



coopération
allemande

DEUTSCHE ZUSAMMENARBEIT



Etude sur les opportunités en matière de “Power-to-X” (Hydrogène Vert et ses Dérivés) en Tunisie

Publié par

giz Deutsche Gesellschaft
für Internationale
Zusammenarbeit (GIZ) GmbH



Ministère de l'Industrie
des Mines et de l'Énergie

Publié par

Deutsche Gesellschaft für
Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH

Siège

Bonn and Eschborn, Germany

Cluster Energie et Climat

B.P. 753

Tunis, Tunisia

ptx-tunisia@giz.de

www.giz.de

Durée de l'étude

Octobre 2020 - Avril 2021

Auteurs

Dr. Julia Terrapon-Pfaff (Wuppertal Institute)

Magdolna Prantner (Wuppertal Institute)

Ole Zelt (Wuppertal Institute)

Dr. Rafik Missaoui (ALCOR)

Abdelkarim Ghezal (ALCOR)

Marwa Toumi (ALCOR)

**La coordination du projet a été assurée par
Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie GmbH**

Contact

Dr. Julia Terrapon-Pfaff

Tél. + 49 30 20 60 972 - 0

Fax + 49 30 20 60 972 - 99

E-Mail julia.terrapon-pfaff@wupperinst.org

www.wupperinst.org

Partenaires

ALCOR

Dr. Rafik Missaoui

Tél. + 216 71 234 854

Fax + 216 71 234 857

E-Mail r.missaoui@alcor.com.tn

Conception

Com'In, Tunis, Tunisie

Mandaté par

Ministère Fédéral de la coopération économique et de développement (BMZ)

TABLE DES MATIÈRES

Liste des abréviations, unités et symboles	5
Liste des Tableaux	7
Liste des Figures	8
1 Approche méthodologique et objectifs de l'étude	10
2 Qu'est ce que le Power-to-X?	12
3 Power-to-X : quelles opportunités et priorités pour la Tunisie?	15
4 Les conditions d'encadrement pour le développement du Power-to-X en Tunisie	19
4.1 Le secteur énergétique	19
4.1.1 L'approvisionnement et la demande en énergie	19
4.1.2 Les énergies renouvelables	21
4.1.3 L'infrastructure énergétique	26
4.2 Le cadre légal et réglementaire	31
4.2.1 La production d'énergie renouvelable	32
4.2.2 La production et le stockage de l'hydrogène vert	34
4.2.3 L'injection de l'hydrogène vert dans le réseau de distribution du gaz naturel	35
4.2.4 La production de l'électricité à partir de l'hydrogène vert	35
4.2.5 L'utilisation de l'hydrogène vert dans le secteur du transport	35
4.2.6 Le transport routier de l'hydrogène vert pour des usages industriels	35
4.2.7 La production et l'utilisation du carburant synthétique à partir de l'hydrogène vert	36
4.3 Les cadres Institutionnels	36
4.4 La disponibilité des ressources	37
4.4.1 Les sources de carbone	37
4.4.2 Les ressources hydriques	39
4.5 Expertise et capacité humaine	43
4.6 Secteur de l'industrie	44
4.7 Les conditions d'investissement en Tunisie	45
5 Les opportunités de développement du Power-to-X en Tunisie	48
5.1 Les marchés futurs du Power-to-X	48
5.2 La demande future du Power-to-X en Tunisie	51

5.3	Evaluation des opportunités futures du Power-to-X en Tunisie	53
5.4	Opportunités en termes de Power-to-X dans le secteur industriel	54
5.4.1	Raffinage	55
5.4.2	Fer et acier	56
5.4.3	Ammoniac	57
5.4.4	Méthanol	62
5.4.5	Chaleur haute température	67
5.5	Opportunités du Power-to-X dans le secteur de transport	67
5.5.1	Aviation	70
5.5.2	Transport maritime	74
5.5.3	Transport ferroviaire	76
5.5.4	Transport terrestre	78
5.6	Opportunités en termes de Power-to-X dans le secteur de l'électricité et du gaz	79
6	Coût de production et du financement du Power-to-X en Tunisie	82
6.1	Analyse des coûts d'hydrogène vert	82
6.1.1	Estimation des coûts	83
6.1.2	Coût de production de l'hydrogène vert en Tunisie	88
6.2	Analyse des coûts du carburants synthétiques	91
6.2.1	Estimation des coûts	91
6.2.2	Coût de production des carburants synthétiques en Tunisie	95
6.3	Coûts financiers de l'atténuation des risques liés à la production de l'hydrogène vert	99
7	Avantages et enjeux du développement du Power-to-X en Tunisie	104
7.1	Impacts environnementaux	104
7.1.1	Ressources hydriques	104
7.1.2	Acquisition foncière	107
7.1.3	Emissions de gaz à effet de serre	108
7.2	Création d'emploi	109
8	Synthèse et recommandations	111
9	Références et bibliographie	120

LISTE DES ABRÉVIATIONS, UNITÉS ET SYMBOLES

Abréviations

AEL	Electrolyse alcaline
bbl	Barils de pétrole
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
BF-BOF	Convertisseur basique à oxygène
CCS	Capture et stockage de carbone
COVID19	Pandémie Coronavirus-19
CPG	Compagnie des Phosphates de Gafsa
CSP	Energie solaire concentrée
j	Jour
DAC	Capture directe de l'air
DAP	Diammonium phosphate
DCP	Calcium phosphate
DLR	Centre Aérospatial allemand
DRI-EAF	Four à arc électrique à fer et à réduction directe
EAF	Four à arc électrique
EHS	Stratégie européenne pour l'hydrogène
ETAP	Entreprise Tunisienne d'activités Pétrolières
ETS	Système européen d'échange de quotas en matière d'émission
EU	Union Européenne
FCEV	Véhicule électrique à pile à combustible
Fig.	Schémas
GCT	Groupe Chimique Tunisien
ibid.	Ibidem
IEA	Agence Internationale de l'Energie
IRENA	Agence Internationale de l'Energie Renouvelable
LCOE	Coût normalisé de l'électricité
LPG	Gas de pétrole liquéfié
MAP	Monoammonium phosphates
NHS	Stratégie nationale pour l'hydrogène en Allemagne
PEM	Membrane électrolyte polymère - électrolyse
PtG	Rapport puissance-débit gaz
PtH	Power -to-Gas: conversion d'électricité en gaz
PtL	Power-to-Liquid: conversion d'électricité en carburant synthétique
PtX	Power-to-X
SNG	Gaz naturel synthétique
STEG	Société tunisienne de l'électricité et du gaz
STIR	Société Tunisienne des Industries du Raffinage
Tab.	Tableau
TCO	Coût total de possession
TSP	Triple Super Phosphate
USGS	Commission géologique des États-Unis
WI	Wuppertal Institut für Klima Umwelt, Energie GmbH

Unités et Symboles

US\$	Dollar Américain
%	Pourcentage
€	Euro
°C	Degré Celsius
a	Annuel / an
CH ₃ OH	Méthanol
CO ₂	Dioxyde de carbone
GW	Gigawatt
GWh	Gigawatt-heure
h	Heure
H ₂	Hydrogène
H ₂ O	Eau
kg	Kilogramme
km	Kilomètre
km ²	kilometre carré
kt	Kilo tonne
kWh	Kilowatt-heure
l	Litre
m ²	Mètre carré
m ³	Cubic metre
Mt	Megatonne
MW	Megawatt
N ₂	Nitrogène
NH ₃	Ammoniac
t	Tonne
TWh	Terrawatt-heure

LISTE DES TABLEAUX

Tab. 2.1	Le réseau de distribution d'énergie électrique en 2019	13
Tab. 4.1	Programme d'énergies renouvelables annoncé par le gouvernement tunisien dans le cadre de l'avis N° 01/2016	24
Tab. 4.2	Programme d'énergies renouvelables annoncé par le gouvernement tunisien dans le cadre de l'avis N° 01/2016	25
Tab. 4.3	Réseau de transport d'électricité en 2019	27
Tab. 4.4	Evolution du réseau de distribution électrique	28
Tab. 4.5	Interconnexion des lignes avec celles des Maghreb	30
Tab. 4.6	Ports de déchargement de produits pétroliers	31
Tab. 4.7	Cartographie des domaines réglementaires/législatifs liés au PtX en Tunisie	32
Tab. 4.8	Procédures relatives à l'auto-génération d'électricité renouvelable en Tunisie	33
Tab. 4.9	Principales institutions concernées par le secteur énergétique	36
Tab. 4.10	Principaux acteurs concernés par le secteur industriel	37
Tab. 4.11	Lieu, activité et émissions provenant des industries les plus intensives en carbone	38
Tab. 4.12	Volume de production d'eau en Tunisie au cours de la période 2010-2019	41
Tab. 4.13	Ressources en eau bleue à des perspectives diverses (million m ³)	41
Tab. 4.14	Ressources en eau verte à des perspectives diverses (million m ³)	41
Tab. 4.15	Production d'eau dessalée de 2010 à 2019 (millions de m ³)	42
Tab. 4.16	Répartition par secteurs des entreprises industrielles	44
Tab. 4.17	Aperçu sur le climat d'investissement en Tunisie	45
Tab. 6.1	Résumé des paramètres technico-économiques sélectionnés pour le calcul du coût de l'hydrogène vert en Tunisie	85
Tab. 6.2	Paramètres technico-économiques sélectionnés pour la production d'ammoniac	91
Tab. 6.3	Paramètres technico-économiques sélectionnés pour le calcul du coût de la production de méthanol synthétique en Tunisie	92
Tab. 6.4	Paramètres technico-économiques sélectionnés pour le calcul du coût de la synthèse Fischer-Tropsch en Tunisie	92
Tab. 6.5	Paramètres technico-économiques sélectionnés pour le calcul du coût de la méthanisation en Tunisie	93
Tab. 6.6	Coût nivelé de la capture directe de l'air en Afrique du Nord	94
Tab. 6.7	Hypothèses relatives aux coûts de transport du GNL synthétique	94
Tab. 6.8	Comparaison des coûts d'approvisionnement en hydrogène vert de la Tunisie et du Maroc en 2050	95
Tab. 6.9	Instruments d'atténuation de risque et leur impact et efficacité estimés sur le coût	101
Tab. 7.1	Aperçu sur la demande en eau pour différentes technologies du PtX	104
Tab. 7.2	Estimations de l'effet sur l'emploi dans le secteur de l'hydrogène	110

