut également servir à l'équilibrage du réseau électrique, au stockage d'énergie à grande échelle sur le long terme, à l'alimentation électrique hors réseau, à l'alimentation électrique de secours, au verdissement des réseaux de gaz, etc., comme illustré par la figure 3 suivante :

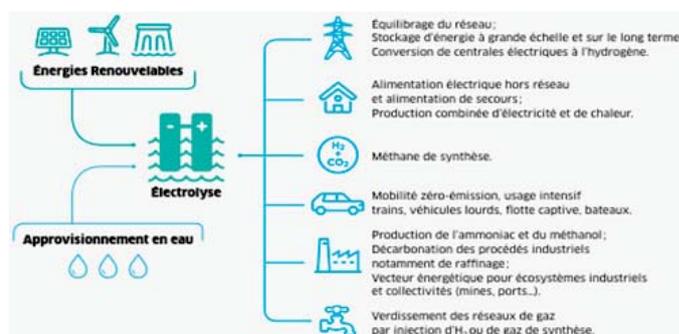


Figure n° 3 – Utilisations possibles de l'hydrogène vert²

Un exemple particulier de concept PtX est le « Power-to-Gas », dans lequel l'hydrogène vert peut être injecté dans un réseau de gaz naturel existant, et/ou converti en méthane de synthèse via le procédé de méthanation (avec consommation

¹Données internes Tractebel / Engie

²Données internes Tractebel / Engie

de dioxyde de carbone capté dans l'industrie / la mobilité), et/ou utilisé dans l'industrie / mobilité, et ou utilisé pour le chauffage, et/ou utilisé pour la génération d'électricité. L'électricité verte produite alimente l'électrolyse et/ou le réseau électrique. L'électrolyse est alimentée directement par les sources renouvelables et/ou via le réseau électrique.

Le concept de « Power-to-Gas » est illustré par la figure 4 suivante :

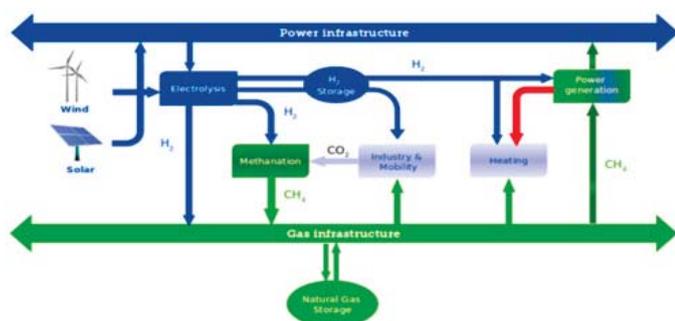


Figure n° 4 - Exemple de PtX : le Power-to-Gas

Le concept PtX étant particulièrement vaste, et la durée de cette étude étant limitée (dans le temps et au niveau des ressources engagées), le cadre de cette étude a été limité à l'examen de la filière hydrogène vert et de la filière ammoniac vert, comme suit :

- Filière hydrogène vert :
 - Production d'électricité renouvelable
 - Production d'eau pure
 - Electrolyse de l'eau
 - Compression de l'hydrogène
 - Stockage / transport de l'hydrogène
- Filière ammoniac vert :
 - Production d'électricité renouvelable
 - Production d'eau pure
 - Electrolyse de l'eau
 - Compression de l'hydrogène
 - Stockage / transport de l'hydrogène
 - Production d'azote
 - Synthèse de l'ammoniac
 - Stockage / transport de l'ammoniac

Note : en plus des maillons principaux des filières hydrogène et ammoniac vert listés ci-dessus, il y a également le traitement des effluents et l'éventuelle valorisation de l'oxygène (co-produit par l'électrolyse de l'eau).

Si l'option du dessalement de l'eau de mer est adoptée pour le dessalement de l'eau destiné

à l'électrolyse alcaline, les effluents à savoir la saumure est diluée dans l'eau de mer et la façon avec laquelle elle le sera faite est déterminée grâce au software CORMIX³.

Si d'autres ressources d'eau sont utilisées dans des zones éloignées du milieu marin, à titre d'exemple les eaux usées tertiaires. Les étangs d'évaporation sont utilisés.

1.2.1 Généralités à propos de l'hydrogène

L'hydrogène est :

- Le plus léger et le plus abondant
- L'hydrogène est le premier élément du tableau périodique des éléments. C'est l'élément chimique le plus léger, le plus abondant et l'un des plus anciens de l'univers
- Jamais seul
- Sur Terre, l'hydrogène se retrouve en grande majorité dans des molécules plus complexes, telles que l'eau ou les hydrocarbures. Afin d'être utilisé sous sa forme pure, il doit être extrait
- Inodore et non toxique
- C'est un gaz incolore, inodore, non métallique et insipide, dont la formule moléculaire est H₂

Les principaux avantages et inconvénients de l'hydrogène sont listés dans le tableau 1 suivant :

Principaux avantages de l'hydrogène	Principaux inconvénients de l'hydrogène
Il contient une grande quantité d'énergie par rapport à d'autres vecteurs énergétiques - Bois : 15 MJ/kg - Gasoil : 44,8 MJ/kg - Gaz naturel : 50 MJ/kg - Hydrogène : 120.5 MJ/kg	Sa faible densité : - Stocker l'hydrogène est vraiment un problème - L'efficacité de son transport est bien inférieure à celui du pétrole ou gaz.
Il est très abondant sur Terre	Il existe certains risques d'inflammabilité et détonation avec de l'air
Sa combustion n'émet aucun polluant	Le coût reste élevé
Il s'agit d'un gaz léger; il s'élève et se disperse rapidement dans des espaces ventilés et ouverts	

Tableau n°1: Principaux avantages et inconvénients de l'hydrogène

Les trois « couleurs » principales de l'hydrogène sont illustrées sur la figure 5 suivante :

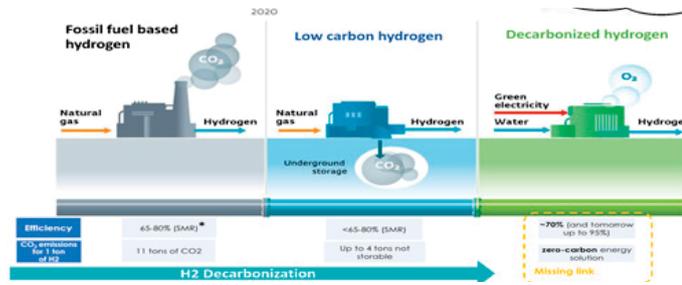


Figure n° 5 - Les différentes couleurs de l'hydrogène ⁴

L'hydrogène gris (dit fossile) est produit à base de matières premières fossiles, telles que le gaz naturel, les hydrocarbures liquides ou le charbon, avec émission d'environ 11 tonnes de dioxyde de carbone par tonne d'hydrogène produit.

L'hydrogène bleu (dit bas carbone) est produit d'une manière similaire à l'hydrogène gris, mais avec capture et séquestration d'une partie du dioxyde de carbone produit, avec émission d'environ 4 tonnes de dioxyde de carbone par tonne d'hydrogène produit.

L'hydrogène vert (dit décarboné) est produit par électrolyse de l'eau, à partir d'électricité provenant de source(s) renouvelable(s), sans émission de dioxyde de carbone.

Note : il existe également d'autres « couleurs » de l'hydrogène, telles que le violet ou le rouge (produit par électrolyse à partir d'électricité d'origine nucléaire), le turquoise (produit par pyrolyse de composés hydrocarbonés, avec co-production de carbone au lieu de dioxyde de carbone), ou le blanc (présent à l'état naturel dans le sol, encore mal connu).

Quelques chiffres clés concernant la production et l'utilisation actuelle de l'hydrogène dans le monde (figure 6) :

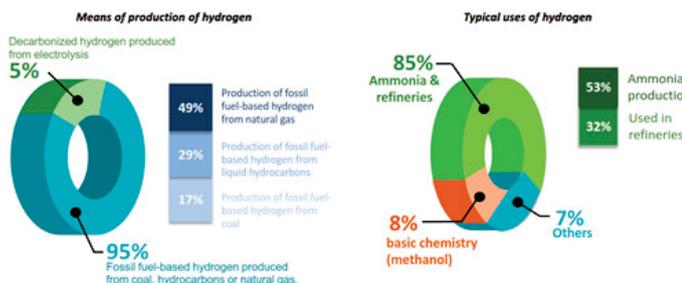


Figure n° 6 - Production et utilisation actuelle de l'hydrogène ⁵

1.2.2 Chaîne d'approvisionnement des technologies PtX (revue d'études existantes et projections futures)

Comme expliqué au chapitre 1.2, le cadre de cette étude est limité à la filière hydrogène vert et à la filière ammoniac vert ; ces deux filières sont décrites plus en détail dans les chapitres suivants.

1.2.2.1 Filière hydrogène vert

La filière hydrogène vert examinée dans le cadre de cette étude est schématisée sur la figure 7 suivante (se référer également au chapitre 1.2) :

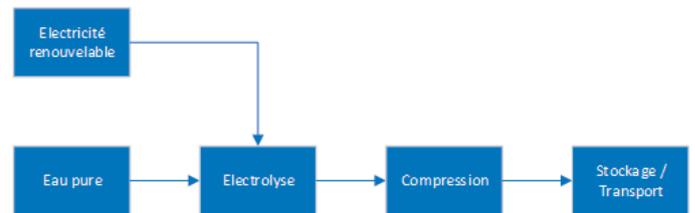


Figure n°7 - Filière hydrogène vert

Note 1 : en plus des maillons principaux de la filière hydrogène vert listés ci-dessus, il y a également le traitement des effluents et l'éventuelle valorisation de l'oxygène (co-produit par l'électrolyse de l'eau).

Note 2 : les différentes utilisations possibles de l'hydrogène sont décrites dans le chapitre 1.3).

1.2.2.1.1 Production d'électricité renouvelable

L'électricité renouvelable ou électricité « verte » servant à la production d'hydrogène vert peut provenir des sources suivantes : photovoltaïque, éolien (sur terre ou en mer), hydraulique ou thermique.

Le photovoltaïque, l'éolien et l'hydraulique sont des technologies déjà bien connues, existantes et éprouvées au stade industriel. La technologie des centrales électriques solaires n'est par contre pas encore arrivée au stade industriel.

Dans le cadre de cette étude, on se limitera à l'étude du potentiel d'utilisation du photovoltaïque et de l'éolien pour la production d'hydrogène vert en Algérie.

L'hydrogène vert peut être produit via un surplus d'énergie verte disponible (par exemple durant les heures de faible demande d'électricité) ou via des installations d'électricité verte dédiées (par exemple un champ photovoltaïque non liée au réseau électrique local).

La production d'une électricité verte étant la plupart du temps variable dans le temps (en fonction de

⁴ Données internes Tractebel / Engie
⁵ Données internes Tractebel / Engie

l'ensoleillement pour le photovoltaïque, et de la vitesse du vent pour l'éolien), dans certains cas, un complément d'électricité (verte ou non) provenant du réseau local peut permettre une meilleure rentabilité d'un projet, car cela permet de ne pas surdimensionner certains équipements (électrolyseurs et/ou stockage d'hydrogène) afin de satisfaire une demande non variable ou insuffisamment variable.

Des batteries peuvent également être utilisées (à la place ou en complément d'un stockage d'hydrogène) afin de « lisser » la variabilité de la production d'électricité verte par rapport à la demande en hydrogène.

Quelques données technico-économiques⁶ :

- Photovoltaïque :
 - Coût total pour une installation en 2030 : 686 USD / kWc
 - Opération et maintenance : 16 USD / kWc / an
- Eolien sur terre :
 - Coût total pour une installation en 2030 : 1226 USD / kW
 - Opération et maintenance : 21 USD / kW / an

1.2.2.1.2 Production d'eau pure

La production d'hydrogène vert par électrolyse nécessite de l'eau pure, de qualité déminéralisée (conductivité électrique < 5 $\mu\text{S}/\text{cm}$) voire désionisée (conductivité électrique < 1 $\mu\text{S}/\text{cm}$), en fonction de la technologie d'électrolyse utilisée. L'eau pure est produite à partir d'eau brute, qui peut être de l'eau de mer, de l'eau saumâtre, de l'eau industrielle, de l'eau potable, ou tout autre eau pouvant être traitée et purifiée.

L'eau pure peut être produite de manière industrielle à partir d'eau potable en suivant les étapes principales suivantes :

- Filtration
- Adoucissement
- Purification via osmose inverse ou à l'aide de résines échangeuses d'ions
- Polissage à l'aide de résines échangeuses d'ions ou d'électrodéionisation

L'eau potable peut être produite industriellement à partir d'eau de mer via les deux types principaux de procédés suivants :

- Procédés thermiques, tels que MSF (Multi Stage

Flash) et MED (Multi Effect Distillation)

- Procédé à membranes, tels que l'osmose inverse
- Note : il existe également des procédés hybrides, combinant thermique et membrane.

L'eau pure peut également être produite industriellement directement à partir d'eau de mer, en combinant les différentes étapes / procédés mentionnés ci-dessus.

Quelques données technico-économiques⁷ :

- Production d'eau pure à partir d'eau potable :
 - 1.5 à 2 litres d'eau potable par litre d'eau pure
- Production d'eau potable à partir d'eau de mer :
 - Procédé thermique : 2.5 à 5 litres d'eau de mer par litre d'eau potable
 - Séparation par membrane : 1.7 à 2.5 litres d'eau de mer par litre d'eau potable
- Production d'eau pure à partir d'eau de mer :
 - Procédé thermique : 3.8 à 10 litres d'eau de mer par litre d'eau potable
 - Séparation par membrane : 2.6 à 5 litres d'eau de mer par litre d'eau potable
- Surface nécessaire pour une unité de dessalement d'eau de mer :
 - Osmose inverse : 3.5 à 5.5 $\text{m}^3 / (\text{m}^3 / \text{h})$
 - Procédé MSF : 4.5 à 5.0 $\text{m}^3 / (\text{m}^3 / \text{h})$
 - Procédé MED : 4.5 à 7.0 $\text{m}^3 / (\text{m}^3 / \text{h})$

• Consommation énergétique d'une unité de dessalement d'eau de mer :

- Osmose inverse :
 - Electricité : 3.5 à 4.5 kWh / m^3
 - Chaleur : N/A
- Procédé MSF :
 - Electricité : 4 à 5 kWh / m^3
 - Chaleur : 78 kWh / m^3
- Procédé MED :
 - Electricité : 1 à 1.5 kWh / m^3
 - Chaleur : 69 à 78 kWh / m^3

Coût du dessalement en Algérie = 0.62 à 1.11 USD / m^3 ⁸.

Note : le coût d'investissement lié à la production d'eau pure représente seulement quelques pourcents du coût total d'investissement d'une usine de production d'hydrogène vert basée sur l'électrolyse ; l'impact sur le coût normalisé de production de l'hydrogène (LCOE) est également très faible.

⁷sources = Hydrogen and Renewable Gas Forum - Webinar - Water for hydrogen electrolysis : not a deal breaker - 25 February 2021 ; Desalination and Advance Water Treatment Economics and Financing - Corrado Sommariva - ISBN 0-86689-069-6

⁸source : Desalination projects economic feasibility - A standardization of cost determinants

⁶Données internes Tractebel / Engie

1.2.2.1.3 Electrolyse de l'eau

L'électrolyse de l'eau consiste en la dissociation électrochimique de l'eau en hydrogène et en oxygène, à l'aide d'un courant continu circulant entre deux électrodes (l'anode et la cathode) et d'ions circulant dans un électrolyte (liquide ou solide).

La réaction globale est la suivante : $H_2O + \text{électricité} \rightarrow H_2 + \frac{1}{2} O_2 + \text{chaleur}$

L'hydrogène est produit à la cathode, tandis que l'oxygène est produit à l'anode.

En théorie il faut 9 kg d'eau pure pour produire 1 kg d'hydrogène et 8 kg d'oxygène. En pratique, 10 à 11 kg d'eau pure par kg d'hydrogène sont nécessaires, en fonction de la technologie d'électrolyse utilisée, une partie de l'eau excédentaire pouvant être récupérée sous forme d'effluents liquides (nécessitant un traitement avant recyclage).

En théorie il faut 33.3 kWh d'électricité pour produire 1 kg d'hydrogène ; en pratique, environ 50 à 60 kWh par kg d'hydrogène sont nécessaires, à cause de la non-idéalité du processus d'électrolyse (cette énergie supplémentaire se retrouve dans la chaleur à évacuer). De plus, à cause de la dégradation des cellules d'électrolyse, la consommation électrique augmente d'environ 1 % par 8000 heures de fonctionnement, entraînant généralement la nécessité du remplacement de l'électrolyseur après une dizaine d'année.

Les trois types principaux d'électrolyse de l'eau (alcaline, PEM et SOEC) sont illustrées sur la figure 8 suivante :

L'électrolyse alcaline utilise un électrolyte liquide (hydroxyde de potassium 25-30%) au sein duquel circulent des ions OH⁻.

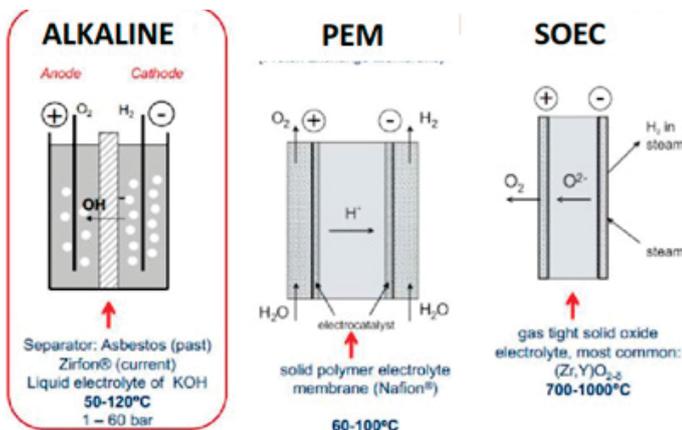


Figure n° 8 – Les trois types principaux d'électrolyse de l'eau⁹

⁹ Données internes Tractebel / Engie

L'électrolyse à membrane échangeuse de protons (PEM) utilise un électrolyte solide au sein duquel circulent des ions H⁺.

L'électrolyse à oxyde solide (SOEC) utilise un électrolyte solide au sein duquel circulent des ions O²⁻.

Note : en plus des trois types principaux d'électrolyse décrits précédemment, un autre type d'électrolyse à membrane échangeuse d'anions (AEM) est également en cours de développement.

Les principaux avantages et inconvénients des trois types principaux d'électrolyse sont listés dans le tableau ci-après :

Type d'électrolyse	Avantages principaux	Inconvénients principaux
Alcaline	Technologie la plus mature Coût le moins élevé Possibilité de travailler à une pression opératoire élevée	Utilisation de KOH Encombrement plus important Moins bon comportement dynamique
PEM	Pas de KOH Encombrement moins important Meilleur comportement dynamique Possibilité de travailler à une pression opératoire élevée	Technologie un peu moins mature Utilisation de métaux nobles Coût plus élevé Durée de vie plus faible / moins bien connue
SOEC	Meilleur rendement	Technologie en cours de développement Haute température Basse pression opératoire Coût très élevé

Tableau n° 2: Avantages et inconvénients principaux des différents types d'électrolyse

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.

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.

Pour une usine d'électrolyse de 100 MW (équivalent à environ 20000 Nm³/h ou 1800 kg/h d'hydrogène, et utilisant une superficie d'environ 5000 m²¹⁰), 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 plus des électrolyseurs, une série d'équipements sont nécessaires au fonctionnement d'une usine d'électrolyse, comme illustré sur la figure 9 suivante (configuration typique d'un électrolyseur alcalin) :

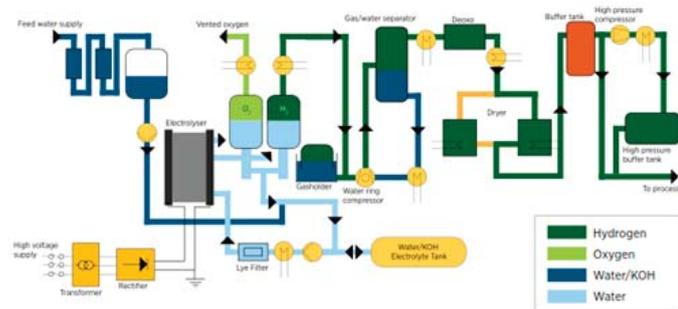


Figure n°9 - Configuration typique d'un électrolyseur alcalin¹¹

- Production d'eau pure : se référer au chapitre précédent
- Equipements électriques : transformateur (haute tension → basse tension, habituellement environ 400 V) puis redresseur (courant alternatif → courant continu)
- Système de gestion du KOH
- Système de refroidissement de l'électrolyseur
- Séparation et rejet de l'oxygène
- Séparation, lavage et récupération de l'hydrogène
- Purification de l'hydrogène (si requis, en fonction de l'utilisation de l'hydrogène en aval ; sans purification, la pureté de l'hydrogène est

en général déjà supérieur à 99.5 %v/v sur base sèche) :

- Elimination de l'oxygène résiduel par combustion catalytique
- Séchage
- Compression de l'hydrogène : se référer au chapitre suivant

Note : la configuration d'un électrolyseur de type PEM est un peu moins complexe, car il n'y a pas de système de gestion du KOH.

Quelques données technico-économiques sur l'électrolyse de l'eau :

	2020			2021		
Technologie	Alcaline	PEM	SOEC	Alcaline	PEM	SOEC
Pression opératoire (en bar abs)	< 30	< 70	< 10	> 70	> 70	> 20
Consommation électrique totale (en kWh / kg H₂)	50 à 78	50 à 83	45 à 55	< 45	< 45	< 40
Durée de vie (en millier d'heures)	60	50-80	< 20	100	100-120	80
Coût électrolyseur (en USD / kW)	270	400	> 2000	< 100	< 100	< 200
Coût total (en USD / kW)	500 à 1000	700 à 1400	-	< 200	< 200	< 300

Tableau n°3: Quelques données technico-économiques relatives à l'électrolyse de l'eau¹²

Quelques chiffres clés à propos du comportement dynamique des électrolyseurs :

- Plage de fonctionnement : de 5-10 à 100-125 %
- Temps de démarrage à froid : quelques dizaines de minutes
- Temps de démarrage à chaud : quelques secondes à quelques minutes
- Augmentation / diminution de puissance : de 50 % / s à 10 % / min

¹⁰ La superficie totale d'une usine d'électrolyse de 100 MW dépend de plusieurs paramètres, tels que : la technologie utilisée, le nombre d'unités d'électrolyse, la pression finale de l'hydrogène requise, l'exportation de l'hydrogène par gazoduc et/ou camions, l'existence préalable d'utilités aux alentours du site (par exemple : eau de refroidissement), etc.

¹¹ Green hydrogen cost reduction - Scaling up electrolyzers to meet the 1.5°C climate global - (IRENA 2020)

¹² Green hydrogen cost reduction - Scaling up electrolyzers to meet the 1.5°C climate global - (IRENA 2020)

Note : l'oxygène co-produit avec l'hydrogène est en général mis à l'évent, cependant il peut être récupéré (purifié et/ou comprimé) s'il existe une demande en oxygène pouvant justifier l'investissement supplémentaire dans des équipements de récupération de l'oxygène.

1.2.2.1.4 Compression de l'hydrogène

La compression de l'hydrogène sera a priori requise pour le transport et la distribution de l'hydrogène à grande échelle.

Cependant à petite échelle, il se pourrait, dans certains cas, que la compression de l'hydrogène ne soit pas nécessaire ; par exemple si le site de production est proche du site de consommation, avec une électrolyse sous pression, et sans besoin de stockage pour lisser l'intermittence de l'électricité verte par rapport à la demande en hydrogène.

La compression de l'hydrogène se pratique déjà actuellement en milieu industriel, mais pas encore à grande échelle.

Plusieurs technologies de compression de l'hydrogène sont déjà disponibles, en fonction du débit, de la pression, du taux de compression et de la pureté de l'hydrogène :

- Compresseur à vis, lubrifié, pour les débits moyens à grands
- Compresseur à piston, lubrifié ou non, pour les débits moyens
- Compresseur à membrane, non lubrifié (*), pour les petits débits
- Compresseur ionique, non lubrifié, pour les très petits débits

(*) Pas d'huile en contact avec l'hydrogène.

L'utilisation d'un compresseur centrifuge pour l'hydrogène (pur) est actuellement difficile à cause du faible taux de compression, ou de la nécessité d'augmenter significativement la vitesse de rotation, en raison de la très petite taille de la molécule d'hydrogène ; cependant des recherches visant à l'adaptation du compresseur centrifuge à l'hydrogène (principalement pour le transport à longue distance via gazoduc) sont actuellement en cours ¹³.

La compression électrochimique de l'hydrogène est également en cours de développement ¹⁴.

Actuellement, les compresseurs sans huile sont souvent privilégiés dans le domaine de la mobilité, afin de pas risquer de contaminer l'hydrogène. Pour d'autres applications, des compresseurs lubrifiés pourraient être acceptables, en fonction des contraintes de pureté de l'utilisateur final de l'hydrogène.

En général, les compresseurs d'hydrogène sont multi-étages, à refroidissement et éventuellement séparation d'eau intermédiaire.

Quelques données technico-économiques sur la compression de l'hydrogène ¹⁵ :

- Compression d'hydrogène saturé en eau à 40 °C de 0.02 à 20 barg :
 - Consommation électrique : environ 1.5 kWh / kg H2
 - Chaleur à évacuer : environ 1.9 kWh / kg H2
 - Eau récupérée : environ 0.7 kg / kg H2
- Compression d'hydrogène sec à 40°C de 20 à 200 barg :
 - Consommation électrique : environ 1.1 kWh / kg H2
 - Chaleur à évacuer : environ 1.1 kWh / kg H2
- Coût d'investissement total : environ 4000 USD / kg H2

Note : le coût de compression de l'hydrogène est relativement faible par rapport aux coûts de production globaux.

1.2.2.1.5 Stockage de l'hydrogène

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.

La figure 10 suivante illustre la densité de l'hydrogène en fonction des conditions de température et de pression :

¹³source = Challenges of compressing hydrogen for pipeline transportation with centrifugal compressors - Proceedings of Global Power and Propulsion Society - ISSN-Nr: 2504-4400 - GPPS Chania20- 7th - 9th September, 2020

¹⁴source : Zou, J., Han, N., Yan, J. et al. Electrochemical Compression Technologies for High-Pressure Hydrogen: Current Status, Challenges and Perspective. *Electrochem. Energ. Rev.* 3, 690-729 (2020). <https://doi.org/10.1007/s41918-020-00077-0>

¹⁵source = données internes Tractebel / Engie

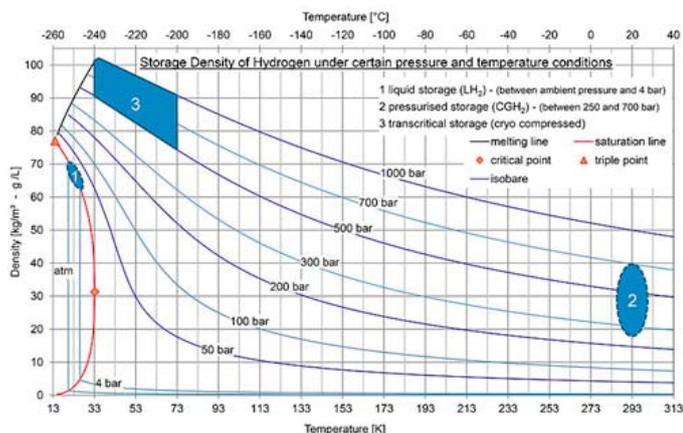


Figure n° 10 - Densité de l'hydrogène en fonction des conditions de température et de pression¹⁶

Note : 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.

Sous forme gazeuse

Le stockage de l'hydrogène sous forme gazeuse va généralement nécessiter la compression de l'hydrogène (se référer au chapitre 1.2.2.1.4 précédent).

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.

Les principaux types de stockage de l'hydrogène gazeux sont les suivants :

- Stockage basse pression :
 - Récipient sous pression, cylindrique, vertical ou horizontal (pouvant dans ce cas être installé dans un container, ou enterré, ou sous talus) ; pression opératoire limitée à quelques dizaines de bar (typiquement 30 bars), afin de limiter l'épaisseur des parois ; quantité d'hydrogène stockable limitée à quelques dizaines ou centaines de kg (en fonction des dimensions du récipient - diamètre et longueur)

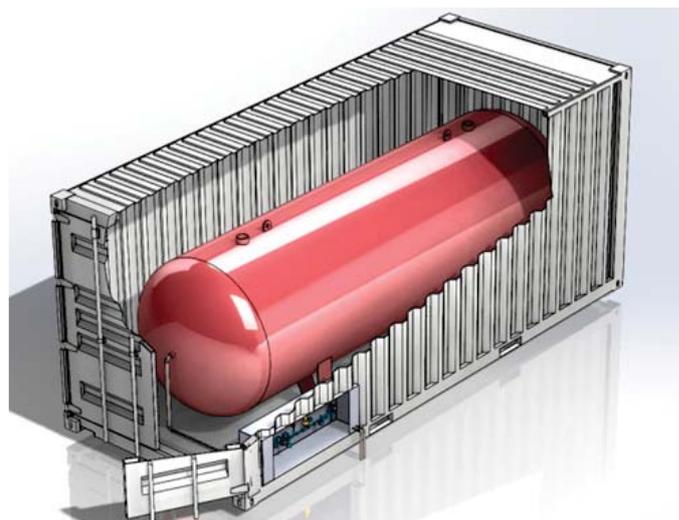


Figure n° 11 - Exemple de stockage basse pression en container¹⁷

- Stockage haute pression :
 - Multiples tubes (*), cylindriques, verticaux ou horizontaux, stationnaires ou montés sur un camion porte-tubes ; pression opératoire comprise entre 200 et 1000 bar ; 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

(*) il existe différents types de tubes (I, II, III et IV), en fonction de la composition des parois, de complètement métallique à complètement composite



Figure n° 12 - Exemple de stockage haute pression¹⁸

¹⁶ Internet

¹⁷ données internes Tractebel / Engie

¹⁸ (McPhy 2021) <https://mcphy.com/fr/>

- Stockage souterrain, par exemple en cavité saline, similaire à un stockage de gaz naturel ; pression opératoire d'environ 200 barg ; quantité d'hydrogène stockable pouvant atteindre plusieurs milliers de tonnes (en fonction des caractéristiques du stockage)

- Gazoduc, aérien ou enterré, similaire à un gazoduc de gaz naturel ; pression opératoire typiquement inférieure à 100 barg ; quantité d'hydrogène stockable dépendant du diamètre et de la longueur du gazoduc, de quelques centaines à quelques milliers de kg / km

Quelques données technico-économiques sur le stockage de l'hydrogène sous forme gazeuse (source = données internes Tractebel / Engie) :

- Coût total d'un stockage d'hydrogène à :
 - 30 barg : environ 1800 USD / kg H₂
 - 200 barg : environ 2200 USD / kg H₂
 - 500 barg : environ 3200 USD / kg H₂
 - 700 barg : environ 4200 USD / kg H₂

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.

La figure 13 illustre un exemple de procédé simplifié de liquéfaction de l'hydrogène (cycle de Claude).

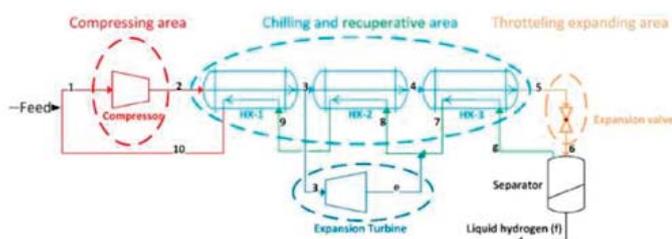


Figure n° 13 - Exemple de procédé simplifiée de liquéfaction de l'hydrogène : cycle de Claude¹⁹

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

¹⁹ (AFHYPC 2019)

²⁰ Source : Internet

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.

L'hydrogène liquide est stocké dans des réservoirs cryogéniques.



Figure n° 14 - Exemples de réservoirs d'hydrogène liquide²⁰

En 2018, la capacité de stockage la plus importante d'hydrogène liquide dans un réservoir sphérique était d'environ 4000 m³, et la littérature mentionnait que des sphères d'un volume de 15 000 m³ étaient réalisables (environ 30 m de diamètre) sans challenge technique majeur (source = données internes Tractebel / Engie). Pour des tailles supérieures, des réservoirs cylindriques verticaux similaires aux réservoirs utilisés actuellement pour le gaz naturel liquéfié devront être développés.

Quelques données technico-économiques sur la liquéfaction de l'hydrogène :

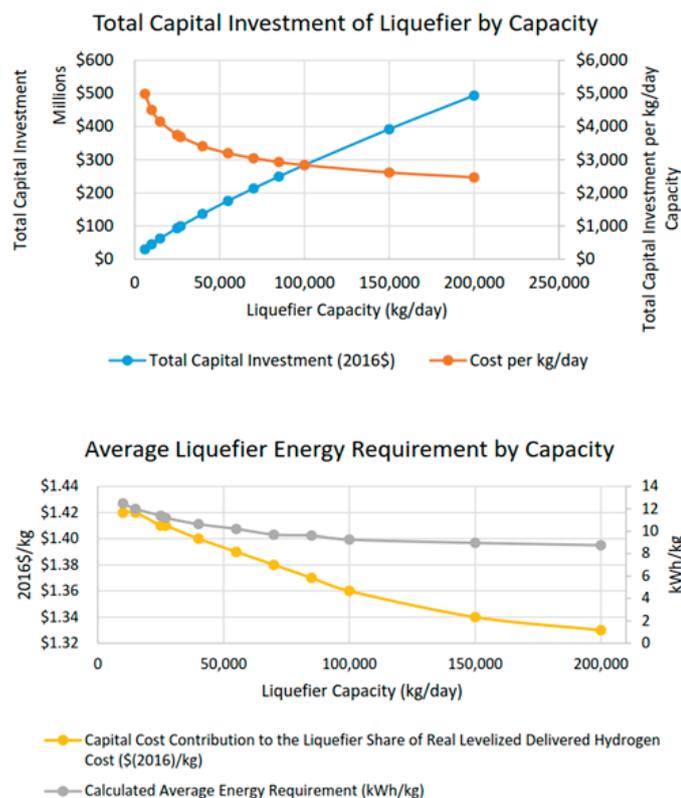


Figure n°15 - Coût et consommation électrique spécifique de la liquéfaction de l'hydrogène²¹

1.2.2.1.6 Transport de l'hydrogène

L'hydrogène pur peut être transporté principalement sous forme gazeuse ou sous forme liquide.

Note : après transformation, l'hydrogène peut également être transporté sous la forme d'un autre vecteur énergétique, tel que l'ammoniac, le méthanol, le méthylcyclohexane, etc.

Sous forme gazeuse

L'hydrogène sous forme gazeuse peut être transporté via :

- Gazoduc (voir explications plus détaillées plus bas dans le présent chapitre) :
 - Technologie existante, mais limitée à un total de quelques milliers de kilomètres dans le monde
 - Hydrogène pur, ou dilué dans du gaz naturel
 - Gazoduc existant, ou neuf
- Camion :
 - Technologie existante
 - Se référer au stockage d'hydrogène sous forme gazeuse haute pression multitubes, décrit précédemment :
 - Pression : 200 à 700 bars

²¹ (DOE 219)

- Quantité d'hydrogène : 300 à 1000 kg- Taille : équivalente à un container de 10 à 40 pieds (environ 3 à 12 m)

- L'utilisation généralisée de combustibles propres tels que l'hydrogène et l'ammoniac peut être entravée ou retardée en raison de problèmes liés au sous-développement des infrastructures et des chaînes d'approvisionnement de ces combustibles relativement nouveaux, en particulier dans l'industrie maritime, tels que le coût élevé de production, les exigences particulières en matière de stockage cryogénique et le coût élevé du transport du combustible.

- Compte tenu de la nature cryogénique des combustibles de soute proposés, le taux élevé de production d'eau bouillante de ces combustibles peut poser un problème en termes d'espace et d'exigences spéciales de stockage cryogénique.



Figure n° 16 - Concept de navire transportant de l'hydrogène comprimé

Injection limitée d'hydrogène dans une infrastructure gazière existante²²

De nombreuses études ont examiné les restrictions techniques du mélange de l'hydrogène dans l'infrastructure existante de gaz naturel ; ces études ont été résumées dans la littérature. Dans l'ensemble, la recherche suggère que les mélanges H₂ / GN de 5 à 15 %vol (ce mélange est également appelé hythane) ne nécessiteraient que des adaptations mineures à l'infrastructure du gaz naturel (telles que le remplacement éventuel d'anciens matériaux non compatibles avec l'hythane, l'adaptation éventuelle de dispositifs de comptage, l'adaptation ou le remplacement éventuel d'anciens brûleurs non adaptés à l'hythane, etc. D'une manière générale, chaque conversion éventuelle du gaz naturel vers l'hythane devra être étudiée au cas par cas). Du point de vue

²²Source: 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

de la sécurité, le risque d'incendie et d'explosion est semblable au gaz naturel pour les mélanges avec moins de 20 % d'hydrogène. L'intégrité des tuyaux ne devient une préoccupation supérieure qu'à 50 % de H₂. La principale restriction est dans les limitations d'utilisation des utilisateurs finaux. Bien que les appareils bien entretenus puissent gérer des mélanges jusqu'à 28 %, ceux mal entretenus ne peuvent pas manipuler d'hydrogène. De plus, les turbines à gaz stationnaires exigent des spécifications de carburant strictes. Ces systèmes peuvent devoir être modifiés pour faire fonctionner efficacement les mélanges d'hydrogène. En outre, les turbines à gaz ne peuvent pas supporter des variations inattendues de la concentration d'hydrogène, ce qui pourrait limiter l'utilisation d'électrolyseurs fonctionnant à l'excès intermittent d'électricité.

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

Création d'une infrastructure de gazoducs pour le transport d'hydrogène pur²³ :

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.

La densité énergétique de l'hydrogène étant inférieure d'un facteur 3 à celle du gaz naturel, cela ne signifie pour autant pas que trois fois plus de gazoducs d'hydrogène sont nécessaires pour transporter la même quantité d'énergie. Le débit volumique d'hydrogène peut être plus élevé que pour le gaz naturel, ce qui porte la capacité énergétique maximale d'un gazoduc d'hydrogène à une valeur maximale de 80 % de la capacité énergétique dont il dispose lors du transport du gaz naturel. De cette façon, un gazoduc de

48 pouces, l'un des types de gazoducs les plus larges du réseau gazier intra-UE, peut transporter environ 17 GW d'hydrogène (LHV), et un gazoduc de 36 pouces peut transporter environ 9 GW (LHV).

Cependant, l'optimisation du coût total de transport (gazoduc + stations de compression) devrait mener à opérer des gazoducs d'hydrogène à une capacité de transport inférieure à leur capacité théorique (respectivement 13 et 7 GW au lieu des 17 et 9 GW mentionnés ci-dessus), à cause de l'impact important des stations de compression.

Dans certains cas, il sera également plus intéressant financièrement de construire un nouveau gazoduc, plutôt que d'augmenter la capacité de transport d'un gazoduc existant.

Les principaux éléments du processus de conversion d'un gazoduc opérant au gaz naturel en un gazoduc opérant à l'hydrogène comprennent la purge de l'azote pour enlever les pièces indésirables, la surveillance des gazoducs pour identifier les fissures et le remplacement des vannes dans les cas où ces dernières sont opérationnelles depuis de longues périodes. De plus, les gazoducs convertis en hydrogène doivent être exploités à basse pression, bien que cela puisse être évité en ajoutant une couche de revêtement interne.

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. Selon les variations régionales des propriétés existantes du réseau, le remplacement partiel des vannes et des joints sera suffisant dans certaines régions, tandis que d'autres régions auront besoin d'un remplacement complet de l'équipement pour prévenir les fuites.

En termes d'impact sur l'intégrité structurale, en raison de différences dans les propriétés chimiques, l'hydrogène peut accélérer la dégradation des tuyaux grâce à un processus connu sous le nom de fragilisation de l'hydrogène, par lequel l'hydrogène induit des fissures dans l'acier. Il existe une gamme de solutions pour lutter contre

²³source: European Hydrogen Backbone - How a dedicated hydrogen infrastructure can be created - July 2020

cela, notamment : a) appliquer un revêtement intérieur pour protéger chimiquement la couche d'acier ; b) raclage (surveillance) des tuyaux pour vérifier régulièrement la largeur des fissures ; c) des stratégies opérationnelles telles que maintenir les pressions stables pour empêcher la formation initiale de fissures ; d) en utilisant de l'acier plus ductile de qualité inférieure. La solution optimale varie selon le pipeline, car elle dépend des besoins en capacité de transport, de l'état des pipelines existants et des compromis entre les dépenses d'immobilisations et les dépenses d'exploitation. De plus grands efforts de compression sont à prévoir avec l'hydrogène. Les points de vue sur l'impact de ces efforts de compression sur l'adéquation des types de compresseurs existants varient d'un opérateur à l'autre et d'un vendeur de compresseur à l'autre. Alors que certains voient un potentiel de modernisation des stations existantes, d'autres études suggèrent que les stations existantes pourraient ne pas être adaptées aux volumes de gaz plus élevés de l'hydrogène.

Cela fait du dimensionnement du compresseur un élément clé de l'optimisation globale du réseau, en particulier dans le cas de l'hydrogène, où les coûts de compression – investissement et exploitation – sont plus élevés que dans le cas du gaz naturel. Par conséquent, même si le réseau physique et les principes sous-jacents entre une dorsale du gaz naturel et de l'hydrogène sont similaires, la solution rentable variera d'une région à l'autre en raison de divers niveaux de disponibilité des pipelines, des besoins de compression, de la répartition géographique des points d'injection, des stratégies internes de régulation du revêtement et de la pression, de l'approche parallèle de la tuyauterie et des cadres réglementaires de recouvrement des coûts, entre autres facteurs.

Compte tenu de la composition chimique différente de l'hydrogène par rapport au méthane, les équipements de comptage devront probablement être adaptés. Toutefois, ces équipements ne représentent généralement qu'une petite partie des coûts totaux de l'infrastructure.

Quelques données technico-économiques²⁴:

- Hypothèses de base pour l'estimation des coûts de construction et rénovation d'une infrastructure de gazoducs d'hydrogène :

Cost parameter	Unit	Low	Medium	High
Pipeline (including gas metering) capex, new	M€/km	2.5	2.75	3.36
Pipeline (including gas metering) capex, retrofit	M€/km	0.25	0.5	0.64
Compressor station capex, new	M€/MW	2.2	3.4	6.7
Compressor station capex, retrofit	M€/MW _e	2.2	3.4	6.7
Electricity price	€/MWh	40	50	90
Depreciation period pipelines	Years		30-55	
Depreciation period compressors	Years		15-33	
Weighted average cost of capital	%		5-7%	
Operating & maintenance costs (excluding electricity)	€/year as a % of CAPEX		0.8-1.7%	

- Données d'entrée utilisées pour l'estimation des coûts d'investissement, d'opération et de maintenance, pour des gazoducs de 48 pieds de diamètre (DN 1200)

Cost parameter	Unit	Estimate / range
Pipeline capex, new	% of natural gas pipeline with similar diameter	110-150% ²⁷
Pipeline capex, retrofit	% of new hydrogen pipeline with similar diameter	10-35%
Compression capex, new	% of similar natural gas compressor	140-180%
Compression capex, retrofit	% of new built H ₂ compression capex (line above) compressor	100%
Gas metering station, new	% of similar natural gas metering station	110-120%
Gas metering station, retrofit	% of similar natural gas pipeline	20-40%
Valve and seal replacements ²⁸	k€/km	~40
Internal coating	k€/km	~40

Il est à noter que le transport de l'hydrogène par gazoduc représente une faible part du coût total de la filière de production et de transport de l'hydrogène vert.

Sous forme liquide

L'hydrogène sous forme liquide peut-être transporté via :

- Camion :
 - Technologie existante
 - Conception similaires à des camions de transport de GNL
 - Capacité : quelques dizaines de m³, équivalant à quelques tonnes d'hydrogène liquide



Figure n° 17 - Exemple de camion de transport d'hydrogène liquide

²⁴ Source = European Hydrogen Backbone - How a dedicated hydrogen infrastructure can be created - July 2020

• Navire :

- Fin 2019 Kawasaki a mis a lancé un premier navire dédié au transport d'hydrogène liquide, d'une capacité limitée à 1250 m³ ; taux d'évaporation de la cargaison : environ 0.4 %vol / jour

- Néanmoins le transport massif de l'hydrogène liquide, de manière similaire au GNL, reste encore au stade conceptuel (voir figure suivante)



Figure n°18 - Projet de navire japonais pour le transport d'hydrogène liquide en provenance d'Australie - capacité 2500 m³ liquide²⁵

1.2.2.2 Filière ammoniac vert

La filière ammoniac vert examinée dans le cadre de cette étude est schématisée sur la figure suivante (se référer également au chapitre 1.2) :

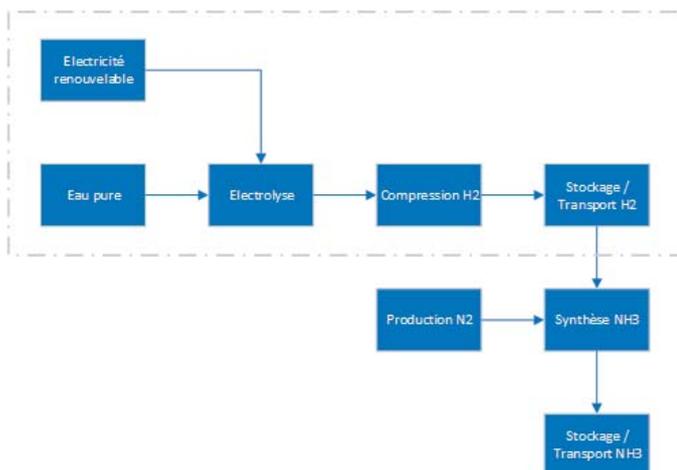


Figure n°19 - Filière ammoniac vert

En résumé, il s'agit de l'utilisation de l'hydrogène vert produit par électrolyse de l'eau (se référer au chapitre précédent) pour la production d'ammoniac.

Note 1 : en plus des maillons principaux de la filière ammoniac vert listés ci-dessus, il y a également le traitement des effluents et l'éventuelle valorisation de l'oxygène (co-produit par l'électrolyse de l'eau).

²⁵ AFHYAC 2019)

Note 2 : les utilisations possibles de l'ammoniac sont décrites dans le chapitre 1.3).

Production d'électricité renouvelable

Se référer au chapitre 1.2.2.1.1

Production d'eau pure

Se référer au chapitre 1.2.2.1.2

Electrolyse de l'eau

Se référer au chapitre 1.2.2.1.3

Compression de l'hydrogène

Se référer au chapitre 1.2.2.1.4

Stockage de l'hydrogène

Se référer au chapitre 1.2.2.1.5

Transport de l'hydrogène

Se référer au chapitre 1.2.2.1.6

Production de l'azote

L'azote nécessaire à la synthèse de l'ammoniac vert peut être produit industriellement à partir d'air atmosphérique via les trois procédés suivants :

- Séparation par membrane
 - Adsorption modulée en pression (en anglais : PSA = Pressure Swing Adsorption)
 - Séparation cryogénique
- Avec ou sans turbine de détente

Le choix du procédé (ou de la combinaison de procédés) dépendra essentiellement du débit et de la pureté de l'azote requis. A priori un procédé avec séparation cryogénique sera requis pour la production d'azote utilisé pour la synthèse d'ammoniac vert.