LISTE DES FIGURES

Fig. 2.1	Aperçu sur les différentes filières de production du Power-to-X	12
Fig. 3.1	Niveaux de risque par pays pour le développement du secteur Power-to-X - scénario ordinaire des affaires	16
Fig. 3.2	Facteurs exogènes impactant le développement du marché PtX	17
Fig. 4.1	Evolution annuelle de la consommation d'énergie primaire	19
Fig. 4.2	Evolution des ressources énergétiques et de la demande d'énergie primaire	20
Fig. 4.3	Déficit de la balance énergétique en Tunisie	20
Fig. 4.4	Charge de pointe de l'électricité en Tunisie	21
Fig. 4.5	Régions favorables à l'énergie éolienne en Tunisie	22
Fig. 4.6	Carte de l'irradiation solaire directe et globale de la Tunisie	23
Fig. 4.7	Répartition de la capacité installée en 2019	26
Fig. 4.8	Structure de production d'électricité par type d'équipement	27
Fig. 4.9	Réseau de production et de transport d'énergie électrique en Tunisie	28
Fig. 4.10	Evolution du réseau de transport de gaz Tunisie	29
Fig. 4.11	Evolution du réseau de distribution de gaz Tunisie	29
Fig. 4.12	L'infrastructure du gaz naturel en Tunisie	30
Fig. 4.13	Lieu de concentration des industries les plus intenses en carbone	39
Fig. 4.14	Cartes des barrages et des aquifères profonds	40
Fig. 4.15	Évolution ultime de la consommation d'énergie du secteur industriel par type d'énergie et intensité énergétique du secteur industriel sur la période 2000-2017	44
Fig. 4.16	Volume final de la consommation d'énergie du secteur industriel en 2017 et part de l'électricité dans la consommation d'énergie finale des branches industrielles en 2017	45
Fig. 5.1	Scénario de la demande globale en hydrogène jusqu'à 2050 (en TWh)	47
Fig. 5.2	Scénario de la demande européenne en hydrogène jusqu'à 2050 (en TWh)	49
Fig. 5.3	Demande allemande en hydrogène et en carburants synthétiques, selon leur origine et dans différents scénarios de protection du climat jusqu'en 2050 (en TWh)	50
Fig. 5.4	Scénario tunisien à propos de la demande en électricité (TWh/a)	51
Fig. 5.5	Comparaison entre les scénarios de potentiel et de demande en hydrogène vert pour la Tunisie (le potentiel comprend les sources solaires PV et éoliennes terrestres avec un facteur de capacité supérieur à 20 %)	52
Fig. 5.6	Scénario avancé à propos de la demande en électricité à base d'hydrogène par secteur en Tunisie (PJ/a)	53
Fig. 5.7	Aperçu sur les opportunités du Power-to-X dans le secteur industriel en Tunisie	55
Fig. 5.8	Quantités d'ammoniac importées pour la Tunisie (en kilo tonnes par an)	58
Fig. 5.9	Scénarios de demande et de production d'ammoniac pour la Tunisie (en kilo tonnes par an)	60
Fig. 5.10	Demande en électricité renouvelable pour les scénarios de production d'ammoniac en Tunisie (en GWh par an)	60
Fig. 5.11	Besoins cumulatifs en investissements pour les scénarios de production d'ammoniac en Tunisie (en million €)	61
Fig. 5.12	Quantités de méthanol importées par la Tunisie (en tonnes par an)	64
Fig. 5.13	Scénario de demande et de production d'e-methanol vert pour la Tunisie (en tonnes par an)	65
Fig. 5.14	Demande en électricité renouvelable pour les scénarios de demande/production de méthanol en Tunisie (en GWh par an)	66
Fig. 5.15	Perspectives de déploiement commercial du PtX pour différents modes de transport	68
Fig. 5.16	Aperçu sur les opportunités de Power-to-X dans le secteur des transports en Tunisie	69

Fig. 5.17	Importation de carburéacteur type kérosène en Tunisie 2000-2018 (en tonnes)	71
Fig. 5.18	Scénarios de demande et de production de carburéacteur PtL renouvelable pour la Tunisie (en tonnes par an)	73
Fig. 5.19	Demande potentielle en électricité renouvelable pour la production de carburéacteur PtL en Tunisie pour différents scénarios (en GWh par an)	74
Fig. 5.20	Trafic portuaire conteneurisé de la Tunisie 2007-2019 (en EVP: unités équivalentes à 20 pieds)	75
Fig. 5.21	Réseau ferroviaire en Tunisie	77
Fig. 5.22	Nombre d'immatriculations de véhicules neufs de moyen et gros tonnage par an en Tunisie	79
Fig. 6.1	Comparaison des coûts de l'hydrogène vert (approvisionnement) pour les importations en provenance d'Afrique du Nord vers l'Allemagne en 2050	83
Fig. 6.2	Hypothèses de fourchette de coûts d'investissement spécifiques pour la technologie PEM en €/kWel	84
Fig. 6.3	Hypothèses relatives au coût du capital pour les investissements dans le secteur privé des technologies PtX en Tunisie	86
Fig. 6.4	Coûts spécifiques du transport de l'hydrogène par pipeline et par bateau en fonction de la distance	87
Fig. 6.5	Coûts de la production d'hydrogène en Tunisie sur la base de deux scénarios d'évolution des coûts	88
Fig. 6.6	Illustration des diminutions des coûts de production d'hydrogène en Tunisie pour deux scénarios d'évolution des coûts	89
Fig. 6.7	Coûts d'approvisionnement en hydrogène vert de la Tunisie vers l'Allemagne	90
Fig. 6.8	Comparaison des coûts d'approvisionnement en hydrogène vert de la Tunisie et du Maroc en 2050	90
Fig. 6.9	Coût total de l'ammoniac vert	96
Fig. 6.10	Total des coûts du méthanol vert	97
Fig. 6.11	Total des coût du kérosène synthétique vert	97
Fig. 6.12	Total des coûts du méthane synthétique	98
Fig. 6.13	Structure des coûts de financement : comparaison entre la Tunisie et un pays «best-in-class»	100
Fig. 6.14	Effet généré par l'atténuation des risques suite à l'impact des mesures publiques sur le CMPC	103
Fig. 7.1	Niveau de stress hydrique en Tunisie à l'orée de 2040 : scénario ordinaire	105

Les carburants produits à partir de l'électricité, en particulier l'hydrogène, sont de plus en plus reconnus comme un élément stratégique pour assurer la transition énergétique de manière soutenable en Allemagne et en Europe. Cette réalité est soulignée par la «Stratégie nationale pour l'hydrogène» (NHS), tel que publiée récemment par le gouvernement allemand, ainsi que la «Stratégie européenne pour l'hydrogène» (EHS) prônée également par l'UE. Ces deux stratégies visent à soutenir le développement rapide des chaînes de valeur Power-to-X (PtX), c'est-à-dire l'hydrogène et ses produits en aval. A ce titre, l'hydrogène vert, produit à partir d'électricité renouvelable, devrait jouer un rôle particulièrement important pour assurer un développement axé sur de faibles émissions de gaz à effet de serre.

Cependant, il a été déjà prouvé que la production d'hydrogène vert en Allemagne et en Europe ne sera probablement pas suffisante pour répondre à la demande prévue, ce qui signifie qu'à moyen et à long terme, des quantités substantielles d'hydrogène devraient être importées (BMW 2020). Par conséquent, le NHS et l'EHS soulignent l'importance de la coopération avec les fournisseurs et exportateurs potentiels de ces produits énergétiques, surtout au-delà des frontières européennes.

A cet effet, la région de l'Afrique du Nord est considérée, grâce à sa proximité de l'Europe et à ses sources abondantes d'énergies renouvelables : l'énergie éolienne et l'énergie solaire, comme un important futur producteur et exportateur d'hydrogène vert et d'autres carburants PtX. Cela s'applique également à la Tunisie qui, avec ses conditions climatiques et géographiques idéales, est en passe d'offrir un potentiel technique et économique prometteur pour le développement d'une filière nationale exceptionnelle de PtX. Le pays est aussi très bien placé pour jouer un rôle des plus importants, notamment à long terme, dans les réseaux et marchés internationaux d'approvisionnement en hydrogène.

Ainsi, l'objectif de cette étude, qui est effectuée pour le compte de la Fondation Allemande pour la Coopération Internationale (Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ)), consiste à identifier les opportunités en termes du PtX en Tunisie. A cet égard, il faut noter que le potentiel du PtX en Tunisie n'a jusqu'à présent pas été analysé de manière approfondie. Par conséquent, cette étude a été conçue pour proposer une première analyse des aspects clés et pertinents liés au secteur PtX en Tunisie.

Pour ce faire, une approche mixte a été adoptée sur la base d'une recherche documentaire complète comportant des analyses approfondies du potentiel et des coûts ainsi qu'une série d'entretiens conduits par une équipe d'experts avec les acteurs tunisiens concernés de tous les secteurs (ces entretiens ont été réalisés en février et mars 2021). En outre, ces entretiens proposés par les experts ont été conçus sous forme d'entretiens et de rencontres visant à cerner les perspectives et approfondir les connaissances individuelles. Les données recueillies lors des entretiens ont été enregistrées et employées tout au long de l'étude. Elles ont été prises en compte, par exemple, lors de la sélection des filières PtX à analyser, les hypothèses à formuler et l'élaboration des recommandations à suivre. En outre, et afin d'évaluer où réside la demande potentielle de PtX en Tunisie, la demande actuelle en hydrogène à base de combustibles fossiles, en plus d'autres types de combustibles qui pourraient être remplacés par de l'hydrogène à base d'énergie renouvelable et ses dérivés, a d'abord été discutée et analysée comme scénario adéquat permettant de réaliser les résultats escomptés. À cette fin, des données et des statistiques sur la production

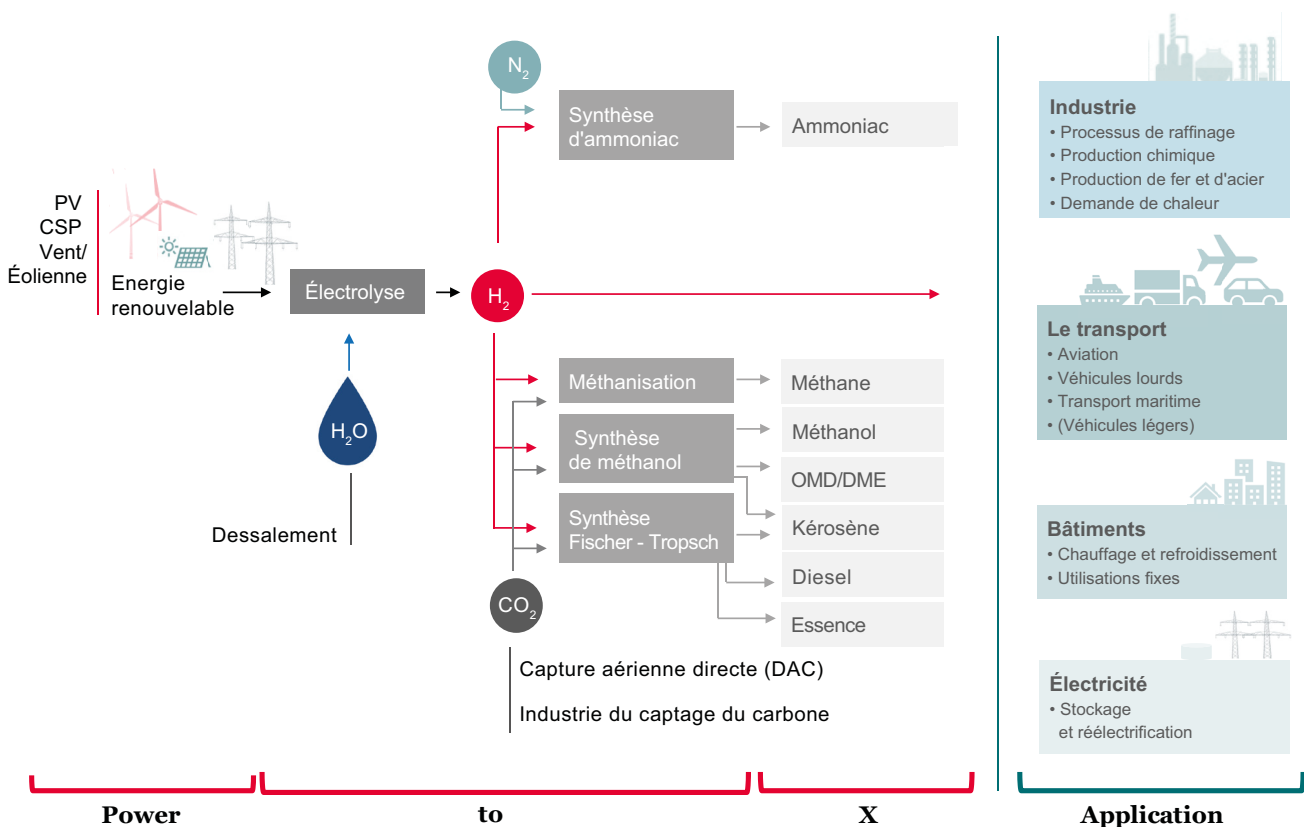
industrielle, l’importation et l’exportation des produits nécessitant de l’hydrogène (par exemple l’ammoniac, le méthanol ou l’hydrogène lui-même) ont été recueillies et analysées. Ensuite, toutes les parties prenantes se sont penchées sur les plans de développement nationaux existants, les plans d’expansion industrielle, les stratégies régionales et les scénarios de demande mondiale possibles pour créer une synergie commune et envisager des scénarios optimaux permettant de répondre, le mieux possible, à la demande croissante sur ces produits.

Les résultats, concentrés sur des analyses pertinentes et croissantes de ces produits, ont permis de dégager des perspectives de développement possibles en termes de PtX en Tunisie, et plus particulièrement pour les produits PtX sélectionnés. Cet effort repose sur l’hypothèse qu’un marché de produits PtX verts continue à se développer à l’avenir comme prévu. Les coûts de production de l’hydrogène vert et de ses dérivés ont été modélisés sur la base d’un certain nombre de paramètres de base, tels que les investissements en immobilisation, le coût demandé pour la génération de l’électricité, les heures de pleine charge ainsi que les rendements et le coût de transport. Les résultats de l’analyse et des entretiens effectués avec les experts sont reproduits sous forme de recommandations pour garantir davantage de soutien et étayer l’effort de recherche entrepris dans le domaine du PtX en Tunisie.

Cette étude est structurée comme suit : le chapitre 2 présente la signification du terme PtX, le chapitre 3 résume les raisons pour lesquelles le PtX devrait être considéré dans un contexte strictement tunisien. Le chapitre 4 présente les conditions cadres dans une perspective technico-économique, légale, réglementaire, institutionnelle et politique pour le développement du secteur du PtX en Tunisie. Le chapitre 5 est conçu pour recenser les opportunités potentielles de développement du PtX en Tunisie dans différents secteurs et illustrer les trajectoires qu’il faut préconiser pour le développement des produits PtX sélectionnés et les demandes en énergies renouvelables qui y sont liées. Le chapitre 6 fournit une analyse des coûts du PtX en Tunisie, qui sera suivie par une brève évaluation des risques environnementaux et des avantages potentiels, en termes d’employabilité, tel que décrit dans le chapitre 7. Enfin, le chapitre 8 récapitule les recommandations inhérentes aux différents leviers identifiés et illustrant la manière selon laquelle les recherches ultérieures doivent être conduites pour étayer la discussion engagée sur la production du PtX en Tunisie, en plus des efforts à déployer pour déterminer les priorités à adopter dans ce sens.

2 Que signifie Power-to-X?

Power-to-X (PtX) est un terme générique qui est employé pour décrire les différents scénarios permettant de transformer l'électricité renouvelable en vecteurs énergétiques chimiques qu'on peut stocker, en carburants synthétiques qu'on peut utiliser dans le secteur du transport, en agent réducteur dans la production d'acier, ou en matières premières pour l'industrie chimique. En outre, et en fonction du vecteur énergétique visé, les technologies de Power-to-X peuvent être subdivisées en power-to-gas (PtG), power-to-heat (PtH) ou power-to-liquid (PtL). De même, le processus de conversion commence généralement par la production d'hydrogène à partir d'électricité issue du renouvelable et d'eau. L'hydrogène vert peut être utilisé directement ou transformé en carburants hydrocarbonés (figure 2.1). Par ailleurs, les applications directes comprennent, entre autres, son utilisation comme matières premières pour la production industrielle, comme carburant dans le secteur du transport pour les véhicules équipés de piles à combustible, comme moyen de production de chaleur ou comme système de stockage pouvant être utilisé pour la ré-électrification à une étape ultérieure.



(Source: Wuppertal Institut)

Fig. 2.1 Aperçu sur les différentes filières de production du Power-to-X

L'hydrogène peut être produit par électrolyse en utilisant l'électricité renouvelable et l'eau comme intrants. La technologie la plus mature, pour la production d'hydrogène par électrolyse et au cours de laquelle l'eau est divisée en ses composants (hydrogène (H₂) et oxygène (O₂)), est l'électrolyse alcaline (AEL). L'AEL se distingue essentiellement par sa longévité, sa maturité technologique, son rendement énergétique élevé et son utilisation des matières premières

conventionnelles. En revanche, sa capacité à fonctionner de manière dynamique est limitée (Zelt et al. 2020). Comme autre source de technologie d'électrolyse, il existe l'électrolyse à membrane électrolyte polymère (PEM). Là, il s'agit d'une technologie plus récente et, par conséquent, moins mature, mais qui présente des avantages pour le couplage avec une alimentation en énergie renouvelable fluctuante, capable de produire une plus grande charge contrôlable et offrir de meilleurs rendements en termes de charge partielle. Aussi, cette technologie peut être mieux intégrée dans des infrastructures déjà existantes (Merten et al. 2020). Outre ces technologies d'électrolyse à basse température, l'électrolyse à haute température sous la forme de la cellule d'électrolyse à oxyde solide (SOEC), pourrait s'avérer pertinente, bien qu'elle ne soit pas encore bien avancée et rentable technologiquement et économiquement, par rapport aux deux technologies à basse température. La SOEC nécessite beaucoup moins d'électricité et promet des rendements nettement plus élevés, mais demeure, néanmoins, moins flexible et donc plus difficile à relier à un approvisionnement fluctuant en termes d'électricité renouvelable (ibid.) (Tab. 2.1). Indépendamment de la technologie employée, l'électrolyse demeure un processus à forte intensité électrique (AIE 2014).

Tab. 2.1 Le réseau de distribution d'énergie électrique en 2019

	Electrolyse à basse température		Electrolyse à haute température
	Electrolyse Alkaline(AEL)	Membrane électrolyte polymère (PEM)	Cellule d'électrolyse à oxyde solide (SOEC)
Avantages	<ul style="list-style-type: none"> • Disponible sur le marché • Utilisé à grande échelle • Coût d'investissement réduit • Plus efficace par rapport au PEM • Durée de vie plus longue (pile) 	<ul style="list-style-type: none"> • Disponible sur le marché • Avantages techniques pour le couplage avec l'électricité renouvelable à faible consommation • Plus grande plage de charge contrôlable • Meilleurs rendements dans la plage de charge partielle par rapport à l'AEL • Temps de réponse rapide • Systèmes compact 	<ul style="list-style-type: none"> • Rendement plus élevé si les températures hautes nécessaires à la séparation de l'eau en hydrogène pouvaient être fournies par des sources externes (par exemple, des sources de chaleur industrielles). • Demande beaucoup plus faible en électricité
Inconvénients	<ul style="list-style-type: none"> • Densité électrique plus faible • Installations plus larges • Capacité de fonctionnement dynamique limitée (temps de réponse et de démarrage à froid plus longs). 	<ul style="list-style-type: none"> • Moins mature et actuellement plus coûteux que l'AEL (des systèmes de taille plus réduites sont disponibles, coûts plus élevés et durée de vie de la pile plus courte). • Durée de vie plus courte (pile) 	<ul style="list-style-type: none"> • Stade de recherche et développement, donc technologiquement et économiquement beaucoup moins avancé que les deux autres technologies.

(Source: Basé sur Zelt et al. 2021; Merten et al. 2020)

En mélangeant l'hydrogène avec le dioxyde de carbone (CO₂), on peut produire des combustibles synthétiques comparables à ceux produits à partir des fossiles (par exemple, le méthane ou le méthanol). Ces produits peuvent être raffinés davantage et fournis sous forme de diesel, essence ou carburateurs de type kérosène. Le CO₂ nécessaire peut être capté à partir de sources ponctuelles, telles que les industries émettrices de carbone, ou à partir de l'atmosphère - soit directement par des technologies de captage direct de l'air (DAC), soit indirectement à travers la biomasse. L'autre forme de conversion d'hydrogène que nous pouvons utiliser consiste à mélanger l'hydrogène vert avec l'azote (N₂) provenant de l'atmosphère pour produire de l'ammoniac. L'ammoniac est actuellement le deuxième

produit chimique synthétique le plus utilisé dans le monde, et dont environ 80 % est utilisé dans la production d’engrais. Pour les futurs systèmes énergétiques, l’ammoniac est un produit qui se prête bien au stockage, qui permet le transport d’hydrogène vert et qui se présente comme carburant adéquat et bien destiné au transport maritime.

Etant donné qu’elles peuvent aider à relever certains des principaux défis, découlant du passage d’un système énergétique basé sur les combustibles fossiles à un système basé sur les énergies renouvelables, les différentes technologies PtX sont appelées à jouer un rôle prépondérant dans la transition énergétique. Jusqu’à une époque récente, l’hydrogène était principalement considéré comme un carburant utilisé surtout dans le secteur du transport, mais l’hydrogène vert et ses dérivés sont venus changer cette donne et offrir également des options plus adéquates pour équilibrer l’offre et la demande en électricité - non seulement pour absorber les périodes de pics à court terme, mais aussi en permettant de mieux gérer les fluctuations à long terme et entre les différentes saisons.

Le PtX offre également des options de décarbonisation pour les secteurs difficiles à maîtriser, tels que certains processus industriels, les systèmes de chauffage et les transports sur de grandes distances comme la navigation aérienne ou maritime. L’intérêt renouvelé à l’hydrogène et le PtX dans les pays industrialisés en Europe, ainsi qu’au Japon et en Chine par exemple, n’est pas seulement dû à la politique climatique, mais il est aussi étroitement lié à l’espoir de dégager un nouveau potentiel de développement de la chaîne des valeurs et impulser un marché mondial qui présente un potentiel sans limites.

Il se trouve que les plus grands défis auxquels est actuellement confronté le processus de développement du PtX sont les coûts élevés et les rendements plutôt faibles de ce combustible. Sans un soutien substantiel, l’hydrogène vert et ses dérivés ne pourront jamais devenir compétitifs par rapport aux produits à base de combustibles fossiles. En outre, de nombreuses technologies PtX sont encore en phase de développement et les prochaines décennies seront certainement caractérisées par la commercialisation de plusieurs d’entre elles.

Par ailleurs, il existe bien d’autres technologies qui sont déjà largement appliquées dans les industries chimiques, comme les réacteurs Fischer-Tropsch et le méthanol, même si leur intégration pleine et entière dans le système PtX est encore en développement. (Kober et al. 2019). Par conséquent, les premières applications de l’hydrogène vert devraient se concentrer sur les utilisations industrielles existantes pour pouvoir remplacer l’hydrogène fossile. D’autres applications, à court ou moyen terme, devraient inclure le transport de véhicules lourds, et plus précisément les bus et les camions, ainsi que le fret ferroviaire à longue distance.

Power-to-X : quelles opportunités et priorités pour la Tunisie ?

L'emploi de l'hydrogène vert et de ses dérivés dépendra de l'évolution des coûts. Cette même évolution demeure tributaire des coûts et de la disponibilité de l'électricité qui provient des sources renouvelables. Cette tendance est appelée à acquérir davantage d'importance pertinent à l'avenir, et surtout lorsque les coûts de la technologie commencent à être revus à la baisse en raison des processus d'apprentissage, découlant du nombre croissant d'applications dans le monde et de la disponibilité des diverses technologies sur le marché de masse. Par conséquent, les pays à fort potentiel d'énergie renouvelable, et qui seront en mesure de produire de l'électricité renouvelable à coût réduit, seront les plus aptes à devenir les principaux producteurs et exportateurs d'hydrogène vert dans les années à venir.

Située à proximité de l'Europe, l'Afrique du Nord occupe une place de prédilection, comme futur producteur et exportateur potentiel d'hydrogène vert et d'autres carburants PtX, et ce en raison de son abondant potentiel d'énergie solaire et éolienne. Cette situation s'applique également à la Tunisie où les conditions climatiques et géographiques offrent un potentiel technique et économique prometteur pour le développement d'une filière nationale en PtX. Ainsi, le pays pourrait également jouer un rôle important à long terme dans les réseaux et sur les marchés internationaux d'approvisionnement en hydrogène.