L'azote sera généralement produit à une pression de quelques bars, dès lors une compression supplémentaire sera requise en amont de la boucle de synthèse de l'ammoniac ; selon le cas, cette compression peut être combinée avec celle de l'hydrogène vert.

APSA Nitrogen generation unit

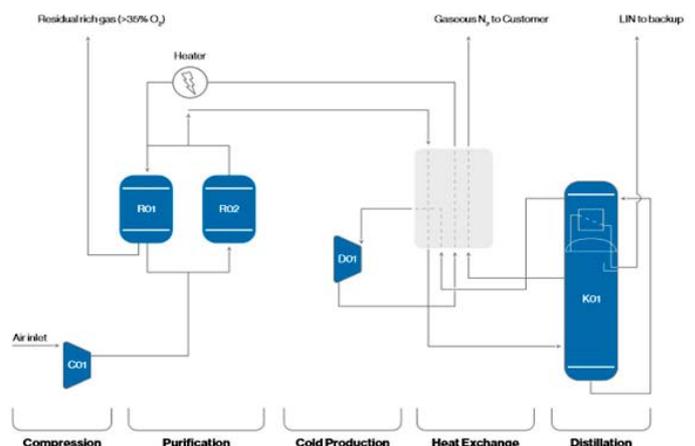


Figure n°20 - Exemple de procédé de production d'azote ²⁶

²⁶(Air Liquide 2020)

Quelques données technico-économiques²⁷ :

- Coût d'investissement : environ 4000 EUR / (Nm³ N₂ / h)
- Consommation électrique : environ 0.25 kWh / Nm³

1.2.2.2.1 Synthèse de l'ammoniac

L'ammoniac est synthétisé par réaction entre de dihydrogène et le diazote, en présence d'un catalyseur.

Réaction chimique de synthèse de l'ammoniac : $3 \text{H}_2 + \text{N}_2 \leftrightarrow 2 \text{NH}_3 + \text{chaleur}$

Bilan massique global de la synthèse d'ammoniac : 6 kg d'hydrogène + 28 kg d'azote donnent 34 kg d'ammoniac.

Il s'agit d'une réaction équilibrée et exothermique, favorisée par une haute pression (environ 150 barg) et une basse température ; en pratique une température suffisamment élevée (environ 300 °C) est nécessaire afin d'obtenir une vitesse de réaction suffisante, et un recyclage des réactifs (hydrogène et azote) non consommés est nécessaire afin d'obtenir leur conversion quasi totale.

La figure 22 suivante illustre un exemple de boucle de synthèse de l'ammoniac (procédé Haber-Bosch) :

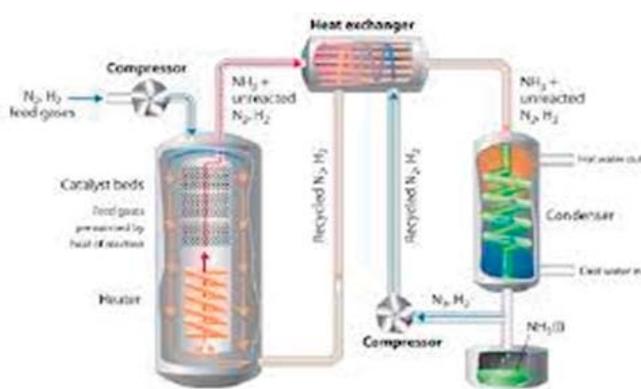


Figure n°21 - Exemple de boucle de synthèse de l'ammoniac

Note : une purge (non illustrée sur le schéma ci-dessus) est également requise afin de limiter l'accumulation des composés inertes (tels que l'Argon) dans la boucle de synthèse ; la quantité de gaz purgé dépend de la pureté des réactifs (H₂ et N₂).

Il existe plusieurs fournisseurs de procédé / équipements industriels relatifs au procédé Haber Bosch ; chaque fournisseur dispose en général

²⁷ source = données internes Tractebel / Engie

de son propre concept de boucle de synthèse (qui peut être différent de l'exemple illustré sur la figure ci-dessus).

Le mélange d'azote et d'hydrogène entrant dans la boucle de synthèse peut être produit par reformage d'un composé hydrocarboné (tel que le gaz naturel), ou par génération séparée de l'hydrogène (par électrolyse de l'eau) et de l'azote (par séparation de l'air).

La figure suivante illustre un procédé conventionnel de production d'ammoniac : production de gaz de synthèse par reformage de gaz naturel, ensuite purification de ce gaz en plusieurs étapes afin d'obtenir un mélange N₂/H₂ pouvant entrer dans la boucle de synthèse d'ammoniac :

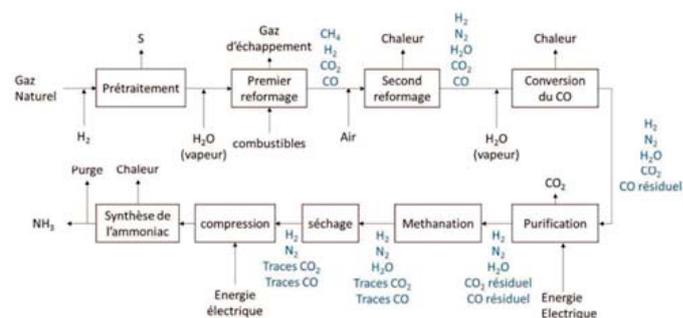


Figure n°22 - Procédé conventionnel de production d'ammoniac²⁸

Dans ce type de procédé, l'azote nécessaire à la synthèse de l'ammoniac est introduit via l'air au niveau du reformage secondaire.

Le reformage est endothermique, tandis que la conversion du CO (réaction dite WGS = Water Gas Shift) est exothermique.

La figure 24 suivante illustre un procédé alternatif de reformage de gaz naturel, n'impliquant pas de reformage secondaire ; dans ce cas, l'azote est fourni par une unité de séparation de l'air (ASU) :

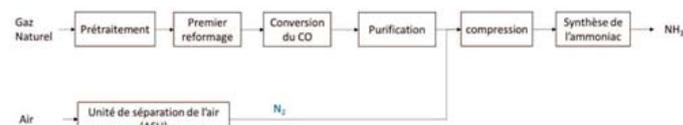


Figure n°23 - Procédé alternatif (Linde) de production d'ammoniac²⁹

En général, la boucle de synthèse de l'ammoniac (Haber-Bosch) est fortement intégrée énergétiquement au reformage du gaz naturel et aux étapes de purification ultérieures du gaz de synthèse ; un réseau vapeur plus ou moins

²⁸ Données internes Tractebel / Engie
²⁹ Données internes Tractebel / Engie

complexe permet de transmettre la chaleur et de produire de l'électricité au sein d'une telle usine. En cas d'injection d'hydrogène vert dans une installation existante basé sur le reformage du gaz naturel (en substitution à une partie de l'hydrogène gris produit par reformage), la quantité maximale d'hydrogène vert sera limitée (typiquement de l'ordre de 10 % de la quantité d'hydrogène total entrant dans la boucle de synthèse), à cause de l'intégration complexe entre reformage et boucle de synthèses.

La figure 25 suivante illustre un exemple de procédé de production d'ammoniac vert couplé à une production d'hydrogène vert par électrolyse de l'eau :

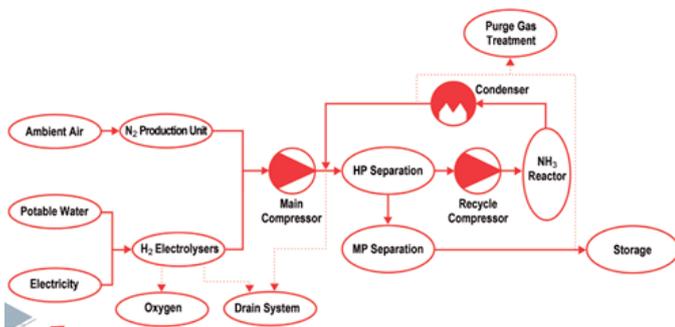


Figure n°24 Exemple de procédé de production d'ammoniac vert couplé avec électrolyse³⁰

Dans ce procédé, l'hydrogène et l'azote sont produits séparément (respectivement par électrolyse de l'eau et par séparation de l'air) avant injection dans la boucle de synthèse.

Il existe plusieurs développeurs (tels que ThyssenKrupp, Casale, Haldor Topsoe, Proton Ventures, KBR) de ce type de procédé (couplant électrolyse de l'eau, séparation de l'air et synthèse de l'ammoniac) : chaque fournisseur dispose en général de son propre concept (qui peut être différent de l'exemple illustré sur la figure ci-dessus).

Actuellement, l'électrolyse de l'eau (alcaline ou PEM) étant excédentaire en chaleur, il existe peu de synergie possible au niveau énergétique avec la boucle de synthèse (qui est également excédentaire en chaleur). Néanmoins le développement futur de la technologie SOEC (opérant à haute température, impliquant que l'eau est sous forme vapeur) pourrait permettre un couplage futur entre l'électrolyse et la boucle de synthèse, la vapeur nécessaire à la SOEC étant produite via la chaleur excédentaire de la boucle de synthèse

; il existe également un concept (par Haldor Topsoe) impliquant l'utilisation d'électrolyseurs de type SOEC installés en série, avec injection intermédiaire d'air, de manière à pouvoir se passer de la séparation de l'air.

Quelques données technico-économiques (source = données internes Tractebel / Engie)

- Coût de la boucle de synthèse : 5000 à 10000 USD / (kg NH₃ / h)
- Consommation électrique : environ 336 kWh / tonne NH₃
- Consommation de H₂ : environ 182 kg H₂ / tonne NH₃ (*)
- Consommation de N₂ : environ 875 kg N₂ / tonne NH₃ (*)

(*) Le total n'est pas égal à 1000 kg, car il y a une faible perte.

1.2.2.2 Stockage de l'ammoniac

L'ammoniac peut être stocké à l'aide des trois types principaux de stockage suivants :

- Pressurisé :
 - Petites capacités (jusqu'à quelques centaines de tonnes de NH₃)
 - Réservoirs cylindriques horizontaux
 - Pression opératoire variable, en fonction de la température ambiante
 - Pression maximale de conception supérieure à la température maximale ambiante
 - Pas de maintien en froid
- Semi-pressurisé :
 - Petites à moyennes capacités (jusqu'à quelques milliers de tonnes de NH₃)
 - Réservoirs cylindriques horizontaux
 - Pression opératoire variable
 - Pression de conception limitée (quelques bar)
 - Maintien en froid limité
- Atmosphérique :
 - Moyenne à grande capacité (plusieurs dizaines de milliers de tonnes de NH₃)
 - Pression opératoire quasi atmosphérique
 - Réservoirs cylindriques verticaux
 - Maintien en froid toujours nécessaire

Quelques données technico-économiques³¹:

- Coût d'un stockage pressurisé : 5000 USD / tonne NH₃

³⁰ <https://www.protonventures.com/>

³¹ source = données internes Tractebel / Engie

1.2.2.2.3 Transport de l'ammoniac

L'ammoniac peut être transporté à l'aide des quatre méthodes suivantes :

- Pipeline :
 - Acier carbone (risque de corrosion à prendre en compte) ou inoxydable
 - Aérien ou enterré
 - Opération en mode biphasique à éviter
 - Courte à longue distance
- Camion :
 - Stockage pressurisé ou semi-pressurisé
 - Petite capacité : environ 20 tonnes NH₃ par camion
 - Courte à moyenne distance
- Train :
 - Stockage pressurisé ou semi-pressurisé
 - Petite capacité
 - Moyenne à longue distance
- Navire
 - Stockage pressurisé, semi-pressurisé ou atmosphérique
 - Grande capacité
 - Longue distance ³²

Quelques données technico-économiques :

- Coût du transport par camion : 0.25 USD / tonne NH₃ / km
- Consommation d'un camion : 3.69 km / l

1.3 Utilisation actuelle du PtX et demande future

1.3.1 Secteur de l'industrie

1.3.1.1 Raffinage

L'Algérie est l'une des 10 premières économies d'Afrique avec un PIB estimé à 171.1 milliards de dollars en 2019 est un important producteur et exportateur de pétrole et de gaz naturel. L'Algérie dispose de 12,2 milliards de barils de réserves prouvées de pétrole et de 4,51 billions de mètres cubes de réserves prouvées de gaz naturel (GN). Le pétrole brut est traité en Algérie par des raffineries de pétrole, qui ont une capacité de distillation de pétrole brut de 25 565 Mt / an. Le principal producteur de pétrole brut est la compagnie pétrolière nationale Sonatrach³³.

L'hydrotraitement et l'hydrocraquage sont les

principaux procédés consommateurs d'hydrogène dans une raffinerie. L'hydrotraitement est utilisé pour éliminer les impuretés, en particulier le soufre (ce procédé est souvent appelé désulfuration). L'hydrocraquage est un processus qui utilise l'hydrogène pour transformer les huiles résiduelles lourdes en produits pétroliers de plus grande valeur. La demande d'hydrogène des raffineries est satisfaite grâce à l'utilisation de sous-produits sur place, à la production sur site dédiée ou aux fournitures commerciales. En moyenne, sur site, le sous-produit hydrogène ne répond qu'à un tiers de la demande d'hydrogène des raffineries. Le reste est couvert par l'approvisionnement en hydrogène sur proposition (production sur site ou approvisionnement commercial).

Actuellement, la consommation d'hydrogène dans les raffineries ne change pas. La tendance actuelle devrait se poursuivre dans le futur tandis que les spécifications des carburants devront se conformer à des niveaux acceptables en teneur en soufre, ce qui entraînera une demande accrue d'hydrogène. Au-delà de 2030, les tendances et politiques actuelles suggèrent que le rythme de la croissance de la demande d'hydrogène régressera.

La production d'hydrogène destinée aux raffineries en Algérie contribue substantiellement aux émissions des gaz à effet de serre. Produire de l'hydrogène de manière plus propre est donc essentiel pour parvenir à une réduction significative des émissions provenant des opérations de raffinage.

La production cumulative des trois usines atteint les 12 070 tonnes/j.

1.3.1.2 Utilisation et demande d'ammoniac dans l'industrie chimique

L'ammoniac est le deuxième produit chimique de synthèse le plus produit au monde, dont environ 80% est actuellement utilisé dans la production d'engrais. D'autres applications comprennent les explosifs et d'autres matières premières chimiques et pharmaceutiques, telles que l'acide nitrique et l'acrylonitrile.

Il existe trois complexes de production d'ammoniac en Algérie :

Sorfert Algérie est née en 2013 d'un partenariat entre OCI NV, actionnaire à 51% et Sonatrach à

³²source = données internes Tractebel / Engie

³³<https://www.aps.dz/economie/87320-petrole-l-eia-estime-les-reserves-prouvees-de-l-algerie-a-plus-de-12-mds-de-barils>

49%. La construction du complexe pétrochimique est confiée à OCI et Thyssenkrupp Industrial Solutions (TKIS) pour 1,6 milliard de dollars.

Le complexe pétrochimique de Sorfert Algérie est composé de deux unités d'ammoniac d'une capacité de 2 200 Tonnes/jour chacune, d'une unité de production d'urée granulée d'une capacité de 3 450 MT / j. Sorfert Algérie exporte 95% de sa production en urée et 100% en ammoniac.

Complexe d'ammoniac et d'urée à Arzew, en partenariat avec la société égyptienne "Orascom Construction Industries (OCI)" composé de deux unités d'ammoniac d'une capacité de production de 1,5 million de tonnes / an et d'une unité d'urée d'une capacité de production de 1,1 million de tonnes/an.

Complexe d'ammoniac et d'urée à Mers El Hadjadj (Arzew), en partenariat avec le partenaire omanais « Suhail Bahwan Group Holding / (SBGH) » composé de deux unités d'ammoniac d'une capacité de production de 1,3 million de tonnes / an et de deux unités d'urée avec une capacité de 2,3 millions de tonnes / Le groupe espagnol Fertiberia dispose de 2 centres de production en Algérie produisant entre 650 000 et 700 000 tonnes / an d'ammoniac à partir de ses usines d'Annaba et d'Arzew.

1.3.1.3 Fer et acier

L'acier primaire est produit par le procédé de haut fourneau basique à oxygène (BF-BOF), qui représente 90% de la production mondiale d'acier primaire, ou par réduction directe en combinaison avec un four électrique à arc (DRI-EAF), qui représente environ 7% de la production mondiale d'acier primaire (AIE 2019). La voie BF-BOF produit de l'hydrogène comme sous-produit, tandis que le DRI-EAF nécessite de l'hydrogène et du monoxyde de carbone comme agents réducteurs (ibid.).

Une option pour la production d'acier décarboné consiste à utiliser de l'hydrogène vert dans le processus de réduction directe du minerai de fer (DRI), qui utilise actuellement le gaz naturel comme agent réducteur (Lechtenböhmer et al.2016).

L'Algérie possède un complexe sidérurgique à El Hadjar dans la wilaya d'Annaba. Ce complexe industriel assure toutes les étapes de la production

de la fonte et de l'acier primaire. Le complexe sidérurgique produit au total 700 000 tonnes d'acier. Le complexe est géré par la société Sider El Hadjar. La production d'acier est assurée par le procédé basique de haut fourneau à oxygène (BF-BOF). Pour la production d'acier, un gaz réducteur, le dihydrogène H₂, est simultanément produit par la décomposition thermique de la vapeur d'eau, naturellement ou artificiellement présente dans l'air.

Le pays dispose de deux autres infrastructures de production d'acier secondaire: la première, Tosyali Algérie, est située dans la zone industrielle de Bethioua à 30 km d'Oran. Elle est dédiée à la création d'unités pour la production d'armatures en béton. La capacité de production initiale est de 1,2 million de tonnes de barres d'armature par an qui répondent à 28% de la demande du marché national. Le processus de fabrication d'acier liquide de Tosyali Algérie utilise des déchets ferreux en provenance de tout le pays comme matière première³⁴.

L'autre complexe, The Algerian Qatari Steel Company (AQS) a été créé en décembre 2013 et est le fruit d'un partenariat d'investissement entre la République algérienne et l'Etat du Qatar. Son capital social est de 58 610 000 000 dinars algériens. Il est détenu à 49% par Qatar Steel International (QSI), à 46% par le groupe industriel SIDER et à 05% par le Fonds national d'investissement (FNI). AQS opère dans la zone industrielle de Bellara, dans la commune d'El-Milia, (wilaya de Jijel), situé à 400 km de la capitale Alger, où il exploite un complexe sidérurgique d'une superficie totale de 216 hectares. La capacité de production initiale du Complexe est d'environ 2 millions de tonnes par an de tiges de fils et d'armatures en béton de différents diamètres.

1.3.1.4 Chaleur haute température dans l'industrie du ciment ou du verre

La chaleur représente une part importante de la demande énergétique industrielle et les combustibles fossiles sont la principale source de production de chaleur dans le secteur industriel. Pour des températures basses ou moyennes (< 400° C), l'utilisation directe de l'énergie solaire thermique peut être une solution viable, en particulier dans des pays comme l'Algérie à fort rayonnement solaire. L'hydrogène pourrait

également être une option pour générer la chaleur à haute température nécessaire à certaines applications industrielles, notamment la fusion, la gazéification et le séchage (AIE 2019).

Dans l'industrie du ciment, par exemple, des températures élevées sont nécessaires pour produire du clinker. Les industries du verre et de la céramique ont besoin de températures élevées dans leurs fours. En théorie, l'hydrogène vert pourrait être utilisé comme source de chaleur pour remplacer les combustibles fossiles dans ces secteurs; cependant, cette application de l'hydrogène est presque inexistante (AIE 2019) car l'hydrogène ne peut pas facilement remplacer les combustibles fossiles dans la plupart des secteurs, en raison des processus spécifiques et des propriétés spéciales de l'hydrogène (par exemple, vitesse de combustion élevée, faible transfert de chaleur radiatif, corrosivité, et conditions spéciales de stockage) (ibid.).

Par conséquent, l'utilisation de l'hydrogène nécessiterait une modification des procédés et la modification des systèmes de production, ce qui impliquerait des investissements considérables. Dans la plupart des cas, cela serait technologiquement et économiquement non viable³⁵. En conséquence, il ne semble pas y avoir de potentiel d'utilisation de l'hydrogène pour générer de la chaleur à haute température en Algérie à court et moyen terme. À long terme, le développement technologique pourrait offrir des opportunités, notamment en termes de construction de nouvelles installations industrielles. Ces opportunités potentielles devraient être ultérieurement étudiées et évaluées en détail par rapport à la production directe de chaleur à partir de l'énergie solaire.

1.3.2 Secteur des transports

Les carburants à base d'hydrogène pourraient également jouer un rôle important dans la décarbonation du secteur des transports. Théoriquement, les moyens de transport, y compris les voitures, les bus, les camions, les navires et les avions, pourraient à l'avenir être alimentés à l'hydrogène. En outre, l'hydrogène peut être converti en méthane, méthanol et ammoniac, qui peuvent être utilisés directement comme carburant ou encore convertis et valorisés en diesel synthétique, en essence ou en

kérosène. Les carburants synthétiques ne sont techniquement pas différents de leurs équivalents conventionnels et peuvent, par conséquent, être utilisés directement dans les moteurs à combustion sans nécessiter de changement technologique pour l'utilisateur final ou sans nécessiter d'investir dans de nouvelles infrastructures. Ces technologies ne sont pas encore compétitives par rapport aux carburants conventionnels et les niveaux de disponibilité technologique varient encore entre les différentes applications. Mais de nombreuses technologies devraient être prêtes pour des applications commerciales d'ici 2030.

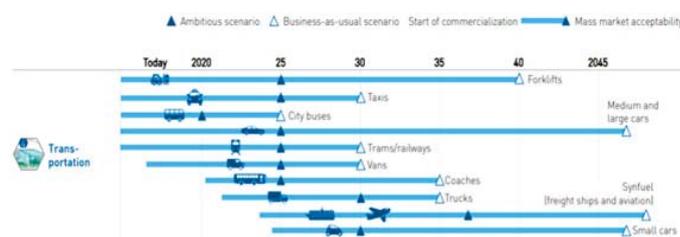


Figure n°25 Horizon pour le déploiement commercial de la technologie PtX pour différents modes de transport

Le secteur des transports en Algérie est responsable d'environ 29% des émissions de CO₂. Le secteur joue un rôle clé dans le développement économique du pays. Grâce à sa position géographique favorable au centre de la Méditerranée et à proximité des principales routes de navigation, le secteur des transports devrait également jouer un rôle essentiel dans la croissance

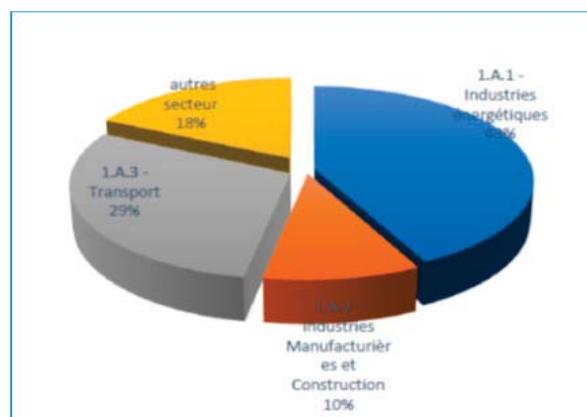


Figure n°26 Émissions de combustion en Algérie³⁶

économique future. L'hydrogène vert et les carburants synthétiques pourraient devenir une option future pour le transport durable en Algérie, mais la technologie n'est pas actuellement compétitive par rapport aux carburants conventionnels. De grandes structures

³⁵ (FCH 2 JU 2019)

³⁶ OULEBSIR, Karima. Etablissement d'un rapport sur l'inventaire des sources d'émission et des puits d'absorption de GES. September 2018

de soutien, des mécanismes d'incitation et des réglementations seraient nécessaires pour rendre ces carburants compétitifs. L'hydrogène vert et les carburants synthétiques à base d'hydrogène vert conviennent particulièrement à l'aviation, au trafic maritime, au transport ferroviaire et aux véhicules lourds tels que les autocars et les camions. L'aviation et le trafic maritime pourraient être des possibilités en raison de leur orientation internationale et de leur intégration dans les efforts mondiaux de protection du climat.

1.3.3 Tendances internationales de la demande de l'H2 et des e-carburants

L'utilisation mondiale d'hydrogène est actuellement dominée par les industries du raffinage et de la production d'ammoniac, qui utilisent principalement le gaz naturel comme matière première. La demande d'hydrogène avait régulièrement augmenté lors de la dernière décennie jusqu'à atteindre une capacité de 75 millions de tonnes/an en 2019. Cependant un changement de tendance a été enregistré en 2020. Toutefois, un rebond complet du marché de l'hydrogène est attendu en 2022. Dans un scénario de développement durable, l'IEA (2020) estime que la demande mondiale d'hydrogène sera multipliée par sept environ pour atteindre 520 millions de tonnes en 2070. L'utilisation directe d'hydrogène dans le secteur des transports pour les voitures, les camions et les navires représentera 30 % de l'utilisation d'hydrogène en 2070, tandis qu'environ 20 % de l'hydrogène sera utilisé dans la production de kérosène synthétique à partir d'hydrogène pour le secteur de l'aviation, et 10 % supplémentaires seront convertis en ammoniac comme carburant pour le secteur des transports maritimes, ce qui permet de répondre à près de la moitié de la demande totale de carburant pour les transports maritimes en 2070. L'industrie représentera 15 % de l'utilisation de l'hydrogène en 2070, principalement pour les produits chimiques, le fer et l'acier ; le secteur de l'électricité représentera près de 15 %, qui soutiendra la production flexible d'électricité ; et le secteur des bâtiments représentera 5 %, qui sera utilisé pour le chauffage des locaux et de l'eau, 5 % sous forme d'hydrogène mélangé au gaz naturel et au biométhane dans le réseau gazier, et 95 % sous forme d'hydrogène pur sera transporté dans de nouveaux gazoducs ou dans des gazoducs convertis²⁵. Nos recherches internes montrent

que, dans le contexte de l'UE, les e-carburants les plus demandés à l'avenir sont l'ammoniac, le méthanol et l'hydrogène direct.

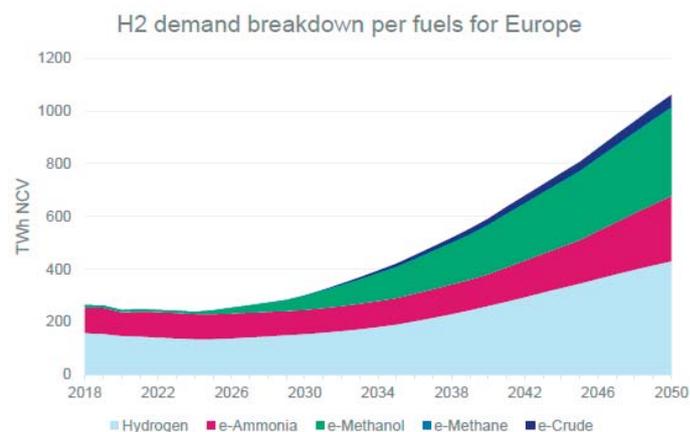


Figure 27 Future e-fuels demande for Europe ³⁷

1.4 Le système d'électricité algérien

1.4.1 Etat actuel du système d'électricité algérien

En 2019, la demande et la production de l'électricité augmentèrent à hauteur de 81.5 TWh. Le plus gros consommateur était le secteur résidentiel (33%). 27% ont été consommés par les industries (à l'exception de l'industrie de l'énergie). Le troisième gros consommateur était le secteur commercial (14%). 12% de la production d'électricité ont été perdus dans la transformation (consommation propre) et le transport de l'électricité. L'industrie de l'énergie a consommé 11% de l'ensemble de la production d'électricité.

Dans la production d'électricité, les turbines à cycle combiné (CC, 46.7%) et à gaz (TAG, 42.5%) ont majoritairement contribué. Les turbines à vapeur (TAV) ont contribué pour 9.4%. L'énergie PV + éolienne a représenté 0.9%, les groupes électrogènes et l'hydroélectricité 0.2% représentaient respectivement 0.4 et 0.2% de la production nationale d'électricité.

La figure 28 montre les structures respectives.

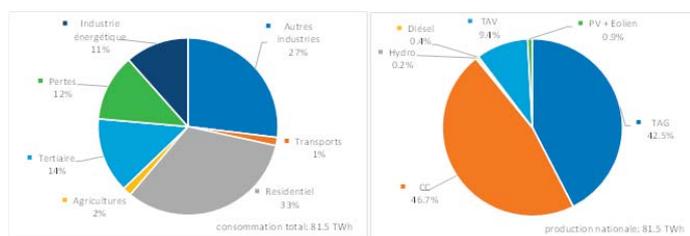


Figure n°28: Structures de la demande et de la production de l'électricité 2019³⁸

1.4.1.1 Profil de charge

La figure 29 suivante montre le profil de charge horaire pour 2019 basé sur des intervalles de 15 minutes du Réseau Interconnecté du Nord (RIN).

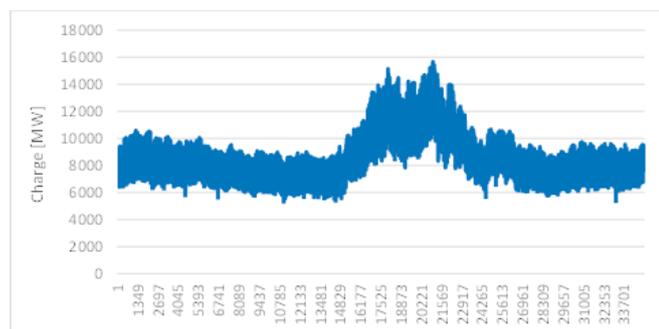


Figure n°29: Profil de charge horaire (en intervalles de 15 minutes) de 2019³⁹

Une forte saisonnalité peut être observée dans le profil de la demande: Normalement, la demande est d'environ 6 000 à 10 000 MW tous les mois sauf pendant les mois d'été de juillet et août. C'est en été que, tirée par la charge des systèmes de climatisation, la demande culmine et représente 9 000 MW jusqu'à près de 14 000 MW.

La figure 30 ci-dessous montre les courbes de charge quotidienne moyenne pour les différents mois de 2019

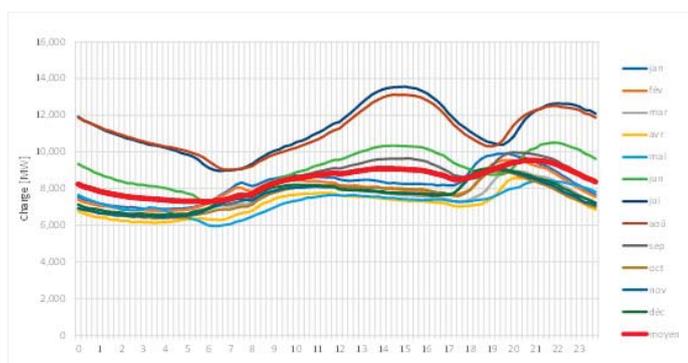


Figure 30: Profil de charge moyenne quotidienne par mois 2019⁴⁰

1.4.1.2 Importations et exportations d'électricité

Le réseau Algérien est connecté avec le réseau Marocain géré par ONE et le réseau Tunisien géré par la STEG. Les échanges avec ces réseaux voisins sont en général des échanges d'interconnexion visant à garantir la stabilité des réseaux interconnectés et non-pas de nature commerciale. Cependant, surtout pendant la saison d'été, le solde des échanges avec la Tunisie marque une augmentation importante (Figure n°32). Sonelgaz, importait un solde de

52 GWh pendant le mois de juillet en 2019 vers la STEG dont 82 GWh d'importation et 30 GWh d'exportation.

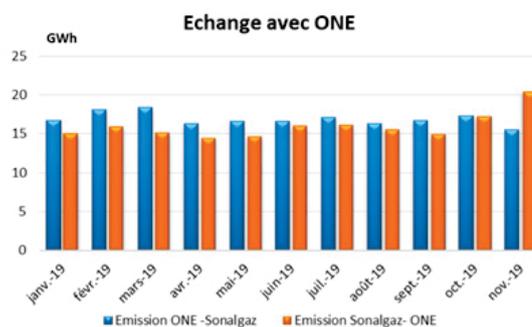


Figure n°31: Echange d'énergie avec ONE pour la période entre Janvier et Novembre 2019⁴¹

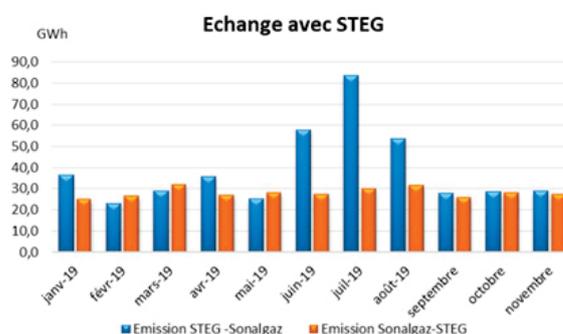


Figure n°32: Echange d'énergie avec la STEG pour la période entre Janvier et Novembre 2019⁴²

D'après les données historiques d'export et d'import d'énergie vers l'Algérie, publiées par IEA et illustrées dans la Figure n°33, il est clair qu'en moyenne, l'Algérie exporte plus d'électricité qu'elle n'en importe.

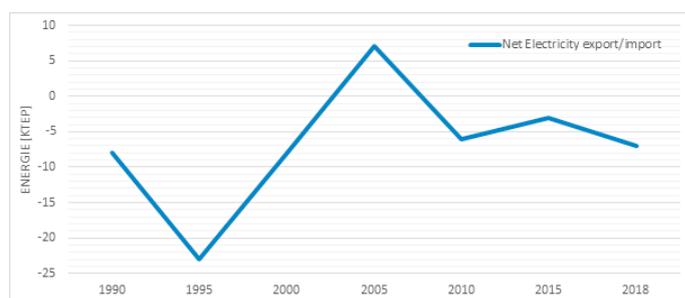


Figure n°33: Le solde d'exportation et d'importation d'électricité depuis et vers l'Algérie entre 1990 et 2018 ⁴³

1.4.1.3 Parc de production d'électricité algérien

En 2017, le parc des centrales algériennes comptait 19 471 MW de puissance installée⁴⁴. Sur la base des informations fournies par SPE pour le programme d'investissement 2018-2021 ainsi que sur la mise en service des centrales photovoltaïques de la CEREF, en 2021 on estime

³⁹(OS 2021)

⁴⁰(OS 2021b)

⁴¹Rapport statistiques mensuel Novembre 2019a

⁴²Rapport statistiques mensuel Novembre 2019b

⁴³(IEA 2020)

⁴⁴(SPE 2018)

qu'environ 30 470 MW sont installés⁴⁵.

La figure 34 montre la répartition du parc de la production d'électricité algérien par technologie.

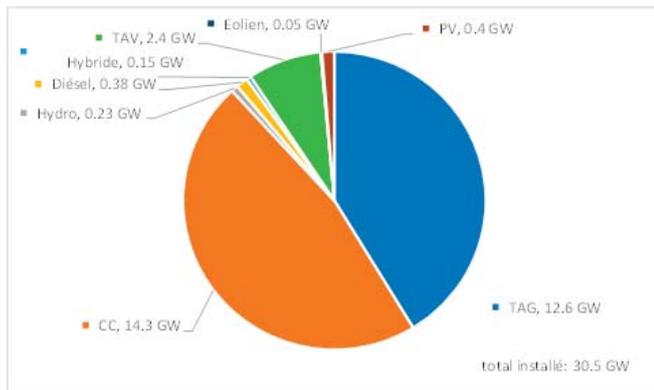


Figure n°34: Structure du parc de production algérien ⁴⁶

La carte suivante (figure 35) montre les centrales électriques de la Société Algérienne de Production de l'Electricité (SPE).



Figure n°35: Carte des centrales électriques algériennes de la SPE⁴⁷

1.4.1.4 Infrastructure de transport d'électricité, actuelle et prévue.

Il est important d'évaluer le réseau de transport actuel et futur pour évaluer les potentiels points de connexions des énergies renouvelables qui serviront à la production d'hydrogène vert.

Le transport d'électricité est principalement sous la responsabilité de la Société Algérienne de Gestion du Réseau de Transport de l'Electricité (GRTE). En 2012, la longueur totale du réseau

de transport était de 23 802 km avec un taux d'électrification de déjà 99.3%.

Comme le montre la carte dans la Figure n°36, le réseau interconnecté Algérien couvre le nord du pays, mais plus on descend vers le Sahara, plus le réseau devient clairsemé. L'Algérie est reliée aux réseaux voisins de la Tunisie et du Maroc par une ligne 440 kV chacun.

Pendant l'année 2020, 514 km de ligne de transport et une capacité de transformation d'environ 2 240 MVA ont été mis en service⁴⁸.



Figure n°36: Réseaux de transport d'électricité interconnectés algériens⁴⁹

1.4.2 Evolution de la demande de l'électricité

Saiah & Stambouli 2017 ont analysé l'évolution historique de la demande de l'électricité en Algérie (cf. graphe ci-dessous). Ainsi, la production nationale d'électricité a fortement augmenté. Le taux d'électrification nationale est passé de 63% en 1980 à 97% en 2012. Cette évolution met en évidence l'énorme effort de l'Etat mené dans ce domaine. En effet, la production d'électricité a connu une forte croissance. Elle est passé de 9 906 GWh en 1980 à 54 084 GWh en 2012. Cela correspond à une augmentation annuelle moyenne de 6.0%⁵⁰.

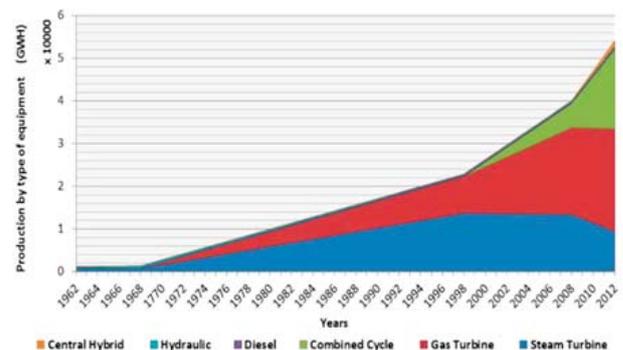


Figure n° 37: Evolution de la demande de l'électricité historique ⁵¹

⁴⁵(SPE 2018)
⁴⁶(SPE 2018)
⁴⁷(SPE 2018a)

⁴⁸(OS 2020)
⁴⁹<https://www.entsoe.eu/data/map/>
⁵⁰Saiah & Stambouli 2017.
⁵¹(Saiah & Stambouli 2017a)

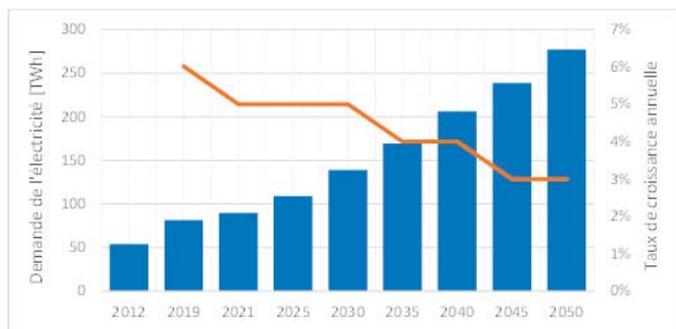


Figure n°38: Future évolution de la demande de l'électricité estimée ⁵²

De 2012 à 2019, la demande a également augmenté en moyenne de 6.0% par an⁵³. On estime que pendant la décennie jusqu'en 2030, la demande augmentera à un taux de 5%. Dans les décennies qui suivent 2030 et 2040, on suppose que la croissance de la demande ralentira à des croissances annuelles de respectivement 4% et 3%. La croissance estimée de la demande est donnée dans le graphique ci-dessus.

1.4.3 Evolution de la production d'électricité

En l'absence de plan directeur officiel d'expansion des capacités, le consultant a estimé la future capacité installée par technologie ainsi que leur future utilisation pour la production. Cette estimation suit les programmes d'investissement partiellement donnés et est largement orientée vers le plan d'expansion des capacités qui a été construit par Saiah & Stambouli 2017 ⁵⁴.

Étant donné que leurs prévisions étaient basées sur les capacités installées de 2012 ainsi que sur une prévision de la demande différente, le consultant les a adaptées pour correspondre aux capacités déjà installées ainsi qu'aux estimations faites pour la demande. Dans ce processus, le programme de déploiement des énergies renouvelables récemment révisé a également été intégré.

1.4.3.1 Plan d'expansion des énergies renouvelables

Le premier programme national pour le développement des énergies renouvelables et de l'efficacité énergétique (PNEREE) en Algérie a été adopté par le gouvernement Algérien en 2011. Ce programme a pour but d'atteindre 22 000 MW de puissance électrique fournie par des sources renouvelables. Ce plan est décrit dans le tableau 4 ci-dessous.

Etape	Action
2011-2013	Réalisation de projets pilotes totalisant une capacité de 110 MW pour tester les différentes technologies
2014-2015	Début du déploiement du programme avec l'installation d'une puissance totale de près de 650 MW
2016-2020	Déploiement à l'horizon 2020 d'une capacité minimale de 4600 MW, dont 2600 MW sont destinés au marché intérieur et 2000 MW à l'exportation.
2021-2030	Déploiement à grande échelle du programme en vue d'atteindre à l'horizon 2030 les objectifs respectifs de 12000 MW, prévus pour la consommation locale et 10000 MW à mettre sur le marché international.

Tableau n° 4: Planning de réalisation du programme (Version 2011) ⁵⁵gf

En 2015 ce plan a été révisé due à la baisse notable des coûts d'investissement et de production d'électricité à base de ressources renouvelables. Ce programme envisage l'installation de 22 000 MW d'énergie renouvelables d'ici 2030, soit le double de l'objectif du plan de 2011. Les objectifs par technologie ont été fixés selon deux phases comme indiqué dans le tableau n°5 .

	1 ^{ère} Phase 2015-2020	2 ^{ème} Phase 2021-2030	Total
Photovoltaïque	3000	10575	13575
Eolien	1010	4000	5010
CSP	0	2000	2000
Cogénération	150	250	400
Biomasse	360	640	1000
Géothermie	5	10	15
Total	4525	17475	22000

Tableau n° 5: Plan d'exécution du PNEREE révisé en 2015 [MW]⁵⁶

Cependant, jusqu'en 2020 seulement 390 MW de puissance photovoltaïque ainsi que 50 MW de l'éolien ont été installés. Un total de 440 MW qui provient de ressources renouvelables ce qui ne constitue que 9.9% de l'objectif planifié pour l'année 2020⁵⁷.

Le programme de développement des énergies renouvelables a été encore une fois révisé pendant l'année 2020. Les révisions prévoient 16.000 MW provenant exclusivement du solaire photovoltaïque à l'horizon 2035. 15.000 MWc sont destinés à être produits exclusivement par des centrales solaires connectées au réseau électrique national, dont une première tranche de 4.000 MWc est à réaliser à l'horizon 2024 alors que les 1.000 MWc restant sont à déployer en autonome à l'horizon 2030⁵⁸.

1.4.3.2 Evolution de la capacité installée

En se basant sur les programmes d'investissement partiellement donnés ainsi que sur le plan d'expansion des capacités qui a été construit par Saiah & Stambouli 2017, le consultant estime le développement de la capacité installée par technologie comme indiqué respectivement dans la figure 39 et le tableau n° 6. En ce qui concerne

⁵²(Saiah & Stambouli 2017b)

⁵³(Ministère de l'Énergie 2020)

⁵⁴(Saiah & Stambouli 2017a)

⁵⁵(CEREFÉ- 2020)

⁵⁶(Ministère de l'Énergie et des Mines 2021)

⁵⁷ (Younes Zahraoui et al.)

⁵⁸ (Algeria. Gouvernement 2020).

le développement des énergies renouvelables, le Consultant a pris en considération le programme de 2020 pour le PV. Comme ce programme ne donne pas d'objectifs pour les autres technologies, les objectifs pour 2030 du programme de 2015 ont été retenus pour les autres technologies. Également, le consultant a supposé une poursuite de l'expansion linéaire des capacités au-delà de 2030 et 2035 pour l'éolien et le PV respectivement. Comme pour les autres technologies aucune autre information sur leurs potentiels n'a été communiquée, leurs expansions ont été supposé constante après 2030.

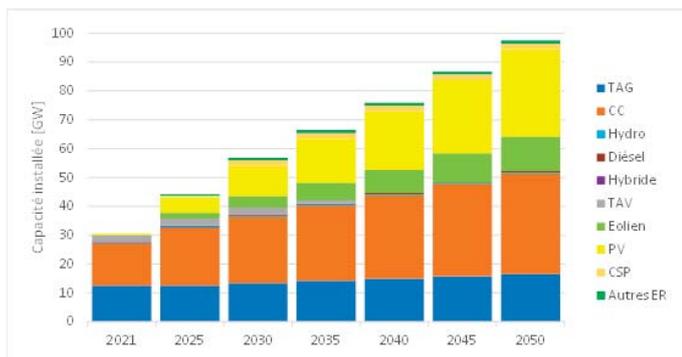


Figure n°39: Estimation de la capacité installée future par technologie

	2021	2025	2030	2035	2040	2045	2050
TAG	12.6	12.6	13.4	14.2	15.0	15.8	16.6
CC	14.3	14.3	23.0	26.0	29.0	32.0	35.0
Hydro	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2
Diésel	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4
Hybride	0.2	0.2	0.2	0.2	0.0	0.0	0.0
TAV	2.4	2.4	2.4	1.2	0.0	0.0	0.0
Eolien	0.05	0.05	4.0	6.0	8.0	10.0	12.0
PV	0.4	0.4	10.4	15.3	20.3	25.3	30.3
CSP	0.0	0.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0
Autres ER	0.0	0.0	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9
TOTAL	30.5	30.5	56.8	66.4	75.8	86.6	97.4

Tableau n° 6: Estimation de la capacité installée future par technologie [GW]

En conséquence, le photovoltaïque passera de quelque 0.4 GW aujourd'hui à quelque 30 GW d'ici 2050. On suppose que l'énergie éolienne

augmentera jusqu'à atteindre 12 GW en 2050. Le CSP et les autres technologies ER augmenteront leurs capacités d'ici 2030 à 2 GW et 0.9 GW respectivement et puis resteront constantes. La technologie prédominante CC sera encore étendue jusqu'à ce qu'elle atteigne une capacité de 35 GW en 2050. On suppose que la capacité des TAG n'augmentera que légèrement pour atteindre 16.6 GW en 2050. On estime que l'hydroélectricité et le diésel resteront à un niveau constant. Les TAV ainsi que la centrale hybride devraient être mis hors service après 2035. Au total, en 2050, l'installation de 97.4 GW de capacité est estimée. La part des énergies renouvelables passera de 1% aujourd'hui à 44% sur la base de la capacité totale installée.

1.4.3.3 Evolution du mix énergétique

En l'absence de plan directeur officiel d'expansion des capacités, le consultant a estimé la future production des différentes technologies installées basée sur le développement attendu des capacités installées ainsi que sur des facteurs de capacités pertinents pour chaque technologie dans le contexte algérien.

L'estimation de la production d'électricité future par technologie est présentée dans le graph et la table ci-dessous.

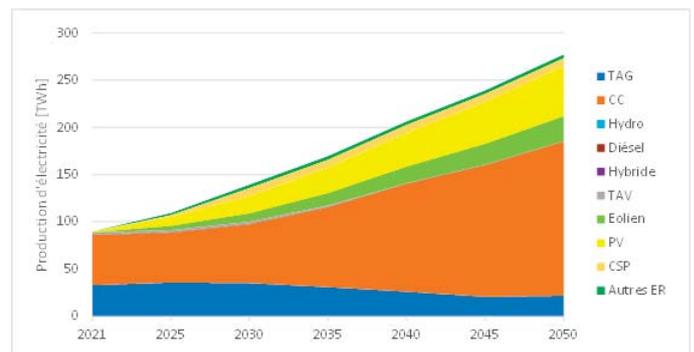


Figure n°40: Estimation de la production d'électricité future par technologie

⁵⁶(Ministère de l'Énergie et des Mines 2021)

⁵⁷(Younes Zähräoui et al).