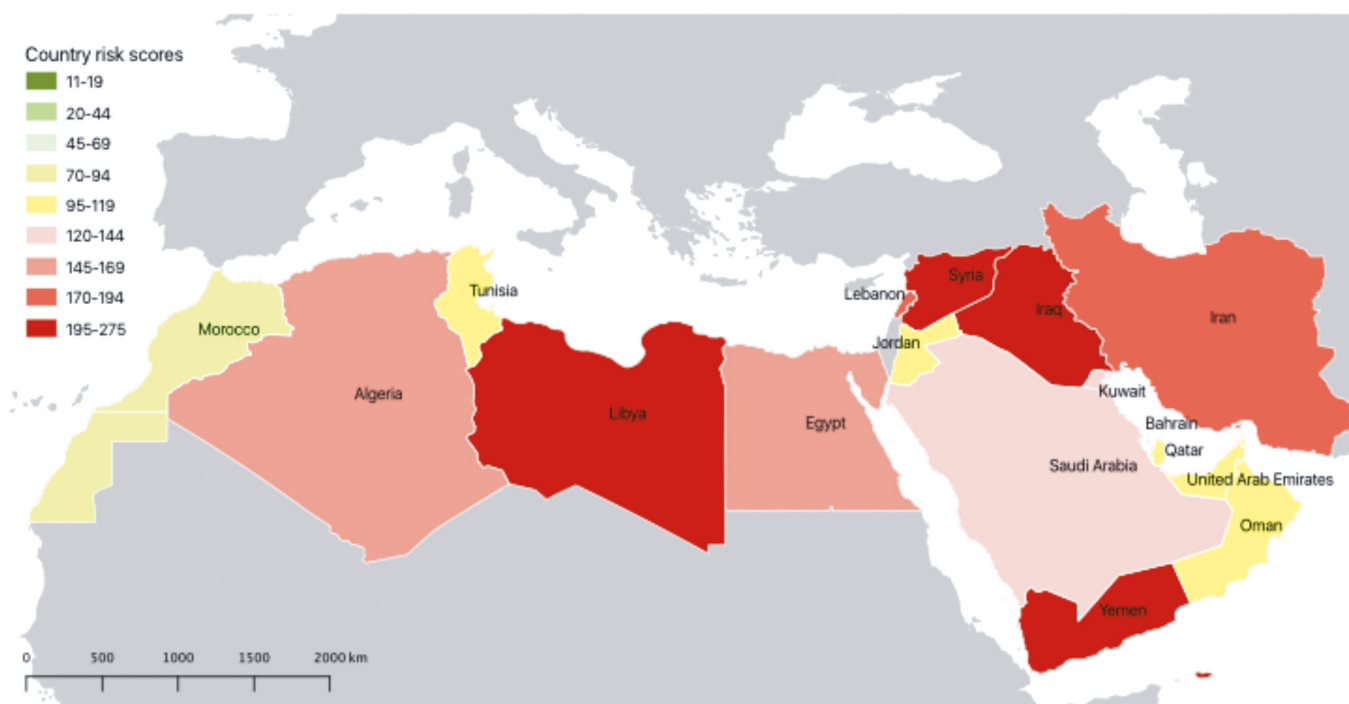
Les coûts et surtout les décisions d'investir, ou non, dans une technologie particulière ne sont pas uniquement influencés par le potentiel des énergies renouvelables. En effet, les circonstances propres à chaque pays jouent également un rôle crucial dans de pareilles situations. Cela est particulièrement vrai pour les énergies renouvelables à forte intensité de capital, où les coûts d'investissement et de financement sont le principal facteur qui détermine le coût actualisé de l'énergie. (LCOE) (Egli et al. 2019). Etant donné que les prix de l'électricité constituent un facteur de coût important dans la production de l'hydrogène et les combustibles synthétiques, ces prix jouent un rôle important, voire primordial, dans le développement du secteur PtX. Bien que d'autres pays d'Afrique du Nord possèdent des potentiels d'énergie renouvelable encore plus élevés grâce à leur superficie, la Tunisie présente notamment l'avantage de bénéficier de conditions politiques et économiques favorables. Ceci est illustré, entre autres, par une évaluation des risques du développement du secteur PtX pour les investisseurs dans différents pays de la région MENA, et au sein de laquelle la Tunisie présente moins de risques par rapport aux autres pays de la région (Fig. 3.1). En outre, et en termes d'infrastructure, le gazoduc entre la Tunisie à l'UE offre des avantages considérables pour l'exportation de l'hydrogène à des coûts raisonnables.

En plus des opportunités d'exportation qu'ils offrent, les produits PtX pourraient également jouer un rôle dans la décarbonisation des secteurs d'utilisation finale en Tunisie. En effet, dans les secteurs où l'électrification directe n'est pas possible ou n'est pas réalisable, comme le transport par véhicules, en plus de certains procédés industriels et de l'aviation, le PtX pourrait se prêter facilement au cas tunisien pour que le pays atteigne le niveau de neutralité en carbone à long terme. Cependant, et comme les produits PtX dans les conditions actuelles ne sont pas compétitifs en termes de coûts, les utilisations initiales seront probablement plus rentables dans les secteurs qui exportent leurs produits vers des pays où leurs marchés pourraient s'offrir une marge plus élevée pour pouvoir bénéficier des produits verts.

Dans l'ensemble, le déploiement des technologies d'énergie renouvelable connaît une croissance rapide dans la région, chose qui a contribué à la baisse des prix de l'électricité renouvelable pour atteindre des niveaux records. Mieux encore, les appels d'offres lancés récemment en Tunisie pour la production d'électricité à partir de l'énergie

solaire étaient parmi les plus bas au monde. En outre, la Tunisie a fixé des objectifs ambitieux dans son plan solaire, visant à atteindre une part de 30 % d’électricité renouvelable à l’orée de 2030.

Cependant, et malgré les plans tracés et les progrès réalisés dernièrement pour développer davantage la production d’énergie renouvelable, la part des énergies renouvelables dans le mix électrique de la Tunisie est encore relativement faible et ne dépasse guère les 3 %. Le secteur énergétique tunisien est également confronté à de nombreux défis, notamment une forte dépendance des combustibles fossiles importés, des subventions énergétiques élevées et une faible performance au niveau des services publics (Banque Mondiale 2019). De même, la demande en électricité ne cesse d’augmenter, menaçant ainsi la sécurité énergétique de la Tunisie (ibid.).



(Source: Terrapon-Pfaff et al. 2021)

Fig. 3.1 Niveaux de risque par pays pour le développement du secteur Power-to-X - scénario ordinaire des affaires

Dans ce contexte, et malgré les avantages potentiels offerts à la suite du lancement d’un nouveau créneau industriel (destiné à l’exportation) en Tunisie, le développement du secteur PtX comporte également des risques qui doivent être soigneusement évalués. L’un de ces risques évidents est que le potentiel de la production de PtX, destiné à l’exportation, se traduit par l’absorption des capacités en électricité renouvelable et, par conséquent, de ralentir la transition énergétique nationale (Wehinger et Raad 2020). Pour pouvoir dépasser cet obstacle et s’assurer que la transition énergétique tunisienne bénéficie du PtX, il serait nécessaire d’instaurer et d’appliquer des précautions et des réglementations appropriées et adéquates pouvant garantir les quantités d’énergies renouvelables comme préconisé dans les nouveaux plans d’investissement en PtX. L’autre facteur encore plus significatif qu’il faut prendre en considération est celui qui permet de déterminer dans quelle mesure la Tunisie pourrait bénéficier du développement d’un secteur PtX, réside dans la part de la chaîne de valeur à établir en Tunisie, tout en considérant que l’Hydrogène vert est produit à l’aide de technologies importées pour être ensuite exporté en tant que matière première afin de le traiter ultérieurement dans les pays bénéficiaires. Un tel système créera des possibilités économiques limitées et n’apportera pas en échange une réelle valeur ajoutée à la Tunisie.

Il est par conséquent important pour la Tunisie de créer des conditions attrayantes en faveur du transfert de technologies et de l’apport des processus à forte valeur ajoutée localement.

Étant donné que la production d’hydrogène vert et de ses dérivés n’est pas encore compétitive, surtout en termes de coûts par rapport aux combustibles fossiles, la mise en place d’un secteur PtX rentable nécessitera à la fois un soutien politique et des incitations financières. En plus, il faut noter qu’un certain nombre de facteurs exogènes peuvent entrer en jeu pour influencer ce processus, tels que la volonté de payer des prix plus élevés pour les produits à base d’hydrogène vert sur les marchés destinés à l’exportation et la vitesse du déploiement de l’arsenal technique requis pour la production de nouveaux types de combustibles. En outre, ces facteurs comprennent, entre autres, les mécanismes de tarification du carbone, les niveaux de maturité technologique, l’agenda international du changement climatique, les objectifs de décarbonisation des pays ainsi que les stratégies climatiques préconisées par le secteur privé (schémas3.2).

<p>Objectifs climatiques à l'échelle nationale et internationale</p>	<p>Le développement du marché mondial du PtX sera largement conditionné par les efforts internationaux de décarbonisation et les politiques nationales, ainsi que par les objectifs d'émissions tracés à long terme.</p>
<p>Prix du carbone</p>	<p>Le niveau du prix du carbone sera décisif pour déterminer si les applications PtX peuvent être compétitives par rapport aux carburants conventionnels. En l'absence de tarification du carbone, même à long terme, la plupart des produits à base de PtX n'atteindront pas le seuil de rentabilité escompté par rapport aux types de carburants conventionnels.</p>
<p>Mécanisme d'ajustement à la frontière du carbone de l'UE</p>	<p>Une taxe carbone européenne à la frontière pourrait avoir un impact, direct ou indirect, sur tous les secteurs qui exportent vers l'UE. Aussi, la demande d'intrants à plus faible intensité de carbone pourrait augmenter de manière significative et les chaînes de valeur pourraient être modifiées, ouvrant ainsi de nouveaux points d'entrée pour la génération de matières premières vertes en Tunisie.</p>
<p>Disponibilité technologique</p>	<p>Les diverses technologies utilisées dans les systèmes PtX en sont actuellement à des stades différents de développement et de mise en œuvre, de sorte que l'évolution et l'intégration des technologies dans des systèmes globaux seront cruciales pour l'application à grande échelle des technologies PtX.</p>

(Source: Wuppertal Institut)

Fig. 3.2 Facteurs exogènes impactant le développement du marché du PtX

La Tunisie ne peut aller de l’avant, pour ce qui est du développement à grande échelle de la technologie PtX, que si ces conditions sont réunies réellement et permettent l’installation concrète et l’application rentable d’un secteur PtX. Ainsi, il faut bien partir du constat disant que ces considérations sur les opportunités de développement du PtX en Tunisie, tel que démontré dans cette étude, sont également basées sur ces prémisses. Cependant, et bien qu’il soit plutôt difficile de prévoir comment la production et le marché du PtX se développeront dans les années à venir, il semble néanmoins judicieux pour la Tunisie de se préparer à un tel scénario et d’anticiper sur les événements afin de créer toutes les conditions propices à ce scénario.

A cet effet, l'exemple du Maroc montre bien l'avantage d'être parmi les «pionniers» lorsqu'il s'agit d'attirer des capitaux et adopter des méthodes innovatrices. Pour développer le savoir-faire et étayer l'expertise dans le pays, il conviendrait de tirer profit des possibilités de transfert de technologie (sous forme d'installations pilotes, à titre d'exemple) et mieux bénéficier des mesures de financement (de l'Allemagne ou de l'UE, par exemple). En outre, l'établissement rapide d'un cadre réglementaire et juridique pour le PtX pourrait faciliter les investissements futurs dans le secteur en Tunisie et garantir que le développement du PtX se fasse de manière aussi bien rentable et que durable.

Conditions relatives au développement de Power-to-X en Tunisie

Pour évaluer les opportunités de PtX pour la Tunisie, il est essentiel de commencer par effectuer une analyse systématique des conditions cadres technico-économiques, juridiques, réglementaires et institutionnelles ainsi que le cadre politique régissant le développement de ce secteur à l'échelle nationale.