⁵⁸(Algeria. Gouvernement 2020).

	2021	2025	2030	2035	2040	2045	2050
TAG	33.0	35.8	35.1	31.0	26.2	20.7	21.8
CC	53.1	52.9	62.4	84.7	114.2	139.4	163.2
Hydro	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2
Diésel	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3
Hybride	0.1	0.1	0.1	0.1	0.0	0.0	0.0
TAV	2.1	2.1	2.1	1.1	0.0	0.0	0.0
Eolien	0.1	4.4	8.8	13.1	17.5	21.9	26.3
PV	0.7	9.4	18.2	26.9	35.6	44.4	53.2
CSP	0.0	2.2	8.8	8.8	8.8	8.8	8.8
Autres ER	0.0	1.6	3.2	3.2	3.2	3.2	3.2
TOTAL	89.7	109.1	139.2	169.4	206.0	238.9	276.9

Tableau n° 7: Estimation de la production d'électricité future par technologie [TWh]

En conséquence, la production à base des CC sera encore augmentée et remplacera également en partie la production à base des TAG, moins efficace. En outre, la poursuite de l'expansion du photovoltaïque remplacera certaines parties de la production de pointe des TAG. Cependant, la production des TAG sera toujours nécessaire pour sauvegarder certaines parties de la production volatile basée sur le PV. Au total, la production photovoltaïque passera de 1 TWh aujourd'hui à quelque 53 TWh en 2050. La production éolienne passera quant à elle de 0.7 TWh à quelques 26 TWh. Ainsi, la part des énergies renouvelables dans le mix énergétique annuel évoluera de 1% en 2021 à 33% en 2050.

1.4.3.4 Evolution des coûts d'approvisionnement en électricité et des émissions de CO2

Sur la base de la trajectoire d'expansion de la capacité décrite ainsi que des chiffres de production détaillés dans la section précédente, le coût actualisé de l'approvisionnement en électricité (LCOE) a été déterminé. Il représente 65.57 EUR/MWh pour la période 2021-2050. La figure suivante montre l'évolution des coûts spécifiques annuels de l'électricité. Les prix indiqués sont donnés en terme réel et sont basés sur un prix du gaz naturel de 5 USD/mmbtu indexé avec la projection des prix réels de l'EIA.

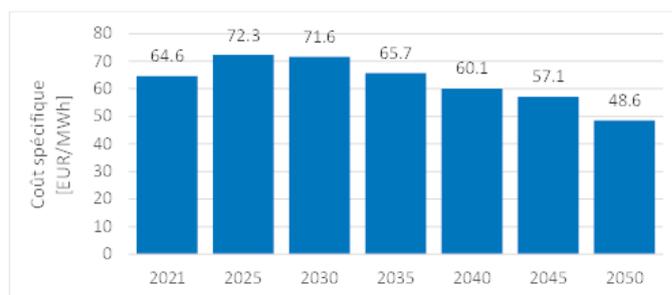


Figure n°41: Estimation des futurs coûts d'approvisionnement en électricité spécifiques (EUR2021/MWh)

On constate que les coûts spécifiques atteignent leur maximum en 2025 avec une valeur de 72.29 EUR/MWh. Après 2025, ils baisseront progressivement jusqu'à atteindre 48.56 EUR/MWh d'ici 2050. La baisse des coûts d'approvisionnement est principalement due (i) à l'importance accrue des CC pour remplacer la production des TAG moins efficace ainsi qu'à (ii) la part toujours croissante de la production photovoltaïque et éolienne ainsi que la réduction prévue des coûts essentiels de l'équipement des centrales photovoltaïques et éoliennes.

La baisse de la production des TAG les moins efficace ainsi que la part croissante de la production PV et éolien contribuent à une diminution essentielle du facteur d'émission du réseau de 493 t CO₂ / MWh actuel à 270 t CO₂ / MWh en 2050. Le développement de cette tendance est illustré dans la figure suivante.

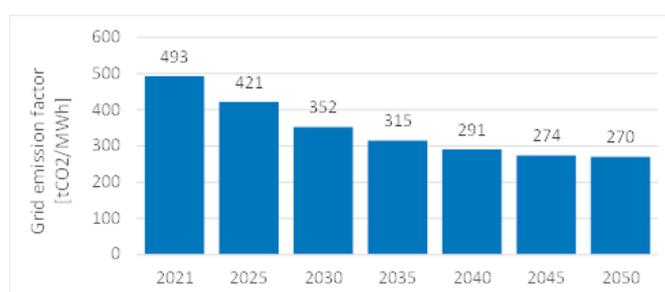


Figure n°42: Estimation du facteur d'émission du réseau

1.4.4 Application potentielle et demande de H2 vert dans le secteur de l'électricité

D'une manière générale, on pourrait penser à deux options d'application de l'hydrogène vert dans le secteur électrique algérien :

1. Co-combustion de H2 vert dans les centrales électriques au gaz

La plupart des designs de turbines à gaz naturel existants peuvent déjà gérer une part d'hydrogène de 3 à 5% et certaines peuvent prendre en charge

des parts de 30% ou plus. Si, à partir de 2030, un pourcentage croissant (indiqué dans le tableau ci-dessous) de la consommation de gaz naturel pouvait être remplacée par de l'hydrogène, la quantité d'hydrogène suivante serait nécessaire :

		2021	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Consommation du gaz naturel	[10 ⁶ GJth]	788	819	874	951	1,067	1,166	1,335
Taux de conversion	[%]	0%	0%	5%	13%	30%	65%	100%
Consommation à remplacer par H2	[10 ⁶ GJth]	0	0	44	119	320	758	1,335
Quantité de H2 requise	[ktpa]	0	0	364	991	2,668	6,315	11,121

Tableau n° 8: Estimation de la quantité d'hydrogène pour remplacer une partie de la consommation du gaz naturel dans les centrales électriques algériennes

Si une partie de la demande en gaz était progressivement couverte par de l'hydrogène, plusieurs avantages pourraient en découler. Dans un premier temps entre 2500 mtpa d'émissions de CO₂ en 2030 jusqu'à 74 900 mtpa en 2050 pourraient être économisées chaque année. Également, l'Algérie pourrait économiser l'équivalent de sa consommation en gaz naturel sur 10 ans compte tenu de la consommation nationale actuelle de gaz pour la production d'électricité.

2. Stockage à long terme de l'électricité

À l'avenir, l'hydrogène pourrait être considéré comme un moyen stockage à long terme de l'électricité. Cela permettrait de stocker la production d'électricité basée sur des ER lorsqu'elle est en excès, pour l'utiliser en période de forte demande et / ou de moindre injection d'ER dans le système. En effet, étant donné le plan d'expansion des capacités décrit, avec 30 GW PV et 12 GW éolien d'ici 2050, des problèmes d'équilibrage du système pourraient survenir pendant les mois hors pointe, lorsque la charge en journée atteindrait environ 25 GW. Théoriquement, des électrolyseurs pourraient être utilisés pour convertir la production quotidienne excédentaire qui ne peut pas être absorbée par le système en hydrogène pour une reconversion ultérieure en électricité soit dans les piles à combustible, soit directement dans les turbines à gaz. Cependant, étant donné le faible rendement de conversion

de l'électricité en hydrogène puis de nouveau en électricité, il est jugé plus économique de stocker l'excès d'électricité dans les systèmes de stockage purement électriques (tels que les batteries) pour leur utilisation ultérieure. Cela semble également pertinent étant donné que l'électricité ne doit pas être stockée pendant une longue période, mais plutôt à court ou moyen terme pendant quelques heures pour son utilisation le soir et la nuit lorsqu'il n'y a plus d'injection PV.

1.5 Infrastructure du gaz naturel

1.5.1 Infrastructure de transport de gaz, actuelle et prévue

Le réseau de transport du gaz est passé de 6 105 km en 2005 à 19 258 km en 2016 et passera à 27 291 km en 2027, soit un taux d'accroissement annuel moyen de 10.8% sur la période 2005 - 2016 et 2.9% sur la période 2017-2027. En 2021, le réseau de transport de gaz couvre 20 705 km et totalise une capacité de 404 342 mtpa. Tableau n° 9 décrit le réseau en détail ainsi que la capacité réservée et disponible. Figure n°43 montre la carte du réseau de transport de gaz en Algérie.



Figure n°43: Cartographie actuelle du réseau de transport ⁵⁹

Réseau	Nombre de STC	Longueur [km]	Capacité [mtpa]		
			Réelle	Réservée	Disponible
Réseau Sud	8	8 060	140 160	80 556	59 604
Réseau Nord	14	12 645	264 182	148 911	115 271
Total	22	20 705	404 342	229 467	174 875

Tableau n° 9: Réseau de Transport de gaz ⁶⁰

Concernant des gazoducs pour l'export and import international de gaz naturel, il existe quatre gazoducs qui connectent l'Algérie avec l'Afrique du Nord et l'Europe. Les longueurs et capacités de ces gazoducs sont listées dans le Tableau n° 10. Figure n° 44 illustre la carte des gazoducs

⁵⁹(Sonatrach 2021)

⁶⁰(Sonatrach 2021)

qui départent principalement de Hassi R'Mel, le principal gisement de gaz d'Algérie.

Caractéristiques du gazoduc	Gazoduc Enrico-Mattei (ex-Transmed)	Gazoduc Pedro-Duran-Farell (ex-GME)	Medgaz (ouest)	Galsi (Est)
Réseau	Algérie-Italie via la Tunisie et la Sicile	Algérie-Espagne via le Maroc	Hassi R'mel, Beni Saf (Algérie) Et Almeria (Espagne).	Hassi R'mel, ElKala (Algérie), Cagliari, Olbia (Sardaigne) et CD Pescaia (Italie)
Longueur	550 km	716 km	747 km	1470 km
Capacité	25 Gm3/an (GN en 1996)	12 Gm3/an (GN en 2003)	8-10 Gm3/an (GN)	8-10 Gm3/an (GN)

Tableau n° 10: Caractéristiques du réseau de Gaz Naturel en Afrique du Nord⁶¹

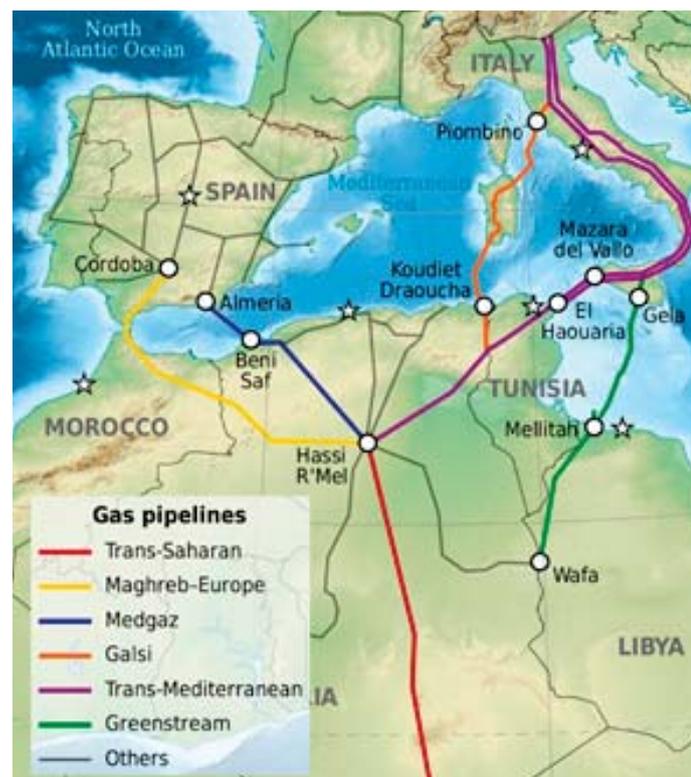


Figure n° 44: Carte des Gazoduc en Afrique du Nord

1.5.2 Ports et terminaux de GNL actuels et prévus

L'Algérie possède deux terminaux GNL dans les villes Arzew et Skikda sur le littoral de la mer méditerranéenne. Ces deux ports sont visibles sur la carte dans la Figure n°45 ainsi que les routes de transport notamment vers l'Europe.

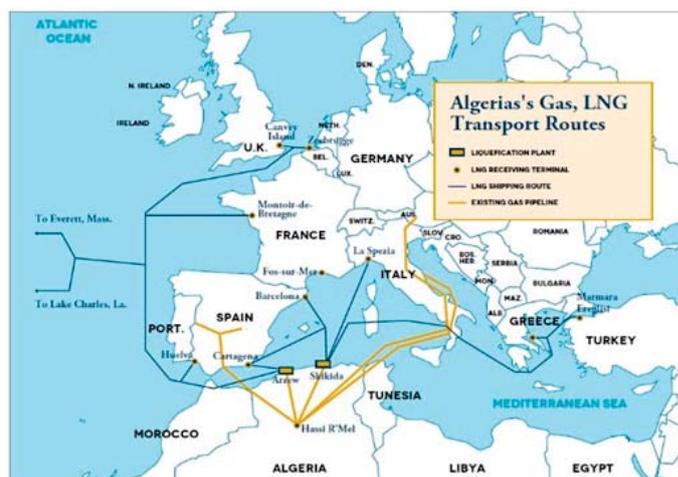


Figure n°45: Les routes de transport GNL et Gas de l'Algérie.⁶²

Le terminal Arzew/Bethioua se compose en 13 trains de liquéfaction de gaz naturel, d'une capacité totale de 20.8 millions de tonnes par an (mtpa). Selon le rapport annuel 2020 du groupe international des importateurs de gaz naturel liquéfié, Bethioua GL1-Z avait une capacité nominale totale de 7.9 mtpa et Bethioua GL2-Z avait une capacité nominale totale de 8.2⁶³ mtpa et il possède six trains chacun. Arzew GL3-Z est un nouveau train de liquéfaction unique, d'une capacité de 4.7 mtpa qui a été mis en service en novembre 2014⁶⁴. Ces terminaux GNL appartiennent à Sonatrach, une société publique algérienne de ressources en hydrocarbures.

Le terminal de Skikda se compose actuellement de quatre trains d'une capacité totale de 7.7 millions de tonnes par an (mtpa)⁶⁵. Trois trains font partie de la construction initiale et un train est une nouvelle addition suite à l'explosion de 2004. Ces terminaux GNL appartiennent aussi à Sonatrach. Jusqu'en 2004, Skikda se composait de six trains de liquéfaction de gaz, d'une capacité totale d'environ 5 mtpa. Les trains ont été construits entre 1972 et 1981. Lors d'une explosion en 2004, trois des six trains ont été détruits et un seul a été reconstruit. GL1K, le train reconstruit a une capacité de 4.5 mtpa et est le seul en opération selon le rapport annuel 2020 du groupe international des importateurs de gaz naturel liquéfié⁶⁶.

⁶¹(Bouziane Mahma et al.2009)

⁶²Site de l'ambassade Algérienne aux Etats Unis, <https://www.algerianembassy.org/economy/oil-and-gaz-energy.html>

⁶³International Group of Liquefied Natural Gas Importers, April 29, 2020.

⁶⁴Global Energy Observatory, June 2017.

⁶⁵International Group of Liquefied Natural Gas Importers, June 2017.

⁶⁶International Group of Liquefied Natural Gas Importers, April 29, 2020.

1.6 Politiques, mécanismes de soutien et cadre réglementaire

1.6.1 Production d'énergie renouvelable

1.6.1.1 Objectifs de la politique

En termes d'énergie, l'Algérie est toujours dépendante principalement des énergies fossiles. Les débats de ces dernières années sur la période post-pétrolière ont encouragé l'intérêt pour les énergies renouvelables à grande échelle. En conséquence, l'éolien, le solaire et la biomasse ont reçu le soutien du gouvernement.

L'Algérie a fait du développement des énergies renouvelables une priorité nationale avec le Plan national de développement des énergies renouvelables, qui vise à faire en sorte que les sources renouvelables représentent au total 15 000 MW d'ici 2035, dont 4 000 MW d'ici 2024.

L'objectif associé à ce programme est de permettre non seulement l'économie de près de 240 milliards de m³ de gaz naturel et d'éviter ainsi l'émission de 200 millions de tonnes de CO², mais également le développement effectif d'un tissu de PME sur l'ensemble de la chaîne de valeur des composants dédiés aux énergies renouvelables.

1.6.1.2 Mesures incitatives et mécanismes de soutien

La promotion de l'investissement dans la production d'électricité à partir des énergies renouvelables nécessite un cadre législatif favorable et des mesures d'incitation attractives. En ce sens, l'Algérie a adopté un ensemble de lois qui définissent clairement les garanties, les aides financières et les incitations fiscales, accordées aux entreprises publiques et privées, pour susciter l'intérêt d'investir dans le secteur des énergies renouvelables.

Parmi les mesures incitatives les plus attractives, le gouvernement a augmenté sa participation financière à 1% des redevances pétrolières. De même, la loi n° 14-10 a annoncé la fermeture du Fonds national pour la maîtrise de l'énergie, avec le transfert de ses fonctions au FNERC.

Plus tard, le décret exécutif n° 13-218 de 2013 adopté a identifié les mesures d'incitation à prendre pour stimuler la production d'électricité renouvelable. Ainsi, le gouvernement s'était

engagé à accorder des primes pour les coûts de diversification de la production d'électricité à partir de sources d'EnR d'une part, et, d'autre part, à acheter toute l'électricité renouvelable, produite par des entreprises publiques et privées, à un prix supérieur au coût de production entière.

1.6.1.3 Lois et réglementations

Le cadre législatif est conçu pour encourager les investissements dans les énergies renouvelables et l'efficacité énergétique ainsi protéger l'environnement. La loi n° 99-09 de 2009, toujours en vigueur, a été la première à définir le cadre réglementaire et les objectifs moyens de la politique de maîtrise de l'énergie. Cette loi vise à rationaliser la consommation d'énergie endogène, à promouvoir la production d'électricité à partir de sources renouvelables (énergie solaire, géothermie et éolienne, hydroélectricité), et à lutter contre les émissions de gaz à effet de serre dans les zones résidentielles, dans un souci de préservation de l'environnement et de la santé publique.

En outre, deux ans plus tard, le fond national pour la maîtrise de l'énergie a été financé, pour promouvoir le secteur des énergies renouvelables, soit en octroyant des aides financières ou des crédits sans intérêt, à toutes les actions et projets d'investissement enregistrés dans ce secteur stratégique (loi n° 99-11).

Pour l'Algérie, la promotion des EnR est le facteur clé pour parvenir au développement durable. Dans ce contexte, la loi n° 04-09 a clairement défini les objectifs à atteindre, pour adopter la stratégie globale promouvoir les énergies renouvelables et l'efficacité énergétique. Pour y parvenir, un ensemble de mesures pratiques a été mis en place dans la loi n° 09-09 de 2009, comme la création du Fonds national des énergies renouvelables (FNER), et consacrer 0,5% des redevances pétrolières à son financement.

Par ailleurs, la loi n° 11-11 de 2011 a étendu le FNER aux activités de cogénération, ce qui conduira à la création du Fonds national des énergies renouvelables et de la cogénération (FNERC).

Enfin, en 2017, le décret exécutif n° 17-98 et le décret exécutif n° 17-204 ont été approuvés.

D'autre part, afin d'ancrer les résultats retenus dans le modèle énergétique algérien à 2030 et 2050, le Ministère de la Transition Énergétique et des Énergies Renouvelables (MTEER) compte élaborer une loi sur la transition énergétique. Cette loi établira les grands objectifs du nouveau modèle en inscrivant l'Algérie dans les tendances mondiales de révolution électrique et de lutte contre le dérèglement climatique. Elle visera à assurer la sécurité énergétique du pays et à sortir progressivement de la dépendance aux hydrocarbures en favorisant les énergies dites nouvelles et propres. La loi fixera :

- des objectifs quantifiables, pour l'ensemble des secteurs concernés
 - des mécanismes d'incitation permettant de catalyser la transition vers mix énergétique durable
- Le tableau sous résume les principales lois réglementaires adoptées par l'Algérie pour promouvoir les énergies renouvelables⁶⁷.

Référence de la loi	Référence de la loi
Décret exécutif No. 2000-116 (29-5-2000)	Mise en œuvre officielle du Fonds national de Gestion de l'énergie (FNGM).
Loi No. 02-01 (5-2-2002)	Fournit la base juridique qui organise les activités de transport de l'électricité et du gaz par pipeline (production, transport, distribution et marketing).
Loi No. 04-09 (14-8-2004)	Définit le cadre réglementaire pour: Promouvoir les EnR et généraliser leurs usages. Protéger l'environnement. Lutter contre le réchauffement climatique en limitant les émissions de gaz à effet de serre. Préserver et conserver les combustibles fossiles.
Loi No. 09-09 sur le projet de loi de finances 2010	Fournit la base réglementaire pour créer le Fonds national pour l'énergie renouvelable et ses fonctions. Détermine les ressources financières (0,5% des redevances pétrolières).
Loi No. 11-11 sur le projet de loi de finances complémentaire 2011	Fournit la base réglementaire pour créer le Fonds national pour les énergies renouvelables et la cogénération et ses fonctions. Détermine les ressources financières (1% des redevances pétrolières).

⁶⁷ Sources:

<https://www.bti-project.org/en/reports/country-report-DZA-2020.html>

<http://www.aprue.org.dz/reglementation.html>

<http://www.mteer.gov.dz/index.php/fr/politique-de-la-transition-energetique/definition-et-enjeux>
Mohammed Bouznit, Maria del P. Pablo-Romero, Antonio Sánchez-Braza. Measures to Promote Renewable Energy for Electricity Generation in Algeria. Sustainability 2020, 12, 1468; doi:10.3390/su12041468

Decret-t Executif No. 11-423 (Décembre 2011)

Mise en œuvre officielle de l'établissement des modalités liées au Fonds national pour les énergies renouvelables Énergies et cogénération.

Décret exécutif n ° 13-218 (18-6-2013) & Décret exécutif n ° 17-166 (22-5-2017)

Déterminer les mesures d'incitation pour promouvoir l'investissement en EnR (primes pour les coûts de diversification de la production d'électricité à partir d'EnR).

**Loi n ° 14-10 2015
Projet de loi de finances**

Clôture du Fonds national pour la maîtrise de l'énergie et transfert de ses opérations au Fonds national pour Énergies renouvelables et cogénération.

Décision ministérielle (2-2-2014)

Détermine les taux d'achat garantis liés à production d'électricité à partir de l'énergie solaire photovoltaïque.

Décret exécutif n ° 17-98 (26-2-2017) & Décret exécutif n ° 17-204 (22-6-2017)

Définir les procédures légales d'appel d'offres pour produire des EnR et la cogénération, et leur intégration dans le système électrique.

1.6.2 Production et stockage d'hydrogène

1.6.2.1 Cibles de la police

La déclaration d'Alger sur le plan d'hydrogène vert a été signée lundi 19 avril à Alger par le ministre de la Transition Énergétique et des Énergies Renouvelables et le ministre de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique. Cette déclaration représente une première étape d'un plan pour développer la filière de l'hydrogène vert en Algérie. Après finalisation, ce plan sera présenté au gouvernement.

En outre, cette déclaration incite les différents acteurs à s'organiser autour de ce projet pour créer une synergie entre les différentes structures de recherche travaillant sur l'hydrogène et à développer la coopération internationale dans ce domaine notamment le partenariat allemand qui pourrait soutenir l'Algérie dans le développement de son plan solaire et dans la production de son hydrogène vert.

Dans un autre chapitre la société nationale d'hydrocarbures SONATRACH a signé un mémorandum d'entente avec la société Italienne ENI sur la production d'hydrogène dont l'objectif est d'intensifier leurs efforts dans la réduction des émissions de carbone⁶⁸.

⁶⁸ <https://fuelcellworks.com/news/eni-and-sonatrach-will-look-at-hydrogen-production/>, <https://www.h2bulletin.com/eni-sonatrach-progress-for-hydrogen-production-in-algeria>

1.6.2.2 Incitatives et mécanismes de soutien

L'Algérie maîtrise une filière de reformage (reforming en anglais) exploitée depuis 60 ans (gaz de synthèse pour la fabrication de méthanol et d'ammoniac). Cela permettra d'utiliser la filière reformage/CCS/hydrogène en attendant l'essor compétitif de la filière hydrogène, et notamment la compétitivité de la pile à combustible à membrane qui coûte actuellement 2 000 €/ KWe, soit le double de la pile à combustible alcaline (1 000 €/ KWe).

Le reformage du gaz naturel, la gazéification du charbon et l'oxydation partielle des huiles lourdes sont des procédés industriels maîtrisés qui permettent d'extraire l'hydrogène des hydrocarbures. Ces procédés de reformage sont peu coûteux (moins de 0.20 US\$/m³), y compris pour le CCS (extraction du gaz carbonique CO₂). Avec l'accroissement de la production d'électricité à partir des énergies décarbonées, notamment renouvelables, la production d'hydrogène par électrolyse de l'eau et son utilisation dans le cadre de la transition énergétique sera probablement retenue dans le cadre de la transition énergétique Algérienne.

Des mesures incitatives pour développer l'hydrogène vert en Algérie, le pays dispose d'une expérience avérée dans la production d'ammoniac, d'éthanol, de pétrochimie et de raffinage (Skikda et Arzew). Le coût de production de l'hydrogène par électrolyse est encore 2 à 3 fois supérieur à celui obtenu par reformage du gaz naturel. Une forte réduction des coûts sur l'ensemble de la chaîne sera donc nécessaire pour amorcer cette industrie.

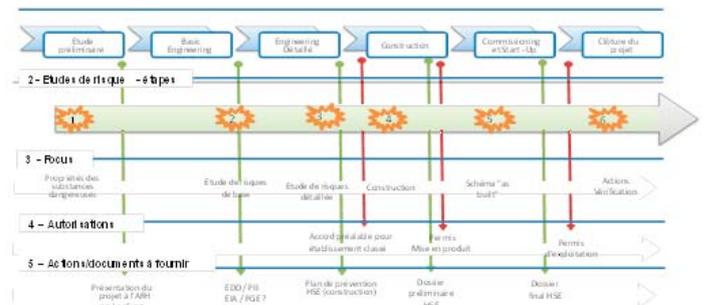
1.6.2.3 Lois et réglementations

La réglementation algérienne en matière de sécurité industrielle est déjà assez bien pourvue. Inspirée de la directive SEVESO, elle permet de définir les études devant être faites pour démontrer de la bonne gestion des risques majeurs.

Ainsi nous montrons ci-après le processus pour l'obtention d'un permis d'exploiter pour une installation classée dépendant de l'Agence Régulation des Hydrocarbures. Bien que l'hydrogène n'est pas un hydrocarbure, nous pensons que ces études s'appliquent très bien aux

caractéristiques des dangers de cette substances.

Ce processus montre les différentes études à réaliser tout au long d'un projet pour démontrer de la bonne gestion du risque et pour l'obtention du permis d'exploiter.



L'arsenal juridique algérien dans le domaine de la gestion du risque industriel est assez bien étoffé. Nous listons ci-après les différentes lois, décrets, circulaires et instructions pertinentes pour les projets hydrogène :

- Décret exécutif n° 03-451 du 7 Chaoual 1424 correspondant au 1er décembre 2003 définissant les règles de sécurité applicables aux activités portant sur les matières et produits chimiques dangereux ainsi que les récipients de gaz sous pression. Ce décret a pour objet de fixer les règles de sécurité applicables aux activités portant sur les matières et produits chimiques dangereux ainsi que les récipients de gaz sous pression, dénommés ci-après "matières et produits chimiques dangereux.
- Arrêté interministériel du 13 Safar 1437 correspondant au 25 novembre 2015 fixant la liste et la classification des matières et produits chimiques dangereux. L'arrêté a pour objet de fixer la liste et la classification des matières et produits chimiques dangereux.
- Arrêté interministériel du 16 Dhou El Hidja 1434 correspondant au 21 octobre 2013 portant sur le règlement technique relatif aux bouteilles à pression de gaz en matériaux composites. Il définit les exigences techniques et réglementaires applicables aux bouteilles à pression de gaz en matériaux composites.
- Loi n° 04-20 du 25 Décembre 2004 relative à

la prévention des risques majeurs et à la gestion des catastrophes dans le cadre du développement durable.

- DE 06-198 : Décret exécutif du 31 mai 2006 définissant la réglementation applicable aux établissements classés pour la protection de l'environnement
- DE 15-09: Décret exécutif du 14 janvier 2015 fixant les modalités d'approbation des études de dangers spécifiques au secteur des hydrocarbures et leur contenu
- Instruction N°01/ARH/HSE/2011 : Relative au système de gestion de la sécurité obligatoires au niveau des sites opérationnels
- La circulaire du 10 mai 2010 récapitulant les règles méthodologiques applicables aux études de dangers, à l'appréciation de la démarche de réduction du risque à la source [...].
- L'arrêté ministériel du 29/09/05 relatif à l'évaluation et à la prise en compte de la probabilité d'occurrence, de la cinétique, de l'intensité des effets et de la gravité des conséquences des accidents potentiels dans les études de dangers des installations classées soumises à autorisation.
- Procédure P-HSE-1 de contrôle HSE des installations et ouvrages hydrocarbures dans les phases conception, construction et mise en produit du 24/12/2012.
- Loi n°83-03 du 5 février 1983 relative à la protection de l'environnement
- Loi 03-10 du 19 juillet 2003 : relative à la protection de l'environnement dans le cadre du développement durable
- DE08-312 : Décret exécutif du 05 octobre 2008 fixant les conditions d'approbation des études d'impacts sur l'environnement pour les activités relevant du domaine des hydrocarbures
- Instruction N°01/ARH/HSE/2011 : Relative au système de gestion de la sécurité obligatoires au niveau des sites opérationnels
- DE 09-335: Décret exécutif du 20 octobre 2009 fixant les modalités d'élaboration et de mise en

œuvre des plans internes d'intervention par les exploitants des installations industrielles

- DE 15-71 : Décret exécutif du 11 février 2015 fixant les conditions et modalités d'élaboration et d'adoption des plans particuliers d'intervention pour les installations ou ouvrages
- Instruction n°4 de l'ARH relative à l'élaboration des PII
- Décret exécutif n° 03-452 du 7 Chaoual 1424 correspondant au 1er décembre 2003 fixant les conditions particulières relatives au transport routier de matières dangereuses. Cette loi définit entre autres les conditions particulières relatives au transport routier de matières dangereuses. Déplacement de ces matières dangereuses d'un point à un autre à l'aide de véhicules automobiles appropriés, conduits par des personnels qualifiés et selon les conditions et normes de sécurité requises. Parmi Les matières dangereuses, visées à l'article 2 de ce décret, on retrouve gaz comprimés, liquéfiés, dissous sous pression, ou liquéfiés à très basse température et les matières inflammables. Par ailleurs, Le transport de matières dangereuses est soumis à une autorisation préalable du ministre chargé des transports. Les conditions et modalités de délivrance de l'autorisation, visée ci-dessus, sont définies par arrêté conjoint des ministres chargés des transports, de la défense nationale, de l'intérieur et des collectivités locales et de l'environnement.

1.6.3 Injection d'hydrogène dans le réseau de gaz et transport via le réseau de gaz en flacon

1.6.3.1 Objectifs de la politique

Aucune réglementation, politique ou incitation n'existe encore.

1.6.3.2 Mesures incitatives et mécanismes de soutien

Aucune incitation ou mécanisme de soutien n'existe encore

1.6.3.3 Lois et réglementations

Aucune loi n'existe ou réglementation n'existe encore

1.6.3.4 Best practices

Transport d'hydrogène dans des canalisations existantes de Gaz Naturel

La littérature scientifique indique que pour les faibles concentrations d'hydrogène en mélange avec le gaz naturel, les dangers n'augmentent pas de manière significative. En fonction des références et des expériences, la concentration seuil est comprise entre 10% et 25% d'hydrogène dans le gaz naturel.

En dessous de 10% de H₂ dans le gaz naturel, les effets additionnels en termes de sécurité semblent négligeables et le mélange peut être considéré comme du gaz naturel.

En dessous de 25% de H₂ dans le gaz naturel, les risques suivants sont susceptibles d'augmenter (de manière limitée) :

- Le taux de fuite augmente, en raison de la plus petite taille des molécules ;
- Le risque d'explosion augmente, en raison de la limite supérieure d'inflammabilité plus élevée, mais uniquement dans les pièces confinées (ce risque diminue dans les espaces non confinés) ;
- Le risque d'incendie augmente ;
- Le risque de brûlures et de blessures augmente, en raison de la flamme invisible à la lumière du jour ;
- Le risque de retour de flamme augmente en raison des instabilités de flamme.

Cette augmentation limitée du risque permettrait de réutiliser des équipements conçus pour le gaz naturel, avec des modifications partielles en ce qui concerne la teneur en hydrogène.

Cependant, pour des concentrations plus importantes en H₂, les propriétés du mélange changent de manière significative, et il est recommandé de concevoir l'ensemble de l'installation pour de l'hydrogène pur selon notamment la norme ASME B31.12.

1.6.4 Transport d'hydrogène par la route

1.6.4.1 Cibles de la police

Aucune réglementation, politique ou incitation n'existe encore

Mesures incitatives et mécanismes de soutien
Aucune mesure incitative ou mécanisme de soutien n'existe encore

1.6.4.2 Lois et réglementations

Aucune loi n'existe ou réglementation n'existe encore

1.6.5 Transport d'hydrogène par d'autres modes (navire ou train)

1.6.5.1 Objectifs de la politique

Aucune réglementation, politique ou incitation n'existe encore

1.6.5.2 Mesures incitatives et mécanismes de soutien

Aucune incitation ou mécanisme de soutien n'existe encore

1.6.5.3 Lois et réglementations

Aucune loi n'existe ou réglementation n'existe encore

1.6.6 Production d'électricité à partir d'hydrogène

1.6.6.1 Cibles de la police

Aucune réglementation, politique ou incitation n'existe encore

1.6.6.2 Mesures incitatives et mécanismes de soutien

Aucune mesure incitative ou mécanisme de soutien n'existe encore

1.6.6.3 Lois et réglementations

Aucune loi n'existe ou réglementation n'existe encore

1.6.7 Utilisation de l'hydrogène dans l'industrie (industrie de l'acier, du verre...)

1.6.7.1 Objectifs de la politique

Aucune réglementation, politique ou incitation n'existe encore

1.6.7.2 Mesures incitatives et mécanismes de soutien

L'Algérie dispose à El Hadjar dans la wilaya d'Annaba d'un complexe sidérurgique. Ce complexe industriel unique en Afrique assure

toutes les étapes de la production de fonte et d'acier primaire. En outre, il jouit d'une très bonne intégration aux réseaux ferroviaire et routier en plus de disposer de ses propres structures maritimes. En 2018, le complexe sidérurgique a produit un total de 700 000 tonnes d'acier.

Il est spécialisé dans la fabrication de produits plats et longs : Bobines et tôles d'acier, ronds à béton et tubes sans soudure.

Il est en outre composé des unités suivantes :

- Une unité de préparation de matières premières et agglomérées
- Un haut fourneau
- 2 aciéries à oxygène
- Une aciérie électrique
- Un laminoir à chaud
- Un laminoir à froid
- Une ligne de galvanisation, des lignes de cisailage à froid
- Un laminoir à rond à béton
- Des unités de support et de maintenance

Le complexe est géré par la société Sider El Hadjar. La production d'acier est assurée par le procédé de haut fourneau basique à oxygène (BF-BOF)

Pour la production d'acier, un gaz réducteur, le dihydrogène H₂, est simultanément produit par la décomposition thermique de la vapeur d'eau, naturellement ou artificiellement présente dans l'air. Quoique d'importance secondaire, ce gaz est particulièrement efficace vers 900 °C et au-delà : un contenu de seulement 10 % en hydrogène dans le gaz de réaction triple la vitesse de réduction. Cette production est, à l'instar de celle du monoxyde de carbone, très endothermique :

$H_2O + C \rightarrow H_2 + CO$ consommant 131,4 kJ/mol
Avec cette filière, d'importantes économies d'échelles peuvent être réalisées en rassemblant autour du gaz de synthèse (dont l'hydrogène) les usines de méthanol, ammoniac, réduction directe du fer, ce qui permettra des réductions de Capex (investissements) de l'ordre de 20% et de coûts opératoires diminués de 30%.

Le pays dispose cependant de deux autres infrastructures pour la production d'acier secondaire.

Le premier, Tosyali Algérie est situé dans la zone industrielle de Bethioua à 30km d'Oran, deuxième

plus grande ville du pays. Il est dédié à la création d'unités pour la production de rond à béton. La capacité de production initiale est de 1,2 millions de tonnes de rond à béton par an qui répondent à 28% de la demande du marché national. Le processus de fabrication d'acier liquide de Tosyali Algérie ce sont les déchets ferreux en provenance de tout le pays qui sont utilisés comme matière première. Le four à arc utilisé dans ce procédé fusionne le fer pré-réduit par l'unité de réduction directe (DRI) pour en faire de l'acier liquide et alimenter la machine à coulée continue (CCM). La capacité de traitement de cette installation s'élève à plus de 300 Tonnes par heure grâce à une technologie de production continue. Ce processus nécessite de grandes quantités d'électricité mais pas d'hydrogène.

L'autre complexe, La Société Algerian Qatari Steel (AQS) a été créée en décembre 2013 et résulte d'un partenariat d'investissement entre la République Algérienne et l'État du Qatar. Dotée d'un capital social de 58, 610, 000, 000 Dinars Algériens. Elle est détenue à 49% par Qatar Steel International (QSI), à 46% par le Groupe Industriel SIDER et à 05% par le Fonds National d'Investissement (FNI). L'AQS opère dans la zone industrielle de Bellara, dans la commune d'El-Milia, (wilaya de Jijel), située à 400 km de la capitale Alger, où elle exploite un Complexe sidérurgique d'une superficie totale de 216 hectares.

La capacité de production initiale du Complexe est d'environ 2 millions de tonnes par an de rond à béton et fil machine de différents diamètres. La deuxième phase du programme d'investissement sera consacrée à la production d'autres types d'aciers spéciaux utilisés dans de nombreuses industries amenant ainsi la capacité de production à plus de 4 millions de tonnes par an.

Cette unité de production est composée :

- Unité de Réduction Directe (DRI) : Capacité de production de 2,5 millions de tonnes par an.
- Deux Aciéries Électriques : Capacité totale de production 2, 2 millions de tonnes par an.
- Trois Laminoirs : Capacité totale de production de 2 millions de tonnes par an de rond à béton et fil machine.

Ce processus nécessite également de grandes quantités d'électricité mais pas d'hydrogène.

1.6.7.3 Lois et réglementations

Arrêté interministériel du 28 Chaoual 1417 correspondant au 8 mars 1997 relatif aux spécifications techniques et aux règles applicables aux aciers ronds de béton armé

1.6.8 Utiliser l'hydrogène dans le secteur résidentiel

1.6.8.1 Objectifs de la politique

Aucune réglementation, politique ou mesure incitative n'existe encore

1.6.8.2 Mesures incitatives et mécanismes de soutien

Aucune mesure incitative ou mécanisme de soutien n'existe encore

1.6.8.3 Lois et réglementations

Aucune loi n'existe ou réglementation n'existe encore

1.6.9 Utilisation de l'hydrogène pour les transports (véhicules utilitaires lourds, transport maritime, aviation)

1.6.9.1 Objectifs de la politique

Aucune réglementation, politique ou incitation n'existe encore

1.6.9.2 Mesures incitatives et mécanismes de soutien

Répondre aux besoins croissants de transport du pays reste une priorité pour le gouvernement algérien. Le plan National de développement 2015-19 alloue 832,7 milliards AD (6 milliards d'euros) pour moderniser et développer le secteur du transport, capacité ferroviaire, routière et maritime, avec des progrès significatifs déjà réalisés sur chacun de ces fronts.

En moins de deux décennies, les réseaux de transport algériens se sont développés de manière significative, grâce à des investissements notables dans le secteur. Entre 1999 et 2017, le gouvernement a dépensé plus de 10 000 milliards AD (72,6 milliards d'euros) d'infrastructures de transport. Cela a abouti à la réparation de 73000 km du réseau routier qui comprend 110 000 km à travers le pays. Quant à la grande échelle projets routiers, environ 1130 km des 1216 km Est-Ouest Autoroute et 1600 km de la route transsaharienne

ont été construits. Le pays compte au total 24 artères urbaines, dont 13 en construction, couvrant un total de 1009 km.

L'objectif derrière ces développements routiers est de faciliter le transport de marchandises et du fret privé. Depuis 1999, environ 220 milliards AD (1,6 milliard d'euros) affectés à des programmes de sécurité le long des frontières terrestres du pays dans le sud, garantissant une longueur totale de 16 500 km, dont 9500 km sont recouverts d'asphalte.

Pour la période 1999-2017, 10 lignes de téléphérique à Alger, Tlemcen, Skikda et Constantine ont été rénovées, et le nombre de ports commerciaux est resté à 10. En 2000, le réseau ferroviaire faisait moins de 1000 km, mais après des investissements visant son expansion, le total la longueur du rail a atteint 4200 km en 2017, avec un programme d'extension à 6500 km d'ici 2021 et 12500 km d'ici 2030.

En 2018, deux extensions de lignes de métro ont été inaugurées, à savoir la Tafourah Grande Poste à la Place des Martyrs et le Hai El Badr à Ain Naadja. Dans la même année, deux nouvelles lignes de tramway ont été ouvertes à Sétif et Ouargla. L'Algérie compte 36 aéroports, dont au moins un désigné pour la plupart des 48 wilayas (provinces) du pays, et la compagnie aérienne nationale, Air Algérie, a élargi sa flotte de 16 avions entre 2014 et 2016. Quatre aérodromes et six extensions d'aérodrome ont été construites depuis 1999. Le gouvernement envisage de relancer la flotte de fret grâce à l'acquisition de 26 navires, dont 10 ont déjà été livrés en mars 2018.

En plus de construire des infrastructures, les autorités se consacrent à l'amélioration des équipements et des ressources humaines. Dans le segment ferroviaire, ces programmes englobent les projets d'électrification, l'installation de nouvelles technologies et la formation du personnel des académies spécialisées (voir analyse). Pour ce qui est du transport urbain, l'accent est mis sur l'intermodalité, la connectivité, la haute capacité et respectueux de l'environnement solutions dans les grandes villes. Concernant le segment routier il est prévu de mettre à niveau et d'étendre les infrastructures et investir dans des projets conçus pour augmenter la mobilité régionale, comme l'autoroute Est-Ouest et la route transsaharienne.

Des spécifications sur l'utilisation du carburant synthétique pour les véhicules routiers, les trains et l'aviation devraient être élaborées à l'avenir dans la perspective du développement du PtX.

Pour atteindre les objectifs nationaux de réduction des gaz à effets de serre, qui prévoient une réduction de 7 à 22 % dans le cadre de l'objectif central de l'Accord de Paris, il faut mettre davantage l'accent sur la décarbonisation des transports publics. Par exemple, les autobus à hydrogène peuvent répondre à ces exigences s'ils sont alimentés par des sources d'énergie renouvelables à faible teneur en carbone.

1.6.9.3 Lois et réglementations

L'autorisation d'utilisation des véhicules routiers en Algérie est régie par des réglementations spécifiques, dont les décrets suivants :

Décret exécutif n°97-435.pdf – ARH du 16 rajab 1418 correspondant au 17 novembre 1997 portant réglementation du stockage et de la distribution des produits pétroliers.

Décret n°83-496 du 13 août 1983 relatif aux conditions d'utilisation et de distribution du gaz de pétrole liquéfié (GPL) comme carburant sur les véhicules automobiles.

L'arrêté interministériel du 1er août 1983, modifié et complété, portant conditions d'équipement de surveillance et d'exploitation des installations du GPL-carburant équipant les véhicules automobiles.

L'arrêté interministériel du 2 janvier 1988 portant conditions d'agrément des installateurs d'équipements permettant l'utilisation du gaz de pétrole liquéfié (G.P.L), comme carburant sur les véhicules automobiles

Arrêté du 2 Joumada Ethania 1436 correspondant au 23 mars 2015 fixant les cahiers des charges relatifs aux conditions et modalités d'exercice des activités de concessionnaires de véhicules neufs dans lequel Le concessionnaire doit prévoir dans son programme d'importation un quota de véhicules automobiles roulant au GPL/C, tel que fixé par la réglementation. Ce programme d'importation des véhicules à motorisation essence, un quota annuel de 10% de véhicules roulant au GPL/C et dont 80%, au moins, à

équiper en Algérie. Ce quota est soumis à une révision suivant l'évolution du marché. En outre, les véhicules doivent être équipés en GPL/C auprès d'installateurs de kits agréés par le ministère chargé des mines. Les services habilités vérifient la conformité des équipements GPL/C du quota converti, conformément à la réglementation en vigueur.

Arrêté interministériel du 4 Chaâbane 1435 correspondant au 2 juin 2014 fixant les quotas de véhicules automobiles roulant au GPL/C à inclure par les concessionnaires automobiles dans les importations des véhicules et les modalités de son Application

Décret exécutif n° 03-473 du 8 Chaoual 1424 correspondant au 2 décembre 2003 fixant les conditions d'exercice des activités de distribution du gaz naturel comprimé (GNC) comme carburant automobile et d'installation de kits de conversion sur les véhicules⁶⁹

1.6.10 Hydrogène pour l'exportation

1.6.10.1 Objectifs des politiques

Aucune réglementation, politique ou mesure incitative n'existe encore

1.6.10.2 Mesures incitatives et mécanismes de soutien

Aucune mesure incitative ou mécanisme de soutien n'existe encore

1.6.10.3 Lois et réglementations

Aucune loi n'existe ou réglementation n'existe encore

1.6.11 Fabrication et utilisation de carburant synthétique à partir d'hydrogène

1.6.11.1 Objectifs des politiques

Aucune réglementation, politique ou incitation n'existe encore

1.6.11.2 Mesures incitatives et mécanismes de soutien

Dans le cadre des projets des programmes nationaux de recherche sur la thématique sécurité énergétique, un financement existe pour la promotion de la recherche dans le domaine de la fabrication de l'hydrogène⁷⁰.