4.1 SECTEUR DE L'ÉNERGIE

4.1.1 Offre et demande en énergie

La Tunisie dispose de réserves de pétrole et de gaz naturel, mais la production nationale est loin d'être suffisante pour répondre à tous les besoins au niveau national, entraînant ainsi l'augmentation du déficit énergétique par un facteur de 10 au cours de la dernière décennie. De plus, la production de ressources énergétiques primaires fossiles a connu une baisse d'environ 7% par an, passant ainsi de 7,8 Mtep en 2010, à 3,9 Mtep en 2019. De même, l'analyse de la courbe de production de pétrole brut au cours de la période 2010-2019 a révélé une baisse significative qui s'est traduite par un taux annuel moyen de -8,4%. Cette baisse de la production s'explique principalement par l'épuisement des réserves des principaux gisements tunisiens, à savoir El Borma et Ashtart, et par la faible production de la plupart des nouveaux gisements ainsi que l'annulation d'une dizaine de concessions au cours des dernières années. Par ailleurs, la production de gaz naturel a également enregistré une baisse significative au cours de la période 2010-2019, passant ainsi de 2,7 Mtep en 2010 à 1,6 Mtep en 2019, soit une réduction de plus de 55% sur toute la période. Dans le même ordre d'idées, il faut signaler que malgré cette situation, la majeure partie de l'approvisionnement en électricité de la Tunisie provient toujours de sources d'énergie fossiles (principalement du gaz naturel, suivi du pétrole).

Bien que les niveaux de production aient chuté, la demande a augmenté en moyenne de 1,6 % par an au cours de la décennie 2010-2019 (de 8,4 Mtep en 2010 à 9,6 Mtep en 2019). Au cours de la même période, la demande en gaz naturel a augmenté à un taux annuel moyen de 1,5 %, contre un taux de croissance annuel de 1,2 % pour les produits pétroliers. Les graphiques suivants (Schémas 4.1) montrent l'évolution de cette demande ainsi que sa composition.

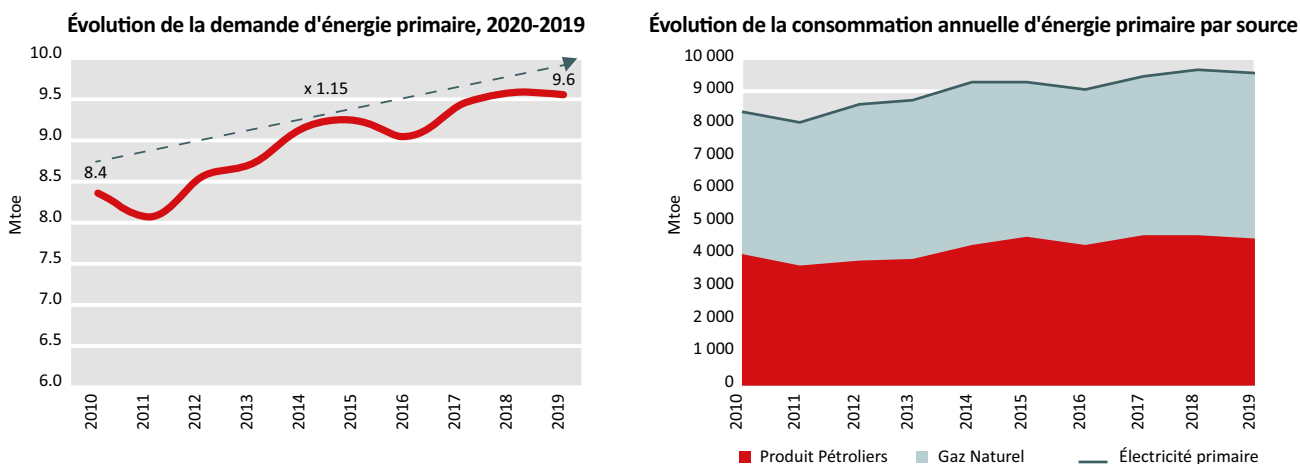
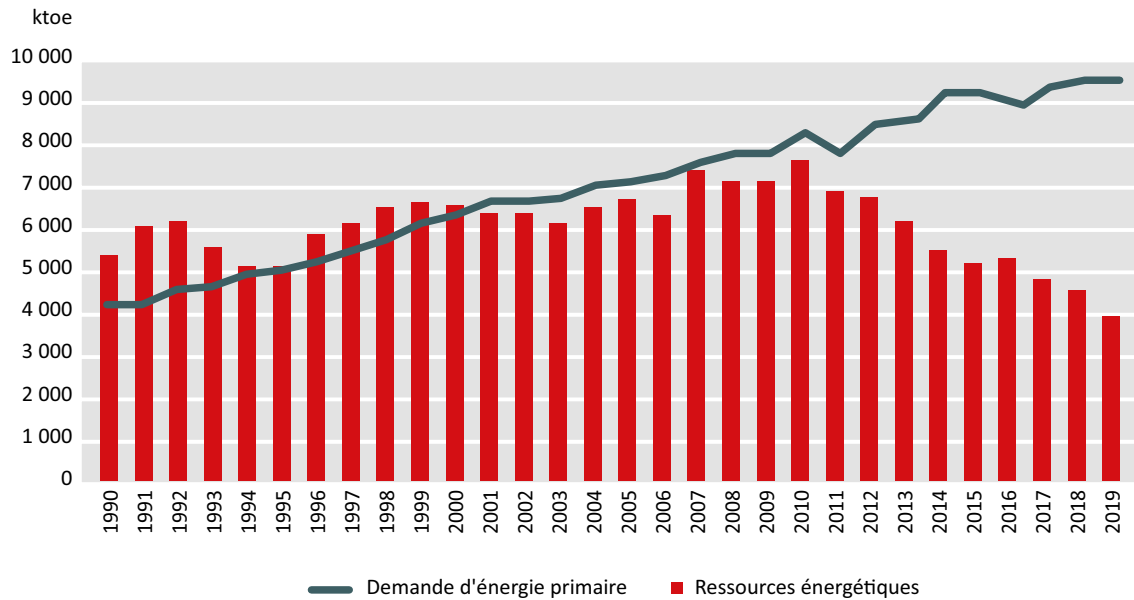


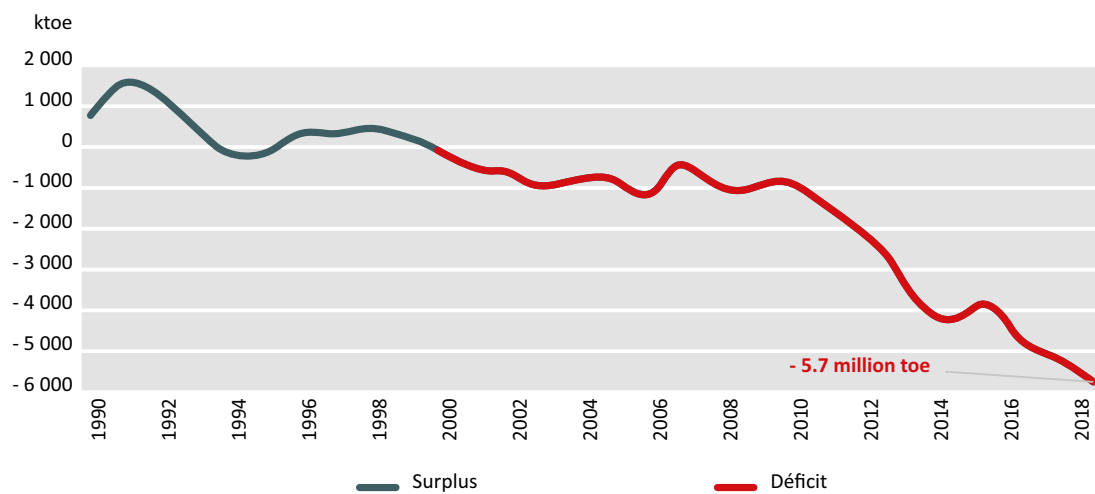
Fig. 4.1 Evolution annuelle de la consommation d'énergie primaire

La chute de la production en ressources énergétiques fossiles et l’augmentation soutenue de la demande d’énergie primaire ont créé un déficit énergétique de 5,7 Mtep en 2019, soit 59% de la demande en énergie primaire (Schémas 4.2 et Schémas 4.3). Il est à noter qu’en 2010, ce déficit était inférieur à 0,6 Mtep.



(Source: ONE)

Fig. 4.2 Evolution des ressources énergétiques et de la demande d’énergie primaire

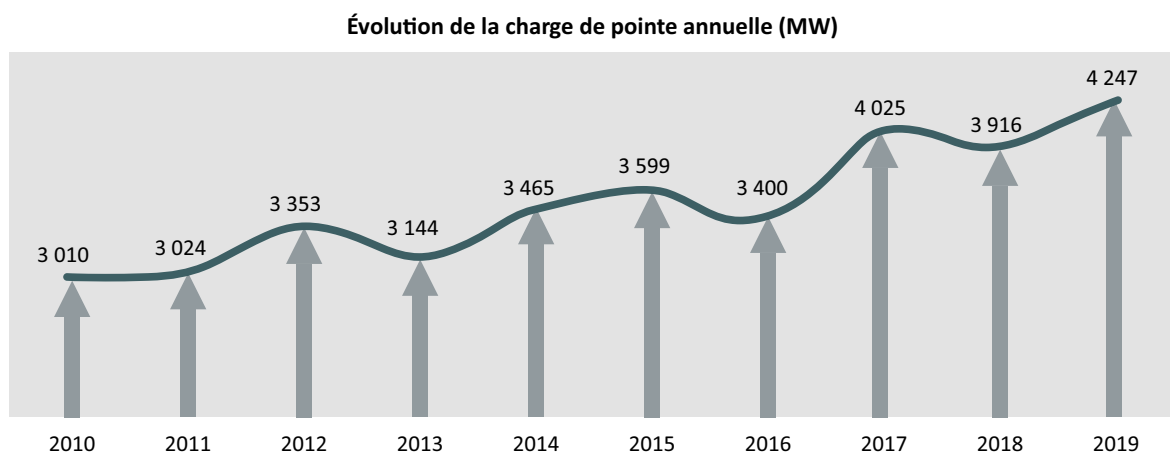


(Source: ONE)

Fig. 4.3 Déficit de la balance énergétique en Tunisie

La structure de la courbe de charge électrique a subi des changements notables au cours des 20 dernières années. Avant 1996, la demande annuelle maximale augmentait à un rythme similaire à celui de la demande en énergie, et la demande maximale se produisait la nuit au mois de septembre. Or depuis 1996, la structure de la courbe de charge a considérablement changé en raison de l'utilisation de la climatisation. Le pic annuel de la demande est maintenant enregistré pendant la journée en été et sa relation avec le changement climatique devient de plus en plus évidente. La pointe de demande en électricité a augmenté en moyenne de 4 % par an au cours de la période 2010-2019, pour atteindre 4 247 MW en 2019, contre 3 010 MW en 2010, comme le montre le graphique suivant (Schémas 4.4). D'un autre côté, la charge de pointe a augmenté à un rythme supérieur à celui de la demande en électricité (en termes d'énergie). Par conséquent, le facteur de charge des centrales électriques a diminué de plus de 13 %, entre 1996 et 2019, ce qui a entraîné une sous-exploitation des capacités en combustibles fossiles.

En conclusion, on peut dire que la Tunisie est confrontée à un déficit énergétique croissant, ce qui pourrait impacter sa sécurité d'approvisionnement à long terme. Ceci est particulièrement préoccupant pour le secteur de l'électricité, qui dépend à près de 100% du gaz importé principalement d'Algérie.



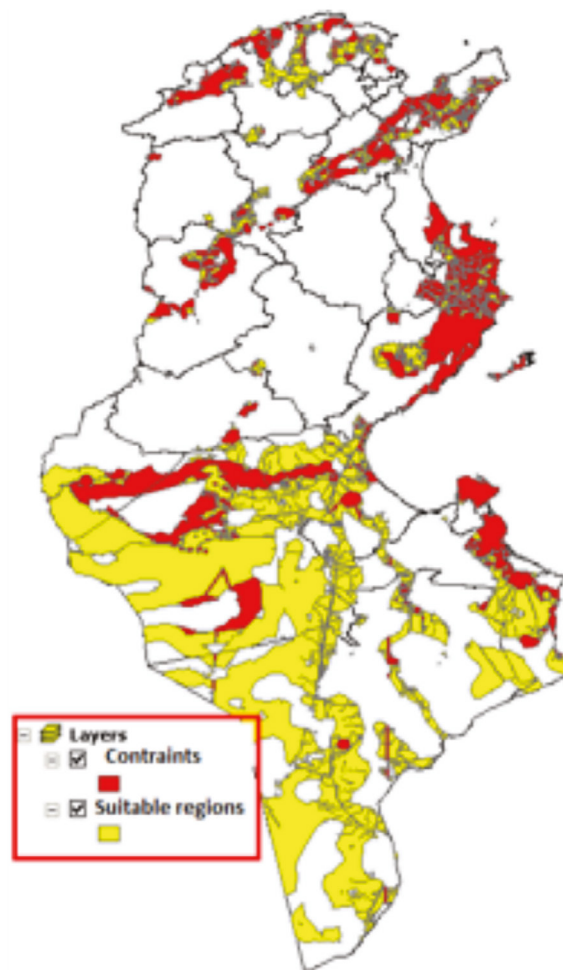
(Source: STEG)

Fig. 4.4 Charge de pointe de l'électricité en Tunisie

4.1.2 Énergie renouvelable

La Tunisie dispose d'un grand potentiel en énergies renouvelables, notamment pour l'éolien et le solaire photovoltaïque (PV). Pour réduire sa dépendance des combustibles fossiles et accroître sa sécurité énergétique, la Tunisie prévoit d'augmenter sa part d'énergie renouvelable. Le Plan Solaire Tunisien (PST) prévoit que, d'ici 2030, 30% de l'électricité tunisienne devrait provenir de sources renouvelables.

La cartographie du potentiel des énergies renouvelables en Tunisie montre que le pays dispose de plusieurs régions présentant des conditions favorables au développement de l'énergie éolienne, notamment dans le nord-est, le centre-ouest et le sud-ouest. Ces régions couvrent une superficie totale d'environ 18.000 km² (soit 11% de la superficie totale de la Tunisie). Si l'on exclut les zones qui pourraient ne pas être propices au développement de l'énergie éolienne et si l'on tient compte de la question de la proximité du réseau électrique, il reste une superficie de 1 700 km², soit un potentiel éolien exploitable d'environ 10 000 MW. Le schémas 4.5 montre bien les régions les mieux adaptées à la construction de parcs éoliens. En ce qui concerne le potentiel éolien offshore, l'étude stratégique la plus récente sur les énergies renouvelables fait allusion à un potentiel technique d'environ 250 GW (ANME/PNUD, Alcor, 2020).



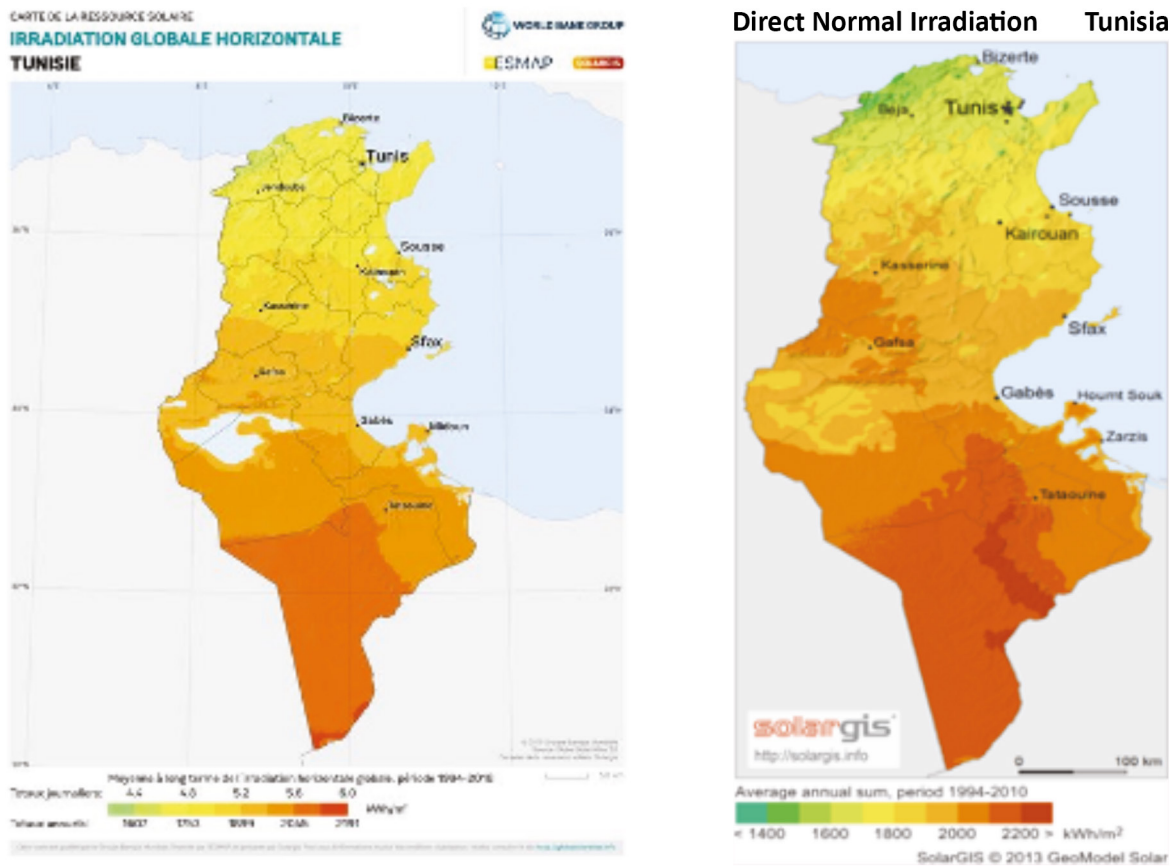
(Source: ANME)

Fig. 4.5 Régions favorables à l'énergie éolienne en Tunisie

La Tunisie bénéficie également de bonnes conditions d'ensoleillement, un cadre idéal pour les applications de l'énergie solaire - notamment en termes de production d'électricité. Avec un taux d'ensoleillement moyen de 3 000 heures par an et une irradiation solaire pouvant dépasser 2 000 kWh/m² par an dans le sud du pays, le paysage solaire tunisien semble parfait pour l'implantation de différents types d'installations solaires photovoltaïques et de centrales solaires à concentration (CSP).

En limitant le solaire PV aux zones du centre et du sud du pays (Schémas 4.6), où la production électrique dépasse 5 kWh/KWp par jour, le potentiel brut de la capacité des centrales solaires PV au sol est estimé à environ 840 GWp.

Pour le CSP, la surface du territoire tunisien ayant un DNI favorable à l’implantation de centrales (DNI supérieur à 2 000 kWh/m² par an) est estimée à environ 17 700 km². Le potentiel du CSP est estimé à environ 600 GW pour les centrales utilisant des capteurs cylindro-paraboliques et environ 400 GW pour les centrales CSP.



(Source: SolarGIS)

Fig. 4.6 Carte de l’irradiation solaire directe et globale de la Tunisie

En conclusion, on peut dire que la Tunisie dispose d’un potentiel important en matière d’énergies renouvelables, notamment pour le solaire et l’éolien. Le potentiel technique peut être résumé comme suit:

- PV solaire: 840 GW
- CSP solaire : 600 GW pour détecteur for cylindro-paraboliques + 400 GW les centrales électriques
- Eolien onshore: 110 GW
- Eolien offshore: 250 GW

Malgré ce grand potentiel, la part de l’énergie renouvelable, pour la génération d’électricité, demeure encore faible et ne dépasse guère les 3%. La capacité totale en énergie renouvelable, installée en 2020, est estimée à environ 400 MW, répartis comme suit:

- Eolienne: 245 MW
- PV solaire: 100 MW (y compris quelques 90 MW sous forme d’auto-génération et 10 MW de la STEG)

- Hydro-électricité: 62 MW

Après déduction des installations solaires photovoltaïques destinées à l'autoproduction, la capacité installée des énergies renouvelables représente environ 5% de la capacité totale de production d'électricité.

Conformément à sa politique de transition énergétique, la Tunisie prévoit d'augmenter la part des énergies renouvelables dans le mix de production d'électricité, pour atteindre 30% d'ici 2030 et 80% d'ici 2050. Cet effort nécessitera la mise en œuvre d'importantes capacités supplémentaires de production d'électricité à partir d'énergies renouvelables, pour atteindre 3 800 MW en 2030, 10 000 MW en 2040 et 21 000 MW en 2050.

Pour atteindre ces objectifs, le ministère de l'Énergie et des Mines a publié une étude présentant les capacités prévues à installer d'ici 2022 sous trois régimes définis, et ce en vertu de la loi n° 2015-12 (autoproduction, autorisations et concessions). Ces capacités, d'un total de 1 860 MW, se répartissent comme suit (Tab.4.1):

Tab. 4.1 Programme d'énergies renouvelables annoncé par le gouvernement tunisien dans le cadre de l'avis N° 01/2016

Regime	Eolien (MW)	PV Solaire (MWp)
Concessions	500	500
Autorisations	130	140
Auto-generation	80	130
Projets STEG	80	300
Total	790	1,070

(Source: Ministère de l'Énergie et des Mines)

Partant de ce plan, plusieurs projets ont été lancés dans le cadre des régimes d'autorisations et de concessions.

Autorisations

Pour le PV solaire, quatre cycles d'appels à projets ont été lancés depuis mai 2017, dont trois sont désormais clôturés et seulement un en cours. Les trois premiers appels ont permis de conclure un accord préliminaire pour 18 projets solaires photovoltaïques d'une capacité unitaire de 10 MW et 24 projets d'une capacité de 1 MW. Parmi ceux-ci, seul un projet de 1 MW est actuellement en exploitation, un projet de 10 MW est en attente de mise en service, alors que pour deux autres projets, les travaux ont atteint un stade assez avancé. Les résultats des trois premiers cycles sont reproduits dans le tableau 4.2.

Pour ce qui est de l'énergie éolienne, un seul cycle a été effectué et a permis de sélectionner quatre projets d'une capacité de 30 MW pour chacun. Ces projets sont situés dans les régions de Mornag (Gouvernorat de Ben Arous), Jebel Sidi Bchir, Jebel Kchbata, et Batiha (Gouvernorat de Bizerte). Les prix de vente proposés varient entre 111 millimes/kWh et 136 millimes/kWh. Ces projets sont en phase finale de financement.

Tab. 4.2 Programme d'énergies renouvelables annoncé par le gouvernement tunisien dans le cadre de l'avis N° 01/2016

		Premier tour	Deuxième tour	Troisième tour
10 MW Projets	Projets sélectionnés	6	6	6
	gouvernorats	Sidi Bouzid (2) - Sfax (1) - Kasserine (1) - Kairouan (1) - Tataouine (1)	Sidi Bouzid (3) - Gabes (2) - Beja (1)	Gabes (2) - Kasserine (2) Medenine (2)
	Prix de vente	De 117 à 177 millimes/kWh ± 3.5 à 5.4 c€/kWh	De 112 à 147 millimes /kWh ± 3.4 à 4.5 c€/kWh	De 125 à 130 millimes /kWh ± 3.8 à 3.9 c€/kWh
1 MW Projets	Projets sélectionnés	4	10	10
	Gouvernorats	Tataouine (1) - Beja (1) - Gafsa (1) - Sousse (1)	Gabes (4) - Tataouine (1) - Sidi Bouzid (1) - Beja (1) - Sfax (1) - Sousse (1) - Kebili (1)	Gabes (1) - Tataouine (1) - Sidi Bouzid (1) - Kairouan (1) - Sfax (2) - Medenine (4) -
	Prix de vente	De 178 à 248 millimes/kWh ± 5.4 à 7.5 c€/kWh	De 198 à 234 millimes/kWh ± 6 à 7.1 c€/kWh	De 190 à 213 millimes/kWh ± 5.8 à 6.5 c€/kWh

*: 1 € = 3.3 TND - 1 TND = 1,000 millimes

(Source: Ministère de l'Énergie et des Mines)

Concessions

Un appel d'offres de présélection a été lancé le 23 mai 2018 pour la réalisation de cinq centrales solaires photovoltaïques d'une capacité totale de 500 MW. Ces centrales devraient être installées sur des terrains appartenant à l'État et situés aux gouvernorats de Sidi Bouzid (50 MW), Tozeur (50 MW), Kairouan (100 MW), Gafsa (100 MW) et Tataouine (200 MW). Ces concessions, qui ont été déjà attribuées, sont à un stade avancé de négociation avec les autorités. Les prix agréés pour la vente d'électricité à la STEG, dans le cadre de ces offres, varient de 25,12 US\$/MWh à 49,21 US\$/MWh.