⁶⁹<https://www.naftal.dz/fr/index.php/gnc> , www.joradp.dz, Oxford business report 2018
⁷⁰http://www.dgrsdz.dz/DPREP/LivrePNR_2021/Pnr_Securite_Energetique_Fr.pdf

1.6.11.3 Lois et réglementations

Aucune loi n'existe ou réglementation n'existe encore

1.6.12 Production et utilisation de l'eau

1.6.12.1 Objectifs de la politique

- Le développement et la mise en œuvre d'un système d'information géographique à l'échelle nationale pour diminuer des risques d'inondation au niveau des villes.
- Accroître et sécuriser la mobilisation de ressources en eau conventionnelles et non conventionnelles
- Garantir l'accès à l'eau à travers l'extension des systèmes d'alimentation des eaux potables et la modernisation de la gestion.
- Assurer l'accès à l'assainissement à travers l'extension des réseaux et la multiplication des stations d'épuration des eaux usées.
- Soutenir la stratégie de sécurité alimentaire avec l'extension des zones irriguées notamment en réutilisant les eaux épurées.
- Protection qualitative des ressources en eau ainsi que des écosystèmes naturels.
- Poursuite du développement des infrastructures hydrauliques (priorité les régions connaissant des déficits de ressources en eau locales)
- Intensification des programmes de gestion intégrée des ressources en eau (GIRE) incluant l'économie de l'eau dans le cadre du développement durable.
- Plan de développement des stations de dessalement à l'horizon 2030.
- Lancement de trois stations de dessalement pour une capacité cumulative de 150.000 m³/j dans la wilaya d'Alger. Celles-ci seront construites à Bordj El Kiffan, El Marsa et Corso
- Lancement d'appels d'offres pour la construction d'usines de grande capacité (supérieur ou équivalent à 100.000 m³/j) de dessalement d'eau de mer. Ce plan prévoit, dans sa première phase,

la réalisation d'une usine de dessalement d'une capacité de 250.000 m³/j dans la capitale (Alger-Ouest), une autre à Cap Djenat (400.000 m³/j) et une troisième station à El Tarf (250.000 m³/j)

1.6.12.2 Mesures incitatives et mécanismes de soutien

- Pour une gestion quantitative efficace de la ressource en eau des incitations visant à généraliser l'installation des compteurs et d'éliminer progressivement la facturation au forfait et par la même occasion adapter la consommation de l'eau aux besoins réels des usagers.
- Programme d'incitation à l'économie de l'eau et à la préservation de la qualité des ressources en eau est l'un des principaux objectifs du secteur des ressources en eau.

1.6.12.3 Lois et réglementations

1976: article 14 La propriété de l'Etat se définit comme propriété détenue par la collectivité nationale dont l'Etat est l'émanation. Elle est établie de manière irréversible sur les eaux article 151/25 Relèvent également de la loi, le régime général de l'eau ...

1989: - article 17 La propriété publique est un bien de la collectivité nationale. Elle comprend les eaux.

1996:- article 17 : La propriété publique est un bien de la collectivité nationale. Elle comprend les eaux article 122/23 Le Parlement légifère dans les domaines suivants le régime général de l'eau.

Loi n°62-157 du 31-12-1962 tendant à la reconduction, jusqu'à nouvel ordre, de la législation en vigueur au 31-12-1962.

Ordonnance n 71-73 ; Ordonnance n° 71-73 du 8-11-71 portant sur les réformes agraires ; cette ordonnance prévoit que toutes les ressources en eau sont propriété de la collectivité nationale

Loi n°05-12 du 04 août 2005 relative à l'eau. Responsabilité claire vu les peines prévues mais pas de réparation.

La réglementation traitant de la maîtrise tant qualitative que quantitative de l'eau est réellement à jour, en Algérie. A titre d'exemple : la loi n° 03-10 du 19 juillet 2003 relative à la protection de

l'environnement dans le cadre du développement durable, le décret exécutif n° 93-160 du 10 juillet 1993 réglementant les rejets d'effluents liquides industriels et le Décret exécutif n° 06-141 du 19 avril 2006 définissant les valeurs limites des rejets d'effluents liquides industriels donnent une idée des préoccupations des pouvoirs publics. Toutes les installations générant des rejets d'effluents liquides industriels doivent être conçues, construites et exploitées de manière à ce que leurs rejets d'effluents liquides industriels ne dépassent pas à la sortie de l'installation les valeurs limites des rejets définies en annexe du décret exécutif n° 06-141 du 19 avril 2006 et doivent être dotées d'un dispositif de traitement approprié de manière à limiter la charge de pollution rejetée.

Loi n°03-10 du 19 Juillet 2003 relative à la protection de l'environnement dans le cadre du développement durable Décret exécutif n°90-78 du février 1990 relatif aux études d'impact sur l'environnement (EIE)

Décret exécutif n° 93-160 du 10 juillet 1993 réglementant les rejets d'effluents d'eaux usées industriels

Décret exécutif n°06-141 du 19 avril 2006 réglementant les rejets d'effluents liquides industriels

Loi d'orientation agricole : n°08-16 du 3-8-2008
Art 10,11 programme de mise en valeur des terres.

Loi sur la pêche et l'aquaculture : n° 01-11 du 3-7-2001

Art 2, 17,21,38 pêche continentale et aquaculture (concession).

Loi minière : n°01-10 du 3-7-2001

Art 1er champ d'application

Loi domaniale : n° 90-30 du 1-12-1990

Art 15- domaine hydraulique naturel.

Loi sur l'aménagement et l'urbanisme : n°90-30 du 1-12-1990

Art 16 Plan directeur d'aménagement et d'

Loi sur la ville : n° 06-06 du 20-2-2006

Art 19 instruments de planification spatiale et urbaine dont PDAU

Loi littoral : n° 02-02 du 5-2-2002

Art 22 installation de systèmes d'épuration

Art 26 plan d'aménagement côtier

Loi zones de montagne : n° 04-03 du 23-6-2004

Art 15 à 19 règlements d'aménagement des massifs montagneux

Loi sur le tourisme : 03-01 du 17-02-2003

Art 7, 12 à 19 zones d'expansion touristique, aménagement touristique.

Loi relative à la commune : n°90-09 du 07-4-

1990

Art 107 responsabilités en matière AEP, assainissement

Art 132 à 138 modes de gestion des services publics communaux (dont AEP, Assainissement)

Loi relative à la wilaya : n° 90-09 du 7-4-1990

Art 69 développement de la PMH, assistance aux communes dans les projets AEP assainissement.

Art 119 création de services publics (dont réseaux divers)

Loi sur l'aménagement du territoire : n° 01-20 du 12-12-2001

Art 11, 14,15, 16,22 schéma national d'aménagement du territoire

Art 25 schéma directeur de l'eau.

Loi sur la protection de l'environnement : n°03-10 du 19-7-2003

Art 4, 10, 18 à 51,100 pollution, normes et objectifs de qualité, protection de l'eau douce.

Loi sur la prévention des risques majeurs : n°04-20 du 25-12-2004

Art 10,16,19,24,25 inondations et prescriptions de prévention des inondations.

Loi sur la santé : n°85-05 du 16-2-1985

Art 32,33 normes de qualité de l'eau de consommation humaine

Art 29, 30,34 normes de salubrité et d'hygiène.

1.6.13 Impacts environnementaux (émissions (CO₂), polluants...)

1.6.13.1 Objectifs de la politique

A l'horizon 2030, une réduction des émissions de gaz à effet de serre : - de 7% par rapport à un scénario de référence (Business As Usual : BAU) avec les moyens nationaux : scénario volontariste ou inconditionnel - de 15% supplémentaire si soutien en matière de financements extérieurs, de développement et de transfert technologique et de renforcement de capacités : scénario conditionnel.

Synthèse des contributions sectorielles

Atténuation des émissions de GES à l'horizon 2030 selon le scénario volontariste et le scénario conditionnel par rapport au BAU.

Département ministériel	Scénario volontariste		Scénario conditionnel	
	%	MteCO2	%	MteCO2
Energie	2,42	9,7	8,59	34,4
Industrie	1,55	6,2	3,37	13,5
Transport	1,07	4,3	3,77	15,1
Habitat	1,10	4,4	3,96	15,8
Agriculture & Forêts	0,35	1,4	0,75	3,0
Ressources en eau et environnement	0,50	0,2	1,57	6,3
Totaux	7	28	22	88,1

1.6.13.2 Mesures incitatives, mécanismes de soutien

La Loi relative à la Protection de l'Environnement dans le cadre du Développement Durable considère les GES comme des polluants atmosphériques (Art 4, titre 2) et instaure la possibilité d'incitations financières et douanières pour les entreprises qui importent des équipements permettant l'élimination ou la réduction des GES ou toute forme de pollution de l'air (Titre V, Art. 76). La loi relative à la Promotion des Énergies Renouvelables mentionne que les énergies renouvelables constituent un moyen de diminuer les émissions de GES (voir Art 2, 3, 6, 13 et 17).

1.6.13.3 Lois et réglementations

L'Agence Nationale des Changements Climatiques (ANCC), créée par décret exécutif en septembre 2005 et devenue opérationnelle en 2007, est dotée d'un conseil scientifique dont les membres sont désignés par arrêté ministériel. L'agence a pour mission de traiter des aspects en lien avec les changements climatiques, par l'intégration de cette question dans l'ensemble des plans de développement, la conduite d'études portant, entre autres sur la vulnérabilité, l'adaptation aux effets adverses dudit phénomène, ainsi que sur la réduction des émissions de gaz à effet de serre. Elle est aussi chargée d'élaborer l'inventaire national des émissions des gaz à effet de serre.

Création en 2015 du Comité National Climat (CNC), il est présidé par le Ministre en charge de

l'environnement, regroupe des représentants des différents secteurs, il a été instauré sur décision du Premier Ministre à la suite de la réunion du Conseil interministériel du 7 juillet 2015 et assure la coordination, le suivi et l'évaluation des politiques, des stratégies, des programmes et plans d'actions nationaux ayant trait aux changements climatiques. Il propose les mesures nécessaires pour la mise en application des engagements de l'Algérie à l'international et/ou les décisions devant être prises par le gouvernement à cet effet. Aussi, il est chargé de la validation des documents et rapports traitant des changements climatiques et qui doivent être soumis à la CCNUCC, notamment. Mise en place en 2016 d'une direction en charge des changements climatiques au niveau du Ministère de l'Environnement et des Energies renouvelables. Cette direction est mandatée pour développer, coordonner et mettre en œuvre les stratégies et plans nationaux traitant du domaine dont elle a la charge. Elle est dotée de deux sous-directions, chargées respectivement de l'adaptation aux effets adverses des changements climatiques et de l'atténuation.

Texte juridique	Année
Loi N° 12-07 portant sur le code de wilaya	2012
Loi N° 11-10 relative à la commune	2011
Loi N° 11-02 relative aux aires protégées dans le cadre du développement durable	2011
Loi N° 10-02 portant sur l'approbation du SNAT 2030	2010
Loi N° 08-16 portant sur l'orientation agricole	2008
Loi N° 07-06 relative à la gestion, à la protection et au développement des espaces verts	2007
Loi N° 06-06 relative à l'orientation de la ville	2006
Loi N° 5-12 relative à l'eau	2005
Loi N° 04-09 relative à la promotion des énergies renouvelables dans le cadre du développement durable	2004
Loi N° 04-03 relative à la protection des zones de montagnes dans le cadre du développement durable	2004
Loi N° 04-20 relative à la prévention des risques majeurs et à la gestion des catastrophes dans le cadre du développement durable	2004
Loi N° 04-05 relative à l'aménagement et l'urbanisme	1990,2004

Loi N° 02-01 relative à l'électricité et à la distribution du gaz	2002
Loi N° 02-02 relative à la protection et à la valorisation du littoral	2002
Loi N° 02-08 relative aux conditions de création de villes nouvelles et leur aménagement	2002
Loi N° 01-20 relative à l'aménagement et au développement durable du territoire	2001
Loi N° 01-11 relative à la pêche et à l'aquaculture	2001
Loi NO° 01-19 relative à la gestion, au contrôle et à l'élimination des déchets	2001
Loi N° 99-09 relative à la maîtrise de l'énergie	1999
Loi N° 91-20 portant sur le régime général des forêts	1984, 1991

1.6.14 L'utilisation des terres

1.6.14.1 Objectifs de la politique

La politique de mise en valeur agricole, en cours en Algérie depuis 1983, a donné un nouveau souffle à l'agriculture algérienne et a considérablement élargi les perspectives de développement pour des milliers d'acteurs dans les zones arides du pays. Elle a pour perspective d'augmenter la superficie irriguée de 1,3 millions en 2018 à 2 millions d'hectares à l'horizon 2020.

1.6.14.2 Mesures incitatives, mécanismes de soutien

La mise en place d'une politique de mise en valeur des terres à travers la loi de l'APFA (no83-18) ouvre aux nationaux, pour un dinar symbolique, l'accès à la propriété privée de terres du domaine privé de l'État situées pour l'essentiel en zones saharienne et steppique, après une mise en valeur par le bénéficiaire.

En 2008, avec la loi no08-16 portant orientation agricole, la concession est décrétée comme unique forme d'attribution foncière pour les terres publiques à vocation agricole aménagées et équipées (pistes agricoles, électrification, certains équipements collectifs comme les forages) par l'État. La concession cesse donc d'être une phase transitoire avant l'accès à la pleine propriété.

1.6.14.3 Lois et réglementations

Loi n°03-10 du 19 juillet 2003 relative à la protection de l'environnement dans le cadre du développement durable. Elle se base sur les principes du nouveau droit de l'environnement adoptés au niveau international, notamment :

- le principe de préservation de la diversité biologique ;
- le principe de non-dégradation des ressources naturelles ;
- le principe d'action préventive et de correction par priorité à la source ;
- le principe de précaution ; le principe du pollueur-payeur

Concernant la **restauration**, elle est prévue par les dispositions de l'article 100 pour le milieu aquatique et l'article 102 pour les installations classées.

Loi n°01-19 du 12 décembre 2001 relative à la gestion, au contrôle et à l'élimination des déchets. La **responsabilité** des producteurs et détenteurs de chaque catégorie de déchets est clarifiée par cette loi qui fait obligation aux générateurs et/ou détenteurs des déchets inertes et des déchets spéciaux d'assurer ou de faire assurer l'élimination de leurs déchets dans des conditions qui ne risquent pas de porter atteinte à la santé publique et à l'environnement. Cette obligation, constitue le fondement du principe de la responsabilité du générateur de déchets et consacre le principe universel du pollueur-payeur.

Décret présidentiel n°98-123 du 18 avril 1998 portant ratification du protocole de 1992, modifiant la convention internationale de 1969 sur la responsabilité civile pour les dommages dus à la pollution par les hydrocarbures.

Décret présidentiel n°98-124 du 18 avril 1998 portant sur la ratification du protocole de 1992, modifiant la convention internationale de 1971 portant sur la création d'un fonds international d'indemnisation pour les dommages dus à la pollution par les hydrocarbures.

Loi n° 03-10 du 19 Jomada El Oula 1424 correspondant au **19 juillet 2003 relative à la protection de l'environnement dans le cadre du développement durable.**

Cette loi met l'accent sur l'environnement et notamment les ressources naturelles abiotiques et biotiques telles que l'air, l'atmosphère, l'eau, le sol et le sous-sol, la faune et la flore y compris le patrimoine génétique, les interactions entre lesdites ressources ainsi que les sites, les paysages

et les monuments naturels.

Loi n° 83-03 du 5 février 1983 relative à la protection de l'environnement : Elle a pour objet la mise en œuvre d'une politique nationale de protection de l'environnement tendant à :

- la protection, la restructuration et la valorisation des ressources naturelles,
 - la prévention et la lutte contre toute forme de pollution et nuisance,
 - l'amélioration du cadre et de la qualité de la vie.
- Dans le cadre de l'aménagement du territoire, l'Etat détermine les conditions d'insertion des projets dans l'environnement et définit les prescriptions techniques et réglementaires relatives au maintien des équilibres naturels.

Loi n° 08-16 du 3 août 2008, portant sur l'orientation agricole.

Loi n° 10-03 du 15 août 2010 fixant les conditions et les modalités d'exploitation des terres agricoles du domaine privé de l'Etat.

Décret exécutif n° 96-63 du 27 janvier 1996, définissant les activités agricoles et fixant les conditions et les modalités de reconnaissance de la qualité d'agriculteur.

Décret exécutif n° 10-326 du 23 décembre 2010, fixant les modalités de mise en œuvre du droit de concession pour l'exploitation des terres agricoles du domaine privé de l'Etat.

Arrêté du 26 décembre 2000 modifiant l'arrêté du 25 mai 1996 fixant les modalités d'inscription des agriculteurs de tenue des registres y afférents et le modèle de la carte professionnelle d'agriculteur. Circulaire interministérielle (MICL-MADR) n°108 du 28 février 2011, relative à la création de nouvelles exploitations agricoles et d'élevage⁷¹.

1.7 Potentiel de production d'hydrogène vert en Algérie basé sur l'analyse SIG

1.7.1 Approche et Objectif

L'objectif de la modélisation SIG est de décrire les résultats de l'analyse SIG sur le potentiel de production d'hydrogène vert à partir d'énergies renouvelables en Algérie.

1.7.1.1 Définition du cas

Le cas suivant a été analysé dans l'étude. Un cas de référence est l'année 2030 pour laquelle les résultats de l'analyse SIG sont décrits dans ce rapport.

• 2025

o Potentiel de production d'hydrogène vert & coût à partir du PV

o Potentiel de production d'hydrogène vert & coût à partir de l'éolien terrestre

• 2030

o Potentiel de production d'hydrogène vert & coût à partir du PV

o Potentiel de production d'hydrogène vert & coût à partir de l'éolien terrestre

• 2050

o Potentiel de production d'hydrogène vert & coût à partir du PV

o Potentiel de production d'hydrogène vert & coût à partir de l'éolien terrestre

1.7.1.2 Données d'entrée et hypothèses

Pour la modélisation, plusieurs données ont été collectées à partir de différentes sources. La liste des données d'entrée et les principales hypothèses sont présentées en annexe A.

Technologie

Pour l'évaluation du potentiel de production spatiale, une installation EnR de référence a été définie, en utilisant le logiciel Thermoflex et des valeurs technologiques typiques.

Comme référence, une taille de l'installation EnR (parc éolien, centrale photovoltaïque) de 1000 MW est sélectionnée.

Texte juridique	PV	Eolien terrestre
Reference de l'installation (capacité installée)	1,000 MWc	1,000 MW IEC Class II,
Technologie	Silicium cristallin (c-Si), Inclinaison fixe, sans tracking	Vestas V126-3.45 MW
Surface du site	94.7 ha	5,715 ha
Surface spécifique du site par capacité installée	0.11 kW/m ²	0.006 kW/m ² (6-D espacement des turbines)

Tableau n° 11 Référence d'hypothèse technologique de l'installation EnR

Il convient de noter que les turbines d'éoliennes sont supposées être de classe IEC classe afin de simplifier l'analyse SIG. Le choix de la classe de turbine a un impact sur le coût d'investissement

⁷¹www.joradp.dz

et le rendement énergétique. Le choix de la classe de turbine doit être évalué séparément et dépasse le cadre de cette étude.

Paramètre	Valeur
Technologie	Electrolyse alcaline sous pression (AEL)
Efficacité du système (LHV)	65 %
Intervalle de remplacement de la pile	9 ans
Demande spécifique de l'eau de robinet pour la production d'hydrogène	0.014 m ³ /kg

Tableau n° 12 Hypothèses technologiques du système d'électrolyse

Les limites du système de l'étude sont décrites ci-dessous.

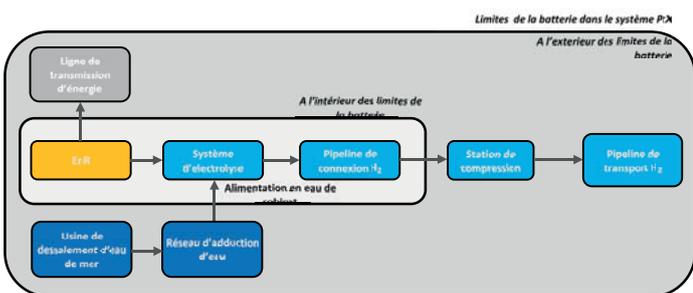


Figure 46 Limites de la batterie prises en compte dans l'analyse SIG

Limites générales du système ou les hypothèses sont :

- Aucune évaluation du site
- Aucune évaluation technologique spécifique sur site (i.e. sélection de la classe de la turbine)
- Pas d'évaluation de la faisabilité technique spécifique sur site
- Hypothèse générale de la dimension du gazoduc de raccordement d'hydrogène.

1.7.2 Résultats Sélectionnés

1.7.2.1 Production d'énergie renouvelable

Comme données de base pour l'analyse de la production d'hydrogène vert à partir de l'énergie solaire et éolienne (onshore) en Algérie, des ensembles de données SIG accessibles au public sur Global Solar Atlas et Global Wind Atlas ont été

utilisés.

Dans ce qui suit, une brève description du potentiel solaire et éolien en Algérie est présentée dans les figures ci-dessous sur la base des résultats de l'étude.

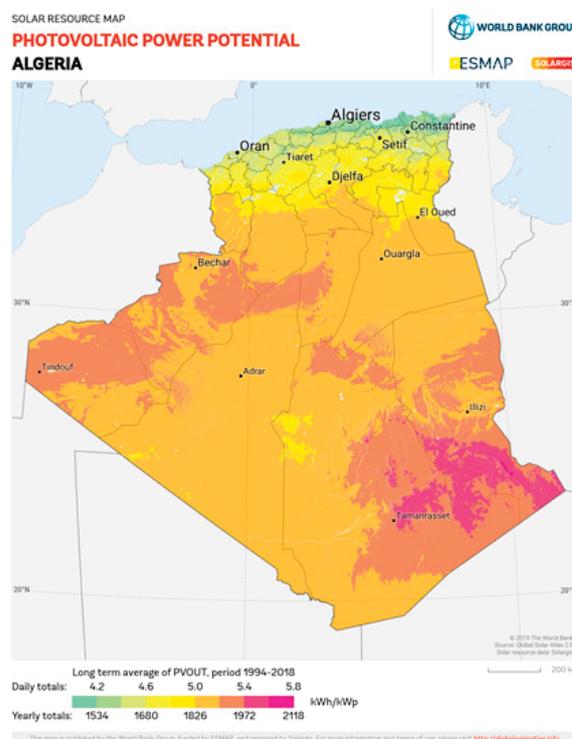


Figure n°47: Carte des ressources solaires du potentiel photovoltaïque en Algérie⁷²

Contrairement au potentiel photovoltaïque, le potentiel éolien se trouve dans la zone centrale de l'Algérie

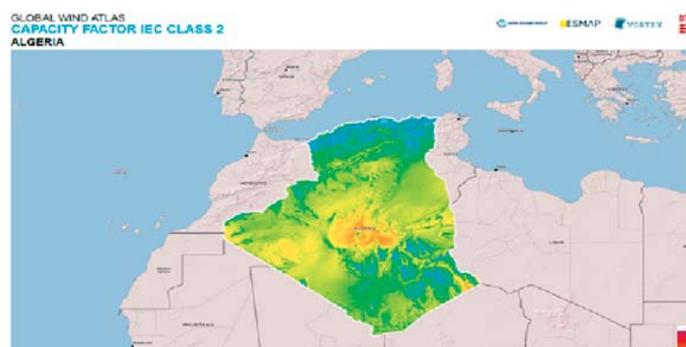


Figure n°48 Carte des ressources éoliennes sur la capacité Wind energy resource map on the capacity pour les turbines éoliennes IEC de classe 2 en Algérie⁷³ (TDU 2021)

1.7.2.2 Potentiel de production de l'hydrogène vert

Le rendement de production d'hydrogène vert est proportionnel au potentiel d'énergie renouvelable et à l'efficacité de conversion du système

⁷²(ESMAP 2021)
⁷³(TDU 2021)

d'électrolyse.

Le rendement annuel en hydrogène par unité de surface est défini en tant que facteur d'évaluation du potentiel géographique de production d'hydrogène. Le facteur d'évaluation décrit la quantité d'hydrogène qui peut théoriquement être produite par an, à un emplacement géographique spécifique, compte tenu du facteur de capacité du EnR (site spécifique), du facteur d'installation (indépendant du site) de l'usine EnR et de l'efficacité du système d'électrolyse (site indépendant).

Comme résolution spatiale, une taille de grille de 0,01 degré est choisie, ce qui équivaut à une résolution d'environ 1 km² par cellule de la grille, selon l'emplacement géographique. L'unité du facteur d'évaluation est le kilogramme d'hydrogène par an et par kilomètre carré (kg / (km² * an)).

Sur la base du facteur d'évaluation spécifique au site, le potentiel annuel global de production d'hydrogène (AHP) par région peut être déterminé comme le produit de la surface de la cellule et du rendement spécifique en hydrogène. L'unité de l'AHP est le kilogramme d'hydrogène par an (kg / an).

Il convient de noter que le potentiel décrit représente le potentiel technique sans tenir compte des contraintes d'utilisation des terres et des critères d'évaluation spécifiques au site. Par conséquent, le potentiel technique doit être interprété comme une indication du potentiel maximal. Le potentiel disponible réel sera inférieur au potentiel technique et doit être évalué dans le cadre d'une analyse plus détaillée.

Dans les paragraphes suivants, les principaux résultats de l'analyse SIG sur le potentiel technique de l'hydrogène vert provenant à la fois de l'énergie photovoltaïque et de l'énergie éolienne terrestre en Algérie seront décrits.

1.7.2.3 Potentiel de production d'hydrogène vert - pv

Sur la base du potentiel d'irradiation solaire en Algérie, qui augmente naturellement vers l'équateur, un gradient nord-sud du potentiel de production d'hydrogène spécifique a été observé. Dans la partie nord de l'Algérie (zone de la côte

méditerranéenne, chaîne de montagnes Atlas Tellien, chaîne de l'Atlas saharien), au nord de 33 ° N de latitude nord, le rendement spécifique en hydrogène est compris entre 29 et 39 Mio. kg / (km² * an).

Dans la partie centrale de l'Algérie (désert du Sahara, Grand Erg occidental / oriental, plateau de Tademaït), entre 27 ° et 33 ° N de latitude nord, le rendement spécifique en hydrogène augmente à 40 - 41 Mio. kg / (km² * an).

Dans la partie sud de l'Algérie (désert du Sahara, montagnes Ahaggar, montagnes Tassili-N-Ajjer), entre 19 ° et 27 ° N de latitude nord, la région peut être subdivisée en régions à fort potentiel dans la région sud-est du Montagnes Ahaggar avec un rendement d'hydrogène spécifique de 41 à 43 Mio. kg / (km² * an) et régions à potentiel moyen vers la frontière mauritanienne avec un rendement hydrogène spécifique de 39 à 40 Mio. kg / (km² * an).

Le plus grand potentiel de production d'hydrogène spécifique à partir de l'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 de production d'hydrogène spécifique le plus faible à partir de l'énergie photovoltaïque se trouve dans la région du nord-est de la Méditerranée, entre Bejaïa et Annaba.

Algeria: green hydrogen production potential from PV electricity (capacity ratio 1.5)
Spatial overview of the technical annual production potential in kg/(km²*year)

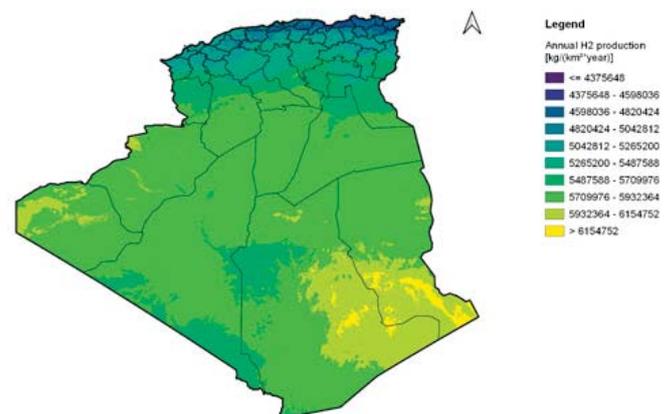


Figure n°49: Vue d'ensemble spatiale du rendement spécifique d'hydrogène vert à partir de l'énergie photovoltaïque

Sur la base du rendement d'hydrogène spécifique au site décrit ci-dessus, le potentiel technique global de production d'hydrogène vert à partir de

l'énergie photovoltaïque en Algérie est estimé à 650 Mio. t par an en 2030.

Les figures 50 et 51 donnent un aperçu du potentiel annuel de production d'hydrogène par région. Les régions ayant le plus grand potentiel de production sont les provinces de Tamanrasset (27%), Adrar (19%), Illizi (13%) et Tindouf, Béchar, Ouargia (7% chacune).

Algeria: green hydrogen production potential from PV electricity (capacity ratio 1.0)
Spatial overview of the technical annual production potential per region in Mio. kg/year

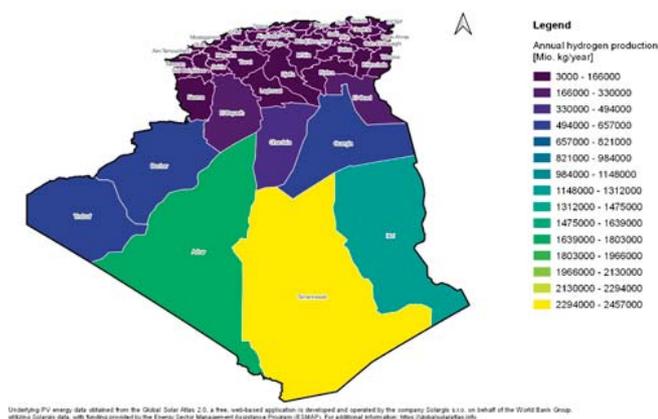


Figure n° 50: Aperçu spatial du potentiel technique annuel de production d'hydrogène à partir de l'énergie photovoltaïque par région

Par rapport au potentiel de production d'hydrogène vert à partir de l'énergie photovoltaïque, le potentiel de l'énergie éolienne terrestre est spatialement plus distribué et spécifique au site. Le potentiel de l'énergie photovoltaïque est similaire au faible rendement spécifique en hydrogène dans la partie nord de l'Algérie (zone de la côte méditerranéenne, chaîne de montagnes Tell Atlas, chaîne de l'Atlas saharien) par rapport à d'autres régions. Dans la partie nord, le rendement spécifique en hydrogène est compris entre 0,1 et 0,25 Mio. kg / (km² * an).

Le rendement d'hydrogène de niveau moyen produit entre 0,38 et 0,52 Mio. kg / (km² * an) peut être observé dans de vastes régions du pays et plus particulièrement dans la zone du désert saharien. Les régions à fort potentiel avec de l'hydrogène produisent entre 0,52 et 0,59 Mio. kg / (km² * an) peuvent être observés dans les zones de plateau de Tademaït (Tamanrasset) et du massif d'El Eglab (Tindouf, Adrar).

Les rendements d'hydrogène spécifiques les plus élevés dans la gamme de 0,59 à 0,66 Mio. kg / (km² * an) et plus peuvent être observés sur le plateau de Tademaït.

Algeria: green hydrogen potential from onshore wind electricity
Spatial overview of the technical annual production potential in kg/(km²*year)

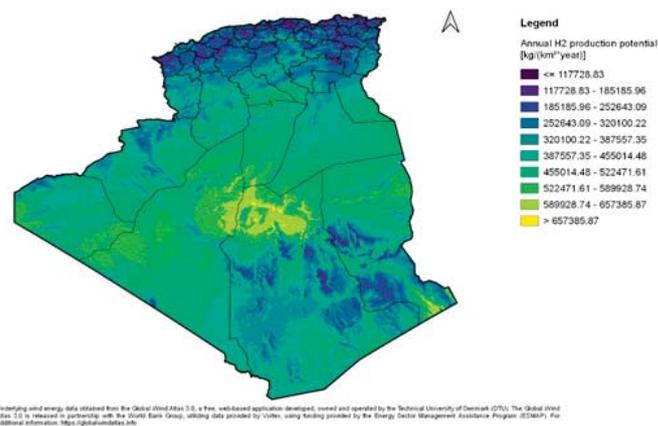


Figure n°51: Vue d'ensemble spatiale du rendement spécifique d'hydrogène vert à partir de l'énergie éolienne terrestre

Sur la base du rendement en hydrogène spécifique au site décrit ci-dessus, le potentiel technique global de production d'hydrogène vert à partir de l'énergie éolienne terrestre en Algérie est estimé à 994 Mio. t par an en 2030.

Les figures 52 donne un aperçu du potentiel annuel de production d'hydrogène par région. Les régions ayant le plus grand potentiel de production sont les provinces de Tamanrasset (26%), Adrar (22%), Illizi (13%), Tindouf (8%) et Béchar, Ouargia (7% chacune).

Algeria: green production hydrogen potential from onshore wind electricity
Spatial overview of the technical annual production potential per region in Mio. kg/year

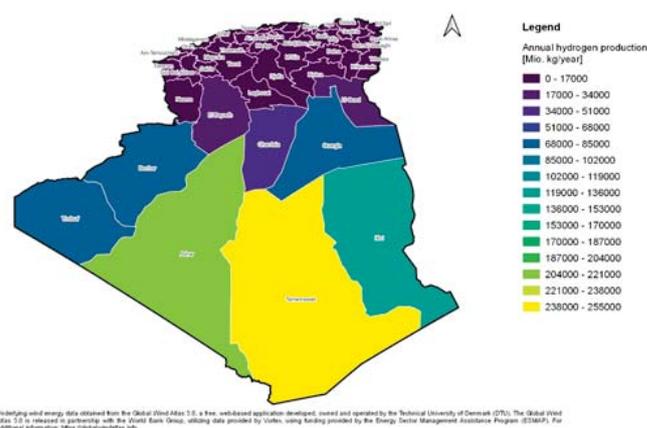


Figure n°52: Aperçu spatial du potentiel technique de production d'hydrogène annuel à partir de l'éolien terrestre par région.

En comparant le potentiel global de production d'hydrogène à partir de l'énergie photovoltaïque et de l'énergie éolienne terrestre, on peut voir que le potentiel de production de l'énergie photovoltaïque dépasse d'un facteur 10 celui

de l'énergie éolienne terrestre. Le rapport entre le potentiel photovoltaïque et l'éolien terrestre diffère entre les régions de 6 % (minimum) à 12% (maximum) de la production totale.

1.7.2.4 Coût de production de l'hydrogène vert

Le coût de production de l'hydrogène vert, le coût actualisé de l'hydrogène (LCoH), les hypothèses techniques et économiques et les limites du système de batterie sont décrites au paragraphe 1.2.

Semblable à l'analyse du potentiel de production d'hydrogène régional dans la section précédente, le calcul LCoH est effectué en fonction du site et en fonction des données SIG pour le potentiel de production d'énergie spatiale du PV et de l'éolien terrestre.

Les LCoH sont calculés en deux étapes : dans un premier temps, le coût de production d'hydrogène à partir des EnR est calculé. Dans un deuxième temps, le coût du transport de l'hydrogène est inclus dans le LCoH global. Pour le type de transport, les pipelines d'hydrogène sont considérés comme une technologie standard. Pour le coût du transport, seuls les coûts de développement d'un nouveau pipeline de raccordement entre le point de production et un réseau de gazoducs existant sont pris en compte. En l'absence de données de planification pour un potentiel réseau national de gazoducs d'hydrogène en Algérie, l'infrastructure existante de pipeline de transport de pétrole et de gaz est utilisée comme référence géographique pour les corridors de pipeline candidats généralement appropriés.

Dans l'analyse SIG, la distance la plus courte (distance linéaire) entre le point de production et le réseau de canalisations existant est calculée (analyse du voisin le plus proche). Sur la base de la distance requise du pipeline spécifique, les CAPEX et OPEX pour un nouveau pipeline d'hydrogène sont calculés et inclus dans le calcul LCoH spécifique au site.

Dans ce qui suit, les résultats de l'analyse SIG sur le LCoH sans (w / o) frais de transport et avec (w /) frais de transport sont décrits.

1.7.2.5 Coût unitaire de l'hydrogène vert alimenté par pv, 2030

La distribution spatiale du coût de production d'hydrogène est directement déterminée par le rendement spécifique des EnR sur site. La figure 53 donne un aperçu spatial du LCoH calculé dans des gammes discrètes à partir de la puissance PV à un rapport de capacité de 1,5 pour le scénario de l'année 2030.

En moyenne, le LCoH est calculé à 4,14 USD / kg. D'après la carte SIG de la figure 3 10, on peut observer que le LCoH est le plus élevé dans la partie nord de l'Algérie en raison de la diminution de l'irradiation solaire. Le LCoH observé dans la région nord est supérieur à 4,70 USD / kg.

Des niveaux plus élevés de LCoH au-dessus de 5,05 USD / kg sont observés dans la région du nord-est de la Méditerranée entre Bejala et Annaba.

Le niveau de LCoH le plus bas de 4,35 USD / kg et inférieur peut être observé dans trois régions principales : (1) la région sud-ouest de Tindouf, Béchar et la partie nord de l'Adrar; (2) le plateau central de Tademait au nord de Tamanrasset; et (3) la région du sud-est à Tamanrasset et Illizi.

Algeria: green hydrogen production cost from PV electricity (capacity ratio 1.5)
Spatial overview of the levelized cost of hydrogen production (LCoH) in USD/kg

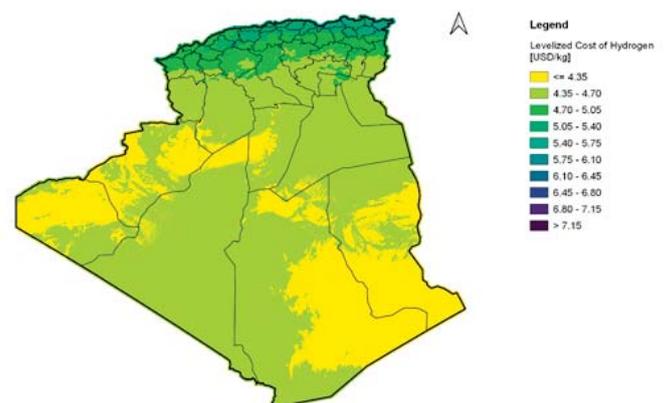


Figure n° 53: Vue d'ensemble spatiale du LCoH (sans frais de transport) alimenté par PV, année 2030

Algeria: green hydrogen production cost from PV electricity

Spatial overview of the levelized cost of hydrogen production (LCoH) incl. connection pipeline in USD/kg

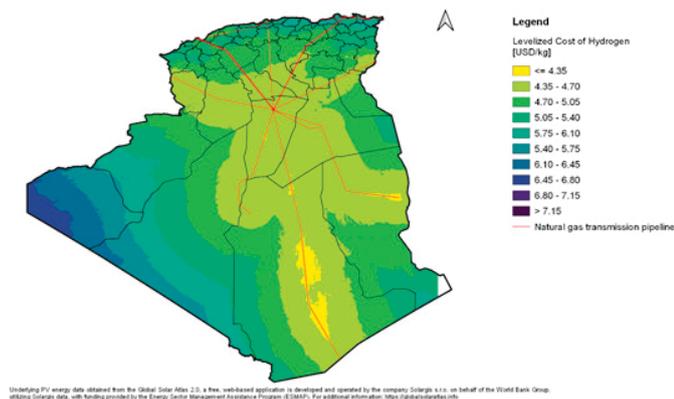


Figure n°54: Vue d'ensemble spatiale du LCoH (avec coûts de transport) alimenté par PV, année 2030

Compte tenu du coût de raccordement du pipeline, le niveau global de LCoH augmente (Figure 54: Vue d'ensemble spatiale du LCoH (avec coûts de transport) de l'énergie PV, année 2030 Figure 54). La tendance avec laquelle le LCoH augmente linéairement dépend de la distance par rapport à l'infrastructure du gazoduc. Les régions éloignées avec des distances de connexion requises élevées à l'infrastructure du pipeline montrent une augmentation du LCoH, tandis que les zones proches de l'infrastructure du pipeline montrent une augmentation limitée du LCoH.

Par rapport à la figure 55, la distribution spatiale des changements LCoH. En moyenne, le LCoH est calculé à 4,51 USD / kg, tandis que la majorité (mode) est égale à 4,38 USD / kg (Figure 55).

Les zones reculées de la région du sud-est et du sud-ouest ayant préalablement un faible niveau de LCoH (<4,35 USD / kg) montrent des niveaux élevés de LCoH > 5,05 USD / kg, reflétant les coûts supplémentaires pour le raccordement aux gazoducs.

De faibles niveaux de LCoH de 4,34 à 4,70 USD / kg peuvent être observés dans un couloir autour de l'infrastructure du pipeline. Le niveau de LCoH le plus bas de <4,35 USD / kg peut être observé dans la province de Tamanrasset à travers le couloir du gazoduc transsaharien prévu (également : pipeline NIGAL) et de l'oléoduc In Amenas-Skhira.

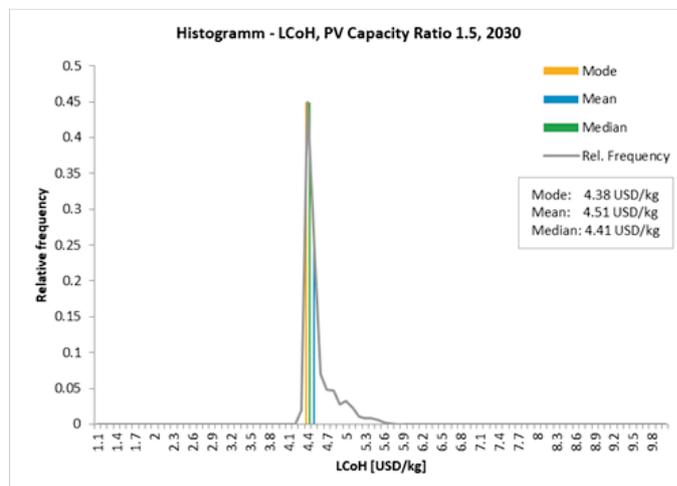


Figure n°55: Répartition statistique du LCoH régional avec les coûts de transport à partir de l'énergie photovoltaïque, année 2030

La quantité qui peut être produite à différents niveaux de LCoH est importante pour l'évaluation du potentiel économique et de la compétitivité de la production verte. La figure 56 donne un aperçu de la production annuelle d'hydrogène à différentes plages de LCoH discrètes sur la base de l'analyse SIG décrite ci-dessus.

La part substantielle technique de la production annuelle d'hydrogène est estimée à 4 634 Mio.t à un niveau du LCoH compris entre 4 et 4,5 USD / kg.

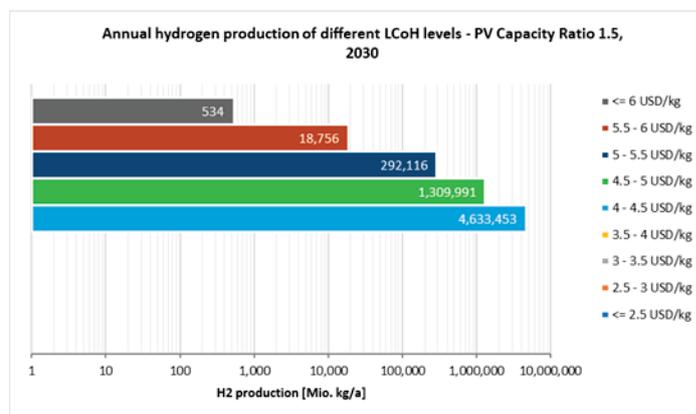


Figure n°56: Catégorisation du potentiel de production technique d'hydrogène alimenté par le PV en utilisant des niveaux de LCoH discrets, année 2030

1.7.2.6 Coût actualisé de l'hydrogène vert - éolien terrestre, 2030

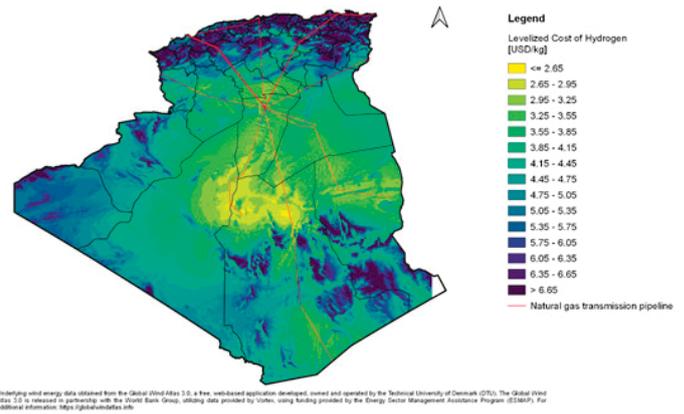
La Figure 57 donne un aperçu spatial du LCoH calculé dans des plages discrètes à partir de l'énergie éolienne terrestre pour le scénario de l'année 2030.

En raison du facteur de capacité plus élevé de la production d'électricité à partir des parcs

éoliens terrestres par rapport aux centrales photovoltaïques, la production d'hydrogène vert à partir de l'électricité éolienne terrestre peut atteindre un LCoH inférieur à celui du PV. En moyenne, le LCoH est calculé à 4,10 USD / kg, tandis que la majorité (mode) est égale à 3,36 USD / kg.

Le LCoH le plus bas de 2,65 USD / kg peut être observé dans le centre de l'Algérie, dans le désert saharien dans la région du plateau de Tademaït. La LCoH la plus élevée de 6,05 USD / kg et plus peut être observée dans la partie nord de l'Algérie (chaîne de montagnes Tell Atlas, côte méditerranéenne) et dans les parties sud-est des provinces de Tamanrasset et Illizi.

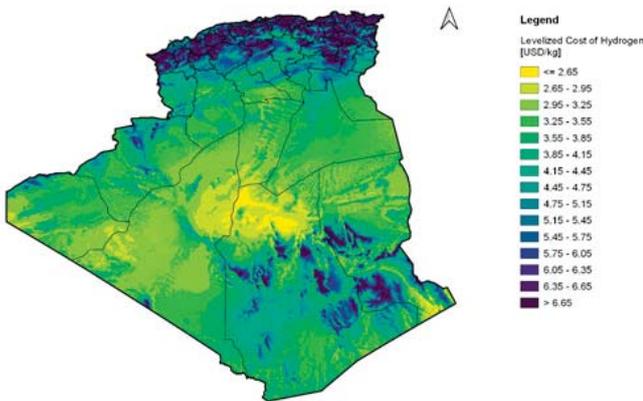
Algeria: green hydrogen production cost from onshore wind electricity
Spatial overview of the levelized cost of hydrogen production (LCoH) incl. connection pipeline in USD/kg



Underlying wind energy data obtained from the Global Wind Atlas 3.0, a free, web-based application developed, owned and operated by the Technical University of Denmark (DTU). The Global Wind Atlas 3.0 is released in partnership with the Global Wind Group, utilizing data provided by Vestas, using funding provided by the Energy Sector Management Assistance Program (ESMAP). For additional information: https://globalwindatlas.info

Figure n°58: Vue spatiale d'ensemble du LCoH (avec les coûts de transport de l'hydrogène) alimenté par l'éolien terrestre, année 2030

Algeria: green hydrogen production cost from onshore wind electricity
Spatial overview of the levelized cost of hydrogen production (LCoH) in USD/kg



Underlying wind energy data obtained from the Global Wind Atlas 3.0, a free, web-based application developed, owned and operated by the Technical University of Denmark (DTU). The Global Wind Atlas 3.0 is released in partnership with the Global Wind Group, utilizing data provided by Vestas, using funding provided by the Energy Sector Management Assistance Program (ESMAP). For additional information: https://globalwindatlas.info

Figure n°57: Aperçu spatial du LCoH (sans frais de transport) de l'éolien terrestre, année 2030

Si l'on considère le coût d'une connexion par pipeline, la distribution spatiale du LCoH change. En moyenne, le LCoH est calculé à 4,47 USD / kg, tandis que la valeur prévue est de 3,84 USD / kg (Figure 58).

Comme observé, le LCoH pour les régions éloignées augmente. Les régions avec un niveau de LCoH de 3,25 à 3,85 USD/kg passent à des niveaux de LCoH de 3,85 à 4,45 USD/kg. Des niveaux de LCoH inférieurs entre 3,25 et 3,85 USD/kg peuvent être observés autour des couloirs du pipeline, tandis que le niveau de LCoH dans la partie nord de l'Algérie (chaîne de montagnes Tell Atlas, côte méditerranéenne) augmente davantage.

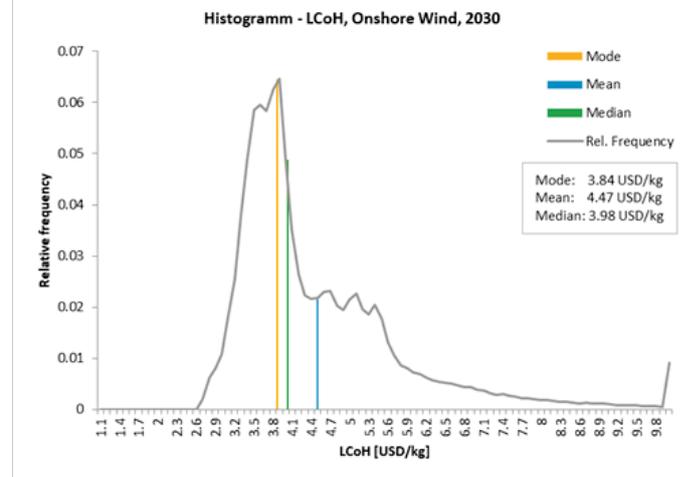


Figure n° 59: Répartition statistique de la LCoH régionale (avec les coûts de transport) de l'énergie éolienne terrestre, année 2030

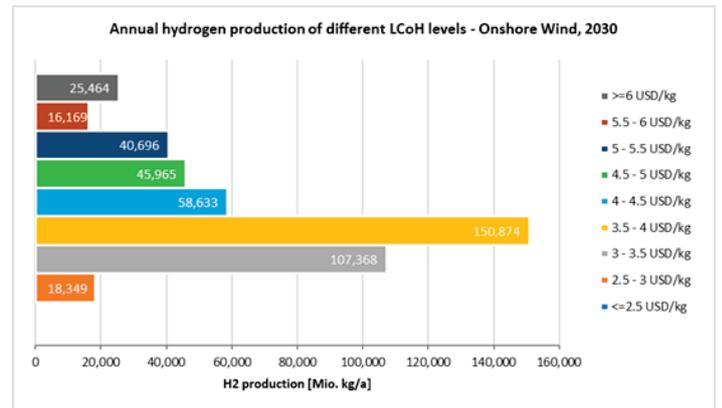


Figure n°60: Catégorisation du potentiel de production technique d'hydrogène à partir de l'énergie éolienne terrestre en niveaux de LCoH discrets, année 2030

La majorité de la production annuelle d'hydrogène est estimée à 151 Mio. t à un niveau de LCoH compris entre 3,5 et 4,0 USD / kg. Le potentiel de production au plus bas niveau de LCoH entre 2,5 et 3,0 USD/kg est limité à 18 Mio. t par an.

1.7.3 Ressources en Eau

1.7.3.1 La demande d'eau pour la production d'hydrogène

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.

Comme valeur de référence, une consommation spécifique d'eau d'environ 10 litres d'eau déminéralisée ($< 0,1 \mu\text{S}/\text{cm}^2$) ou 14 litres d'eau du robinet ($< 1\,000 \mu\text{S}/\text{cm}^2$) est nécessaire pour produire 1 kg d'hydrogène. La demande réelle en eau d'alimentation dépend de la qualité de l'eau disponible et du taux de récupération du système de traitement de l'eau.

La demande en eau d'une installation d'électrolyse à échelle industrielle peut être estimée comme suit: sur la base d'une taille d'électrolyse de référence de 1 000 MW avec une capacité de production d'hydrogène de 19 502 kg / h, la consommation d'eau du robinet s'élève à 273 m³ / h. Compte tenu de 3 000 heures de fonctionnement équivalent en pleine charge, un volume de 819 000 m³ d'eau du robinet est requis par an.

Par rapport à la capacité de production des usines de dessalement installées en Algérie, qui s'élève à 2,1 millions de m³ / jour (Hamiche 2018), la demande en eau de l'usine d'électrolyse de référence de 1 000 MW se compare à 0,01% de la capacité globale de dessalement en Algérie.

Cependant, en supposant que les capacités d'approvisionnement en eau disponibles soient limitées, que la consommation d'eau domestique augmente et que la disponibilité de l'eau et les infrastructures varient au niveau régional, il convient de considérer que le développement de systèmes d'approvisionnement en eau dédiés pour le développement futur d'usines d'électrolyse à grande échelle est nécessaire.

1.7.3.2 Possibilité d'utilisation des eaux épurées tertiaires pour l'électrolyse

L'office nationale de l'assainissement exploite 159 stations d'épurations, 31 autres le sont par les assemblées populaires communales et 10 ont été intégrées aux périmètres des sociétés par actions délégataires des services publics de l'eau. Les capacités d'épuration passeront à 1,4 milliard de m³/ an à l'horizon 2030, pour une production actuelle avoisinant les 1 milliard de m³.

Un traitement supplémentaire de ces eaux secondairement traitées par un procédé hybride d'ultrafiltration et d'osmose inverse offrira la possibilité de convertir cette ressource en une eau ayant les caractéristiques d'une eau distillée, éligible pour la production d'hydrogène vert par électrolyse.

Dans ce contexte, nous avons consulté un industriel spécialisé dans le domaine du traitement des eaux et une étude préliminaire nous a été fournie pour une usine de production d'une capacité de 20.000 m³/ an pour une eau une conductivité d'environ $10 \times 10^{-6} \text{ W}^{-1} \cdot \text{m}^{-1}$ (20 dS/m).

Les résultats de l'étude sont illustrés ci-dessous :

Hors taxes	Ultrafiltration	Osmose inverse
CAPEX (DA)	320,000,000.00	1,200,000,000.00
OPEX	6,000,000.00	18,000,000.00

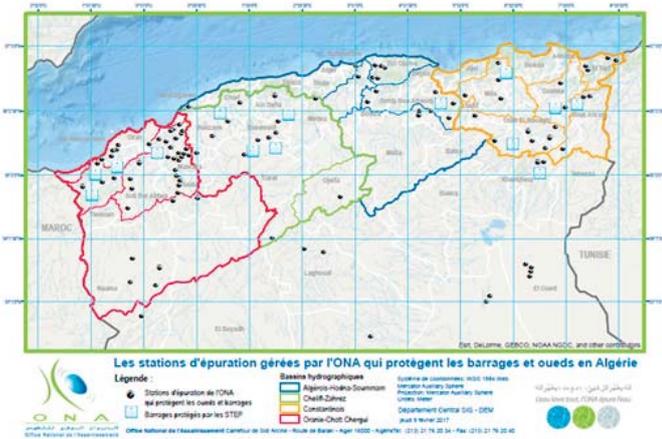
Pour un amortissement de 10 ans le prix de revient du m³ est de 37 DA. Pour 20 ans il sera de 27 DA.

La figure 1 et 2, illustrent la position géographique des stations d'épuration en Algérie. Dans la figure 1 indique que la majorité des stations d'épuration se situent sur la bande littorale, où une forte population se concentre. La figure 2 illustre la répartition des stations d'épuration gérées par l'office nationale de l'assainissement.

A fin Juin 2018, l'ONA assure la gestion et l'exploitation de 148 stations d'épuration. La capacité globale installée de ces 148 stations est de 10 089 538 Équivalent-habitants, soit un débit nominal de 1 543 026 m³/j.



Laghouat	7	921 631	132 153	51 181
Oran	44	1 749 353	253 066	163 263
Saida	15	624 525	94 922	38 667
Sétif	11	1 384 915	2303 47	52 794
Tamanrasset	3	157 500	20 700	22 167
Tiaret	5	594 947	73 560	51 025
Total du 1er Semestre 2018	148	10 089 538	1 543 026	687 848



1.7.3.3 Disponibilité de l'eau

Algeria: map of aridity

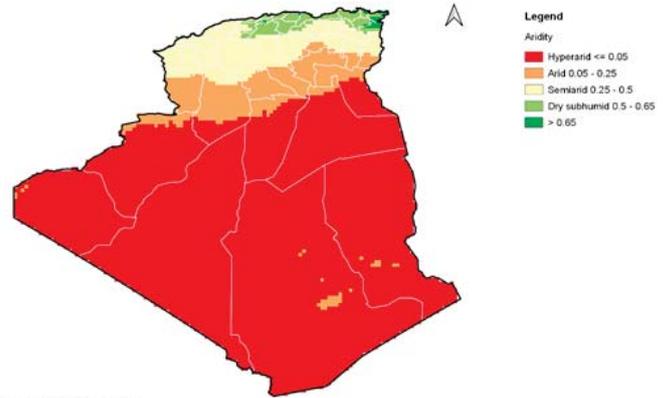


Figure n° 61: Aperçu cartographique des niveaux d'aridité en Algérie

Ci-dessous, la répartition par zone des volumes des eaux usées épurées par les 148 stations d'épuration en exploitation

Zones / Directions d'assainissement	Nombre de STEP	Capacités		Débit moyen traité (m3/j)
		(Eq/H)	(m ³ /j)	
Tizi -Ouzou	15	698 580	110 046	43 480
Alger	5	698 580	52 500	30 602
Annaba	10	1 073 300	159 370	67 806
Batna	12	649 425	73 920	33 653
Béchar	2	94 850	12 200	4 408
Chlef	5	402 528	58 304	17 687
Constantine	5	682 711	126 257	32 308
D-A El Oued	4	419 491	76 799	33 369
D-A Ouargla	3	278 182	59 507	37 742
D-A Tougourt	2	62 600	9 375	7 698

Algeria: yearly reference precipitation (reference: 1961-1990 climatological normals)

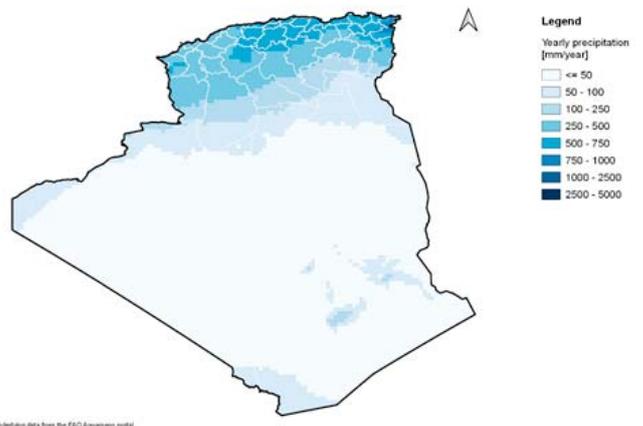


Figure n° 62: Précipitations annuelles de référence en Algérie en mm / an

1.7.3.4 Coût du transport et de la production d'eau

Pour le dessalement de l'eau de mer, plusieurs technologies établies existent. Les technologies comprennent la distillation flash à plusieurs étages (MSF), la distillation à effets multiples (MEF) et l'osmose inverse de l'eau de mer (SWRO). Pour les systèmes d'énergie renouvelable, des systèmes SWRO sont généralement appliqués.

Le tableau suivant donne un aperçu du coût de production d'eau (dessalement) en comparant diverses technologies de dessalement.

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 = multi-effect distillation with thermal vapor compression; MLD = million liters per day; MSF = multistage flash distillation; O&M = operation and maintenance; SWRO = seawater reverse osmosis.

Tableau n° 13: Coûts d'investissement et d'exploitation des usines de dessalement d'eau de mer⁷⁴

Le tableau suivant donne un aperçu du coût de transport spécifique de l'eau pour les installations de référence dans le monde.

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 2005.⁷⁴

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

Tableau n° 14: Vue d'ensemble du coût spécifique du transport par eau à partir des projets de référence⁷⁵

Comme le montre le tableau 13, le coût de transport de l'eau dépend des caractéristiques spécifiques du réseau de transport telles que la distance de transport et l'élévation (hauteur de la pompe). Les deux paramètres ont un impact sur le coût en capital de l'infrastructure des pipelines et des stations de pompage ainsi que sur les coûts d'exploitation en termes d'énergie de pompage requise.

Étant donné qu'une évaluation basée sur un SIG du coût de transport de l'eau spécifique au site de production dépasse la portée de cette étude, il a été recommandé d'évaluer le coût du transport de l'eau dans une étude de cas spécifique pour des sites de projet sélectionnés, sur la base d'un calcul hydraulique et d'un aperçu du tracé potentiel du pipeline.

1.7.4 Aspects socio-économiques, création d'emplois

L'un des principaux avantages socio-économiques attendus du développement de la filière PtX en Algérie est la création d'emplois. On s'attend à ce que la production d'hydrogène vert soutienne la création d'emplois. Par conséquent, le nombre d'emplois créés dépendra de la mesure dans laquelle les activités le long de la chaîne de valeur peuvent être localisées en Algérie, sur la base de coûts inférieurs et d'un potentiel élevé de production d'électricité renouvelable. Ces activités pourraient inclure la recherche et le développement (R&D), la fabrication de technologies, la construction et l'exploitation d'usines PtX.

L'emploi peut être divisé en catégories directes et indirectes. Notre discussion se concentre sur l'emploi direct.

Au départ, la plupart des emplois seront affectés à la R&D ; la fabrication des technologies émergentes ne devrait pas créer d'opportunités d'emploi significatives à court terme. Toutefois, à l'avenir, la fabrication de composants ainsi que la construction et l'exploitation d'usines PtX deviendront l'un des principaux secteurs d'emploi, à l'exclusion des emplois liés à l'installation ou à l'exploitation de systèmes photovoltaïques ou éoliens renouvelables.

En raison de la rareté des données, on sait peu de choses sur le potentiel réel de création d'emplois

⁷⁴(WB 2014)

⁷⁵(WB 2014)

en Algérie, mais certaines études ont fait des estimations dans un contexte international. Par exemple, (FCH 2 JU 2019) a estimé le nombre d'emplois créés dans des industries similaires. Les conclusions de cette étude prévoient la création d'une moyenne de 13 emplois pour 1 million d'euros de revenus. Une autre estimation est basée sur la production d'hydrogène en TWh, en supposant un facteur d'emploi compris entre 575 et 775 emplois/TWh62. (Ram et al. 2019) estiment la création d'environ 4,75 emplois par MW par le passage au gaz (dont 1,86 emploi dans la fabrication, 2,6 emplois dans la construction et l'installation, et 0,28 emploi dans l'exploitation et la maintenance), à l'exclusion des emplois créés par les installations d'énergie renouvelable. En outre, ils estiment un multiplicateur d'emploi régional pour la région MENA de 1,51 en 2030 et de 1,23 en 2050 sur la base d'hypothèses sur la productivité du travail. Compte tenu des facteurs d'emploi liés à la capacité évoqués ci-dessus, si un électrolyseur a une capacité installée de 5 GW en Algérie, entre 29 000 et 36 000 emplois pourraient être créés. La part des emplois situés en Algérie dépendrait du développement de la chaîne de valeur dans le pays. Le nombre d'emplois pour chaque voie industrielle est présenté dans la section 1.8.

On s'attend à ce que des professionnels qualifiés soient requis pour la plupart des activités, allant des ingénieurs hautement qualifiés aux techniciens orientés vers les applications (PCH 2 JU 2019). Bon nombre de ces emplois nécessitent de nouvelles compétences et une éducation/formation.

Les compétences de base nécessaires pour soutenir le développement du secteur PtX existent déjà en Algérie, mais un renforcement des capacités spécifiques liées à la technologie serait nécessaire.



Figure n° 63: Chaîne de valeur du système PtX

1.8 Voies industrielles PtX

1.8.1 Approche et Objectif

L'objectif de ce document est de décrire les résultats d'une brève analyse sur les modèles de chaîne

d'approvisionnement ou des voies industrielles du potentiel de production de l'hydrogène vert à partir des énergies renouvelables en Algérie.

1.8.2 Définition des voies industrielles

Sur la base des discussions des chapitres précédents, en analysant la situation et les tendances en Algérie et les technologies adéquates disponibles, les voies industrielles ou les modèles d'approvisionnement en PtX suivants sont proposés

1. Électrolyse distribuée à petite échelle
2. Chaînes d'approvisionnement localisées à grande échelle
3. Systèmes centralisés, interconnectés à grande échelle

Un tableau récapitulatif de ces systèmes d'approvisionnement est fourni ci-dessous.

MODÈLES D'APPROVISIONNEMENT	Exemple d'utilisation	Voie No.	RES	Production	Stockage	Transport	Compresseur	Eau
1.Électrolyse distribuée à petite échelle	1. Utilisation locale pour la mobilité	1a	Éolien terrestre	Électrolyse PEM	Pressurisé à petite échelle	Transport de remorques jusqu'à 50 km	Haute pression, petite capacité	Dessalement de l'eau de mer, alimentation par réseau existant
		1b	PV			Pas de transport		
2.Chaînes d'approvisionnement à grande échelle et localisées	2.1 Grandes centrales électriques	2.1 a	Éolien terrestre	Électrolyse Alcaline	Pressurisé à grande échelle	Pipeline jusqu'à 50 km	Pression moyenne, grande capacité	Dessalement de l'eau de mer, transport jusqu'à 50 km
		2.1 b	PV					
	2.2 Utilisation industrielle de l'ammoniac	2.2 a	Éolien terrestre	Électrolyse Alcaline	Pressurisé à grande échelle	Pipeline jusqu'à 50 km	Moyenne à haute pression, grande capacité	Dessalement de l'eau de mer, transport jusqu'à 50 km
		2.2 b	PV					
3.Grande échelle, centralisée et interconnectée	3.1 Domestique	3.1.1 a	Éolien terrestre	Électrolyse Alcaline	-	Retrofit existant NG pipelines (1500 km) + Nouvelle pipeline de connexion (100 km)	Moyenne à haute pression, grande capacité	Dessalement de l'eau de mer, transport jusqu'à 50 km
		3.1.1b	PV					
		3.2.1a	Onshore Wind					
		3.2.1b	PV					
	3.2 Exportation_1 (Europe)	3.2 a	Éolien terrestre	Électrolyse Alcaline	-	Retrofit existant NG pipelines (1500 km) + Nouvelle pipeline de connexion (100 km)	Moyenne à haute pression, grande capacité	Dessalement de l'eau de mer, transport jusqu'à 500 km
		3.2 b	PV					
	3.3 Exportation_2 (Allemagne)	3.3 a	Éolien terrestre	Électrolyse Alcaline	-	Retrofit existant NG pipelines (3000 km) + Nouvelle pipeline de connexion (100 km)	Moyenne à haute pression, grande capacité	Dessalement de l'eau de mer, transport jusqu'à 500km
		3.3 b	PV					
	3.4 Exportation vers l'Europe, Capacités d'exportation de pipeline limitées	3.4a	Éolien terrestre	Électrolyse Alcaline	-	Retrofit existant NG pipelines (1500 km) + Nouvelle pipeline de connexion (100 km)	Moyenne à haute pression, grande capacité	Dessalement de l'eau de mer, transport jusqu'à 500km
		3.4b	PV					

Tableau n° 15: Voies industrielles potentielles pour le PtX en Algérie

Ces voies industrielles seront examinées plus en détail dans les sections suivantes

1.8.3 Technologie

Pour l'évaluation du potentiel de production spatiale, une centrale SER de référence a été définie à l'aide du logiciel Thermoflex et des valeurs technologiques types.

La taille de l'installation SER de référence (parc éolien, centrale photovoltaïque) correspond à une capacité installée de 1 000 MW. Il convient de noter que les valeurs technologiques décrites sont préliminaires, la sélection détaillée des technologies ne fait pas partie du cadre de cette étude.

	PV	Eolien terrestre
Usine de référence (capacité installée)	1,000 MWp	1,000t MW
Technologie	Silicium cristallin (c-Si), fixed tilt, no tracking	IEC Class II, Vestas V126-3.45 MW
Superficie du site	94.7 ha	5,715 ha
Surface spécifique du site par capacité installée	0.11 kW/m ²	0.006 kW/m ² (6-D espacement des turbines)

Tableau n° 16: Hypothèse technologique - Centrale SER de référence

Il convient de noter que les classes d'éoliennes sont supposées être la classe II, définie par la norme internationale IEC-61400-1 pour simplifier l'analyse. Le choix de la classe de l'éolienne a un impact sur le coût d'investissement et le rendement énergétique. Le choix de la classe d'éolienne doit être évalué séparément et dépasse le cadre de cette étude.

Paramètre	Valeur
Technologie	Alcaline sous pression électrolyse (AEL)
Efficacité du système (LHV)	65 %
Intervalle de remplacement de la pile	9 ans
Demande spécifique d'eau du robinet pour la production d'hydrogène	0.014 m ³ /kg

Tableau n° 17: Hypothèses technologiques du système d'électrolyse

1.8.4 Centres potentiels de demande de H2 en Algérie

Afin de définir des emplacements représentatifs pour la future demande d'hydrogène vert en

Algérie, le potentiel de demande d'hydrogène a été cartographié dans une carte thermique (Figure 64).

Les secteurs de demande suivants sont considérés selon la description des voies dans le chapitre 3.1 :

- Production d'ammoniac
- Production d'électricité (centrales thermiques à gaz)
- Mobilité (autobus, camions)

Les raffineries de pétrole brut sont exclues de l'analyse car les données disponibles ne sont pas suffisantes pour évaluer la demande nette en H2 des raffineries Algériennes.

Le potentiel de la demande en H2 est évalué selon une approche descendante :

- Production d'ammoniac : Remplacement à 100% du H2 gris par du H2 vert
- Production d'électricité : Conversion de 100% du GN en H2 vert
- Mobilité (bus, camions) : 10 % de conversion de véhicules à moteur à combustion interne en véhicules à pile à combustible.

Remarque : l'approche n'inclut pas le coût de conversion de l'usine d'ammoniac ni le coût de conversion de l'usine de turbine à gaz.

L'inventaire des véhicules est estimé par ville sur la base d'une approche d'un véhicule par habitant, en considérant un nombre théorique de 0,0021 bus par habitant et 0,001 camion par habitant. L'année de référence pour l'inventaire des véhicules et les statistiques de population est 2018. La population par ville est dérivée de l'ensemble de données OSM basé sur référence

La consommation de carburant H2 est estimée sur la base des caractéristiques suivantes :

- Autobus :
 - Kilométrage quotidien moyen : 200 km
 - Jours de fonctionnement par an : 365
 - Consommation de carburant H2 : 9 kg/100 km
- Camions:
 - Kilométrage annuel moyen : 30 000 km
 - Consommation de carburant H2 : 9 kg/100 km

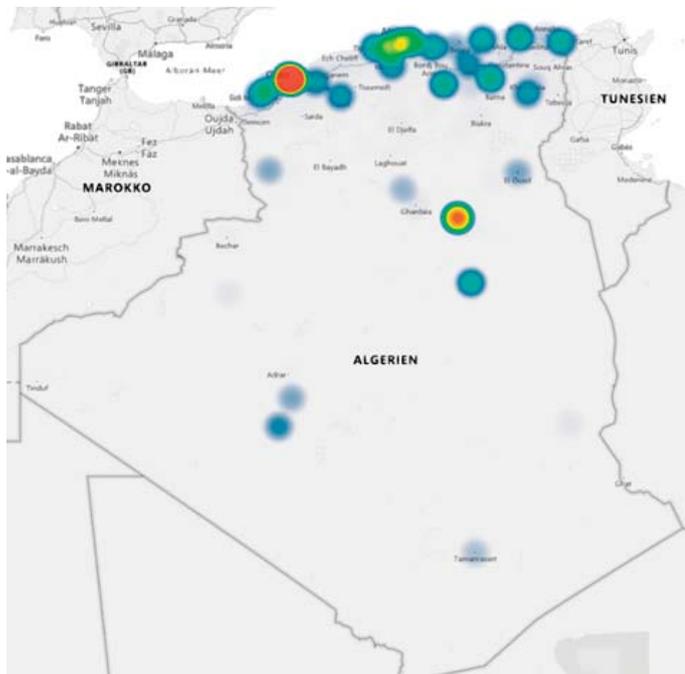


Figure 64 Carte thermique du potentiel de la demande intérieure en H2 vert de certains secteurs économiques

La carte thermique de la figure 64 montre que la majeure partie du potentiel de la demande intérieure d'hydrogène est concentrée dans le nord de l'Algérie, près de la côte méditerranéenne. La localisation géographique du potentiel de demande intérieure d'hydrogène est liée aux complexes de production industrielle (voie 2.1 et 2.2) et à la densité de population (voie 1, voie 2.1). Les points chauds régionaux sont Arzew, Alger (zone côtière) et la province d'Ouargla (zone intérieure).

Sur la base des groupes de demandes régionaux, des régions géographiques représentatives sont qualitativement indiquées pour les modèles d'approvisionnement analysés (Figure 65).

- **Voie 1** : Zone de la côte méditerranéenne, d'Alger à Annaba
- **Voie 2.1** : Alger et les provinces voisines (Boumerdes, Medea, Blida, Tipaza)
- **Voie 2.2** : Arzew

Contrairement aux modèles d'approvisionnement localisé (voies 1 et 2), le modèle d'approvisionnement centralisé et interconnecté (voie 3) pour la production d'hydrogène vert à grande échelle pour le marché intérieur et d'exportation n'est pas limité à des sites proches de l'implémentation des industries utilisant de l'hydrogène. Au contraire, les emplacements optimaux peuvent être déterminés en fonction des conditions favorables des SER et de la disponibilité des infrastructures pertinentes (c'est-à-dire les gazoducs, les lignes électriques,

les routes). Pour voie n° 3, les zones suivantes sont sélectionnées comme sites potentiels :

- o Région centrale du Sahara Algérien (plateau de Tademaït) - fort potentiel PV et éolien
- o Sud-ouest de l'Algérie (province de Tamanrasset et Illizi), fort potentiel PV

Pour les régions décrites ci-dessus, les facteurs de capacité moyens pour la production d'énergie photovoltaïque et éolienne terrestre sont dérivés de l'analyse SIG et inclus comme valeurs de référence dans les calculs du modèle d'approvisionnement.

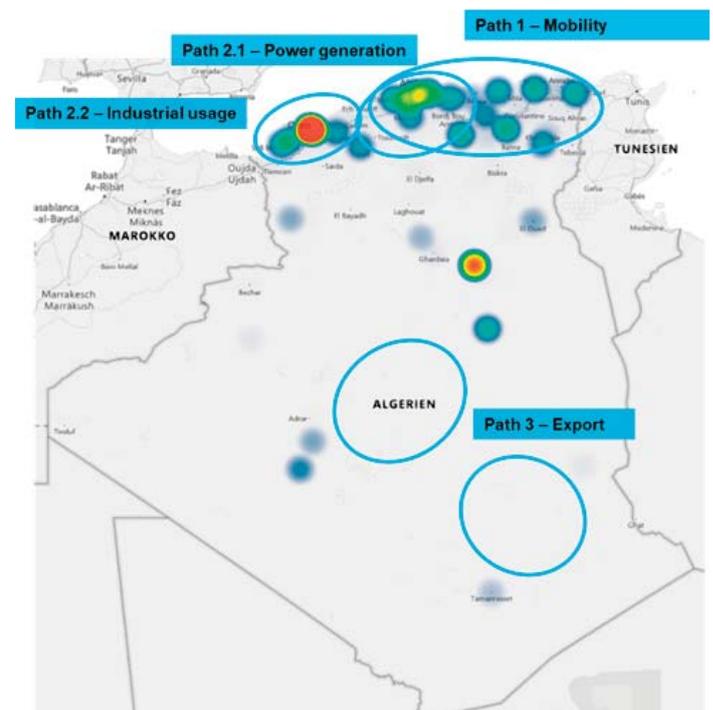


Figure n° 65: Carte thermique du potentiel de la demande intérieure de l'H2 vert de certains secteurs économiques, y compris les emplacements de référence indicatifs pour l'analyse du modèle d'approvisionnement

1.8.5 Résultats de l'analyse de la voie

1.8.5.1 Voie 1 - électrolyse distribuée à petite échelle

Utilisation

Ce modèle d'approvisionnement décrit la production distribuée d'hydrogène à petite échelle par électrolyse. Une utilisation typique dans le domaine de la mobilité est une station de ravitaillement en hydrogène, qui fournit de l'hydrogène vert comme carburant aux véhicules électriques à pile à combustible tels que les bus de transport public ou les poids lourds. Un exemple d'utilisation est le projet eFarm en Allemagne ou la Zero Emission Valley en France.

L'installation de référence est une station de ravitaillement en hydrogène présentant les caractéristiques suivantes :

Capacité de la station de ravitaillement en H₂ : 1000 kg/jour

Utilisation de la station de ravitaillement en H₂ : 75%

Types de véhicules : autobus urbains, autobus régionaux, camions lourds.

Demande moyenne de H₂ par véhicule : 35 kg

Nombre maximal de ravitaillements par jour : 28

Pression d'H₂ dans le réservoir du véhicule : 350 bar

Pour la demande totale d'H₂ par an, on suppose une flotte de 1 000 bus électriques à pile à combustible. Si l'on considère 365 jours de fonctionnement par an, cela équivaut à une demande de H₂ de 12,78 millions de kg par an et nécessite 35 stations de ravitaillement d'une capacité de 1 000 kg/jour.

L'emplacement de la station de ravitaillement en H₂ est envisagé à proximité des centres de demande locale d'H₂, c'est-à-dire des centres logistiques et des stations de ravitaillement sur autoroute, afin de minimiser le coût du transport. Pour la production d'hydrogène, une distinction est faite entre une usine d'électrolyse hors site sur le site de la SER, avec un transport d'hydrogène par camions-remorques jusqu'à la station de ravitaillement en hydrogène (cas 1a) et une usine d'électrolyse sur site à la station de ravitaillement en hydrogène, sans transport d'hydrogène (cas 1b).

Dans le cas 1a, l'éolien terrestre est sélectionné comme source d'énergie renouvelable, sur la base de considérations relatives aux distances minimales d'installation entre les éoliennes et les zones résidentielles. Dans le cas 2a, ces distances minimales d'installation ne sont pas prises en compte grâce à l'installation de centrales photovoltaïques à proximité de la station de ravitaillement en H₂.

- Voie 1a :

o RES : Éolien terrestre

o Site d'électrolyse : à proximité du site de la SER, connexion électrique directe à la SER.

o Transport de l'hydrogène : par camions-remorques jusqu'à la station de ravitaillement en hydrogène.

- Voie 1b :

o SER : PV

o Site d'électrolyse : électrolyse sur place à la station de ravitaillement en H₂, raccordement électrique direct aux SER.

o Transport de l'hydrogène : aucun transport requis.

Production

Pour ce modèle d'approvisionnement, la technologie d'électrolyse PEM est considérée comme une technologie appropriée. Dans le cas d'un fonctionnement hors réseau, c'est-à-dire via une connexion directe à une centrale SER, l'électrolyse PEM présente des avantages par rapport à la technologie alcaline en termes de flexibilité de la souplesse de changement de charge et de la plage de charge partielle. En outre, l'électrolyse PEM produit de l'hydrogène à un niveau de pression plus élevé (30 bars supposés pour ce modèle d'approvisionnement) et nécessite moins de surface d'installation que les systèmes d'électrolyse alcaline.

Remarque : pour l'approvisionnement en eau, l'utilisation des conduites de distribution d'eau existantes est supposée en raison des faibles quantités d'eau nécessaires. Par conséquent, aucun coût supplémentaire pour le transport par eau n'est pris en compte. Le coût du dessalement pour la production d'eau est pris en compte.

Stockage

Un réservoir de stockage de H₂ à haute pression est nécessaire pour des raisons opérationnelles et stratégiques. Pour la taille de la station de référence, des capacités de stockage opérationnelles de < 200 kg sont nécessaires, avec une capacité de réserve supplémentaire de 1 jour. La capacité globale dépend de la stratégie opérationnelle de la station de ravitaillement.

- Capacité de stockage : demande d'un jour = 1 000 kg H₂ à 500 bar

- Type de stockage : récipients sous pression conteneurisés, en acier ou en matériau composite.

- Emplacement : sur le site de la station de ravitaillement.

- Objectif : optimisation technique, sécurité d'approvisionnement

Transport

Aucun transport d'H₂ n'est prévu pour la voie 1b, car la production d'H₂ est envisagée sur le site de la station de ravitaillement. La distance de transport pour le modèle d'approvisionnement 1a

devrait être inférieure à 50 km par remorque.

Compresseur

Pour ce modèle d'approvisionnement, un petit compresseur est nécessaire pour fournir de l'hydrogène au niveau de la haute pression requise pour le ravitaillement des véhicules. Pour la station de ravitaillement de référence, un taux de compression de 30/500 bar est nécessaire. Selon le type de véhicule, un niveau de pression élevé allant jusqu'à 900 bars peut être nécessaire.

1.8.5.2 Voie 2.1 - chaînes d'approvisionnement à grande échelle et localisées pour le secteur de l'électricité

Utilisation

Un exemple d'utilisation pour ce modèle est la production d'hydrogène vert pour la co-combustion dans les centrales électriques à gaz (cycle ouvert / OCGT et cycle combiné / CCGT). D'après la discussion du chapitre AAA, on peut s'attendre à ce que la demande d'hydrogène soit la suivante en Algérie pour la co-combustion dans les centrales électriques à gaz.

		2021	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Consommation du gaz naturel	[10 ⁶ GJ/th]	788	867	1,002	1,105	1,246	1,368	1,562
Quantité de H2 requise	[ktpa]	-	289	334	2740	3089	3392	3873

tpa= 1000 tonnes per annum

Table 18 Évolution de la demande de l'H2 dans le secteur de la production d'électricité

Pour ce modèle d'approvisionnement, la demande de l'H2 pour les centrales OCGT et CCGT est considérée pour l'année de référence 2030. Un taux de conversion du combustible de 100 % en H2 est considéré, remplaçant 100 % de la consommation de GN. Cette approche de conversion de 100 % du combustible a été choisie pour couvrir l'ensemble des coûts nécessaires à la décarbonisation du secteur de la production d'électricité.

Dans la phase de démarrage, le mélange d'hydrogène (jusqu'à 10-20 % en volume) dans le réseau de GN existant ou la conversion à 100 % de quelques petites unités sont considérés comme des solutions pratiques réalistes.

Capacité installée	Nombre d'usines de référence	Capacité de l'usine de référence	Besoin en H2 pour une usine de référence (Conversion totale du carburant 100%)
OCGT	13,600 MW	300 MW	45
CCGT	30,000 MW	1,300 MW	23

Tableau n° 19: Capacités de référence des centrales électriques à gaz et demande de combustible H2

Production

Les technologies PEM et d'électrolyse alcaline sont toutes deux adaptées à ce modèle d'approvisionnement. On considère que la production d'hydrogène est découplée de la demande d'hydrogène des centrales électriques en utilisant la capacité de stockage du réseau gazier pour amortir les fluctuations de la demande. La production d'hydrogène n'a pas besoin de suivre la demande de manière totalement flexible, ce qui assouplit les exigences de flexibilité des usines d'électrolyse. Par conséquent, en raison de sa compétitivité en termes de coûts pour les installations à grande échelle, l'électrolyse alcaline est choisie comme technologie préférée. La taille de l'installation d'électrolyse de référence choisie est de 1,4 GW pour les TGO et de 3,8 GW pour les TGCC. L'emplacement des installations d'électrolyse est considéré avec un rayon de transport spécifique autour des emplacements de demande.

Stockage

Il est proposé de classer les capacités de stockage de ce modèle en capacités de stockage à court terme (sur site) et à long terme (hors site). On suppose que les capacités de stockage à long terme, c'est-à-dire pour équilibrer les fluctuations saisonnières de l'offre et de la demande, seront fournies par l'ensemble du réseau de transport de gaz ou par des installations de stockage centralisées à grande échelle, c'est-à-dire des stockages souterrains tels que des aquifères ou des cavernes de sel. Les capacités de stockage à long terme ne sont pas quantifiées dans cette étude et sont donc exclues de l'analyse du modèle d'approvisionnement⁷⁷.

Pour le stockage à court terme, il est envisagé de construire un nouveau gazoduc pour le stockage (stockage souterrain à faible profondeur) sur le site de la centrale, afin d'optimiser l'approvisionnement en gaz des centrales. Un exemple, les capacités

⁷⁷ Gas-fired power plant Emsland, <https://www.group.rwe/en/our-portfolio/our-sites/emsland-power-plant/>

de stockage des centrales électriques au gaz naturel, jusqu'à 6 heures de fonctionnement à pleine charge, sont assurées par des stockages en conduites .

Pour les centrales électriques alimentées en H₂, la capacité de stockage équivalente pour un même volume de stockage géométrique est réduite par rapport au GN en raison de la densité énergétique volumétrique inférieure de l'hydrogène. La limite supérieure pour le stockage d'H₂ en canalisation est donc considérée comme étant de 45 t de volume de gaz, sur la base des installations de stockage en canalisation de GN réalisées aujourd'hui.

- Type de stockage : ligne d'optimisation (tuyaux) / réseau de canalisations souterraines
- Capacité de stockage:
 - OCGT : 45 t (équivalent à 1,4 heures de fonctionnement à pleine charge)
 - CCGT : 45 t (équivalent à 0,6 heures de fonctionnement à pleine charge)
- Localisation : sur le site de la centrale ou à proximité immédiate du site de la centrale.
- Objectif : sécurité d'approvisionnement, stockage de gaz à court terme, atténuation de la demande de pointe, optimisation économique.

Transport

On suppose que les usines d'électrolyse sont situées à une distance maximale de 50 km du site de la centrale électrique. Pour la connexion au site de la centrale électrique, un nouveau pipeline est envisagé. La dimension du pipeline dépend de la capacité de l'usine d'électrolyse. Le pipeline est supposé fonctionner à un niveau de pression compris entre 40 et 80 bars. Une station intermédiaire de compression du pipeline n'est pas nécessairement considérée.

- Type de pipeline : pipeline en acier nouvellement construit
- Longueur du pipeline : 50 km
- Capacité du pipeline :
 - OCGT : 30 003 kg/h ou 333 737 m³(N)/h
 - CCGT : 70 916 kg/h ou 788 834 m³(N)/h
- Dimension approximative du pipeline :
 - OCGT : DN300
 - TGCC : DN500

Compresseur

Une station de compression située sur le site de l'usine d'électrolyse est envisagée. En général,

des compresseurs à pistons sont utilisés pour comprimer l'hydrogène de la pression de sortie de l'électrolyse au niveau de la pression de fonctionnement du pipeline.

1.8.5.3 Voie 2.2 - chaînes d'approvisionnement à grande échelle et localisées pour la production d'ammoniac

Utilisation

Un exemple d'utilisation de cette voie est la production d'hydrogène vert comme matière première pour la production d'ammoniac. Ce modèle envisage la décarbonisation de la production actuelle d'ammoniac par une substitution une à une de la consommation actuelle d'hydrogène gris par de l'hydrogène vert. La conception du système de production d'H₂ est adaptée à la demande actuelle d'H₂ pour la production d'ammoniac en Algérie, qui est d'environ 2 100 ktpa.

Capacité de production NH ₃				
Sorfert Algeria	1,606,000	tpa	4,400	tpd
Complexe de production d'ammoniac et d'urée d'arzew	1,500,000	tpa	4,110	tpd
Complexe de production d'ammoniac et d'urée (Arzew)	1,300,000	tpa	3,562	tpd
Spanish Fertiberia (Annaba & Arzew)	650,000	tpa	1,781	tpd

Tableau n° 20: Capacité de production NH₃

- Production annuelle totale d'ammoniac : 2,1 millions de tonnes (année de référence 2017)
- Potentiel total de demande annuelle d'hydrogène vert : 352 590 t H₂
- Quatre sites de production d'ammoniac existants en Algérie
 - Capacité totale de production annuelle d'ammoniac (à 8760 heures de fonctionnement) : 5 Mio. T

Sur la base des données de production décrites dans le tableau et de la production annuelle d'ammoniac, les caractéristiques suivantes de l'usine de référence sont définies

- Usine de production d'ammoniac de taille de référence : 3 500 tpj de NH₃
- Demande d'hydrogène par usine de référence d'ammoniac :
 - Demande moyenne par an : 89 088 tpa H₂
 - Demande moyenne par jour : 244 tpd H₂
 - Demande de pointe par heure : 24,5 t/h H₂

Production

L'électrolyse PEM, l'électrolyse alcaline et l'électrolyse à oxyde solide à haute température sont toutes les trois des technologies adaptées à cette voie. Comme la synthèse de l'ammoniac à l'échelle industrielle est un procédé qui nécessite un fonctionnement en charge de base, un approvisionnement constant en hydrogène comme gaz d'alimentation est nécessaire. En raison de sa compétitivité en termes de coûts pour les installations à grande échelle et à charge de base, l'électrolyse alcaline est la technologie privilégiée.

La taille de l'installation d'électrolyse de référence sélectionnée est de 1,5 GW. L'emplacement des installations d'électrolyse est considéré avec un rayon de transport spécifique autour des emplacements de demande.

Stockage

Pour cette voie, un stockage d'H₂ sur site est prévu pour le stockage à court terme. En raison de l'importante demande d'H₂ par installation de référence (environ 24,5 tonnes d'H₂ par heure), la capacité de stockage est limitée à quelques heures de fonctionnement à pleine charge. L'objectif du stockage d'H₂ dans ce modèle est de garantir la sécurité de l'approvisionnement et d'amortir les variations de la demande à court terme des usines de synthèse d'ammoniac. La capacité de stockage maximale est limitée par la capacité de stockage du tuyau décrite dans la voie 2.1.

- Type de stockage : stockage dans une canalisation
- Capacité de stockage : 45 t (équivalent à 1,8 heures de fonctionnement à pleine charge)
- Localisation : sur le site de l'usine ou à proximité immédiate de celui-ci.
- Objectif : sécurité d'approvisionnement, stockage tampon à court terme

Transport

On suppose que les usines d'électrolyse sont situées à une distance maximale de 50 km du site de la centrale électrique. Pour la connexion au site de la centrale électrique, un nouveau pipeline est envisagé. La dimension du pipeline dépend de la capacité de l'usine d'électrolyse. Le pipeline est supposé fonctionner à un niveau de pression compris entre 40 et 80 bars. Une station de compression intermédiaire du pipeline n'est pas considérée comme nécessaire.

- Type de pipeline : pipeline en acier nouvellement

construit

- Longueur du pipeline : 50 km
- Capacité du pipeline : 30 003 kg/h ou 333 737 m³(N)/h
- Dimension approximative du pipeline : DN300

Compresseur

Une station de compression située sur le site de l'usine d'électrolyse est envisagée. En général, des compresseurs à pistons sont utilisés pour comprimer l'hydrogène de la pression de sortie de l'électrolyse au niveau de pression de fonctionnement du pipeline. La pression sur le site de production d'ammoniac dépend de la technologie utilisée et devrait se situer dans une fourchette de 60 à 200 bars. Pour des pressions supérieures à 60 bars, des unités de compression supplémentaires peuvent être nécessaires sur le site de production d'ammoniac.

1.8.5.4 Voie 3.1 - électrolyse centralisée et interconnectée à grande échelle pour l'usage domestique

Utilisation

Tous les cas d'utilisation domestique, tels que l'hydrogène vert pour le transport, le secteur de l'électricité, la production d'ammoniac ou l'utilisation décentralisée, sont résumés dans cette voie. Comme demande d'H₂ de référence, nous considérons une demande annuelle d'H₂ vert allant jusqu'à 5 000 ktpa.

La demande H₂ est considérée comme répartie entre trois principaux centres de demande : Oran, Alger, Annaba.

Pour le transport de H₂, une subdivision entre les pipelines de GN existants et les nouveaux pipelines de H₂ dédiés est faite. Les deux sous cas suivants sont considérés :

- Voie 3.1.1 Rénovation de certains pipelines de transport de GN existants (acheminement sur le hub de réseau centralisé à Hassi R'Mel) Raccordements pipelines⁷⁸:

- Oran - STC GZ0 : 509 km
- Alger - STC GK1 : 437 km
- Skikda / Annaba - STC GG1 : 575 km

- Voie 3.2.1 Nouveaux pipelines de transport d'H₂ dédiés entre les centres de demande (Oran-Alger, Alger-Annaba)

- Raccordements canalisations⁷⁹ :
- Oran-Alger : 350 km

⁷⁸Selon les longueurs existantes
⁷⁹Approximate lengths, direct-line distances

- Alger-Annaba : 420 km

Production

Les usines centralisées de production d'hydrogène vert à grande échelle sont considérées dans ce modèle. La capacité des usines d'électrolyse de référence est supposée être de 2 GW. L'électrolyse alcaline a été choisie comme technologie de référence pour des raisons de compétitivité des coûts. L'emplacement des usines d'électrolyse est basé sur des conditions optimales de LCoH.

Stockage

Aucune infrastructure de stockage spécialisée n'est envisagée pour cette filière. Les capacités de stockage sont considérées comme nécessaires au point de consommation, c'est-à-dire à proximité ou sur les sites des installations industrielles ou des stations de ravitaillement en hydrogène. Il est supposé que le réseau de gaz naturel modernisé fournisse des capacités de stockage pour la régulation de l'offre et de la demande à court et moyen terme.

Transport

Il est supposé que les usines d'électrolyse soient situées à une distance maximale de 100 km du réseau de transport de gaz existant. Pour le raccordement au réseau de transport de gaz existant, une nouvelle liaison par gazoduc est envisagée. La dimension du pipeline dépend de la capacité de l'installation d'électrolyse. La canalisation est supposée fonctionner à un niveau de pression inférieur à 100 bars. Une station de compression de pipeline intermédiaire n'est pas considérée comme nécessaire.

Voie 3.1.2

Dans ce cas, les pipelines de GN individuels sont supposés être modernisés pour permettre un fonctionnement avec 100 % de H₂. Sur la base des pipelines sélectionnés et selon les informations sur les longueurs de pipeline données dans⁸⁰, une longueur totale de pipeline de transport de GN de 1 521 km est considérée.

Voie 3.1.2

Dans ce cas, des pipelines d'H₂ nouvellement construits dédiés sont envisagés pour interconnecter les centres de demande et distribuer l'H₂ vert entre les sites de production et les sites de demande.

⁸⁰(ISI 2018)

Compresseur

Une station de compression située sur le site de l'usine d'électrolyse est envisagée. En général, des compresseurs à pistons sont utilisés pour comprimer l'hydrogène à la pression de sortie de l'électrolyse au niveau de pression de fonctionnement du pipeline.

Pour les canalisations de transport, des stations de compression intermédiaires sont envisagées pour compenser les pertes de pression hydrauliques. Comme hypothèse générale, les stations de compression sont considérées tous les 200 km.

1.8.5.5 Voie 3.2 - électrolyse interconnectée centralisée à grande échelle pour l'exportation vers l'UE

Utilisation

Cette voie est divisée en deux scénarios basés sur le scénario de la demande. Les deux scénarios de demande suivants sont considérés dans

- Voie 3.2.1 - UE 2030 : maintien du statu quo (481 TWh de demande en H₂)
- Voie 3.2.2 - UE 2030 : Ambitieux (665 TWh de demande en H₂)

Les scénarios susmentionnés font référence à la feuille de route européenne sur l'hydrogène⁸¹.



Figure n° 66: Développement potentiel de la demande d'H₂ en Europe

Production

Des usines centralisées de production d'hydrogène à grande échelle sont prises en compte dans ce scénario. La capacité de l'usine d'électrolyse de référence est supposée être de 2 GW. L'emplacement des usines d'électrolyse est basé

⁸¹(DTU 2019)

sur les conditions optimales de LCoH.

Stockage

Aucune infrastructure de stockage spécifique n'est envisagée pour le pays exportateur. Les capacités de stockage sont considérées comme nécessaires dans les pays importateurs, à l'instar des infrastructures actuelles de stockage du gaz naturel, c'est-à-dire le stockage souterrain dans des cavernes de sel ou des aquifères pour l'équilibrage saisonnier de l'offre et de la demande dans le secteur du chauffage et de l'électricité, la sécurité de l'approvisionnement et le commerce.

Transport

On suppose que les usines d'électrolyse sont situées à une distance maximale de 100 km du réseau de transport de gaz existant. Pour le raccordement au réseau de transport de gaz existant, une nouvelle liaison par gazoduc est envisagée. La dimension du pipeline dépend de la capacité de l'usine d'électrolyse. Le pipeline est supposé fonctionner à un niveau de pression inférieur à 100 bars. Une station intermédiaire de compression du gazoduc n'est pas considérée comme nécessaire.