Principaux obstacles entravant le développement du marché des énergies renouvelables

Les principaux obstacles financiers sont les suivants:

- En vertu du régime d'autorisation des énergies renouvelables, le contrat d'achat d'électricité (PPA) est considéré comme non bancable par les bailleurs de fonds et les banques locales. Ceci est principalement lié à l'absence de garanties de l'État, de compensation au cas où l'énergie ne serait pas livrée par la STEG et à l'incertitude sur le délai que la STEG pourrait prendre avant d'assurer le raccordement de l'installation au réseau.
- En raison des difficultés financières que la STEG rencontre et l'absence de garantie souveraine du PPA, le risque lié à l'acheteur est considéré comme élevé par les promoteurs et les banques, ce qui explique leur réticence par rapport à l'investissement.
- Le manque de moyens financiers pour les promoteurs locaux, par rapport au régime d'autorisation, constitue également une entrave importante. En raison de la taille limitée des projets, les soumissionnaires aux appels d'offres sont des petits et moyens entrepreneurs dont la capacité financière et même technique est

généralement limité. Cela est particulièrement vrai pour les projets d’une capacité de 1 MW, où presque tous les soumissionnaires sont des particuliers locaux qui ne disposent pas de grands moyens techniques ou financiers.

- Le marché des énergies renouvelables en Tunisie souffre également d’un manque d’options, en termes de financement au niveau local, et où les banques n’offrent pas d’instruments financiers suffisants pour encourager les projets lancés.

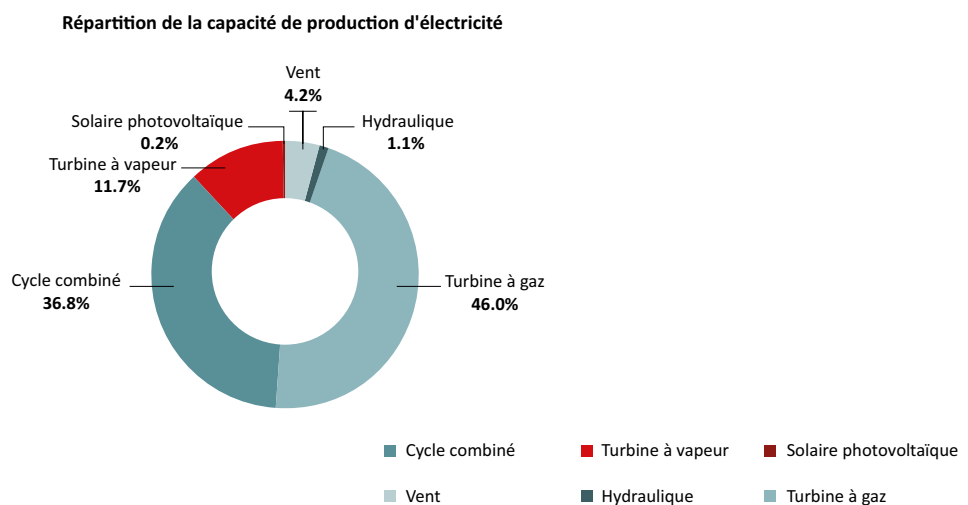
Les principaux obstacles non financiers sont liés à:

- L’absence d’un organe de régulation indépendante du secteur de l’électricité pour accorder plus de confiance aux investisseurs.
- Les difficultés d’accès aux terrains pour ce qui est des installations du projet dans le cadre du régime d’autorisation
- La complexité des procédures administratives et les retards dans l’obtention des autorisations nécessaires à toutes les phases du projet.

4.1.3 Infrastructure énergétique

Les principaux moyens de production d’électricité sont les centrales à cycle combiné et les centrales à vapeur. Or ces moyens de production n’offrent généralement qu’une consommation qui est à la fois faible et spécifique. Les centrales de pointe sont essentiellement équipées de turbines à gaz fonctionnant à cycle ouvert. En outre, et bien que leur consommation spécifique soit relativement élevée, ces centrales présentent l’avantage d’un fonctionnement flexible et peuvent satisfaire la demande «variable» entre le minimum du creux et le maximum de la pointe.

Le parc de production d’électricité en Tunisie a atteint une capacité totale de 5 653 MW en 2019, contre 3 599 MW en 2010, soit une croissance globale sur la période 2010-2019 de 57%. En 2019, les turbines à combustion représentaient la plus grande part de la capacité installée (46%), contre 37% pour le cycle combiné. Le schémas 4.7 montre les parts de chaque technologie dans la structure du parc de production d’électricité en Tunisie en 2019. La part des centrales STEG, quant à elle, représentait 92% de la capacité installée en 2019, contre 8% pour la centrale indépendante à cycle combiné de Radès (mise en service en 2001 et d’une capacité installée de 471).



(Source: STEG)

Fig. 4.7 Répartition de la capacité installée en 2019

L’analyse de l’évolution de la production au cours de la décennie 2010-2019 révèle une orientation de plus en plus importante vers les centrales à cycle combiné, dont leur part de production est passée de 41% en 2010 à plus de 60% en 2016. Cependant, et malgré leur part élevée dans la puissance installée, les turbines à combustion n’ont offert que 15% de l’électricité totale produite sur l’ensemble de la période 2010-2019. Cela s’explique essentiellement par le fait qu’elles sont principalement utilisées comme centrales de pointe. Le schéma 4.8 montre l’évolution de la structure de production par type d’équipement.

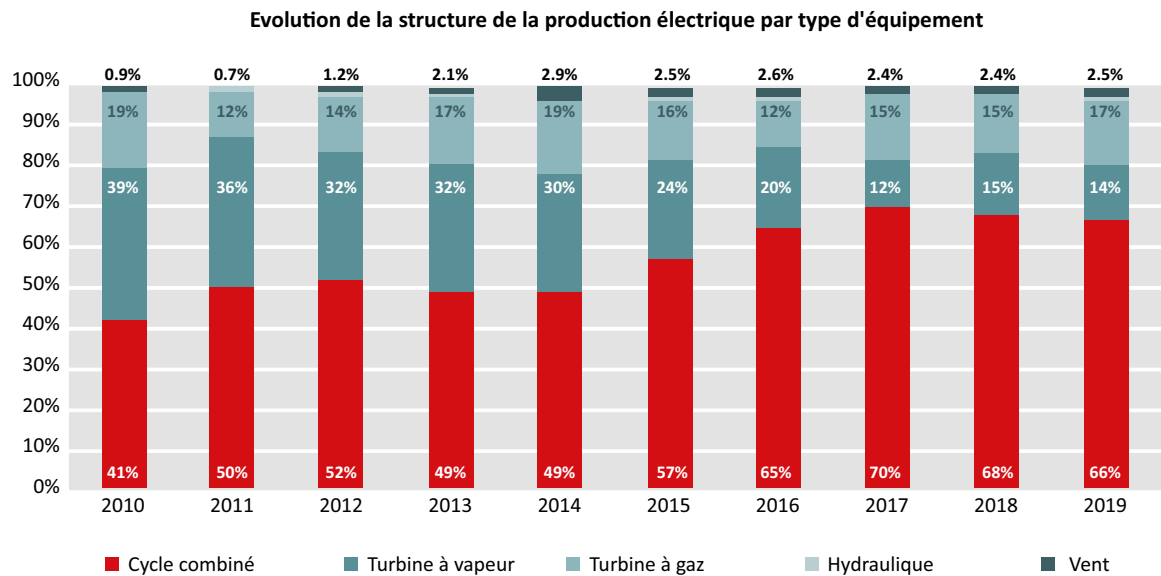


Fig. 4.8 Structure de production d’électricité par type d’équipement

Pour le réseau de transmission, les niveaux de tension utilisés pour le réseau haute tension sont de 400 kV, 225 kV, 150 kV et 90 kV. A l’exception de la capitale, où certaines connexions sont souterraines pour des raisons d’urbanisme et de servitudes, le réseau est essentiellement constitué de lignes aériennes

Le réseau haute tension est fermé et relie toutes les centrales de production aux centres de consommation.

Sur la période 2010-2019, le réseau de transport d’électricité s’est accru d’environ 1 200 km. En 2019, ses lignes totalisaient 6 990 km (Tab. 4.3). La répartition du réseau de transport pour les différents niveaux est reproduite dans le tableau suivant (année 2019).

Tab. 4.3 Réseau de transport d’électricité en 2019

Voltage	Longueur (km)
400 kV	208
225 kV	2921
150 kV	2382
90 kV	1479
Total	6990

(Source: STEG)

L'évolution du réseau de distribution lors de la période 2010-2019 est consignée dans le Tab 4.4.

Tab. 4.4 Evolution du réseau de distribution électrique

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Lignes MT (km)	50 634	51 699	52 783	53 885	55 049	56 579	57 270	58 417	59 691	60 966
Lignes BT (km)	92 860	97 413	99 926	102 709	105 855	108 514	110 832	112 899	115 698	119 453
MT/BT transformateur										
substantiel	60 168	62 296	63 275	64 746	66 996	68 669	70 790	72 770	75 065	78 507

(Source: STEG)

Fig. 4.9 Illustre la production électrique et le réseau de transport en Tunisie.

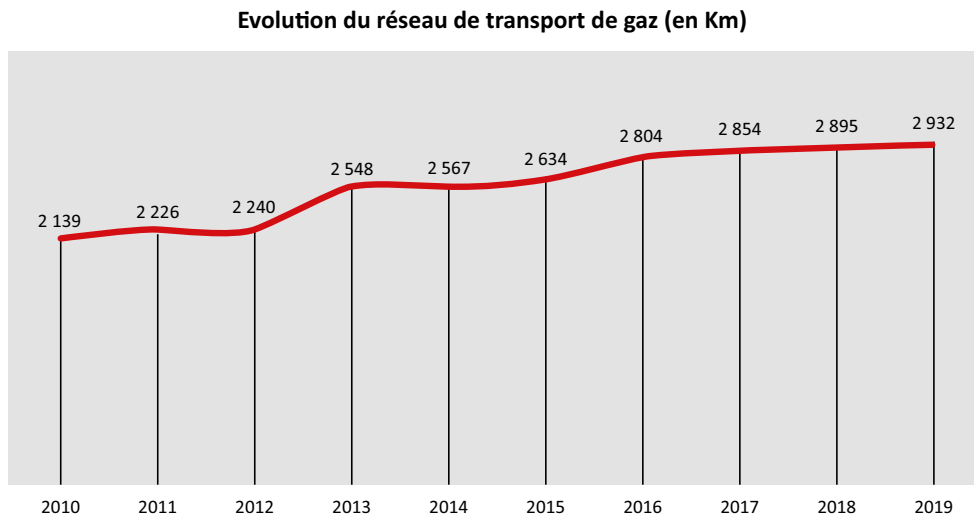


(Source: STEG)