Pour l'exportation de H₂ vers l'Europe, une modernisation des pipelines de GN existants est supposée sur une longueur totale de 3 000 km. La capacité de transport des pipelines d'exportation existants et prévus est considérée comme insuffisante même si elle est convertie en exploitation à 100% (MEG, MEDGAZ, GALSI, TRANSMED). Des pipelines d'exportation sous-marins supplémentaires sont nécessaires entre l'Algérie et l'Europe continentale. La demande d'extension du pipeline est estimée à 311 TWh de capacité de transport d'H₂. Le pipeline MEDGAZ est considéré comme un corridor potentiel de pipeline pour les nouveaux pipelines d'exportation d'H₂. Une station de compression de gazoduc intermédiaire n'est pas considérée comme nécessaire pour le pipeline de raccordement.

Compresser

Une station de compression située sur le site de l'usine d'électrolyse est envisagée. En général, des compresseurs à pistons sont utilisés pour comprimer l'hydrogène de la pression de sortie de l'électrolyse au niveau de pression de fonctionnement du pipeline.

Pour les canalisations de transport, la

modernisation des stations de compression intermédiaires est considérée comme nécessaire pour compenser les pertes de pression hydrauliques. Comme hypothèse générale, les stations de compression sont considérées tous les 200 km.

1.8.5.6 Voie 3.3 – électrolyse interconnectée centralisée à grande échelle pour l'exportation vers l'Allemagne

Utilisation

Cette voie décrit l'exportation d'hydrogène de l'Algérie vers l'Allemagne. Pour le potentiel d'exportation d'hydrogène vers l'Allemagne, on considère une demande d'hydrogène de 85 TWh pour l'année 2030. Cette demande correspond à un scénario ambitieux selon référence⁸².

Production

Les installations centralisées de production d'hydrogène à grande échelle sont prises en compte dans le modèle. La capacité de référence des usines d'électrolyse est supposée être de 2 GW. L'emplacement des usines d'électrolyse est basé sur les conditions typiques de la LCoH.

Stockage

Aucune infrastructure de stockage spécifique n'est envisagée pour le pays exportateur. Les capacités de stockage sont considérées comme nécessaires dans les pays importateurs, à l'instar des infrastructures actuelles de stockage du gaz naturel, c'est-à-dire le stockage souterrain dans des cavernes de sel ou des aquifères pour l'équilibrage saisonnier de l'offre et de la demande dans le secteur du chauffage et de l'électricité, la sécurité de l'approvisionnement et le commerce.

Transport

On suppose que les usines d'électrolyse sont situées à une distance maximale de 100 km du réseau de transport de gaz existant. Pour le raccordement au réseau de transport de gaz existant, une nouvelle liaison par gazoduc est envisagée. La dimension du pipeline dépend de la capacité de l'usine d'électrolyse. Le pipeline est supposé fonctionner à un niveau de pression inférieur à 100 bars. Une station intermédiaire de compression du gazoduc n'est pas considérée comme nécessaire.

Pour l'exportation de H₂ vers l'Europe, une

modernisation des pipelines de GN existants est supposée sur une longueur totale de 1 500 km. La capacité d'exportation des pipelines d'exportation existants avec une connexion directe de l'Algérie vers l'Europe continentale (MEDGAZ) n'est pas suffisante pour la demande totale de H2 attendue en Europe. Par conséquent, d'autres pipelines nouvellement construits parallèles aux corridors de pipeline MEDGAZ sont pris en compte, avec une dimension approximative du pipeline entre DN1000 et DN1300. Les capacités d'exportation des pipelines d'exportation ne sont considérées comme suffisantes que si tous les pipelines de GN existants et prévus, y compris les pipelines de transit à travers le Maroc et la Tunisie sont convertis en exploitation à 100% H2 (MEG, MEDGAZ, GALSI, TRANSMED).

	de	à	Capacité de Transport NG
MEG	Tanger	Tarifa	442.7 GWh/d
MEDGAZ	Beni Saf	Almeria	289 GWh/d
TRANSMED	El Haouaria	Mazaro del Vallo	1,150.3 GWh/d

Tableau n° 21: Vue d'ensemble des pipelines d'exportation de GN existants et prévus de l'Algérie vers l'Europe⁸³.

Compresseur

Une station de compression située sur le site de l'usine d'électrolyse est envisagée. En général, des compresseurs à pistons sont utilisés pour comprimer l'hydrogène de la pression de sortie de l'électrolyse au niveau de pression de fonctionnement du pipeline.

Pour les canalisations de transport, la modernisation des stations de compression intermédiaires est considérée comme nécessaire pour compenser les pertes de pression hydrauliques. Comme hypothèse générale, les stations de compression sont considérées tous les 200 km.

1.8.5.7 voie 3.4 - électrolyse interconnectée centralisée à grande échelle pour l'exportation vers UE, capacité d'exportation limitée

Utilisation

Dans ce modèle d'approvisionnement, l'exportation de H2 vert vers l'Europe est prise en compte. Contrairement à la voie 3.2, la capacité d'exportation de l'Algérie vers l'Europe est limitée par les capacités actuelles du pipeline d'exportation. Pour l'exportation, seules les

liaisons directes par pipeline de l'Algérie vers l'Europe continentale sont considérées, ce qui inclut aujourd'hui uniquement le pipeline MEDGAZ d'Arzew à Almeria et exclut le MED et le TRANSMED avec transit par la Tunisie et le Maroc. La capacité maximale d'exportation d'H2 est donc définie par la capacité de transport de MEDGAZ qui est estimée à 48 TWh d'H2⁸⁴.

Production

Des usines de production centralisée de H2 à grande échelle sont envisagées pour cette voie. La capacité de référence de l'installation d'électrolyse est supposée être de 2 GW. L'emplacement des installations d'électrolyse est basé sur des conditions optimales de LCoH.

Stockage

Aucune infrastructure de stockage dédiée n'est envisagée pour le pays exportateur. Des capacités de stockage sont considérées comme nécessaires dans les pays importateurs similaires aux infrastructures de stockage de gaz naturel existantes, c'est-à-dire le stockage souterrain dans des cavernes de sel ou des stockages aquifères pour l'équilibrage saisonnier demande / offre dans le secteur de la chaleur et de l'électricité, sécurité d'approvisionnement, commerce.

Transport

Il est supposé que les usines d'électrolyse sont situées à une distance maximale de 100 km du réseau de transport de gaz existant. Pour le raccordement au réseau de transport de gaz existant, une nouvelle liaison par gazoduc est envisagée. La dimension du pipeline dépend de la capacité de l'installation d'électrolyse. La canalisation est supposée fonctionner à un niveau de pression inférieur à 100 bars. Une station de compression de pipeline intermédiaire n'est pas considérée comme nécessaire pour le pipeline de raccordement. Pour l'exportation de H2 vers l'Europe, une modernisation des conduites de GN sous-marines existantes de MEDGAZ d'une longueur de 210 km est supposée.

Compresseur

Une station de compression située sur le site de l'usine d'électrolyse est envisagée. Généralement, des compresseurs alternatifs sont utilisés pour comprimer l'hydrogène de la pression de sortie de l'électrolyse au niveau de pression de fonctionnement du pipeline. Pour les canalisations

⁸³(Hamiche 2018)

⁸⁴Based on MEDGAZ pipeline technical data: diameter = 24", operating pressure = 220 barg

de transport (à la fois en Europe et en Algérie), la modernisation des stations de compression intermédiaires est considérée comme nécessaire pour compenser les pertes de pression hydrauliques. Comme hypothèse générale, les stations de compression sont considérées tous les 200 km.

1.8.6 Synthèse, comparaison des résultats

Ce paragraphe décrit les principaux résultats de l'analyse des voies industrielles potentielles du PtX pour l'Algérie. Les paramètres clés du côté des entrées sont la demande d'hydrogène considérée et le facteur de capacité des SER sélectionné. Du côté des résultats, les capacités des installations de SER et d'électrolyse, le coût de production de l'hydrogène (livré), l'utilisation des sols et la demande en eau sont décrits.

Les résultats généraux suivants peuvent être observés :

• Demande de H₂ :

- o dans les voies à grande échelle, le potentiel de demande de H₂ varie de 85 - 665 TWh/a
- o le potentiel de demande intérieure en Algérie (118 - 285 TWh) est mineur par rapport au potentiel de demande d'exportation (481 - 665 TWh)

• Capacité d'électrolyse :

- o La capacité d'électrolyse requise varie de 8 à 519 GW, en fonction de la source de SER.
- o Une capacité d'électrolyse minimale de 8 GW est nécessaire pour la décarbonisation partielle des industries nationales existantes (production d'ammoniac).

• Capacité SER :

- o Les capacités de production d'électricité SER supplémentaires requises vont de 8 à 519 GW.
- o En fonction de la sélection des SER, des capacités de production d'électricité de 10 à 519 GW pour le photovoltaïque ou de 8 à 195 GW pour l'éolien terrestre sont nécessaires.

• Coût de production de l'hydrogène (LCoH) :

- o Les voies à grande échelle sont caractérisées par un LCoH inférieur à celui des voies distribuées à petite échelle.
- o Le niveau attendu du LCoH varie entre 2,5 USD/kg et 5,4 USD/kg dans les filières à grande échelle.
- o Les coûts de production d'hydrogène à partir

de l'énergie éolienne terrestre sont inférieurs d'environ 1 USD/kg (en moyenne) à ceux de l'énergie photovoltaïque.

- o Les chaînes d'approvisionnement localisées présentent un niveau de LCoH plus élevé en raison des rendements énergétiques plus faibles des SER à proximité des régions de demande.

- o Les chaînes d'approvisionnement interconnectées présentent le LCoH le plus faible en raison des rendements énergétiques optimaux des SER.

- o Les principaux éléments de coût sont les SER (29-65 % de LCoH) et l'usine d'électrolyse (21-65 % de LCoH)

- o Le coût du transport par pipeline d'hydrogène (rénovation et nouvelle construction) est de l'ordre de 0,17 USD/kg (approvisionnement localisé) à 0,7 USD/kg (exportation)

- o Coût du transport par eau de l'ordre de 0,02 USD/kg (approvisionnement localisé) à 0,07 USD/kg (exportation). Sur de longues distances, le coût du transport de l'eau est de deux fois le coût du dessalement basé sur le LCoH.

- o Le dessalement et le transport de l'eau représentent ensemble moins de .0.2 USD/kg du LCoH

• Utilisation des sols :

- o L'utilisation globale des sols pour la production d'hydrogène (SER + électrolyse) est estimée entre 0,1 et 1,2 million d'hectares.

- o L'utilisation spécifique des sols des chaînes d'approvisionnement en H₂ basées sur l'éolien terrestre est plus élevée que celle des chaînes d'approvisionnement basées sur le photovoltaïque (facteur 7 - 14).

- o L'utilisation spécifique des terres par production annuelle de H₂ est d'environ 490 à 1 200 km²/TWh pour l'éolien terrestre et de 70 à 100 km²/TWh pour le photovoltaïque.

• Demande en eau :

- o La demande supplémentaire d'eau (du robinet) nécessaire à la production de H₂ varie de 5 à 279 millions de m³/an.

1.8.7 Description générale des résultats

Si l'on compare l'utilisation de l'énergie électrique d'origine photovoltaïque et éolienne pour la production d'hydrogène, le LCoH résultant de l'énergie éolienne est dans la plupart des cas inférieur (à l'exception des voies 1 et 2.2), mais l'occupation du sol en considérant l'énergie

éolienne au lieu de l'énergie photovoltaïque est supérieur d'un facteur variant entre 7 et 14. Le LCoH moyen résultant de l'utilisation du PV pour les applications à grande échelle est environ 1,17 USD/kg H₂, plus élevé que le LCoH basé sur l'énergie éolienne.

La LCoH minimale de 2,58 USD/kg H₂ se produit dans le cas d'un usage domestique (voie 3.1.1) basé sur l'utilisation de l'énergie éolienne (voie 3.1.1 a)). Le LCoH maximal de 10 USD/kg d'H₂ est obtenu dans le cas d'une utilisation locale d'H₂ pour la mobilité avec une production d'énergie éolienne.

De manière générale, on peut dire qu'avec l'augmentation de la demande en H₂, le besoin en eau, en tant qu'intrant pour l'électrolyseur, augmente également. Par conséquent, dans cette étude, la plus grande consommation d'eau résulte dans les voies avec la plus grande demande d'H₂ (voie 3.2.2).

La demande d'H₂ la plus faible (11,75 TWh) concerne la production d'ammoniac industriel (trajectoire 2.2) ; c'est donc dans cette voie que la consommation d'eau est la plus faible. Les demandes les plus élevées (H₂ et eau) se produisent dans le cas de l'exportation vers l'UE dans le scénario ambitieux.

En raison de l'occupation du sol et de la consommation en eau élevés pour le cas d'exportation vers l'UE, où aucune production d'H₂ vert pour l'usage domestique algérien n'est envisagée, on peut se demander, d'un point de vue algérien, si ce cas est intéressant. En effet, s'il existe un intérêt du côté algérien pour l'utilisation de l'hydrogène vert dans des applications domestiques, la consommation d'eau et d'occupation du sol viennent s'ajouter à la consommation pour l'UE.

Applications :

1. Hors réseau pour une utilisation locale dans la mobilité

- L'électrolyse sur site avec la production d'électricité à partir de l'énergie photovoltaïque fournit une LCoH plus faible que l'électrolyse hors site avec le transport par remorque de H₂ basé sur l'énergie éolienne.

- LCoH le plus élevé de toutes les voies pour le PV et l'éolien

2.1 Centrales électriques à grande échelle

- Dans ce cas d'utilisation, le LCoH le plus élevé pour les applications à grande échelle est observé pour l'utilisation de l'H₂ dans les centrales thermiques à cycle combiné basées sur le photovoltaïque.

2.2 Utilisation industrielle de l'ammoniac

- Demande de H₂ la plus faible pour les applications à grande échelle

- Pour les applications à grande échelle, l'occupation du sol la plus faible est obtenue en considérant le PV

- Cas où le LCOH basé sur le PV est inférieur à celui basé sur l'énergie éolienne.

3.1 Usage domestique

• Chemin 1 : dans ce cas d'utilisation, les pipelines de transport de GN sélectionnés sont considérés comme modernisés pour le transport de H₂. LCoH : 2,6 - 4,2 USD/kg

• Chemin 2 : dans ce cas d'utilisation, des pipelines de transport d'H₂ nouvellement construits sont pris en compte pour le transport d'H₂. LCoH : 2,7 - 4,4 USD/kg

3.2. Exportations vers l'UE en 2030

- Demande de H₂ la plus élevée de tous les scénarios

- Consommation d'eau et l'occupation des sols les plus élevées dans le scénario d'exportation ambitieux en tenant compte de l'énergie éolienne.

• L'extension de capacité des gazoducs d'interconnexion de gaz existants entre l'Algérie et l'Europe continentale (corridor MEDGAZ) est requise

• Même si tous les gazoducs d'interconnexion GN existants, y compris les gazoducs de transit via le Maroc et la Tunisie, sont rénovés à 100 % pour le H₂, des capacités supplémentaires de gazoduc d'exportation de H₂ sont nécessaires.

3.3 Exportation vers l'Allemagne en 2030

• L'extension de capacité des gazoducs d'interconnexion de gaz existants entre l'Algérie et l'Europe continentale (corridor MEDGAZ) est requise

• si tous les gazoducs d'interconnexion GN existants, y compris les gazoducs de transit via le Maroc et la Tunisie, sont rééquipés à 100 % pour H₂, aucun gazoduc d'exportation H₂ supplémentaire n'est requis. Cependant, en raison d'ambitions / feuilles de route H₂ similaires

au Maroc et en Tunisie, la disponibilité de ces capacités d'exportation pour le cas d'exportation H2 depuis l'Algérie n'est pas considérée comme réaliste à moyen et long terme.

(scénario ambitieux UE 2030) à 10 % (scénario UE 2030 statu quo) de la demande verte en H2

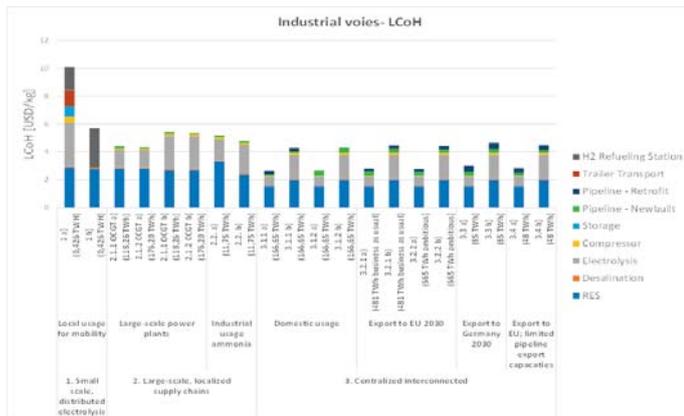
- Par rapport à la voie 3.2, une utilisation moindre de l'infrastructure (canalisations modernisées) entraîne une augmentation du LCoH

3.4. Exportation vers l'UE 2030, capacité d'exportation limitée

- Capacités d'exportation existantes de l'Algérie vers l'Europe (MEDGAZ) suffisantes pour env. 7 %

Modèles D'approvisi	Utilisation exemple (H2 demand)	RES	Production	stockage	Delivered LCOH [USD/kg]	Water needs [Mio. m³]	Required land RES + electrolyser [Mio. ha]	Création d'emplois en 2050, jusqu'à
1. Electrolyseur distribuée à petite échelle	1. Utilisation locale pour la mobilité	1 a) (0,426 TWh)	Eolien terrestre CF = 30 % 0,26 GW	Petit pressurisé conteneurs	10.084	0.2	0.04	1,500
		1 b) (0,426 TWh)	PV CF = 16,7 % 0,46 GW	none	5.671	0.2	0.00422	2,700
2. Chaînes d'approvisionnement à grande échelle et localisées	2.1 Chaînes d'approvisionnement à grande échelle et localisées pour le secteur de l'électricité	2.1.1 CCGT a) (176,20 TWh)	Eolien terrestre CF = 30 % 103,15 GW	Pipe stockage 45.000 kg	4.336	74.0	17.23	602,600
		2.1.2 OCGT b) (118,26 TWh)	PV CF = 16,7 % 124,37 GW	Pipe stockage 45.000 kg	5.440	49.7	1.14	726,600
	2.2 Chaînes d'approvisionnement à grande échelle et localisées pour la production d'ammoniac	2.2. a) (11,75 TWh)	Eolien terrestre CF = 25 % 8,26 GW	Pipe stockage 45.000 kg	5.195	4.9	1.38	48,300
		2.2. b) (11,75 TWh)	PV CF = 20,8 % 9,9 GW	Pipe stockage 45.000 kg	4.783	4.9	0.10	57,800
3. Grande échelle centralisée et interconnectée	3.1 Domestique	3.1.1 a) (166,65 TWh)	Eolien terrestre CF = 60 % 48,78 GW	none	2.581	70.0	8.15	285,000
		3.1.2 a) (166,65 TWh)	Eolien terrestre CF = 60 % 48,78 GW	none	2.726	70.0	8.15	285,000
	3.2 Export to EU 2030	3.2.1 a) (481 TWh business as usual)	Eolien terrestre CF = 60 % 140,79 GW	none	2.894	202.0	23.52	822,600
		3.2.2 a) (665 TWh ambitious)	Eolien terrestre CF = 60 % 194,65 GW	none	2.856	279.3	32.51	1,137,000
	3.3 Export to Allemagne 2030	3.3 a) (85 TWh)	Eolien terrestre CF = 60 % 24,88 GW	none	3.068	35.7	4.16	145,360
	3.4 Export to EU; pipeline limité	3.4 b) (48 TWh)	PV CF = 22,5 % 37,47 GW	none	4.628	20.2	0.34	219,000

Tableau n°22: Aperçu des résultats des voies - paramètres clés, un fragment



Défis pour le déploiement des technologies PtX en Algérie et feuilles de route sectorielles

1.9 Introduction à l'approche pour la construction d'une feuille de route

Le rapport est organisé comme suit :

Dans le deuxième chapitre, la situation actuelle, les lacunes et les défis dans le contexte de l'industrie de l'hydrogène vert sont discutés. Dans le troisième chapitre, les feuilles de route sont développées pour plusieurs secteurs à fort potentiel de demande en PtX. Pour chaque secteur individuel, plusieurs domaines/contextes d'action ont été distingués, tels que l'infrastructure de production d'hydrogène, le contexte politique/réglementaire ou institutionnel.

Pour refléter l'évaluation de la maturité de l'industrie et le déploiement accru de l'hydrogène vert, trois étapes de base avec des jalons généraux ont été définies. Ces étapes de base sont :

- 2022-Pilotage, phase de démonstration-2030
- 2030-Phase de mise à l'échelle/création de marché-2040
- 2040-Marché de/compétition phase-2050

2022-Pilotage, phase de démonstration-2030.

Dans un premier temps, l'hydrogène vert est peu utilisé, sauf dans les projets de démonstration ou pilote, il est surtout produit sur place, de manière décentralisée, avec un développement limité des infrastructures. Il est important, à ce stade, d'encourager et d'accélérer le déploiement de l'infrastructure d'approvisionnement en hydrogène vert. Cela peut se faire en partie grâce à des signaux à long terme, tels qu'un engagement en faveur d'émissions nettes et des subventions directes pour la R&D et les projets de démonstration qui offrent des certitudes au secteurs public et privé. Des systèmes de gouvernance et des lignes directrices favorables devraient également être mis en place à ce stade, afin de garantir que la croissance de l'hydrogène vert soit durable. Le principal obstacle pour le déploiement est le coût de cette technologie, c'est pourquoi les politiques à court terme devraient aider à combler les écarts importants entre les coûts d'investissement et d'exploitation. Il s'agit

notamment du financement de la Recherche et du Développement (R&D), des politiques d'atténuation des risques et du cofinancement (partenariat public-privé) de grands prototypes et de projets de démonstration afin de réduire le capital d'investissement.

2030-Mise à l'échelle/Création du marché-2040.

La mise à l'échelle des technologies éprouvées sur le plan opérationnel et le développement de l'expérience qui en découle réduisent les coûts et contribuent à combler l'écart de rentabilité. À ce stade, on commence également à tirer parti des synergies entre les applications, de l'augmentation de la demande d'hydrogène et de la réalisation d'économies d'échelle pour la production et l'infrastructure. Ces synergies peuvent se produire dans des clusters industriels, des vallées (technopoles) de l'hydrogène (par exemple, des villes) ou des centres (par exemple, des ports). Les premières routes commerciales internationales pour l'hydrogène et/ou ses produits dérivés peuvent être établies à ce stade. Le développement du marché du PtX doit être guidé par la création d'une demande et de marchés pour les produits : les investissements axés sur le marché nécessitent une demande fiable à court, moyen et long terme. En outre, il est nécessaire de s'assurer que la capacité de production d'électricité renouvelable est suffisante.

2040 - Phase de marché de masse/concurrence - 2050.

Au cours des phases précédentes, plusieurs réglementations, quotas ou obligations ont été mis en œuvre pour le passage à l'échelle des technologies PtX sur des marchés spécifiques (niche) à court et moyen terme. Cependant, ces mécanismes ne sont peut-être pas neutres sur le plan technologique et ne permettront probablement pas d'optimiser les coûts entre les secteurs ou de créer un marché de masse, ce qui est inefficace en termes économiques. À long terme, la politique climatique devrait se concentrer sur la rentabilité et les avantages de toutes les technologies dans le cadre général de la politique climatique. Ainsi, une suppression

progressive ou un assouplissement de certains quotas ou obligations serait nécessaire. En outre, à ce stade, l'hydrogène vert et/ou ses dérivés seront largement utilisés et deviendront compétitifs tant du point de vue de l'offre que de leurs utilisations finales. Les incitations directes ne sont donc plus nécessaires pour la plupart des applications et le capital privé peut remplacer le soutien public pour stimuler la croissance de l'hydrogène vert.

1.10 Situation actuelle, lacunes et défis potentiels pour un développement de l'économie PtX en Algérie

1.10.1 Secteur du gaz et de l'électricité

1.10.1.1 Demande PtX

Dans sa politique énergétique, l'Algérie a opté, dès son indépendance, pour le développement des infrastructures électriques et gazières, et l'accès de la population à l'électricité et au gaz naturel.

Le renforcement des capacités de production, par Sonelgaz et ses sociétés filiales, a connu ces dernières années, une évolution conséquente de la puissance de production d'électricité installée, qui a atteint 19 586 MW en 2017. Cela a été accompagné par un accroissement de 1,4% de la consommation en gaz des centrales électrique, passant de 18,1 Milliards de m³ en 2017 à 18,3 Milliards de m³ en 2018. Pour l'année 2019, une augmentation de la consommation en gaz naturel de l'ordre de 6,4% par rapport à 2018 a été préconisée par la Commission de Régulation de l'Electricité et du Gaz représentant un volume total de 47,8 Milliards de m³ dont 19,20 Milliards de m³, (+3,7%) pour alimenter les centrales électriques⁸⁵.

La répartition de la puissance installée par producteur et par type d'équipement pour l'année 2017 est illustrée dans la figure 1 ci-après⁸⁶.

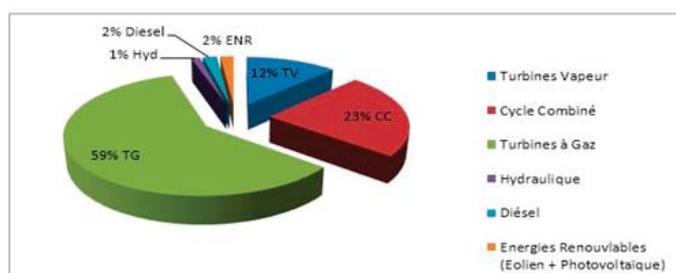


Figure n° 67 Puissance installée par type d'équipement à fin 2017

⁸⁵ <https://www.creg.dz/images/Programmes%20indicatifs/PIAMNG2020-2029VP.pdf>

⁸⁶ ref: <https://www.energy.gov.dz/?rubrique=electricite-et-gaz>

⁸⁷ IEA <https://www.iea.org/data-and-statistics/data-tables?country=ALGERIA&energy=Balances&year=2017>

En 2019, l'Algérie a consommé 45,2 milliards de m³ de gaz naturel, soit 1,63 EJ (exajoules), en progression de 4,2 % en 2019 et de 73 % depuis 2009. Elle se classe au 19^e rang mondial avec 1,2 % de la consommation mondiale. Sa consommation absorbe 52 % de sa production. La consommation intérieure de gaz naturel est consacrée pour 44 % à la production d'électricité⁸⁷.

Cette augmentation est engendrée essentiellement par l'accroissement de 6,1% de la demande en gaz naturel à 17,0 M Tep, due à l'augmentation du nombre total d'abonnés de Sonelgaz qui est passé à 6 millions en 2019, ainsi que les besoins croissants des clients de la haute (+15,2%), moyenne (+5,0%) et basse pression (+3,8%)⁸⁸.

Pour ce qui des estimations de la consommation des centrales électriques à l'horizon 2028, la CREG prévoit une consommation de 23 milliards de m³ en 2028, avec un taux de croissance annuel moyen de 2,2 %⁸⁹.

En Algérie, Il existe une expérience où l'hydrogène est utilisé pour le refroidissement des générateurs dans le secteur de la production d'électricité. L'infrastructure localisée à cap Djinet dans la Wilaya de Boumerdes produit de l'hydrogène exploité dans le refroidissement des générateurs électriques d'une centrale électrique⁹⁰.

Sept autres stations similaires sont en cours de concrétisation respectivement à Sétif, Belara (Jijel), Kais (Khenchla), Oumache (Biskra), Ain Ouessara (Djelfa), Nâama et Mostaganem⁹¹.

1.10.1.2 R&D, Experiences ou expertise

En application des dispositions de l'article 13 de la loi n°15-21 du 18 Rabie el-Aouel 1437 correspondant au 30 décembre 2015, modifiée, portant loi d'orientation sur la recherche scientifique et le développement technologique, le décret n° 21-89 du 17 Rajab 1442 correspondant au 1er mars 2021 a pour objet d'établir le plan de développement pluriannuel pour la mise en œuvre d'un PNR prioritaire portant sur la promotion des énergies renouvelables dans le cadre de la sécurité énergétique.

Le contenu de ce programme répond aux principales préoccupations exprimées par les acteurs socio-économiques auxquels ont pris part

⁸⁸ <https://www.aps.dz/economie/84252-gaz-la-consommation-nationale-a-67-milliards-de-m3-a-l-horizon-2028>

⁸⁹ www.aps.dz/economie/84252-gaz-la-consommation-nationale-a-67-milliards-de-m3-a-l-horizon-2028

les représentants des départements ministériels, en leur qualité de membres de la commission intersectorielle « matières premières et énergie » ainsi que les acteurs dans l'énergie, l'industrie, l'agriculture, la défense nationale, l'économie, le commerce, l'enseignement supérieur, l'environnement, l'habitat, l'aménagement du territoire, le développement durable, etc.

Le contenu de ce programme englobe des domaines classés par ordre de priorité et répartis en axes de recherche et dûment formulés et articulés selon une dimension intersectorielle et multidisciplinaire. Quant aux thèmes de recherche, ils représentent les différentes problématiques de recherche relatives aux besoins du pays dans les domaines des EnR.

Dans ce programme de recherche un axe est exclusivement dédié à l'hydrogène et couvre les thématiques suivantes :

Thème 1 : Procédés de production par voie renouvelable (Hydrogène vert),

Thème 2 : Procédés de production par autres voies,

Thème 3 : Mélange hydrogène / fuel conventionnel,

Thème 4 : Applications stationnaires de l'hydrogène,

Thème 5 : Applications mobiles de l'hydrogène,

Thème 6 : Techniques et technologies de stockage,

Thème 7 : Sécurité et régulation dans l'économie de l'hydrogène,

Thème 8 : Codes et standards dans l'économie de l'hydrogène.

Ce programme de recherche et de développement vise entre autres à mettre au point des procédés qui utilisent l'hydrogène comme substitut au gaz pour la production d'énergie. En effet, à travers ce programme des thématiques relatives à la compression et le stockage de l'hydrogène vert pour être utilisé comme gaz vert ou pour être reconverti en électricité grâce à une pile à combustible ainsi que le rôle que peut jouer l'hydrogène comme relai entre les réseaux électriques et de gaz seront abordés.

Dans le domaine du renforcement des capacités dans le secteur des énergies renouvelables (EnR), la société nationale de gaz et d'électricité Sonelgaz dispose de ses propres écoles et instituts dont l'Institut de formation en électricité et gaz (IFEG-Spa). Par ses activités d'évaluation et de formation,

l'IFEG contribue à l'adaptation continue aux nouvelles techniques, technologies(EnR, ...)92.

La société nationale des hydrocarbures Sonatrach à travers son institut du pétrole (IAP) dispense des formations sur les énergies nouvelles et renouvelables avec comme objectif d'atteindre une performance opérationnelle dans le domaine des EnR et l'intégration des solutions nouvelles comme l'académie de gestion Sonatrach (SMA)93.

1.10.1.3 Politique et Réglementation

Les politiques ainsi que les aspects réglementaires des réseaux d'hydrogène en Algérie ne sont pas seulement une question de classement d'importance, mais de description de l'avenir de la filière hydrogène et notamment pour le secteur de l'électricité. Tout en s'appuyant sur le meilleur exemple du gaz naturel, qui a fait ses preuves en Algérie, ou d'autres modèles réglementaires tout aussi efficaces.

Nécessité d'évaluer les aspects de la transition énergétique concernant les infrastructures de gaz, principalement les aspects réglementaires, mais aussi les aspects techniques et économiques, afin de soutenir la réalisation des objectifs énergétiques et climatiques du pays.

La réglementation algérienne en matière de sécurité industrielle est déjà assez bien dotée. Elle permet de définir les études devant être faites pour démontrer de la bonne gestion des risques majeurs.

A titre d'exemple, l'obtention d'un permis d'exploitation pour une installation classée est assujetti à une autorisation de l'Autorité ARH . Bien que l'hydrogène n'est pas considéré un hydrocarbure, nous pensons que ces études pourraient s'appliquer aux caractéristiques de de cette substance.

D'autre part, le cadre juridique algérien dans le domaine de la gestion des risques industriels est assez compatible. Différentes lois, décrets, circulaires et instructions pertinentes relevant du secteur des hydrocarbures peuvent être adaptés à l'hydrogène.

Des analyses réglementaires détaillées sont incluses dans le rapport WP2.

90 <https://www.energy.gov.dz/?article=reception-officielle-de-la-centrale-electrique-de-cap-djinet-en-mars-prochain>

91 <https://afrique.latribune.fr/entreprises/industrie/energie-environnement/2018-12-15/algérie-la-centrale-electrique-de-cap-djinet-entrera-dans-sa-phase-d-exploitation-des-janvier-prochain-801251.html>

92 <https://www.ifeg.dz>

93 <https://sonatrach.com/iap>

1.10.1.4 Marché et Économie

La Centrale électrique de Cap Djinet est formée de trois turbines fonctionnant en cycle combiné (30% vapeur et 70 % gaz), dotée chacune d'une capacité de production de 1113 Mégawatt. La première turbine est entrée en production en mai 2018, la 2ème au mois d'octobre 2018 et la 3ème mi 2019. L'infrastructure est, par ailleurs, équipée de nombreux systèmes environnementaux, dont particulièrement de la production d'hydrogène exploité dans le refroidissement des générateurs électriques⁹⁴.

La révision des prix de l'électricité et du gaz sur le marché local fait l'objet d'un projet de révision des tarifs en cours de finalisation. Cette révision concernera les gros consommateurs et non pas les ménages. Le prix moyen de vente du kWh (électricité) est de 4,02 DA et le thermique (gaz) est de 0,32 DA, qui représentent moins de 20% des prix pratiqués dans les autres pays⁹⁵.

Le marché de l'électricité en Algérie devrait enregistrer un taux de croissance annuel composé (CAGR) de plus de 8,5 % au cours de la période de prévision de 2020-2025. En outre, environ 9 millions de clients sont connectés au réseau électrique du pays. La longueur du réseau de transport de l'électricité dans le pays a atteint 100 % en 2019, soit une augmentation de 240 % par rapport à la longueur en 2000. Des facteurs, tels que les politiques gouvernementales incitatives, le passage rapide aux énergies renouvelables et à l'hydrogène vert, et la nécessité de répondre à la demande en électricité, parallèlement à l'augmentation de la population et l'urbanisation croissante, devraient stimuler le marché de l'électricité en Algérie au cours de la période de prévision. De plus, grâce à l'engagement du gouvernement, d'ici 2030, le pays prévoit que 37% de sa capacité installée et 27% de la production d'électricité (lot de travaux 2) destinée à la consommation domestique proviendront des énergies renouvelables.

Pour le moment, aucun investissement n'est prévu pour les applications de l'H₂ vert comme combustible pour la production d'électricité.

En 2020, selon le Ministère de l'Énergie, l'ensemble des subventions étatiques concernant l'électricité et le gaz dans le cadre du soutien du pouvoir

d'achat du citoyen a coûté au Trésor public, en 2019, près de 18 milliards DA⁹⁶.

1.10.1.5 Institutionnel

Sonelgaz est responsable de la production, le transport et la distribution de l'énergie électrique avec des sources d'énergie fossiles (gaz naturel). Concernant les énergies renouvelables, la Sonelgaz a créé une société spécialement dédiée à cet effet à savoir la SKTM.

1.10.1.6 Environnement

Les émissions de CO₂ dans le pays sont largement influencées par la production d'électricité à partir du pétrole et du gaz. L'Algérie s'est classée 83 à l'indice de performance environnementale (IPE) sur 180 pays en 2018⁹⁷.

Les émissions de CO₂ d'origine fossile en Algérie étaient de 156 220 560 tonnes en 2016. Ces émissions ont atteint 180,6 millions de tonnes en 2019 en augmentant à un taux annuel moyen de 5,20%. Quant au secteur de l'électricité, il représente 21,7% du total des émissions⁹⁸.

En 2030, la production d'électricité devrait passer à environ 150 TWh en considérant une augmentation annuelle supplémentaire de 5,2 %. De ce fait, si le programme de la transition énergétique n'est pas mis en œuvre, les émissions de GES du secteur de l'électricité risquent de doubler.

1.10.2 Transport

1.10.2.1 Demande PTX

La voie de la mobilité durable en Algérie passe par la réalisation d'un large éventail d'objectifs. Dans la pratique, cela signifie un système de transport dont l'impact sur l'environnement est minimal et dont les incidences sociales et économiques négatives sont nulles ou minimales, tout en répondant aux besoins sociaux et en soutenant une économie durable. Cela englobe de nombreux éléments différents, mais nécessite un changement de perspective en ce qui concerne la source d'énergie utilisée. Dans cette optique, le secteur Algérien de la mobilité et du transport fonctionne toujours avec des combustibles fossiles, alors que la part

⁹⁴ <https://www.energy.gov.dz/?article=reception-officielle-de-la-centrale-electrique-de-cap-djinet-en-mars-prochain>: <https://www.aps.dz/economie/95426-reception-officielle-de-la-centrale-electrique-de-cap-djinet-en-mars-prochain>

⁹⁵ <https://www.algerie-eco.com/2020/08/30/electricite-et-gaz-un-projet-de-revision-des-tarifs-en-cours-de-finalisation/>
⁹⁶ <https://www.aps.dz/economie/105054-electricite-gaz-le-subventionnement-a-coute-au-tresor-public-pres-de-18-mds-da-en-2019>

des énergies plus propres comme le GPL a un peu de mal à prendre de l'essor, malgré les objectifs de conversion de 500.000 véhicules légers essence au GPL fixés dans le plan national du climat. Le ralentissement de la réalisation du programme de conversion des véhicules en GPL est liés à quelques contraintes administratives, ainsi que le décalage due à la pandémie. Le programme de conversion au LPB a connu une lente progression au cours des deux dernières années. Les deux principales causes sont i) la pandémie et ii) le peu de procédures administratives.

En juillet 2021, la première borne de recharge électrique a été placée à la station de service NAFTAL à Cheraga Wilaya d'Alger Ouest, c'est l'une des cinq bornes dont l'installation est prévue dans une première phase avant de doter toutes les stations de Naftal, publiques et privées, d'au moins une borne de recharge.

1.10.2.2 R&D, Experiences ou expertise

Dr Fethia AMROUCHE et ses collaborateurs ont publié, en 2011, un article sur le GN enrichi en hydrogène (HCNG) comme carburant terre. Ils ont indiqué que l'Algérie dispose d'importantes ressources et potentiels pour introduire ce nouveau carburant. Le développement du HCNG permet un point d'entrée à l'hydrogène dans le secteur des transports.

Dans cette étude deux éléments stratégiques fondamentaux ont été conçus pour introduire le GN enrichi en hydrogène comme carburant pour les transports. Il s'agit du développement du GNC comme carburant routier et de l'achèvement du projet MedHySol. Ce projet comprend la production et la distribution d'hydrogène solaire, et implique le projet HySolThane destiné au développement du HCNG avec 8% vol d'hydrogène dans le GN.

Enfin, ils ont conclu que le Gaz Naturel Enrichi en Hydrogène (GNH) carburant pourrait connaître un essor en vue de la volonté des pouvoirs publics de faire face aux problèmes environnementaux et que l'abondance et la qualité des ressources algériennes en gaz naturel et le développement important du réseau de distribution de ce gaz conduisent à la conclusion que l'Algérie devrait effectivement commencer à s'orienter vers le mélange de petites quantités d'hydrogène dans le gaz naturel, ce qui permettra d'atteindre une

transition vers la future "économie de l'hydrogène" dans le secteur des transports.

D'autre part, ils préconisent que l'introduction du carburant HCNG dépend directement du développement du GNL comme carburant en Algérie et de la réussite du projet Mediterranean Hydrogen Solar (MedHySol)⁹⁹. Enfin le projet HySolThane a été initié par le CDER en partenariat avec Sonelagz, Sonatrach et Naftal avec comme objectif de promouvoir l'utilisation de l'hydrogène vert dans le secteur des transports en 2020. Le projet prévoyait l'utilisation du HCNG avec une fraction de 8% du volume.

Le projet MedHySol est un projet fédérateur pour le développement d'une production massive d'hydrogène à partir de l'énergie solaire et son exportation dans le cadre d'un projet de coopération euromaghrébin pour les besoins industriels et énergétiques du bassin méditerranéen. La proposition de ce projet est incluse dans la déclaration d'Alger sur l'hydrogène d'origine renouvelable suite à l'organisation du premier atelier international sur l'hydrogène qui s'est tenu en 2005. L'Algérie a été désignée comme étant le pays privilégié pour accueillir la plateforme MedHySol. L'objectif de la première étape du projet est de réaliser une plateforme technologique permettant l'évaluation des technologies émergentes de production d'hydrogène à partir d'énergie solaire de taille significative (10-100 kW). La deuxième étape du projet est de mettre en œuvre les technologies les plus efficaces et les moins coûteuses pour piloter de grands projets (1-1000 MW)¹⁰⁰.

1.10.2.3 Politique et Réglementation

Dans le contexte général de la limitation de la pollution atmosphérique et sonore dans les grandes zones urbaines, de nombreuses législations internationales tendent à promouvoir les véhicules à zéro-émissions. Cet effort doit être combiné avec le défi de réduction des émissions de GES et ce, en limitant l'utilisation des ressources fossiles polluantes dans tous les secteurs d'activité, y compris le transport routier. En Algérie, il n'y a pas encore une réglementation appropriée pour répondre à la question de l'utilisation de l'hydrogène vert dans le secteur du transport. Mais certaines actions sont inscrites dans la liste globale des fiches d'actions sectorielles du plan

⁹⁷(Noussan, Raimondi 2021)

⁹⁸<https://www.worldometers.info/co2-emissions/algeria-co2-emissions/>

⁹⁹Fethia et al (2011)
¹⁰⁰Mahmah et al (2009)

national du climat de septembre 2019. Parmi ces actions, nous pouvons retenir la réduction ou la stabilisation des émissions des GES dans le domaine des transports par l'utilisation de nouvelles formes d'énergie

L'hydrogène vert pourrait être plus rentable pour les transports lourds que pour les véhicules particuliers. Cela est d'autant plus réel que les batteries dominent actuellement le marché par rapport aux piles à combustible.

A l'avenir, l'usage généralisé de l'hydrogène dépendra de sa viabilité économique, notamment par rapport aux combustibles fossiles. Afin de faire baisser le coût, le gouvernement peut apporter son aide en accordant des subventions, en réalisant des investissements et en légiférant pour établir un cadre réglementaire clair pour l'utilisation de l'hydrogène dans le secteur du transport.

A moyen terme la mise en œuvre d'une politique incitative et attractive visant à soutenir le mélange d'hydrogène et de gaz naturel pour le secteur du transport pourrait promouvoir son expansion et stimuler son intégration.

Une deuxième phase de politique et de réglementation à mettre en œuvre, avec des objectifs fixés à l'horizon 2050, pourrait se concentrer sur le développement de l'infrastructure de production et de distribution et sur l'expansion de l'hydrogène dans le secteur des transports (véhicules lourds et trains), dans le but de parvenir à une décarbonisation substantielle du secteur.

A titre d'exemple, le gouvernement Algérien pourrait envisager la mise à jour du plan national du climat. Une version actualisée du plan, pourrait comprendre des objectifs stratégiques pour l'utilisation de l'hydrogène comme carburant dans les véhicules routiers et stimuler ainsi le déploiement de la mobilité à l'hydrogène en Algérie ¹⁰¹.

Pour l'aspect institutionnel, l'application du GNC comme carburant automobile est en adéquation avec :

La politique de préservation de l'environnement et la diversification des carburants.

La politique énergétique et le modèle de

consommation nationale : La loi 99-09 du 28/07/1999 intègre le gaz naturel dans le cadre du programme national de maîtrise de l'énergie et met l'accent sur le développement de l'utilisation des gaz comme carburants propres.

Toute cette volonté politique contribue à la promotion de ce carburant et devrait rendre le taux de pénétration du GNC sur le marché algérien des carburants fondamentalement élevé¹⁰².

L'hydrogène vert est prometteur pour les applications de mobilité durable, qu'il s'agisse d'alimenter les véhicules électriques à pile à combustible (FCEVs) comme les voitures, les camions et les trains ou de servir de matière première pour les carburants synthétiques destinés aux navires et aux avions. Les véhicules fonctionnant à l'hydrogène offrent des avantages clés, notamment des temps de ravitaillement plus courts, une plus grande autonomie et une empreinte matérielle plus faible par rapport aux véhicules fonctionnant avec des batteries. Cependant, il existe encore des obstacles à la réalisation d'une économie basée sur l'hydrogène, notamment en matière de sécurité.

En effet, le risque élevé perçu comme associé à l'hydrogène par la société est un défi important qui doit être relevé avant de pouvoir l'utiliser à grande échelle. Il existe également des notions préétablies concernant la sécurité de l'hydrogène en matière de stockage et de transport, qui sont très similaires aux préoccupations soulevées au début du développement de la chaîne d'approvisionnement du GNC. Le principal problème de sécurité est que si une fuite n'est pas identifiée et que le gaz s'accumule dans une zone confinée, il peut éventuellement déclencher une explosion¹⁰³.

Dans le secteur du transport, l'hydrogène est considéré comme un carburant techniquement prometteur. Les résultats de la recherche et des essais sont bons jusqu'à présent. La combinaison de l'hydrogène et de la technologie des piles à combustible, en particulier, permet de réduire les émissions des voitures, des bus, des chariots élévateurs et d'autres véhicules. Bien que des accidents très tragiques et tristement célèbres liés à l'hydrogène aient eu lieu, les dangers et les phénomènes sont désormais bien connus et bien compris. Les connaissances sur les propriétés

¹⁰¹ENP (2021)

¹⁰²Amrouche et al (2012)

¹⁰³Decret (2003)

physiques de l'hydrogène ont augmenté, y compris la modélisation et la prédiction des accidents.

En résumé, il n'existe pas de réglementation, d'objectifs politiques ou de mécanismes de soutien précis pour la promotion de l'hydrogène dans le secteur des transports.

1.10.2.4 Marché et économies

En Algérie, le secteur des transports est complètement dépendant des énergies fossiles pour soutenir l'économie, avec des produits énergétiques fortement subventionnés représentant 4,7% des produits pétroliers (y compris le diesel, l'essence et le GPL) et dont le prix du carburant domestique se situe à des niveaux parmi les plus bas du continent africain - 25 cents par litre, soit environ 95 cents par gallon.

Ainsi, la politique énergétique reflète la manière dont le gouvernement aborde les questions de développement énergétique, notamment la production, la distribution et la consommation d'énergie. Les attributs d'une politique énergétique comprennent généralement la législation, les traités internationaux, la tarification, les incitations, la fiscalité et les directives en matière de conservation de l'énergie. La tarification est l'outil le plus efficace pour gérer la demande d'énergie, surtout à moyen et long terme. Jusqu'en 2016, les politiques concrètes se sont concentrées sur l'augmentation des subventions aux énergies renouvelables plutôt que sur la réduction des subventions aux énergies fossiles. En fait, le budget de 2016 prévoyait même une augmentation du coût des subventions directes, qui représentent 23 % des dépenses publiques totales.

Cependant, en 2020, la chute des prix des combustibles fossiles a réduit la valeur des subventions à la consommation de combustibles fossiles à un niveau record - l'estimation d'un peu plus de 180 milliards de dollars est en baisse d'environ 40 % par rapport aux niveaux de 2019. Il s'agit du chiffre annuel le plus bas depuis 2007. Presque tous les pays ont enregistré une baisse des subventions estimées d'une année sur l'autre ; L'Algérie maintient cependant une politique de subventions, comme c'est le cas pour les produits pétroliers car les carburants représentent la composante la plus importante¹⁰⁴.

Cependant, l'Algérie a choisi depuis quelques années et plus particulièrement à travers la LFC 2020 de se désengager graduellement de la subvention des carburants routiers¹⁰⁵.

Les subventions sont certainement utiles pour stimuler certains secteurs économiques ou aider certaines catégories sociales, réduire la pauvreté et améliorer l'accès à l'énergie, mais malheureusement elles ont aussi de nombreux effets négatifs et encouragent le gaspillage. Cela se traduit par le fait que les prix bas de carburant encouragent la consommation interne (et le trafic frontalier) qui se fait au détriment de l'exportation ce qui revient à réduire les recettes d'exportation du pays.

Les obstacles au déploiement des carburants propres comme l'hydrogène vert comprennent évidemment les subventions accordées aux formes d'énergie conventionnelles ainsi que des facteurs structurels et institutionnels. En effet, la subvention des carburants routiers occupe la plus importante part dans la politique de subvention de l'énergie. Une telle politique fait de l'Algérie le sixième pays au monde en termes de prix le moins cher des carburants et arrive derrière le Venezuela, l'Arabie saoudite, la Libye, le Turkménistan et le Koweït.

L'ampleur des subventions liées à ce secteur sont indiquées dans le tableau ci-dessous¹⁰⁶

Unit: Real 2020 million USD	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Transport oil subsidies	118,514.2	164,328.8	197,625.9	193,708.1	167,930.9	78,484.3	48,968.0	79,355.2	110,266.4	63,313.5	26,139.
Algeria	5,259.2	5,361.3	7,247.5	7,500.8	7,506.0	5,034.4	2,451.4	3,133.4	6,590.7	5,508.2	3,742.

Table n° 23 L'ampleur des subventions

1.10.2.5 Institutionnel

L'Algérie étant un pays gazier dans cette section nous allons aborder le gaz naturel comprimé "GNC" appelé aussi gaz naturel véhicule "NGV" (Natural Gas Vehicle) dont les caractéristiques de moteur de véhicule sont similaires à celles de l'hydrogène vert.

Dans cette optique, l'Algérie dispose de plusieurs atouts pour développer la technologie du moteur GNC. Cette tendance est en accord avec le modèle algérien de la consommation énergétique. Ce modèle tend à privilégier pour les besoins internes du pays l'utilisation des sources d'énergie les plus disponibles et les moins extraites. Ainsi, l'Algérie tend à favoriser la substitution des produits

¹⁰⁴<https://www.iea.org/topics/energy-subsidies>

¹⁰⁵<https://www.elwatan.com/pages-hebdo/sup-eco/subvention-des-carburants-routiers-en-algerie-quels-enseignements-peut-on-tirer-des-experiences-de-certains-pays-29-06-2020>

¹⁰⁶IEA Fossil fuel subsidies database © 2021 IEA

pétroliers (réserves largement exploitées et les plus valorisées à l'exportation) par les produits gaziers.

Les deux organisations impliquées dans le transport des carburants et notamment ceux considérés comme propres sont la Sonelgaz et Naftal.

En 1998, le groupe **SONELGAZ** a lancé une opération de contrôle et de réalisation de la première infrastructure de distribution de GNC carburant. Dans ce cadre, deux (02) stations de compression ont été réalisées entre 1999 et 2001, ces stations situées à "Gué de Constantine" et "Caroubier" (Alger) sont opérationnelles. En parallèle dix (10) bus dédiés au GNC ont été acquis et cent vingt-cinq (125) véhicules légers ont été convertis.

D'autre part, la société **Naftal** prévoit de développer des stations-service GNC dans tout le pays. Quatre projets ont été initiés ((02) à Alger, (01) à Oran et (01) à Annaba). Cependant, la marge de vente en détail du GNC ne peut pas rendre ce carburant compétitif pour le secteur de la distribution. En effet, le coût d'un compresseur (les installations et le raccordement) est extrêmement élevé en 2025.

1.10.2.6 Environnement

Parmi les émissions de CO₂ générées par les différents activités économiques de l'Algérie celles provenant de la combustion des carburants fossiles dans les moteurs thermiques des véhicules sont les plus importantes. de carburants pour tous les modes de transport, à l'exception des frets maritimes internationales et de l'aviation internationale. Cela inclut l'aviation intérieure, la navigation intérieure, le transport routier, ferroviaire et par pipeline, et correspond à la catégorie source/puits 1 A 3 du GIEC. En outre, les données de l'AIE ne sont pas collectées d'une manière qui permette de répartir la consommation des auto-producteurs par utilisation finale spécifique et, par conséquent, les auto-producteurs sont présentés comme un élément distinct.

Selon le site worldindata, les émissions de GES dans le secteur du transport ont atteint 41,1 Mt en 2016, ce qui classe ce secteur en deuxième position après celui de l'électricité et du chauffage.

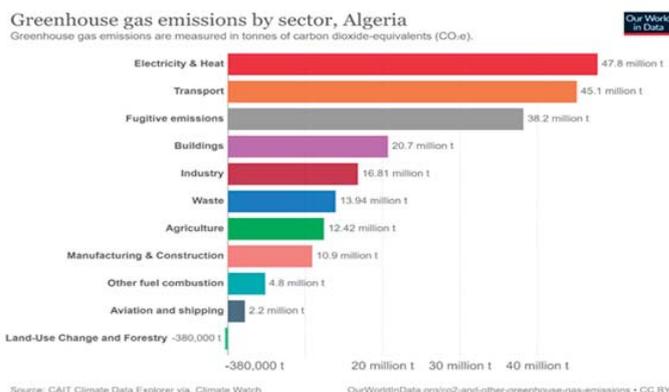


Figure n° 68 : Émissions de gaz à effet de serre par secteur, Algérie¹⁰⁷

L'Algérie a mis en place une stratégie afin d'atteindre à l'horizon 2030, une réduction des GES. Dans le secteur du transport, il est prévu de réduire les émissions des gaz à effet de serre de 6,5 Mt CO₂ eq, grâce au développement de l'utilisation des carburants moins polluants notamment le GPL et le GNC. L'objectif assigné est de convertir 20% de la flotte en GPL ou GNC¹⁰⁸.

Une autre étude sur le potentiel de réduction des émissions dans le secteur des transports d'ici 2030 menées par la GIZ, montre que pour un scénario BAU, les émissions de gaz à effet de serre dans le secteur du transport atteindront les 84 Mt CO₂ eq. en 2030¹⁰⁹.

	Transport CO ₂ (MT)BAU			Transport CO ₂ (MT) : Low carbon (avg)	
	2010	2020	2030	2020	2030
Algeria	33.3	47	84	42	62

Table 24 Estimations des émissions liées au transport

L'énergie consommée par les transports est répartie entre le transport routier qui domine la consommation avec 93%, suivi du rail 2%, et de l'aérien 3,2%. Le transport maritime qui est plus utilisé dans les acheminements du commerce extérieur représente 1,5%.

En outre, Le parc National automobile (PNA), sur une période de 10 ans, a doublé, en passant de 3.9 millions en 2009 à 6,57 millions en 2019. Le véhicule de tourisme, la camionnette et le camion occupent une place très importante dans le PNA respectivement de 65%, 19 % et 7%.

Le transport routier, à lui seul, consomme la quasi-totalité de l'énergie, et sa consommation est passée de 9,8 à 14,388 Mtep en dix ans (de 2009 à 2019) malgré un ralentissement à partir de

¹⁰⁷<https://ourworldindata.org/co2/country/algeria>

¹⁰⁸Sahnaoune (2016)
¹⁰⁹PPMC (2015)

2014 suite à la crise budgétaire et aux mesures de restrictions à l'égard des importations de véhicules neufs.

Pour le seul secteur du transport, les chiffres de l'année 2015 donnent un peu plus de 35.3 millions de tonne d'équivalent CO₂ soit 46% du total des émissions de gaz à effet de serre.

Au plan des émissions, le gasoil demeure le carburant le plus polluant avec teneur en CO₂ de 2.67 Kg/L en teneur en CO₂ contre 2.31 Kg/L pour l'essence.

En se basant sur les résultats de l'étude susmentionnée, la consommation en carburant atteindra 26.98 Mt en 2030. Une décarbonisation du parc automobile roulant permettrait donc de réduire les émissions de CO₂ de 26,80 Mt. Il est à mentionner que cette étude portait sur la conversion d'une partie du PNA par des voitures électriques. Par analogie nous pouvons déduire que l'empreinte carbone serait identique pour une conversion aux véhicules à l'hydrogène vert (FCEV).

1.10.3 Industrie

1.10.3.1 Demande PtX

La part des hydrocarbures de l'Algérie est dominée par ses plus grandes réserves de gaz naturel par rapport au pétrole brut. Le pays, qui produit, consomme et exporte du gaz naturel depuis plusieurs décennies, a atteint un point où son équilibre gazier est confronté à de multiples défis. Une production de gaz naturel en déclin ou, au mieux, en stagnation, et une croissance rapide de la consommation intérieure de gaz se sont combinées pour limiter dangereusement le potentiel d'exportation de gaz du pays.

La consommation du gaz naturel en Algérie a atteint 4,157 Cubic ft/jour bn en décembre 2020, enregistrant une baisse par rapport au chiffre précédent de 4,368 Cubic ft/jour pour décembre 2019. Les données de consommation sont mises à jour chaque année, avec une augmentation moyenne de 1,869 Cub ft /jour de décembre 1965 à 2020, avec 56 observations. Les données ont atteint un sommet historique de 4,368 pieds cubic ft /jour en 2019 et un minimum record de 0,072 Cubic ft/jour en 1965¹¹⁰.

Malgré ces perspectives corrigées et optimistes, la

réalité est que les capacités actuelles d'exportation de gaz de l'Algérie sont diminuées et pourraient être encore plus sérieusement affaiblies. En effet, comme le concluait la dernière étude de l'OIES sur le gaz algérien, "dans un scénario de demande modérée, l'Algérie ne pourrait exporter que 15 milliards de m³ par an d'ici 2030, Dans un scénario de production plus faible ou de demande élevée, elle cesserait totalement d'exporter¹¹¹.

La détérioration du bilan gazier de l'Algérie n'est pas seulement due à une production de gaz en baisse ou en stagnation, mais aussi à la croissance rapide de la consommation domestique de gaz. Entre 2008 et 2018, l'utilisation totale de gaz par le marché domestique a augmenté de 70 %, à un taux de croissance annuel moyen de plus de 5 %. Les trois principaux segments de la consommation domestique de gaz naturel en Algérie sont les centrales électriques, le secteur de la distribution publique de gaz (approvisionnant les ménages, les utilisateurs commerciaux et les utilisateurs industriels de petite/moyenne taille) et la grande industrie (verre, dessalement de l'eau de mer, aciérie, cimenteries et production d'ammoniac). Actuellement, le secteur de l'électricité, où le gaz naturel représente 98 % de la consommation totale de combustible, représente la plus grande part de la consommation intérieure totale de gaz.

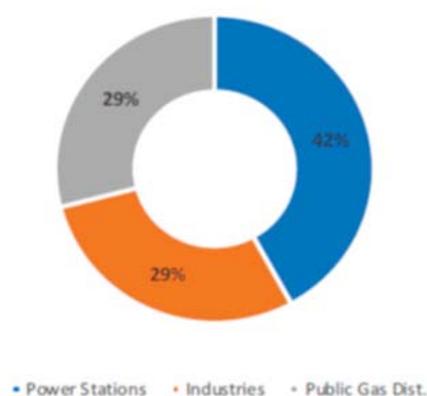


Figure n° 69 Structure de la consommation domestique de gaz - 2018

Pour le secteur industriel, la consommation de gaz consiste en la fourniture de gaz à deux groupes d'utilisateurs industriels. Le premier groupe comprend les industries qui sont approvisionnées par une filiale de l'entreprise publique d'électricité et de gaz, Sonelgaz, par le biais de son propre réseau de gaz et comprend le ciment, l'acier et un certain nombre d'autres industries. Le deuxième groupe d'industries est approvisionné directement

¹¹⁰<https://www.ceicdata.com/en/indicator/algeria/natural-gas-consumption>

¹¹¹Aïssaoui, A. (2016)

par Sonatrach à travers son système de transport de gaz. Ces industries comprennent les usines de GNL²⁷, les stations de compression et de pompage, les raffineries, les usines pétrochimiques et les usines d'engrais et d'ammoniac, tant pour leur consommation d'énergie que pour leur utilisation de matières premières.

La dernière série de projections de la demande intérieure de gaz naturel pour les dix prochaines années a été publiée en janvier 2019. Selon le scénario central, présenté à la figure X, la CREG prévoit que d'ici 2028, la demande intérieure de gaz naturel augmentera d'environ 50 % à un taux annuel moyen de 4 %. Ainsi, même dans ce scénario modéré, la croissance de la consommation intérieure de gaz naturel devrait rester forte.

Le taux de croissance le plus élevé devrait être enregistré par le secteur industriel. La demande de gaz industriel devrait croître à un taux annuel d'environ 6 %. Elle est directement suivie par le segment de la distribution publique de gaz qui continuera à croître rapidement, bien qu'à un taux environ deux fois moins élevé que celui atteint au cours des dix années précédentes. L'utilisation du gaz par le secteur de l'électricité devrait ralentir à un taux annuel de 2 %, mais à partir d'une base relativement élevée.

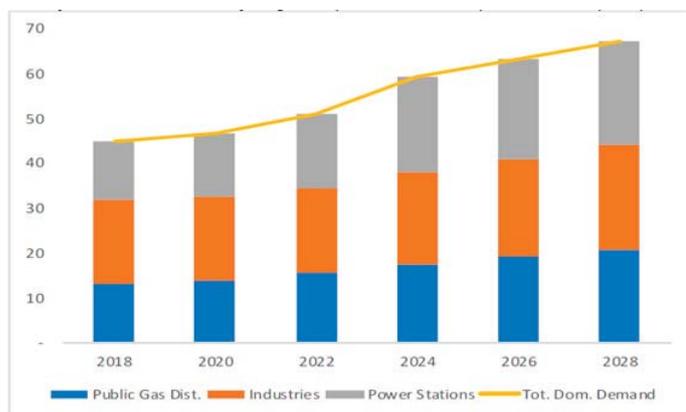


Figure n° 70 Projection de la demande de gaz par segment (scénario central) : 2018 - 2028

La forte croissance de la demande de gaz prévue pour l'usage industriel reflète un effort stratégique planifié pour une plus grande monétisation domestique des approvisionnements en gaz naturel de l'Algérie et le développement de nouveaux projets industriels. Il convient de noter que le gaz naturel représente déjà 80 % de toutes les sources d'énergie consommées par l'industrie. L'industrie est donc fortement dépendante des approvisionnements en gaz naturel subventionnés.

Dans sa nouvelle stratégie 2030, Sonatrach met en avant l'expansion de l'industrie pétrochimique algérienne, y compris les engrais. Pour ce secteur, le gaz naturel (méthane) serait principalement utilisé pour la production d'engrais azotés et de méthanol. D'autres industries pétrochimiques utilisent des liquides de GNL comme charge d'alimentation.

1.10.3.2 R&D, Experiences ou expertise

Lors d'une réunion tenue en juillet 2021, Sonatrach et Eni ont convenu d'accélérer leur coopération dans le domaine technologique, en s'appuyant sur le protocole d'accord que les deux sociétés ont signé en mars dernier à Milan, avec un accent particulier sur la production d'hydrogène pour réduire l'empreinte carbone de leurs activités. Une feuille de route a été tracée pour l'évaluation conjointe de la faisabilité technique et commerciale d'un projet pilote de production d'hydrogène à partir d'électricité générée par des sources renouvelables (solaire et éolienne). En outre, afin de préserver les ressources en eau du pays, l'utilisation de l'eau produite par les champs pétrolifères sera évaluée pour les processus d'électrolyse nécessaires à la production d'hydrogène, traités de manière appropriée par des installations dédiées¹¹².

1.10.3.3 Politique et Réglementation

L'hydrogène gris est actuellement utilisé en Algérie comme matière première pour produire du méthanol et de l'ammoniac. L'hydrogène vert pourrait en substituer une grande partie sans aucun changement d'équipement ou de technologie, éliminant ainsi les émissions associées à la production d'hydrogène gris.

Dans l'industrie de la production de l'acier primaire à Annaba, l'acier est produit par la filière haut fourneau/four à oxygène (BF-BOF), qui repose essentiellement sur le gaz naturel. Une option consistant à appliquer des processus alternatifs pouvant utiliser des énergies renouvelables et de l'hydrogène vert.

Cependant, plusieurs obstacles au déploiement l'hydrogène vert dans l'industrie et notamment le fait que les procédés industriels à base d'hydrogène n'ont pas encore fait leurs preuves à l'échelle industrielle.

¹¹²<https://www.eni.com/en-IT/media/press-release/2021/07/cs-incontro-ad-sonatrach-dg-eni-nr.html>
<https://www.reuters.com/business/energy/eni-teaming-up-with-sonatrach-production-hydrogen-algeria-2021-07-07/>
<https://www.energymixreport.com/eni-and-sonatrach-to-set-up-a-pilot-project-for-the-production-of-green-hydrogen-in-algeria/>

Par ailleurs, les politiques énergétiques industrielles en Algérie ont tendance à se concentrer sur l'efficacité énergétique. Bien que l'amélioration de l'efficacité énergétique soit certes nécessaire, mais les décideurs devraient se concentrer sur le changement de combustible nécessaire à l'adoption de l'hydrogène vert.

Le plan national du climat de l'Algérie a inscrit plusieurs actions pour atténuer les effets du changement climatique, parmi lesquelles on retrouve la réduction des émissions de GES et de polluants de l'air à Sider El Hadjar, la réduction de sa consommation de coke dans le haut fourneau ainsi qu'une action relative à la modernisation, le renouvellement et la réhabilitation des installations de l'industrie des complexes de liquéfaction du gaz naturel à Arzew (GL1Z et GL2Z). L'introduction de l'hydrogène vert comme combustible pourrait constituer une solution viable pour atteindre ces objectifs.

Pour surmonter ces obstacles, les décideurs politiques doivent adopter des mesures pour combler l'écart de coût entre les procédés industriels actuels et l'utilisation d'hydrogène vert, encourager l'émergence d'un marché de l'hydrogène vert et résoudre des problèmes liés aux émissions des gaz à effet de serre.

Ces politiques pourraient notamment inclure:

- La mise en œuvre d'une politique qui encourage la substitution des combustibles fossiles dans le secteur de l'industrie par l'hydrogène vert.
- Les gouvernements pourraient également combiner des objectifs de réduction des émissions de CO₂ à un système d'échange de droits d'émission, permettant aux entreprises qui réduisent leurs émissions en deçà de l'objectif fixé de bénéficier de certaines mesures d'exonération d'impôts.
- Planification de l'élimination progressive des technologies à fortes émissions. Les gouvernements peuvent élaborer des stratégies de transition des industries ciblées par étapes. A titre d'exemple, l'industrie sidérurgique pourrait commencer par réduire ses émissions en utilisant une part croissante d'hydrogène vert dans les hauts-fourneaux existants.

- Fournir des prêts, des subventions ou des fonds dédiés. Ces mesures sont nécessaires pour rendre l'investissement dans les voies vertes plus attractif financièrement.

- Les décideurs politiques devraient reconnaître la valeur sociale des produits verts tels que la création d'emplois. Des outils politiques tels que la tarification du carbone peuvent être mis en œuvre.

- Le gouvernement pourrait, par le biais des marchés publics acheter de préférence de l'acier, du ciment ou du verre fabriqués de manière durable grâce à l'utilisation d'hydrogène vert, ou encore exiger une part plus importante de l'utilisation de ces produits dans le secteur du bâtiment.

- Lutter contre les émissions des gaz à effet de serre par le biais du soutien à travers des abattements fiscaux au bénéfice des industriels utilisant l'hydrogène vert.

1.10.3.4 Marché et économie

Compte tenu de la capacité de production d'ammoniac relativement importante qui existe déjà en Algérie, le potentiel pour d'autres industries basées sur le gaz semble aussi prometteur. Le développement de telles industries nécessiterait des approvisionnements en hydrogène vert à faible ou très faible coût (à un prix qui pourrait aller de moins de 1 USD/MMBtu à 2 ou 3 USD/MMBtu selon les conditions du projet) pour être compétitif sur les marchés internationaux et pouvoir remplacer l'hydrogène gris.

La production de ciment est une industrie à forte intensité énergétique qui nécessite également un approvisionnement en gaz à faible coût. L'Algérie dispose d'un excédent substantiel de capacité de production de ciment par rapport à sa consommation intérieure de ciment. Les marchés d'exportation potentiels sous-régionaux et régionaux sont saturés, et des capacités de production de ciment plus compétitives seront mises en service au cours des prochaines années, notamment en Afrique de l'Ouest. Ainsi, les projections de l'utilisation de l'hydrogène vert par l'industrie du ciment pourraient représenter une opportunité intéressante à prendre en considération. Il n'est pas nécessaire aussi d'allouer à cette industrie des réserves précieuses

de gaz naturel, surtout à des niveaux de prix fortement subventionnés.

Les décideurs politiques algériens appellent de façon récurrente à préparer une transition énergétique durable basée sur une part plus importante de sources d'énergie propres dans un bouquet énergétique diversifié. Le thème de la transition énergétique est également mis en avant de manière récurrente dans divers événements locaux et internationaux organisés en Algérie, mais la contribution future des sources d'énergies renouvelables y compris l'hydrogène vert dans le bouquet énergétique algérien pourrait être limitée si le gouvernement ne révisé pas la politique des subventions des prix de l'énergie. Malheureusement, pendant très longtemps, ils ont offert plus controversées, des alternatives pour réduire la croissance de la consommation domestique de gaz, comme l'efficacité énergétique.

1.10.3.5 Institutionnel

En Algérie, L'hydrogène est essentiellement utilisé dans quatre procédés industriels spécifiques à forte intensité d'énergie :

- la production d'ammoniac
- Production d'acier
- Production de verre et le raffinage du pétrole brut

Étant donné que ces trois industries contribuent à une fraction importante des émissions de GES dans le secteur industriel Algérien, elles devront être au centre de tout effort de décarbonisation.

Pour la production l'ammoniac, entreprises se partagent la production (Sorfert, Asmidal, ...). Pour ces industries, le principal moteur de l'adoption de l'hydrogène vert est la décarbonisation des processus industriels et la réduction des émissions de GES actuellement associées à la production d'ammoniac.

Pour l'industrie de l'acier primaire d'EPE SIDER et le Complexe Sidérurgique SIDER EL HADJAR, le principal moteur de l'adoption de l'hydrogène vert est la décarbonisation du processus industriel et la réduction des GES actuellement associées à la production d'acier. Pour atteindre cet objectif, il faudra développer de nouveaux processus de production, sensiblement différents des techniques existantes, qui ne permettent pas actuellement d'importantes marges d'amélioration.

Pour l'industrie du verre, c'est essentiellement le groupe privé Mediterranean Float Glass (MFG) et comme les autres procédés cités, le principal moteur de l'adoption de l'hydrogène vert est la décarbonisation du processus industriel.

Étant donné que la quantité d'électricité envisagée pour réduire les émissions de GES de ces trois industries est considérable, l'utilisation de l'hydrogène vert nécessitera un effort important pour garantir une quantité appropriée d'énergie renouvelable générée, et un renforcement substantiel du réseau électrique. L'approvisionnement en hydrogène pourrait être réalisé soit par électrolyse sur site, soit par un réseau de distribution d'hydrogène spécialement développé. Dans tous les cas, en raison du montant considérable de l'investissement nécessaire, il sera nécessaire d'impliquer les fournisseurs d'énergie, les fournisseurs d'électricité, les gestionnaires de réseaux de transport et les autorités nationales. L'impact sur le réseau et la possibilité d'exploiter et d'intégrer ces processus industriels pour les services de réseau électrique devront être soigneusement planifiés et examinés.

D'autre part, des options de stockage de l'hydrogène et l'intégration des électrolyseurs aux services du réseau, en particulier lors des premières tentatives d'introduction, devront être envisagées et planifiées. Environnement (2022-2030, 2030-2050)

L'Algérie dispose de 03 usines de production d'ammoniac cumulant une production totale de 4,4 Mt/an. En se référant à la base de données technologiques sur l'efficacité industrielle (IETD) de l'Institut pour la productivité industrielle, la moyenne mondiale est de 2,867 tonnes de CO₂ émises par tonne de NH₃ produite de ce fait on peut déduire que la conversion de l'ammoniac gris en vert pour décarboniser l'industrie d'ammoniac en Algérie permettra de réduire les émissions de CO₂ de l'ordre de 1,53 Mt .

1.10.4 PtX pour l'export

1.10.4.1 Demande PtX

Pour le potentiel d'exportation d'hydrogène vers l'Allemagne, on considère une demande d'hydrogène de 85 TWh pour l'année 2030. Cette demande correspond à un scénario ambitieux

¹¹³<https://ammoniaindustry.com/ammonia-production-causes-1-percent-of-total-global-ghg-emissions>

¹¹⁴<https://gasforclimate2050.eu/news-item/european-hydrogen-backbone-grows-to-40000-km/>

¹¹⁵<https://www.h2-view.com/story/western-australia-to-support-hydrogen-blending-into-gas-network-with-2m-fund>

selon la FAO, 2020. D'autre part, La capacité maximale d'exportation d'H2 est conditionnée par la capacité de transport de MEDGAZ qui est estimée à 48 TWh d'H2

Les deux scénarios de demande suivants sont considérés dans le rapport du WP2 pour l'UE

Scénario 3.2.1 - UE 2030 : maintien du statu quo (481 TWh de demande au S2)

Scénario 3.2.2 - UE 2030 : Ambitieux (665 TWh de demande en H2)

Les scénarios ci-dessus font référence à la feuille de route européenne sur l'hydrogène³¹.

1.10.4.2 R&D, Experiences ou expertise

A travers le monde plusieurs initiatives sont en phase d'étude et de développement.

En Europe, l'initiative European Hydrogen Backbone (EHB) vise à développer une infrastructure dédiée au transport de l'hydrogène à travers l'Europe. Le groupe propose un réseau hydrogène de 39 700 km à travers 21 pays d'ici 2040, avec une croissance supplémentaire prévue après 2040. Dans ce projet, les deux tiers du réseau se basent la réutilisation de gazoducs¹¹⁴.

En Australie, un projet ayant reçu 2 millions de dollars australiens (1,45 million de dollars) du fonds pour l'hydrogène renouvelable prévoit d'introduire un mélange d'hydrogène renouvelable dans des sections distinctes du réseau de distribution de gaz de l'Australie occidentale (WA). Le projet devrait permettre d'atteindre l'objectif du gouvernement de l'Australie occidentale de distribuer de l'hydrogène renouvelable dans le réseau d'ici 2022 et l'objectif à plus long terme de mélanger jusqu'à 10 % d'hydrogène dans l'ensemble du réseau d'ici 2030¹¹⁵.

L'électrolyse de l'eau alimentée par des sources d'énergie renouvelables (solaire, éolienne, etc.) est une technologie mature et respectueuse de l'environnement pour la production d'hydrogène à grande échelle, dont le principal obstacle pour le déploiement à grande échelle est encore lié à des préoccupations économiques. Selon la littérature, le coût de production de l'hydrogène par électrolyse est d'au moins 5-6 €/kg, ce qui

n'est pas compétitif par rapport à la production d'hydrogène par reformage du méthane à la vapeur (1,5-2,3 €/kg).

Quelques évaluations d'un système basé sur l'électrolyse de l'eau alcaline couplé à une centrale photovoltaïque pour la valorisation de l'oxygène pour réduire les coûts de production d'hydrogène ont été menées par Gaetano Squadrito et ses collaborateurs. Cette étude a permis de démontrer la rentabilité économique du système en tenant compte des revenus supplémentaires générés par la vente de l'oxygène coproduit (habituellement rejeté dans l'atmosphère). Les résultats obtenus ont montré que la technologie PtX était économiquement intéressante si on la compare au cas où une entreprise achète l'oxygène comprimé auprès des distributeurs/revendeurs de gaz locaux. En particulier, en supposant un prix de vente de l'hydrogène de 10 €/kg (un prix de référence pour l'hydrogène en tant que carburant, à la pompe), la durabilité économique (récupération de l'investissement en 20 ans) est atteinte si le prix du marché de l'oxygène est d'au moins 3 €/kg, quelle que soit la taille de l'électrolyseur (dans la gamme de 100 kW à 10 MW)¹¹⁶.

1.10.4.3 Politique et Réglementation

Il n'existe aucun objectif politique ni aucune réglementation pour l'exportation d'H2 vert.

1.10.4.4 Marché et économies

Il n'existe aucun accord ou une coopération avec l'UE ou d'autres pays pour l'exportation d'hydrogène, ni aucun mécanisme de financement, d'incitation ou de compensation.

1.10.4.5 Institutionnel

Le cadre législatif de l'Algérie est bien établi en ce qui concerne le gaz naturel et ses infrastructures. Un certain nombre d'actes juridiques en Algérie sont également pertinents pour le déploiement de l'hydrogène, par exemple le transport des gaz (Décret exécutif n° 03-452 du 7 Chaoual 1424 correspondant au 1er décembre 2003 fixant les conditions particulières relatives au transport routier de matières dangereuses). Cependant, la législation actuelle doit être adaptée et développée pour inclure le traitement de l'hydrogène et l'injection d'hydrogène dans les réseaux de gaz.

¹¹⁴<https://gasforclimate2050.eu/news-item/european-hydrogen-backbone-grows-to-40000-km/>

¹¹⁵<https://www.h2-view.com/story/western-australia-to-support-hydrogen-blending-into-gas-network-with-2m-fund>

¹¹⁶ Nicita et al (2019)

1.10.4.6 Environnement

De nombreuses initiatives ont été définies par l'UE et les objectifs des NDC sont fixés pour différents pays dans différentes réglementations telles que la directive Européenne (UE) 2018/410 sur le système d'échange de quotas d'émission de l'UE : L'UE compte réduire ses émissions provenant des secteurs couverts par cette législation de 43 % par rapport aux niveaux de 2005 d'ici à 2030. Différents pays ont leurs objectifs individuels, comme une réduction de 38 % pour l'Allemagne ou de 33 % pour l'Italie³⁸.

1.11 Feuilles de route sectorielles pour soutenir le déploiement de l'économie PtX en Algérie

- Établir des objectifs fiables et technologiquement neutres en matière d'hydrogène vert et de PtX au niveau du pays ainsi qu'au niveau des États, qui serviront de guide pour les stratégies spécifiques à l'industrie de l'hydrogène en Algérie.
- Obtenir le soutien du public et des politiques et préparer des projets afin d'identifier d'autres catalyseurs stratégiques et seuils économiques pour progresser.
- Normaliser les pratiques de l'hydrogène dans toute l'Algérie pour améliorer les synergies.

1.11.1 Secteur du gaz et de l'électricité

Les possibilités et l'utilisation actuelle du PtX dans le secteur de l'électricité peuvent être classées comme suit (1) Utilisation de l'hydrogène comme combustible dans les centrales électriques fonctionnant au gaz pour la co-combustion avec le gaz naturel³⁹, (2) pour le stockage afin d'équilibrer les décalages temporels et spatiaux entre l'offre et la demande d'électricité⁴⁰, (3) l'utilisation de la flexibilité de l'électrolyseur comme charge pour équilibrer les décalages temporels et spatiaux entre l'offre et la demande d'électricité⁴¹ (4) comme solutions d'alimentation de secours, en particulier pour les systèmes hors réseau⁴² et comme (5) agent de refroidissement pour le refroidissement des générateurs dans les centrales électriques. Le dernier cas d'utilisation est déjà pratiqué en Algérie. Comme nous l'avons vu dans les sections précédentes, en raison des spécificités du système électrique algérien, une application intéressante de l'hydrogène dans le secteur de l'électricité

dans le contexte de la décarbonisation est l'utilisation directe de l'hydrogène vert dans les centrales électriques au gaz, soit en le mélangeant au gaz naturel, soit en l'utilisant à 100% comme combustible.

1.11.1.1 Technologies et infrastructures d'approvisionnement en hydrogène vert

Différentes applications industrielles l'H₂ vert ont été examinées dans les chapitres précédents. Deux modèles d'approvisionnement sont possibles pour le secteur des transports : la production décentralisée ou centralisée d'hydrogène vert, le stockage et le transport. La discussion finale sera menée par les décideurs locaux. Toutefois, les actions et la feuille de route présentées ci-dessous sont définies pour les deux voies industrielles. En fonction de la décision prise, les actions pertinentes de la liste sous-mentionnée peuvent être sélectionnées. La voie industrielle pour l'approvisionnement en H₂ pour le transport a été discutée dans les chapitres précédents. Cette option d'approvisionnement est supposée être un système décentralisé. Le LCOH fourni est d'environ 5,6 à 10 USD/kg avec une capacité de production supposée d'environ 0,43 TWh/a d'hydrogène vert pour le transport. L'option la plus économique pour la production d'hydrogène vert à utiliser dans le secteur de l'électricité est le recours à l'énergie éolienne. Cependant, la décision finale concernant la sélection des énergies renouvelables (éolienne ou photovoltaïque) sera prise par le décideur. Puisque les EnR peuvent avoir un potentiel d'utilisation alternatif.

Certaines actions clés pour la mise en place d'une telle chaîne pourraient être les suivantes :

- 2022-2025 : Conception et installation de systèmes éoliens et/ou photovoltaïques pour la production d'énergie pour l'électrolyse.
- 2025-2040 : Installation d'un modèle 2.1 d'approvisionnement en H₂ vert (1X) avec un électrolyseur de 20,8 à 124,4 GW, en fonction de la technologie des énergies renouvelables utilisée : PV avec CF=21 % ou éolienne avec CF=30 %.
- 2025-2040 : Mélange de H₂ vert avec du gaz naturel pour le transport via les gazoducs existants.
- 2040~ : Production à grande échelle de technologies clés (par exemple, l'électrolyse)

1.11.1.2 Technologies et infrastructures pour l'utilisation PtX

Les actions suivantes sont possibles pour l'utilisation de l'hydrogène vert dans le secteur de l'électricité et du gaz

- 2025-2040 : Moderniser les centrales électriques existantes pour qu'elles puissent fonctionner avec des niveaux accrus en teneur en hydrogène dans le gaz combustible (>2-5 % en volume).
- ~2030 : mélanger l'hydrogène vert au gaz naturel à hauteur d'environ 5 %, ce qui peut être utilisé dans les centrales électriques au gaz naturel existantes sans modifications technologiques.
- 2030-2040 : augmentation de la part du mélange d'hydrogène vert en tant que carburant jusqu'à 40 % en 2040.
- 2040 : Moderniser les centrales électriques existantes pour qu'elles puissent fonctionner avec une teneur en H₂ de 100 %.
- 2040-2050 : Utiliser l'hydrogène vert comme carburant à 100 % dans les centrales électriques au gaz d'ici 2050.
- 2030-2040 : Rénovation des pipelines d'approvisionnement existants en gaz naturel vers les centrales électriques pour qu'ils contiennent 100 % d'hydrogène.
- 2030-2050 : Les solutions d'alimentation de secours pour les centres de données et les services de télécommunication sont des segments intéressants à mettre en œuvre dans les années à venir.
- 2030-2050 : Modernisation des installations existantes et les autres utilisateurs de générateurs diesel - installations de fabrication de produits alimentaires, hôtels, parcs d'attractions, hôpitaux, nouvelles zones de construction et maisons isolées - afin d'utiliser des piles à combustible pour la production d'électricité.

1.11.1.3 R&D, Renforcement des capacités

Le programme de renforcement des capacités pourrait s'articuler autour de deux axes¹¹⁷ :

- 2022-2030 : Le renforcement de la capacité des parties prenantes à assurer une coopération et une coordination efficaces, pour la mise en place d'un marché national efficace (c'est-à-dire les questions techniques et financières pour le fonctionnement efficace du réseau énergétique, l'expansion et l'adaptation des infrastructures pour l'introduction de l'hydrogène vert dans la

production et le transport, la gouvernance ainsi que l'amélioration et l'harmonisation des cadres réglementaires régionaux) ;

- 2022-2030 : Amélioration coordonnée des performances des secteurs nationaux de l'électricité (c'est-à-dire les aspects techniques et commerciaux) et renforcement de leur préparation à l'exploitation de la technologie PtX.
- 2022-2030 : la R&D se concentrera sur le réaménagement des turbines à gaz naturel pour qu'elles puissent fonctionner avec un mélange de plus en plus riche d'hydrogène.
- Enfin, il faut noter que le volet de renforcement des capacités a pour but de combler les lacunes d'expertise dans le domaine de l'hydrogène vert dans le secteur du gaz et de l'électricité, et ne concerne pas seulement le Ministère de la Transition Énergétique mais aussi la CREG, des services publics, Sonelgaz, Sonatrach, le secteur privé etc.

1.11.1.4 Politique et Réglementation

- 2022-2030 : Les risques de fragilisation des pipelines (retour d'expériences des projets déjà réalisés) ;
- 2022-2030 : Introduire l'hydrogène dans le cadre de la sécurité énergétique.
- 2025-2050 : Introduction de mesures incitatives ou de redevances carbone
- 2030-2050 : Établir un mécanisme de participation pour les électrolyseurs sur les marchés de l'électricité, par exemple sur le marché des réserves d'énergie, car les électrolyseurs sont reconnus comme une source viable de flexibilité dans les systèmes électriques.
- 2030-2050 : Etablir une norme minimale de mélange d'hydrogène, pour un mélange allant jusqu'à 20 % en volume dans le réseau gazier.
- 2035-2050 : Harmonisation des cadres réglementaires régionaux et nationaux
- 2022-2030 : introduction de l'hydrogène dans le cadre de la sécurité énergétique.

1.11.1.5 Marché et économie

- 2022-2040 : Introduction d'incitations ou de redevances carbone
- 2030~ : Mise en place d'échanges de certificats sur les émissions de GES
- 2030~ : Mise en place d'un système d'échange de certificats sur les émissions de GES

¹¹⁷ Programme national de recherche sur la sécurité énergétique

1.11.1.6 Institutionnel

- 2022-2030 : Renforcement des capacités institutionnelles.

Le renforcement des capacités ne peut pas seulement être réalisé à travers des cours de formation à court terme pour le personnel local. Des mesures durables sont nécessaires. La formation en planification industrielle, technologies PtX, surveillance des prix, production de ressources, distribution de systèmes, etc. nécessite des années de formation au niveau universitaire

- Centre de coordination entre différents départements ministériels concernés

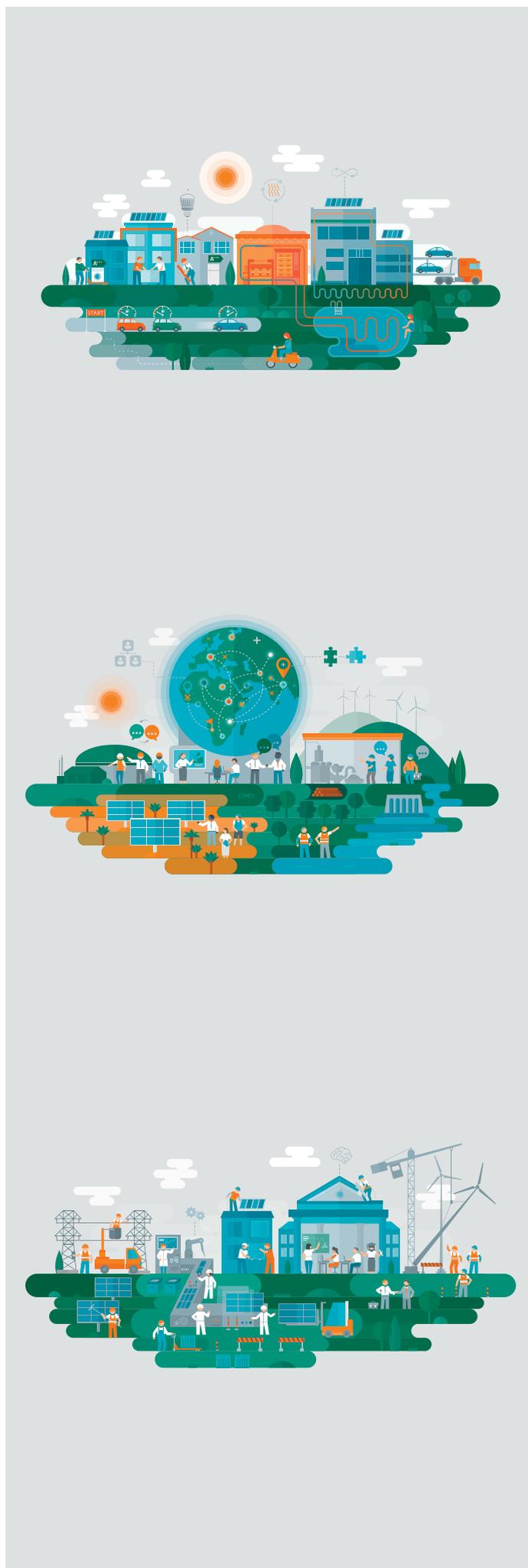
1.11.1.7 Bénéfices environnementaux

La plupart des designs de turbines à gaz naturel existants peuvent déjà gérer une part d'hydrogène de 3 à 5% et certaines peuvent gérer des parts de 30% ou plus. Si à partir de 2030 un pourcentage croissant (indiqué dans le tableau ci-dessous) de la consommation de gaz naturel pouvait être remplacée par de l'hydrogène, la quantité d'hydrogène suivante serait nécessaire :

		2021	2025	2030	2035	2040	2045	2045
Consommation du gaz naturel	[10 ⁶ GJth]	788	819	874	874	874	874	874
Taux de conversion	[%]	0%	0%	5%	5%	5%	5%	5%
Consommation à remplacer par H2	[10 ⁶ GJth]	0	0	44	44	44	44	44
Quantité de H2 requise	[ktpa]	0	0	364	364	364	364	364

Tableau n° 25 : Estimation de la quantité d'hydrogène pour remplacer une partie de la consommation du gaz naturel dans les centrales électriques algériennes

Si ces parts de l'apport énergétique requis étaient effectivement remplacées par de l'hydrogène, de 2 500 mtpa d'émissions de CO₂ en 2030 jusqu'à 74 900 mtpa en 2050 pourraient être économisées chaque année. Également, l'Algérie pourrait économiser l'équivalent de sa consommation en gaz naturel pendant 10 ans en se basant sur consommation nationale actuelle de gaz pour la production d'électricité.



Technologies d'approvisionnement en Hydrogène vert	Installation d'un électrolyseur d'une capacité pouvant atteindre 120GW MW Installation d'un modèle de 2.1 d'approvisionnement en H2 vert Utilisation des systèmes d'électrolyseurs installés pour l'équilibrage de la puissance
Utilisation des technologies PtX	Modernisation des centrales électriques existantes pour les faire fonctionner au CO2 Augmenter la part du mélange d'hydrogène vert de 40 %. Solutions d'alimentation de secours pour les centres de données Modernisation des centrales existantes pour un fonctionnement à 100 % H2 Renovation of existing natural gas supply pipelines to 100% H2 use.
R&D	La R&D se concentre sur la modernisation des turbines à gaz naturel Renforcer la capacité des parties prenantes à assurer la coopération et la coordination Les risques de fragilisation des gazoducs
Politiques et réglementations	Introduction d'incitations ou de redevances carbone Établir un mécanisme de participation des électrolyseurs dans les marchés de l'électricité Harmonisation des cadres réglementaires régionaux et nationaux Introduire l'hydrogène dans le cadre de la sécurité énergétique Établir une norme minimale de mélange d'hydrogène
Marché	Introduction d'incitations ou de redevances carbone Mise en place d'un système d'échange de certificats sur les émissions de GES
Institutionnel	Renforcement des capacités institutionnelles
2022-Pilotage, phase de démonstration-2030 2030 - Mise à l'échelle/création de marché - 2040 2040-Phase de commercialisation de masse-2050	

Figure n° 71 : PtX roadmap for électricité and natural gas sector in Algeria, selected actions

1.11.2 Transport

Comme discuté dans le rapport du WP2. Actuellement, l'hydrogène n'est pas utilisé dans le secteur des transports (voitures, bus, camions, trains, bateaux et avions) en Algérie. Par contre, dans certaines industries, comme l'ammoniac ou l'industrie de l'acier primaire, la matière première fossile (principalement le gaz naturel) est utilisée pour la production d'hydrogène. L'hydrogène peut être utilisé comme matière première pour produire des carburants synthétiques tels que le méthane, le méthanol et l'ammoniac, qui peuvent être utilisés directement comme carburant ou converti et amélioré en carburant liquide synthétique tel que le diesel, l'essence ou le kérosène. Toutefois, un grand nombre de ces technologies devraient être prêtes pour des applications commerciales après 2035. L'hydrogène et les carburants à base d'hydrogène pourraient également jouer un rôle important dans la décarbonisation du secteur des transports. Une discussion sur la feuille de route pour la décarbonisation de chaque mode de transport est fournie dans cette section.

Le transport routier : Les FCEVs sous forme de véhicules légers pour passagers (voitures), d'autobus de transport public et de camions commerciaux légers (camions de distribution) sont déjà disponibles dans le commerce et les véhicules lourds, comme les camions conçus pour les longues distances ou les camions à ordures, ont également été testés avec succès dans de nombreux pays. Les

FCEVs sont néanmoins particulièrement adaptés aux camions et aux autobus qui doivent effectuer un kilométrage journalier élevé, des besoins en puissance plus importants (charge utile, topographie) et où la flexibilité de l'exploitation est requise. Bien que l'on s'attende à ce que, d'ici 2030, pour les longues distances, les autobus et les autocars fonctionnant à l'hydrogène atteignent la parité de coût avec les autobus fonctionnant avec des carburants classiques (Hydrogen Council 2020), des investissements supplémentaires pour mettre en place l'infrastructure et établir la production d'hydrogène en Algérie seraient encore nécessaires. Les principaux adaptateurs de l'utilisation de l'hydrogène en Algérie pourraient être les services d'autobus nationaux ou tout autre organisme public utilisant un nombre important d'autobus ou d'autres véhicules lourds. Cela peut être réalisé à court terme avec le soutien des pouvoirs publics. Un autre segment susceptible d'adopter les poids lourds à hydrogène serait une flotte spécialisée opérant sur des itinéraires fixes et pouvant se ravitailler dans une seule station de ravitaillement en hydrogène centralisée, par exemple à proximité des grands axes de transport. Une expérience pilote pour l'introduction des bus à hydrogène dans le cadre du développement de villes intelligentes ou Smart City comme celle de Sidi Abdellah à Alger pourrait représenter une opportunité pour démontrer la faisabilité technico-économique d'une mobilité verte. Des expériences similaires ont été testées avec succès dans plusieurs villes dans le monde. A titre d'exemple, la ville de Pau en France s'est associée à ENGIE, via sa filiale GNVERT dédiée aux

carburants alternatifs Pour déployer la première ligne de bus hydrogène qui ne rejettent pas de gaz à effet de serre en roulant.

Industrie maritime : En tant que carburant alternatif potentiel dans le secteur du transport maritime, l'ammoniac suscite un intérêt particulier. À ce jour, cependant, l'utilisation de carburants à base d'hydrogène, y compris l'ammoniac, dans les transports maritimes s'est limitée à des projets de recherche et de démonstration. Le coût constitue un obstacle majeur. En outre, l'hydrogène et l'ammoniac ont tous deux une densité énergétique inférieure à celle des carburants actuellement utilisés (c'est-à-dire le fioul maritime) et nécessiteraient un espace de stockage plus important, ce qui réduirait le volume de la cargaison. Par conséquent, il semble peu probable qu'un passage à des carburants à faible teneur en carbone se produise en l'absence de soutien politique, que ce soit par le biais de réglementations ou de la tarification du carbone (AIE 2019). L'UE progresse dans son projet d'inclure le transport maritime dans le système communautaire d'échange de quotas d'émission (ETS) : certaines questions n'ont pas encore été finalisées, mais la législation nécessaire pourrait entrer en vigueur dès le 1er janvier 2022 (Lexology 2020). Cette législation pourrait avoir une incidence sur les transports maritimes à destination et en provenance de l'UE.

Un port maritime commercial exportant de l'ammoniac en Algérie, qui dispose déjà de certaines infrastructures, pourrait être un point de départ pour étudier les possibilités futures qui pourraient découler de la production d'ammoniac pour l'exportation ou pour une utilisation comme carburant de transport maritime. Si l'ammoniac ou d'autres combustibles PtX doivent être produits et exportés par voie maritime depuis l'Algérie à long terme, il faudra également réduire l'empreinte carbone du transport maritime. En outre, les ports maritimes peuvent être considérés comme des écosystèmes offrant un large éventail d'applications potentielles pour l'H₂ vert dans différents modes de transport (carburant dans le transport maritime, ferroviaire, routier et la manutention).

Le transport ferroviaire : Plusieurs pays ont déjà testé avec succès des trains de passagers électriques à pile à hydrogène et d'autres prévoient d'introduire de tels trains dans un avenir proche.

L'utilisation de l'hydrogène pour le transport ferroviaire de marchandises (c'est-à-dire les locomotives de manœuvre et les locomotives de ligne) est actuellement à ses premiers stades de développement (conception et prototype), où différentes options de transmission telles que les piles à hydrogène, les moteurs à gaz ou les concepts hybrides sont étudiées, ainsi que l'utilisation de carburants PtX. Toutefois, l'adoption massive par le marché n'est pas prévue avant 2025 et, dans un scénario de statu quo, seulement après 2030 (FCH 2 JU 2019). L'électrification du secteur ferroviaire par des lignes aériennes nécessiterait de gros investissements en infrastructures, qui ne sont généralement viables que pour les lignes à fort trafic (Zenith et al. 2019). Ce type d'itinéraires pourrait également constituer des itinéraires potentiels pour les trains à pile à combustible. Cependant, il existe d'autres options pour remplacer les locomotives à moteur diesel et décarboniser le transport ferroviaire. Il s'agit par exemple des trains alimentés par des batteries et des trains à pile à combustible (AIE 2019). Néanmoins, il pourrait être judicieux d'envisager des trains alimentés par des piles à combustible ou de l'hydrogène comme option pour le transport de marchandises sur de longues distances sur les itinéraires dépourvus de lignes électriques aériennes ou lorsque l'installation de telles lignes est très coûteuse.

L'aviation : Le secteur de l'aviation est très internationalisé, interconnecté et largement standardisé en Algérie. Par conséquent, les objectifs de réduction des émissions de CO₂ du secteur fixés par l'Association internationale du transport aérien (IATA) sont pertinents pour les compagnies aériennes membres de l'IATA en Algérie, comme Air Algérie. Les objectifs comprennent un plafonnement des émissions nettes de CO₂ de l'aviation à partir de 2020 (croissance neutre en carbone) et une réduction des émissions nettes de CO₂ de l'aviation de 50 % d'ici 2050 (par rapport aux niveaux de 2005) (IATA 2020). Les transporteurs utilisant des énergies renouvelables sont un pilier essentiel pour atteindre ces objectifs. Sur la base de ces objectifs, le système de compensation et de réduction du carbone pour l'aviation internationale (CORSIA) a été introduit en 2016 en tant que mesure basée sur le marché. Depuis janvier 2021, les vols entre les États qui se portent volontaires pour participer sont soumis à des exigences de compensation

(IATA 2020). À partir de 2027, l'intention est de compenser tous les vols internationaux exploités par les États membres de l'Organisation de l'aviation civile internationale (IAOC). L'Algérie est un État membre de l'IAOC et s'est déjà portée volontaire pour participer à la phase pilote. Cela signifie qu'à l'avenir, les compagnies aériennes volant vers et depuis l'Algérie seront tenues de compenser leurs émissions. Le prix du carbone devra augmenter de manière significative, cela pourrait susciter un intérêt croissant pour les carburants aéronautiques durables (SAF), tels que les carburants synthétiques basés sur l'hydrogène produit à partir d'électricité renouvelable. Les carburants synthétiques qui peuvent être introduits, c'est-à-dire distribués et utilisés dans le cadre de la technologie existante, devraient jouer un rôle particulièrement important (Schmidt et al. 2018), car la longue durée de vie des avions, des technologies des moteurs et des infrastructures rend difficile l'introduction de nouvelles technologies à court terme (Scheelhaase et al. 2019). En outre, à long terme, le kérosène à base d'énergie devrait être au moins 2 à 4 fois plus cher que le kérosène conventionnel (AIE 2019). Par conséquent, toute introduction de kérosène renouvelable à base d'électricité devrait être accompagnée d'incitations financières ou d'autres mesures de soutien.

1.11.2.1 Technologies et infrastructures d'approvisionnement en hydrogène vert

Les différentes voies industrielles de l'hydrogène vert sont examinées dans la section WP2. Deux modèles d'approvisionnement pour le secteur des transports sont possibles : la production, le stockage et le transport décentralisés ou centralisés d'hydrogène vert. La discussion finale sera menée par les décideurs locaux. Cependant, les actions et la feuille de route présentées ci-dessous sont définies pour les deux voies industrielles. En fonction de la décision, les actions pertinentes de la liste peuvent être sélectionnées.

La voie industrielle pour l'approvisionnement en H₂ pour le transport est discutée dans le rapport du WP2. Cette option d'approvisionnement est supposée être un système décentralisé. Le LCOH fourni est d'environ 5,6 à 10 USD/kg avec une capacité supposée de production d'environ 0,43 TWh/a d'hydrogène vert pour le transport. L'option la moins chère pour la production

d'hydrogène vert à utiliser dans l'industrie est l'énergie éolienne. Toutefois, la décision finale concernant le choix de l'énergie renouvelable (éolienne ou photovoltaïque ou vice versa) sera prise par le décideur. Les énergies renouvelables peuvent avoir d'autres utilisations potentielles.

Certaines actions clés pour l'établissement d'une telle chaîne d'approvisionnement pourraient être les suivantes :

- 2022-2030 : Conception et installation de systèmes éoliens et/ou photovoltaïques pour l'alimentation électrique de la production d'H₂ vert (via électrolyse)
- 2022-2025 : Conception et installation de systèmes éoliens et/ou photovoltaïques pour l'alimentation électrique de la production d'hydrogène vert (par électrolyse).
- 2025-2040 : installation d'un modèle d'approvisionnement en H₂ vert avec un électrolyseur de 0,3 à 0,5 GW et une infrastructure de transport et de distribution d'H₂.
- 2040-2050 : Modernisation de certains gazoducs existants pour un fonctionnement à 100 % ou la construction de nouveaux gazoducs dédiés à l'hydrogène.
- 2040-Production à grande échelle de technologies clés (par exemple, l'électrolyse)

1.11.2.2 Technologies ou infrastructure pour l'utilisation PtX

- 2030-2040 : Mise en place d'un réseau de stations-service d'ici 2040 le long des grands axes de transport et des zones urbaines pilotes.
- 2030-2050 : Installer des installations industrialisées de production d'hydrogène électrolytique à grande échelle de plus de 50 MW, ainsi que des capacités de production sur site de plus petite taille dans certaines stations-service.
- 2030-2040 : Construction de réseaux de distribution d'hydrogène à grande échelle pour alimenter les stations-service, qui sera réalisée à long terme par des pipelines.
- 2025~ : Commencer par les FCEVs pour les camions ou les bus de moyen ou gros tonnage.
- 2030~ : Véhicules légers pour passagers
- 2030-2040 : Pilotage de trains à hydrogène lorsque les lignes aériennes sont trop coûteuses, difficiles à mettre en œuvre ou que le réseau n'est pas encore décarboné.

1.11.2.3 R&D, Renforcement des capacités

- 2030 - 2050 : développement et promotion des composants de base d'une pile à combustible (membrane, couche catalytique, plaque bipolaire).
- 2030-2040 : Recherche visant à explorer les options de carburant à faible teneur en carbone pour les navires de marchandises, en particulier le carburant à base d'ammoniac, et explication du port sélectionné pour soutenir cette proposition.
- 2030-2050 : Investissement dans la R&D sur la conception et la fabrication d'électrolyseurs et de stations de ravitaillement en H2 pour réduire les coûts de déploiement.
- 2030-2050 : Plusieurs projets pilotes disparates sont regroupés au sein d'un consortium afin de mieux cibler les efforts.

1.11.2.4 Politique et Réglementation

L'utilisation de l'hydrogène vert comme carburant dans les véhicules, les trains ou l'aviation nécessiterait de nouvelles réglementations spécifiques pour répondre aux normes et spécifications techniques.

- 2022 : Introduire la définition de l'"hydrogène vert" et les critères d'éligibilité dans le cadre réglementaire et la législation en l'harmonisant avec les définitions ou les normes internationales.
- 2022~ : L'ajustement de toute réglementation ou politique nationale doit être intégré dans d'autres domaines politiques tels que les accords internationaux et la politique sociale.
- 2022-2030 : Établir et étendre la procédure d'autorisation pour l'installation et l'exploitation des infrastructures de ravitaillement en H2 vert et de production de H2 vert.
- 2022 : révision de la réglementation sur l'hydrogène en tant que marchandise dangereuse.
- 2022-2030 : fixer des objectifs pour les émissions moyennes de GES du parc automobile dans le secteur des transports ou pour le mode de transport sélectionné, comme les bus, c'est-à-dire g/km.
- 2022-2030 : Élimination progressive des subventions aux combustibles fossiles
- 2030-2040 : Quotas / obligations pour les transports FCEVs, par ex. 14 % de la consommation finale d'énergie provenant de sources renouvelables d'ici à 2030,
- 2025-2030 : Introduction d'une part obligatoire de transports publics utilisant de l'H2 vert, par

exemple des bus à pile à combustible ou des poids lourds à pile à combustible.

- 2022-2030 : introduction de mesures incitatives ou de taxes sur le carbone.
- 2025-2030 : initiatives soutenues par le gouvernement pour les camions ou les bus de moyen ou de gros tonnage équipés de véhicules électriques à pile à combustible.
- 2022-2030 : intégration du cadre réglementaire PtX dans la réglementation existante pour les énergies renouvelables en créditant les carburants par rapport aux obligations et aux objectifs des EnR.
- 2040~ Assouplissement des obligations politiques et réglementaires axées sur les technologies H2 vertes.

1.11.2.5 Marché et économies

- 2022-2030 : programmes de subventions à l'investissement pour l'achat de FCEV et de stations de ravitaillement en H2.
- 2022-2030 : ajustement des incitations financières à l'utilisation de l'hydrogène vert taxes/prélèvements : par exemple, réduction ou exonération de l'impôt pour les sociétés disposant d'un parc automobile à base de FCEVs.
- 2030-2050 : Création d'un mécanisme de marché neutre sur le plan technologique qui débloque les investissements privés à grande échelle.
- 2022-2030 : compensation des coûts liés à la promotion de l'utilisation de l'hydrogène pour les poids lourds ou les bus au lieu du diesel ou d'autres carburants.
- Soutien aux initiatives publiques et privées dans le cadre de l'investissement, par exemple pour la construction de stations de ravitaillement.
- 2040~ Economies d'échelle : standardisation et modularisation des composants Production, transport, stockage ou utilisation du PtX
- 2030-2040 Promotion de l'intensification de la production de H2 vert par les industries.

1.11.2.6 Institutionnel

- 2022~: L'établissement de centres de compétence en R&D pour le stockage et le transport de l'hydrogène, pour la production de piles à combustible et pour l'essai de composants de systèmes, afin d'accompagner l'industrialisation par la recherche.

1.11.2.7 Bénéfices environnementaux

L'utilisation d'hydrogène vert comme carburant dans les véhicules électriques à pile à combustible (FCEVs), en remplacement des véhicules à moteur à combustion interne (ICE) alimentés par des combustibles fossiles (diesel, essence), présente un avantage environnemental permettant d'éviter les émissions directes de GES.

À titre d'exemple, l'exploitation d'une flotte de 1 000 autobus électriques à pile à combustible évitera l'émission de 56 600 t de CO₂ par an par rapport à l'exploitation d'une flotte d'autobus fonctionnant au diesel¹¹⁸.

(Hypothèse : kilométrage = 200 km/jour, consommation de carburant diesel = 30 L/100 km, facteur d'émission de GES du diesel = 3,165 kgCO₂/kg).

Technologies d'approvisionnement en Hydrogène vert	Installation d'un électrolyseur de 0,3-0,5 GW MW Mélanger l'H ₂ vert avec le gaz naturel et le transport par gazoducs développement de gazoducs de transport d'H ₂ Installation de systèmes éoliens et/ou photovoltaïques Production nationale à grande échelle de technologies clés (p. e. les électrolyseurs)
Utilisation des technologies PtX	Mise en place de stations-service d'ici 2040 le long des grands axes de transport routier Modernisation des centrales existantes pour un fonctionnement à 100 % H ₂ FCEVs camions ou autobus de moyen ou de gros tonnage Augmenter la capacité des stations d'essence Construction de réseaux de distribution d'hydrogène à grande échelle
R&D	Développement et promotion des composants de base d'une pile à combustible Regrouper les efforts pilotes disparates Explorer les options de carburant à faible teneur en c Demonstration pilot project for using SAF Création de centres de compétences en R&D Projet pilote de train à hydrogène
Politiques et réglementations	Révision de la réglementation sur l'hydrogène en tant que marchandise dangereuse Objectifs pour les émissions moyennes de la flotte Quotas / obligations pour le transport FCEVs Assouplissement des obligations politiques et réglementaires Part obligatoire des transports publics utilisant de l'H ₂ vert
Marché	Compensation des coûts pour la promotion de l'utilisation de l'H ₂ comme carburant pour les camions poids lourds ou des bus Nouveaux programmes d'achat de véhicules H ₂ Economies d'échelle : standardisation et modularisation Ajustement des taxes/prélèvements
Institutionnel	Mise en place de centres de coordination pour le transport de l'hydrogène avec d'autres secteurs d'utilisation de l'hydrogène. Création de centres de R&D pour l'H ₂ dans le secteur des transports
	2022-Pilotage, phase de démonstration-2030 2030 - Mise à l'échelle/création de marché - 2040 2040 - Phase de commercialisation de masse - 2050

Figure n° 72 Feuille de route PtX pour le secteur des transports en Algérie, actions sélectionnées

1.11.3 Industrie

Comme indiqué dans le WP2, l'hydrogène est actuellement utilisé principalement comme matière première plutôt que comme vecteur énergétique. Les principales applications sont dans les raffineries et pour la production d'ammoniac en Algérie. La production actuelle d'hydrogène est entièrement basée sur un combustible fossile, à savoir le gaz naturel. Le remplacement de l'hydrogène obtenu à partir du gaz naturel fossile par de l'hydrogène vert utilisant une énergie renouvelable via l'électrolyse est une option pour contribuer à la décarbonisation des applications industrielles existantes. En outre, de nouvelles possibilités d'utilisation de l'hydrogène vert peuvent se présenter, par exemple, dans la production d'acier primaire ou la production de chaleur à haute température pour l'industrie du ciment. L'ammoniac est presque exclusivement utilisé comme matière première dans l'industrie chimique en Algérie et pour l'exportation.

¹¹⁸ Assumption: mileage = 200 km/day, diesel fuel consumption = 30 L/100 km, diesel GHG emission factor = 3.165 kgCO₂/kg

Outre son application possible en tant que matière première, dans le contexte du débat sur la décarbonisation et du besoin croissant de transporter et de stocker l'hydrogène et ses dérivés, l'ammoniac attire l'attention en tant que vecteur énergétique potentiel.

En fait, la production d'ammoniac entraîne une quantité considérable d'émissions de CO₂. L'ammoniac est une matière première essentielle pour la production d'engrais et il est obtenu en catalysant l'hydrogène avec l'azote. Actuellement, l'hydrogène utilisé pour la production d'ammoniac est généralement issu du reformage du gaz naturel, mais il laisse une empreinte carbone de 830 mégatonnes de CO₂ par an¹¹⁹

Selon le plan d'action national pour le climat, les secteurs de la liquéfaction du gaz naturel et du traitement et du transport des hydrocarbures représentent respectivement 8 % et 20 % des émissions de gaz à effet de serre.

Pour utiliser l'ammoniac vert dans les raffineries,

¹¹⁹(AIE, 2019).

¹²⁰(Zelt et al. 2021).

¹²¹(Gilbert and Thornley 2010)

il est nécessaire d'investir dans des unités d'hydrocraquage ou d'hydrotraitement. Les raffineries existantes pourraient réduire les taux de soufre et optimiser les indices d'octane pour diminuer les émissions directes. L'hydrocraquage ou l'hydrotraitement générerait une demande supplémentaire d'hydrogène vert.

L'ammoniac est actuellement presque exclusivement produit à grande échelle en combinant l'azote et l'hydrogène par le procédé Haber-Bosch. La production d'ammoniac est dérivée à 100% du gaz naturel en Algérie. La production d'ammoniac est le processus le plus énergivore de l'industrie des engrais. En fait, la production de l'industrie de l'ammoniac est responsable d'environ 0,93 % des émissions mondiales de GES. En modifiant le procédé pour utiliser de l'hydrogène vert, plutôt que de l'hydrogène provenant du gaz naturel, on pourrait réduire l'intensité des émissions de gaz à effet de serre dues à la production d'ammoniac. La synthèse de l'ammoniac à l'aide d'électricité renouvelable nécessite la production séparée d'hydrogène et d'azote en tant qu'intrants, tandis que la production de l'ammoniac lui-même est possible grâce au même procédé Haber-Bosch. Les technologies de production d'hydrogène par électrolyse et d'azote par séparation de l'air sont arrivées à maturité.

L'augmentation prévue de la demande mondiale d'ammoniac (IEA 2019) pourrait offrir une chance supplémentaire d'établir une production d'ammoniac vert dans des pays comme l'Algérie, qui ont le potentiel de générer de grandes quantités d'électricité renouvelable à faible coût.

1.11.3.1 Technologies et infrastructures d'approvisionnement en hydrogène vert

Différentes voies industrielles pour l'utilisation de l'H₂ vert sont examinées dans la rapport WP2. Deux modèles d'approvisionnement pour le secteur de l'industrie sont possibles : la production, le stockage et le transport de l'H₂ vert décentralisés ou centralisés. La discussion finale sera menée par les décideurs locaux. Toutefois, les actions et la feuille de route présentées ci-dessous sont définies pour les deux voies industrielles. En fonction de la décision prise, les actions pertinentes de la liste sous-mentionnée peuvent être sélectionnées. Le LCOH livré est d'environ 4,7 à 5,2 USD/kg avec

une capacité de production supposée d'environ 12 TWh/a d'hydrogène vert pour l'industrie. L'option la plus économique pour la production d'hydrogène vert à utiliser dans l'industrie est l'utilisation de l'énergie éolienne. Cependant, la décision finale concernant la sélection des énergies renouvelables (éolienne ou photovoltaïque ou vice versa) sera prise par le décideur. Puisque les EnR peuvent avoir d'autres utilisations potentielles.

Certaines actions clés pour la mise en place d'une telle chaîne pourraient être les suivantes :

- 2022-2025: Conception et installation de systèmes éoliens et/ou photovoltaïques pour la production d'énergie pour l'électrolyse.
- 2025-2040 : Installation de XX modèles d'approvisionnement en H₂ vert (1X) avec électrolyseur d'une capacité comprise entre 8.3 - 9.9 GW,
- 2025-2040: Mélange d'H₂ vert avec du gaz naturel pour le transport via les pipelines de transmission existants
- 2040~ : Production à grande échelle de technologies clés (par exemple, les électrolyses)

1.11.3.2 Technologies et infrastructure pour l'utilisation PtX

- 2022-2040: Adoption du processus d'utilisation de l'hydrogène vert pour la production d'ammoniac
- 2030-2040 : Investisseuse dans des unités d'hydrocraquage ou d'hydrotraitement des raffineries existantes
- 2022-2030 : Investir dans des systèmes de canalisations de distribution d'hydrogène vert dans les clusters industriels.
- 2030-2050 : Désulfuration et revaloriser le pétrole brut lourd via : l'hydrocraquage ou l'hydrotraitement

1.11.3.3 R&D, Renforcement des capacités

- 2030-2050 : Investir dans la R&D sur la conception et la fabrication d'électrolyseurs et de compresseurs pour réduire les coûts de déploiement.
- 2022-2030 : Lancement de programmes de formation de la main-d'œuvre afin de créer une main-d'œuvre qualifiée pour l'utilisation de l'hydrogène vert dans les processus industriels.
- 2030-2050 : Plusieurs projets pilotes disparates sont regroupés au sein d'un consortium afin de

mieux cibler les efforts.

WP2

1.11.3.4 Politique et Réglementation

- 2022-2050 : Introduction d'incitations ou de redevances carbone dans l'industrie
- 2022-2050 : Permettre la fabrication rentable d'hydrogène issu du reformage avec la capture et le stockage du carbone (CCS), les régulateurs doivent se pencher sur les obstacles au stockage du carbone, notamment les problèmes de propriété de l'espace interstitiel et la responsabilité du stockage à long terme, et définissent des normes de conception et de surveillance raisonnables.
- 2022-2030 : la production d'ammoniac pourrait être incluse dans les systèmes de tarification du carbone d'ici à 2030.

1.11.3.5 Marché et économies

- 2022-2030 : Mesures incitatives pour passer à l'utilisation d'ammoniac vert dans la production d'engrais
- 2030-2050 : favoriser la transition vers une croissance organique - avec moins de contrôle, une réduction des coûts et la possibilité de faire jouer la concurrence
- Compensation des coûts liés à la promotion des camions ou des bus H2 au lieu de l'utilisation du diesel ou d'autres carburants.
- 2040~ : Economies d'échelle - standardisation et modularisation des composants de la Production PtX, transport, stockage ou utilisation.

1.11.3.6 Institutionnel

- 2022~ : La mise en place d'experts et d'un groupe de coordination au Ministère de la transition énergétique et des énergies renouvelables (MTEER) de l'industrie en Algérie pour les applications de l'hydrogène vert dans l'industrie. Un groupe de travail sous l'égide du ministère de la transition énergétique est en cours de création. Elle comprend des membres de toutes les parties prenantes (Sonatrach, Sonelgaz, centres de recherche, ministère des finances, société algérienne d'énergie et autres).

1.11.3.7 Bénéfices environnementaux

Les résultats montrent que le besoin énergétique cumulé (CER) est de $51,945 \times 10^3$ MJ/t d'ammoniac en Algérie. Comparaison avec le

Environ 1,5 tonne de CO₂ est émise dans l'atmosphère lors de la production d'une tonne d'ammoniac¹²².

Wood et Cowie (2004) ont conclu que la production d'une tonne d'ammoniac nécessite une consommation énergétique moyenne de 25×10^3 à 35×10^3 MJ. Le potentiel de réchauffement planétaire (GWP) est de 1,44 t CO₂ eq/t d'ammoniac¹²³.

L'intensité carbone moyenne globale pondérée en volume des raffineries en Algérie est d'environ 25 gCO₂e/MJ-1¹²⁴.

¹²²(Anderson et al., 2008)

¹²³(Makhlouf et al 2014)

¹²⁴(Jing et. Al 2020)

Technologies d'approvisionnement en Hydrogène vert	Installation d'un électrolyseur d'une capacité de 8,3 à 9,9 GW Mélange de l'H2 vert avec du gaz naturel et transport par gazoduc Développement de canalisations de distribution d'H2 vers le cluster industriel Installation des systèmes éoliens et/ou photovoltaïques requis	Production nationale à grande échelle de technologies clés (par exemple, les électrolyseurs)
Utilisation des technologies PtX	Adapter le procédé pour utiliser de l'hydrogène vert pour la production d'ammoniac Investir dans des unités d'hydrocraquage ou d'hydrotraitement dans les raffineries existantes Construire des systèmes de distribution d'hydrogène vert dans les clusters industrielles.	
R&D	R&D sur la conception et la fabrication d'électrolyseurs et de compresseurs Programmes de formation pour la main-d'œuvre qualifiée Création de centres de compétences en R&D	Regrouper des efforts pilotes disparates
Politiques et réglementations	Incitations ou taxes sur le carbone dans l'industrie Permettre la fabrication rentable d'hydrogène à partir de reformage avec COQ inclure la production d'ammoniac dans la tarification du carbone.	Relaxation of policy & regulatory obligations
Marché	Mesures incitatives pour passer à l'utilisation d'ammoniac vert dans la production d'engrais inclure l'ammoniac dans les systèmes de tarification du carbone Ajustement des taxes/prélèvements	Favoriser la transition vers la croissance organique Economies d'échelle : standardisation et modularisation
Institutionnel	Mise en place d'un groupe d'experts et de coordination	
2022-Pilotage, phase de démonstration-2030 2030 - Mise à l'échelle/création de marché - 2040 2040 - Phase de commercialisation de masse - 2050		

Figure n° 73 Feuille de route PtX pour le secteur industriel en Algérie, actions sélectionnées

1.11.4 PtX pour l'export

1.11.4.1 Technologies et infrastructures d'approvisionnement en hydrogène vert

Différentes voies industrielles pour l'hydrogène vert sont examinées dans la voie industrielle : les usines de production d'hydrogène centralisées à grande échelle. La capacité de l'usine d'électrolyse de référence est supposée aller jusqu'à 375 GW selon le système considéré. L'emplacement des usines d'électrolyse est basé sur les conditions optimales de la LCOH.

Les voies industrielles analysées dans les sections précédentes pour l'exportation sont les suivantes :

- Voie industrielle 3.2 - Électrolyse interconnectée centralisée à grande échelle pour l'exportation vers l'UE.
- Voie industrielle 3.3 - Électrolyse interconnectée centralisée à grande échelle pour l'exportation vers l'Allemagne.
- Voie industrielle 3.4 - Électrolyse interconnectée centralisée à grande échelle pour l'exportation vers l'UE, capacité d'exportation limitée.

Les LCOH fournis dépendent de la voie industrielle considérée⁴⁶. L'option la moins chère pour la production de l'H2 vert destiné pour l'exportation est d'utiliser plus d'énergie éolienne. Toutefois, la décision finale concernant le choix de l'énergie renouvelable (éolienne ou photovoltaïque ou vice

versa) sera prise par les décideurs.

Certaines actions clés pour la fourniture d'énergie pour la production d'hydrogène vert pourraient être les suivantes :

- 2022-2025 : Conception et installation de systèmes éoliens et/ou photovoltaïques pour la production d'électricité pour l'électrolyse.
- 2025-2040 : installation d'un système d'approvisionnement en H2 vert de 48, 85 et 481 TWh en fonction de la voie industrielle.
- 2030-2040 : installation de la ligne de transmission pour la connexion des sites de production d'électricité à partir d'énergies renouvelables avec la ligne de transmission nationale de connexion.

1.11.4.2 Technologies et infrastructure pour l'utilisation PtX

- 2025-2040 : Mélange d'H2 vert avec du gaz naturel pour le transport via les pipelines de transport existants
- 2030-2050 : De nouveaux pipelines pour le transport d'hydrogène connectés aux sites de production à grande échelle ainsi qu'aux pipelines ou aux ports existants.
- 2030-2050 : Installer les installations industrialisées de production d'hydrogène électrolytique à grande échelle, ainsi que des capacités de production sur site plus modestes dans certaines stations-service.

1.11.4.3 R&D, Renforcement des capacités

- 2022~ : Recherche des possibilités de réduction des coûts de production pour obtenir un LCOH, le plus compétitif possible.
- 2022~ Etablir la possibilité d'investir dans la valorisation de l'oxygène coproduit de procédé pour d'autres utilisations

1.11.4.4 Politique et Réglementation

- 2022-2030 : réexaminer les réglementations existantes qui entravent l'adoption de l'hydrogène et définir des normes claires sur la manière de déployer l'hydrogène dans les réseaux de gaz ou des normes supplémentaires, telles que des normes de sécurité d'exploitation.

1.11.4.5 Marché et économies

- 2022~ : Créer des opportunités d'exportation
- 2025-2030 : Établir des marchés internationaux et une coopération pour l'hydrogène
- 2030-2050 : Augmente les exportations d'hydrogène et d'équipements connexes

- 2030~ Participation au système d'échange de certificats d'émissions de GHG¹²⁵

1.11.4.6 Institutionnel

- Partenariats et initiatives internationaux (projets communs, renforcement des capacités, échange d'expériences, certification internationale)

1.11.4.7 Bénéfices environnementaux

Exemple de calcul (basé sur la définition du scénario de la demande dans le WP 2, chemin 3.2.2) en supposant que 65% du H2 vert exporté sera utilisé dans les pays importateurs de l'UE pour remplacer les matières premières industrielles existantes (c'est-à-dire le H2 gris provenant du gaz naturel), une réduction des émissions de GES (émissions directes) d'environ 117 millions de tonnes d'équivalent CO2 par an peut être obtenue dans le pays importateur (hypothèses : demande d'H2 = 11,7 millions de tonnes par an, facteur d'émission de GES pour l'H2 gris = 10 kgCO2/kgH2).

Green H2 supply technologies	Installation d'un électrolyseur d'une capacité pouvant atteindre les 375 GW	
	Installation des systèmes éoliens et/ou photovoltaïques requis	Installations industrialisées de production d'hydrogène électrolytique à grande échelle
Utilisation des technologies PtX	Mélange de l'H2 vert avec du gaz naturel et transport par gazoducs	
	De nouvelles conduites d'hydrogène pour relier les sites de production à grande échelle	
R&D	Possibilités de réduction des coûts de production	Regrouper des efforts pilotes disparates
Politiques et réglementations	Revoir les réglementations existantes pour le déploiement de l'hydrogène dans les réseaux de gaz et les mesures de sécurité associées	
Marché	Créer des opportunités d'exportation et de coopération	
		Accroître les exportations d'hydrogène et des équipements connexes Economies d'échelle : standardisation et modularisation
Institutionnel	Partenariats et initiatives internationaux	
	Mise en place d'un système d'échange de certificats sur les émissions de GES	
2022-Pilotage, phase de démonstration-2030 2030-Mise à l'échelle/création de marché-2040 2040-Phase de commercialisation de masse-2050		

Figure n°:74 : Feuille de route pour l'exportation depuis l'Algérie, actions sélectionnées

¹²⁵E.g. EU Emissions Trading System, https://ec.europa.eu/clima/policies/ets_en

1.12 Littérature

(AFHYPAC 2019) - Mémento de l'Hydrogène - FICHE 4.3 - L'hydrogène liquide

(Air Liquide 2020) Standard Plants, Fully-Packaged Modular Solution, Engineering & Construction Standard Plants, Cryogenics&Lurgi

(Algeria Gouvernement 2020) Plan d'action du gouvernement pour la mise en œuvre du programme du président de la république, 06 fév. 2020.

Aissaoui (2016), Aissaoui, A. 'Algerian Gas: Troubling Trends, Troubled Policies', Oxford Institute for Energy Studies, NG 108. <https://www.oxfordenergy.org/publications/algerian-gas-troubling-trends-troubled-policies/>

Alshehri (2019) F. Alshehri, V.G. Suarez, J.L. Rueda Torres, A. Perilla, M.A.M.M. van der Meijden, Modelling and evaluation of PEM hydrogen technologies for frequency ancillary services in future multi-energy sustainable power systems, *Heliyon* 5 (4) (2019), e01396.

Amrouche et al (2012) F. Amrouche, A. Benzaouib, F. Harouadi, B. Mahmah and M. Belhamel. Compressed Natural Gas: The new alternative fuel for the Algerian transportation sector. *Procedia Engineering* 33 (2012) 102 - 110

(AQUASTAT 2021) Food and Agriculture Organization of the United Nations (FAO), "AQUASTAT - FAO's Global Information System on Water and Agriculture," [Online]. Available: <http://www.fao.org/aquastat/en/geospatial-information/aquamaps>. [Accessed 2021].

(Bouziane Mahmah et al.2009) MedHySol: Future federator project of massive production of solar hydrogen

(CEREFÉ 2020) Rapport annuel, transition énergétique en Algérie CEREFÉ- Edition 2020

(CGIAR 2017) Consortium for Spatial Information (CGIAR-CSI), "Digital Elevation Model (DEM) of Algeria, The NASA Shuttle Radar Topographic Mission (SRTM). Resolution: 250 m.," 2017.

(CGIS 2021) Harvard University, Center for Geographic Analysis, "Harvard WorldMap," [Online]. Available: http://worldmap.harvard.edu/data/geonode:natural_gas_pipelines_j96. [Accessed 2021].

Ciesa et al (2005) P. Chiesa, G. Lozza and L. Mazzocchi, J. Eng. Using hydrogen as gas turbine fuel, 2005, 127, 73-80.

Decret (2003) Décret exécutif n° 03-452 du 7 Chaoual 1424 correspondant au 1er décembre 2003 fixant les conditions particulières relatives

au transport routier de matières dangereuses.) (dena 2020) adelphi consult GmbH, Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH, Navigant, "Grüner Wasserstoff: Internationale Kooperationspotenziale für Deutschland," 2020.

(DOE 2019) Hydrogen and Fuel Cells Program Record 19001. Current Status of Hydrogen Liquefaction Costs

(DTU 2019) Technical University of Denmark (DTU), World Bank Group, Vortex, Energy Sector Management Assistance Program (ESMAP), "Global Wind Atlas 3.0," [Online]. Available: <https://globalwindatlas.info>. [Accessed 2021].

ENP(2021) Lakhdar OULD MOUSSA, Omar CHEBILI. La place de la locomotion électrique dans la stratégie de transport à l'horizon 2030. Mémoire de projet de fin d'études. ENP 2021

(ESMAP 2021) Solargis, World Bank Group, Energy Sector Management Assistance Program (ESMAP), "Global Solar Atlas 2.0," [Online]. [Accessed 2021].

ETI (2015) Energy Technologies Institute, The role of hydrogen storage in a clean responsive power system, Energy Technologies Institute, Loughborough, UK, 2015.

FCH 2 JU (2019). Hydrogen Roadmap Europe. A sustainable pathway for the European energy transition. Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking. Publications Office of the European Union, Luxembourg.

Fethia et al (2011) Fethia Amrouche, Ahmed Benzaoui, Paul Erickson, Bouziane Mahmah, Farid Herouadi, Maiouf Belhamel. Toward hydrogen enriched natural gas "HCNG" fuel on the Algerian road. *international journal of hydrogen energy* 36(2011) 4094-4102

Food and Agriculture Organization of the United Nations (FAO), "AQUASTAT - FAO's Global Information System on Water and Agriculture," [Online]. Available: <http://www.fao.org/aquastat/en/geospatial-information/aquamaps>.

(Geofabrik 2021) Geofabrik Geofabrik GmbH, OpenStreetMap Contributors, [Online]. Available: <https://download.geofabrik.de/>. [Accessed 2021].

(Guidehouse 2019). Gas for Climate. Job creation by scaling up renewable gas in €. Utrecht, Netherlands.

Gilbert and Thornley (2010) Energy and carbon balance of ammonia production from biomass gasification, Bio-ten., Holiday Inn, Birmingham,

- Sep 21-23, 2010.
- (Guidehouse 2020), Tractebel Impact, "Hydrogen generation in Europe: Overview of key costs and benefits," Publications Office of the European Union, 2020.
- (Hamiche 2018) S.A.F.S.T.A.K.H. Hamiche A., "Desalination in Algeria: Current State and Recommendations for Future Projects," in *Thermo-Mechanics Applications and Engineering Technology*, Springer, Cham, 2018.
- Hydrogen Council (2020). Council, H. (2020). Path to hydrogen competitiveness: A cost perspective. https://hydrogencouncil.com/wp-content/uploads/2020/01/Path-to-Hydro-gen-Competitiveness_Full-Study-1.pdf (accessed 28.08.2021)
- IATA (2020). Aviation & Climate Change Factsheet. International Air Transport Association. <https://www.iata.org/en/iata-repository/pressroom/factsheets/fact-sheet--climate-change/> (accessed 28.08.2021)
- (IEA 2019) The Future of Hydrogen. Seizing today's opportunities. eport prepared by the IEA for the G20, Japan. International Energy Agency, Paris, France.
- (IEA 2020) World Energy Balances for 2020
- IEA (2020b). Sustainable recovery. World Energy Outlook 2020. Special Report. International Energy Agency, Paris, France.
- (IRENA 2020), Green Hydrogen Cost Reduction: Scaling up Electrolysers to Meet the 1.5°C Climate Goal, International Renewable Energy Agency, Abu Dhab
- (ISI 2018) Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems ISE, "Levelized Cost of Electricity - Renewable Energy Technologies," 2018.
- Jing et. Al (2020), Carbon intensity of global crude oil refining and mitigation potential, *Natural Climate change*, 2020
- Lexology (2020). Inclusion of shipping in the EU Emissions Trading System: current landscape, perspective and potential impact. <https://www.lexology.com/library/detail.aspx?g=c60523cf-2eeb-412b-9b8d-c16366d44ac4> (accessed 28.08.2021)
- Mahmah et al (2009) B. Mahmah, F. Harouadi, H. Benmoussa, Samira Chader, , Abdelhamid M'Raoui, Kamel Abdeladim, Adel Nasser Cherigui. MedHySol: Future federator project of massive production of solar hydrogen. *International Journal of Hydrogen Energy* Volume 34, Issue 11, June 2009, Pages 4922-4933
- Makhlouf et al (2014) Life cycle impact assessment of ammonia production in Algeria: A comparison with previous studies, *Environmental Impact Assessment Review* 50 (2014) 35-41
- Nicita et al (2019) A. Nicita, G. Squadrito, A.P.F. Andaloro, G. Maggio. The green hydrogen as a feedstock: a techno-economic analysis of a photovoltaic-powered electrolysis plant. *Proceedings of the 42nd International Association for Energy Economics International Conference (IAEE 2019) - "Local Energy, Global Markets"*, Montréal, Canada, May 29 - June 1, 2019.)
- Noussan, (2021) M. Noussan, P. Paolo Raimondi, R. Scita and M. Hafner. The Role of Green and Blue Hydrogen in the Energy Transition—A Technological and Geopolitical Perspective. *Sustainability* 2021, 13, 298. <https://doi.org/10.3390/su13010298>.
- (OS 2019) Rapport statistiques mensuel novembre 2019, Département système d'informations et statistique, Operateur du Système électrique (OS).
- (OS 2019b) Rapport statistiques mensuel novembre 2019b, Département système d'informations et statistique, Operateur du Système électrique (OS).
- (OS 2020) Operateur du Système Electrique, vue d'ensemble du système durant l'année
- (OS 2021a) Operateur du Système électrique (OS) 2021.
- (OS 2021b) Recherche Tractebel basé sur : Operateur du Système électrique
- Osswald (2013) Mark-Uwe Osswald 2013 Integrated Fuel Cell & Electrolyzer System for energy harvesting, storage and supply. *Intelec 2013; 35th International Telecommunications Energy Conference, SMART POWER AND EFFICIENCY*.
- (Lechtenböhmer et al.2016) Lechtenböhmer, S., Nilsson, L. J., Åhman, M., & Schneider, C. (2016). Decarbonising the energy intensive basic materials industry through electrification—Implications for future EU electricity demand. *Energy*, 115, 1623-1631.
- (Ministère de l'Énergie 2020) : Bilan énergétique national 2020.
- (Ministère de l'Énergie 2021) Ministère de l'Énergie et des Mines : <https://www.energy.gov.dz/?rubrique=energies-nouvelles-renouvelables-et-maitrise-de-lrenergie>
- (Mohammed Bouznit, María del P. Pablo-Romero, Antonio Sánchez-Braza 2020). Measures to Promote Renewable Energy for Electricity Generation in Algeria. *Sustainability* 2020, 12, 1468; doi:10.3390/su12041468

- PPMC (2015) S. Gota, C. Huizenga, K Peet, Gavin Kaar. Emission reduction potential in the transport sector by 2030.
- (Ram, M., Aghahosseini, A., & Breyer, C. 2020). Job creation during the global energy transition towards 100% renewable power system by 2050. *Technological Forecasting and Social Change*, 151, 119682
- Scheelhaase (2019), Scheelhaase, J., Maertens, S., & Grimme, W. (2019). Synthetic fuels in aviation-Current barriers and potential political measures. *Transportation Research Procedia*, 43, 21-30.
- Sahnoune (2016), F. Sahnoune, M. Belhamel, and M. Zelmat Algerian energy policy and potential to reducing greenhouse gas emissions energy sources, part b: economics, planning, and policy 2016, vol. 11, no. 12, 1118-1127
- Saiah & Stambouli 2017, Ministère de l'Énergie 2020 ainsi que sur l'expérience du consultant.
- (Saiah & Stambouli 2017a) Prospective Analysis for a long-term optimal energy mix planning in Algeria. In : *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 73 (2017) pp26-43.
- (Saiah & Stambouli 2017b) Estimation de la prévision de la demande basée sur Saiah & Stambouli 2017, Ministère de l'Énergie 2020 ainsi que sur l'expérience du consultant.
- Schmidt (2018), Schmidt, P., Batteiger, V., Roth, A., Weindorf, W., & Raksha, T. (2018). Power-to-Liquids as Renewable Fuel Option for Aviation: A Review. *Chemie Ingenieur Technik*, 90(1-2), 127-140
- (Sonatrach 2021) Description du réseau de transport par canalisation des hydrocarbures & tarifs de transport
- (Sonatrach 2021a), Direction Générale, "DESCRIPTION DU RESEAU DE TRANSPORT PAR CANALISATION DES HYDROCARBURES & TARIFS DE TRANSPORT," 2021.
- (SPE 2018^o) Plan de Développement des Moyens de Production de l'Électricité en Rurbine à Gaz et Cycle Combiné 2018-2021 (<https://www.spe.dz/images/PDF/parc-spe-actu.pdf>).
- (SPE 2018b), Office National de Statistique 2021, CEREFÉ 2020.Tebibel (2013), Sizing method of the photovoltaic-electrolyser system for the HCNG fuel production: HySolThane project. Proceeding of the first international conference on nanoelectronics, communications and renewable energy 2013
- (TDU 2021) Technical University of Denmark (DTU), World Bank Group, Vortex, Energy Sector Management Assistance Program 3(ESMAP), "Global Wind Atlas 3.0," [Online]. Available: <https://globalwindatlas.info>. [Accessed 2021].
- Zelt et al (2021), Zelt, O.; Kobiela, G.; Ortiz, W.; Scholz, A.; Monnerie, N.; Rosenstiel, A.; Viebahn, P. (2021): Multikriterielle Bewertung von Bereitstellungstechnologien synthetischer Kraftstoffe. Teilbericht 3 (D2.1) an das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi). Wuppertal Institut, DLR, IZES: Wuppertal, Stuttgart, Saarbrücken.
- (WFP 2020) World Food Programme, "Algeria Road Network (main roads)," 2020.
- (WB 2014) World Bank, Water Global Practice, "The Role of Desalination in an Increasingly Water-Scarce World," The World Bank, 2019.
- (WB 2017) World Bank Group, "World Bank Data Catalog," 2017. [Online]. Available: <https://datacatalog.worldbank.org/dataset/algeria-electricity-transmission-network-2017>.
- (WB 2020) World Bank Group, "World Bank Data Catalog," 2020. [Online]. Available: <https://datacatalog.worldbank.org/dataset/world-bank-official-boundaries>.
- (Younes Zahraoui et al.2021) Current Status and Prospective of renewable Energy in Algeria

Annexe A – Données d'entrée et hypothèses pour la modélisation

Données d'entrée

- Base de données SIG
- Energie Solaire : Atlas solaire mondial (ESMAP 2021)
- Potentiel éolien terrestre: Atlas éolien mondial (TDU 2021)
- Pipelines de transport de pétrole et de gaz prévus et existants : Carte du monde de Harvard WorldMap (CBIS 2021)
- Réseau de transport d'électricité : Banque mondiale (WB 2017)
- Infrastructure routière : OpenStreetMap (OSM) (Geofabrik 2021), Programme alimentaire mondial (WFP 2020)
- L'utilisation des terres: OpenStreetMap (OSM) (Geofabrik 2021)
- Limites administratives: OCHA Bureau régional pour le Moyen-Orient et l'Afrique du Nord (CGIAR 2017), UNHCR
- Aridité: FAO Aquamaps (AQUASTAT 2021)
- Précipitation: FAO Aquamaps AQUASTAT (2021)
- Modèle d'élévation numérique : CGIAR Consortium pour l'information spatiale (CGIAR-CSI) (CGIAR 2017)

LOGICIEL

- QGIS 3.14
- Thermoflow, THERMOFLEX 29.0

HYPOTHÈSES

Généralités

Parameter	Value
Durée de vie du projet	25 ans
WACC	8 % (dena 2020)

Coût des services publics et frais de transport de gaz

Table n° 27: Hypothèses générales du cadre économique

Paramètre	Valeur
Coût de l'approvisionnement en eau du robinet (sans subvention)	148 DA/m ³
Redevance de transport de gazoduc (gaz naturel)	1200 DA/1000 m ³ (N)
Coût de l'électricité du réseau	35 USD/MWh

Table n° 28: Coût des services publics et frais de transport de gaz

Parameter	Value
USD/EUR	1.15 USD/EUR
USD/DA	0.0074 USD/DA

Table: Taux de change

Coût, économies

Les paramètres de coût suivants ont été pris en compte pour le calcul du LCoH dans le scénario de référence (année de référence : 2030).

	PV	Energie Eolienne terrestre
CAPEX Spec.	630 USD/kWp (EPC)	1150 USD/kW
fixOPEX Spec.	18 USD/kWp	23 USD/kW
varOPEX Spec.	-	0.005 USD/kWh (ISI 2018)

Table n° 29: Hypothèses de coûts Installations EnR

Parameter	Value
CAPEX Spec.	650 USD/kW (EPC)
CAPEX stack Spec. replacement	40% de l'équipement CAPEX
fixOPEX Spec.	6 USD/kW/an
varOPEX Spec.	-

Table n° 30: Evaluation du coût de système d'électrolyse

Parameter	Value
CAPEX construction nouveau pipeline d'hydrogène (moyenne de 16 pouces)	0.93 million EUR/km (Guidehouse 2020)
fixOPEX construction nouveau pipeline d'hydrogène	5% of CAPEX

Remise à neuf du gazoduc 0.37 million EUR/km (Guidehouse 2020)

Table n° 31: Evaluation du coût des pipelines d'hydrogène

Paramètre	Valeur
Durée de vie du projet	25 ans
WACC	8 % (WB 2017)

Table n° 32 Cadre général des hypothèses économiques

Paramètre	Valeur
Coût de l'approvisionnement en eau du robinet (w/o subvention)	148 DA/m ³
Redevance de transport par gazoduc (gaz naturel)	1,200 DA/1000 m ³ (N)
Coût de l'électricité du réseau	35 USD/MWh

Table n° 33 Coût des services publics, frais de transmission du gaz et de l'eau

Paramètre	Valeur
USD/EUR	1.15 USD/EUR
USD/DA	0.0074 USD/DA

Table 26 Taux de change

Annex B – Ratio de Capacité PV/Electrolyse