Fig. 4.9 Production d'électricité et réseau de transport électrique en Tunisie

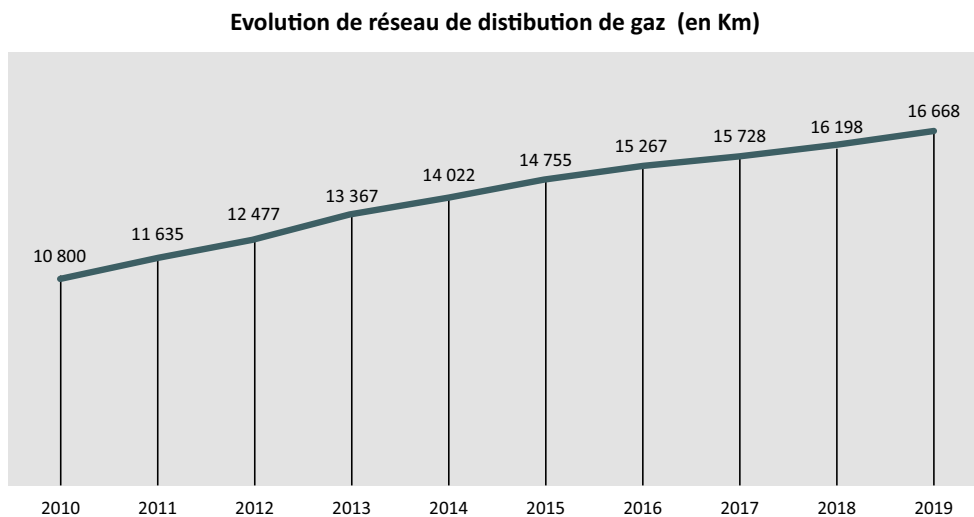
La longueur totale du réseau de transport de gaz (à l'exclusion du réseau transcontinental) est passée de 2 139 km, en 2010, à 2 932 km, en 2019. Quant au réseau de distribution de gaz, il est passé à 16 668 km en 2019, contre 10 800 km

en 2010. L'évolution des réseaux de transport et de distribution de gaz est présentée dans les Sch. 4.10 et Sch. 4.11, en plus d'une vue d'ensemble sur l'infrastructure du gaz naturel en Tunisie qui est reproduite dans la sch. 4.12.



(Source: STEG)

Fig. 4.10 Evolution du réseau de transport de gaz Tunisie



(Source: STEG)

Fig. 4.11 Evolution du réseau de distribution de gaz Tunisie

Le réseau électrique tunisien est connecté au réseau algérien via deux lignes de 90 kV, une ligne de 150 kV, une ligne de 225 kV, ainsi qu'une ligne de 400 kV mise en service en 2014. En outre, deux interconnexions de 225 kV avec le réseau libyen sont en place depuis 2001. Le Tab. 4.5 présente les caractéristiques de ces différentes lignes d'interconnexion électrique. Bien que le réseau tunisien soit interconnecté à ceux des pays voisins, il n'existe guère de véritable marché d'électricité entre la Tunisie et la région du Maghreb. Par ailleurs, les échanges d'électricité avec l'Algérie sont plutôt réduits et servent à limiter le risque de manque d'approvisionnement en électricité en période de forte demande.



(Source: STEG)

Fig. 4.12 L’infrastructure du gaz naturel en Tunisie

Tab. 4.5 Interconnexion des lignes avec celles des Maghreb

Pays	Nœud 1	Nœud 2	Nbre de circuits	Tension (kV)	Longueur (km)	I _{max} (A)	Mise en service	
Tunisie	Algérie	Tajerouine	El Aouinet	1	90	60	450	1952
		Fernana	El Kala	1	90	35	525	1955
		Tajerouine	El Aouinet	1	220	59	620	1980
		Metlaoui	Jebel Onk	1	150	62	620	1984
		Jendouba	Chefia	1	400	160	1540	2014
Tunisie	Libye	Tataouine	Rowies	1	220	160	620	2001
		Médenine	Abou Kamash	2	220	110	620	2001

(Source: STEG)

En termes de gazoducs, il est à noter que les gazoducs de transit tunisiens font partie du système Transmed qui transporte le gaz naturel de Hassi R’Mel (Algérie) vers la Sicile et le marché italien. Le tronçon algérien est exploité par la société publique «Sonatrach». La section tunisienne (deux pipelines de 48 pouces) appartenant à «Sotugat» (Société Tunisienne du Gazoduc Trans-tunisien), qui est contrôlée, exploitée et entretenue par des filiales d’ENI

TTPC (Trans Tunisian Pipeline Company) et de Sergaz. Quant au tronçon sous-marin, entre la Tunisie et la Sicile, il est constitué de trois pipelines de 20 pouces et de deux pipelines de 26 pouces. Ce tronçon, qui appartient à la Transmediterranean Pipeline Company Limited (TMPC), est exploitée par Transmed Sp.A - deux entreprises communes entre ENI et Sonatrach.

Tab. 4.6 Ports de déchargement de produits pétroliers

Port	Tirant d'eau (pied)	Longueur de quai (mètres)
SKHIRA		60-300
Station de chargement 1 (PP)	37	
Station de chargement 2 (crude and PP)	47-50 marée haute	100-300
Station de chargement 1 (PC)	24-27 marée basse	
BIZERTE		
Quai A	35	250
Quai B	26	150
RADES	31	170
GABES	10,5	120
ZARZIS	28	175

(Source: Ministère du Transport)

Pour l'infrastructure portuaire et la capacité de traitement des différentes sources de carburants, la Tunisie dispose de cinq ports de déchargement de produits pétroliers, à savoir:

- Skhira: pétrole, gasoil, et carburant
- Bizerte: GPL, pétrole, gasoil, et carburant
- Radès: GPL, gasoil, kérosène et carburant
- Gabès: GPL
- Zarzis: Pétrole, Gasoil, et Kérosène

Les ports de déchargement, et infrastructure portuaire y afférent, sont reproduits dans le Tab. 4.6. Il est à signaler que le GNL (gaz naturel liquéfié) n'est pas disponible en Tunisie actuellement et que la Tunisie ne dispose d'aucune infrastructure particulière pour ce type de produit actuellement.

4.2 CADRE JURIDIQUE ET RÉGLEMENTAIRE

La chaîne de valeur du PtX inclut un certain nombre de secteurs régis par différents cadres législatifs. Les principaux domaines de réglementation qui peuvent affecter l'activité du secteur PtX sont:

- Législation inhérente au secteur énergétique
- Législation inhérente au secteur du gaz
- Législation inhérente au secteur pétrolier
- Législation industrielle, y compris les normes de procédures et règles de sécurité
- Législation environnementale, y compris les autorisations et études d'impact environnemental.

- Législation foncière
- Législation régissant les sources hydrauliques
- Législation régissant le secteur de transport, y compris le transport routier, ferroviaire et aérien.

Il est à noter que certaines de ces lois sont applicables, dans leur état actuel, en liaison avec les activités de PtX. D'autres lois nécessitent des ajustements additionnels pour couvrir certains domaines liés à la chaîne de valeur. D'autres domaines de la chaîne se trouvent devant à un vide juridique et devraient être réglementés par de nouveaux textes juridiques. La matrice suivante (Tab. 4.7) résume l'interaction entre les différentes chaînes de valeur PtX et les cadres réglementaires/législatifs existants.

Tab. 4.7 Cartographie des domaines réglementaires/législatifs liés au PtX en Tunisie

Chaîne de valeur	Législation du secteur de l'électricité	Législation du secteur du gaz	Législation du secteur pétrolier	Législation du secteur industriel	Législation du secteur environnemental	Législation du secteur hydraulique	Législation du secteur de transport		
							Routier	Ferroviaire	Aérien
Production d'énergie renouvelable	■				■	■			
Electrolyse (Production et stockage d'hydrogène)		■		■	■	■			
Injection d'hydrogène dans le réseau de gaz		■			■	■			
Production d'énergie à partir d'hydrogène	■				■				
L'utilisation d'hydrogène dans le transport							■	■	
Transport d'hydrogène dans la route à usage industriel			■				■		
Fabrication et utilisation de carburant synthétique pour l'hydrogène				■	■	■	■	■	■
Fabrication et utilisation d'ammoniac/méthanol à partir d'hydrogène				■	■	■			

- La réglementation en vigueur est applicable aux PtX
- La réglementation actuelle nécessite un ajustement marginal pour être applicable au PtX
- Des nouvelles réglementations spécifiques sont nécessaires
- Non applicable

4.2.1 Production régissant la production de l'électricité renouvelable

Législation portant sur le secteur de l'électricité

Le cadre juridique et réglementaire de la production d'énergie renouvelable est couvert par la législation du secteur de l'électricité. Le cadre réglementaire du secteur de l'électricité est principalement régi par:

- La loi n° 62-8 du 3 avril 1962, portant création et organisation de la Société tunisienne d'électricité et de gaz (STEG) et lui conférant le monopole du secteur.

- Loi n° 96-27 du 1er avril 1996, complétant la loi n° 62-8 et supprimant le monopole de l’entreprise publique sur l’activité de production d’électricité.

Le cadre réglementaire, relatif à la production d’électricité renouvelable, et qui est principalement régi par:

- La loi n° 2015-12 de 2015 organisant l’activité de production d’électricité à partir d’énergies renouvelables, et ce par des investisseurs privés.
- Le décret gouvernemental n° 2016-1123 d’août 2016 relatif aux conditions et procédures de mise en œuvre des projets d’énergie renouvelable.
- Décision publiée le 9 février 2017 relative aux codes de raccordement.
- Décision publiée le 9 février 2017 relative au contrat d’achat d’électricité pour les différents régimes de production.

En ce qui concerne la production d’hydrogène vert, il est prévu que la production d’électricité relève principalement du régime d’autoproduction connecté au réseau MT. Ici, la procédure administrative à adopter serait celle qui est décrite dans le Tab.4.8.

Tab. 4.8 Procédures relatives à l’auto-génération d’électricité renouvelable en Tunisie

Caractéristiques	Projets liés au réseau MT
Producteurs autonomes éligibles	Toute collectivité territoriale, établissement public ou privé exerçant dans le secteur industriel, agricole ou tertiaire adhérent à la STEG Toute installation connectée au réseau MT et HT
Capacité d’électricité renouvelable	La puissance installée ne doit pas dépasser la puissance souscrite à la STEG
Conditions techniques requises	Possibilité de placer l’installation d’ER en dehors du site de consommation avec le droit d’utiliser le réseau électrique pour transporter l’électricité produite jusqu’au point de consommation. Tarif de transport fixé à 0,0024 DA/kWh L’installation doit être techniquement conforme aux dispositions du cahier des charges relatif aux exigences techniques de raccordement et d’évacuation de l’énergie produite par les installations d’énergie renouvelable et tel que raccordées au réseau MT et HT
Conditions administratives requises	Obtenir une autorisation signée par le ministre chargé du secteur de l’énergie
Contrat de validité	20 ans
Dispositions relatives aux installations solaires PV	Vente de la production excédentaire pouvant atteindre jusqu’à 30% de la production annuelle de la station de production d’énergie renouvelable. Le tarif de vente de la production excédentaire diffère selon la période de la journée : Jour : 0,04 DA\$/kWh Pointe du matin en été : 0,07 \$ DA/kWh Pic du soir : 0,06 \$DA/kWh Nuit : 0,03 \$DA/kWh

Législation environnementale

La protection de l’environnement est principalement régie par la loi n° 88-91, du 2 août 1988, ainsi que les décrets relatifs aux études d’impact sur l’environnement, à savoir:

- Le décret n° 91-362 du 13 mars 1991
- Le décret N0. 1991 du 11 juillet 2005

Selon la législation locale en vigueur, seules les installations électriques d'une capacité supérieure à 300 MW nécessitent une étude d'impact environnemental. Cependant, les institutions financières nationales et internationales exigent des études d'impact, et ce dans le cadre de la documentation requise pour le financement de ces projets.

Législation foncière

La législation foncière est régie par le Code des droits réels promulgué par la loi n° 65-5 du 12 février 1965, et révisé à plusieurs reprises. La disponibilité des terrains pose souvent des problèmes pour les investisseurs opérant dans le domaine des énergies renouvelables en Tunisie. En effet, la plupart des terrains adaptés au contexte des énergies renouvelables sont souvent en propriété indivise, collective ou étatique. De plus, les terres agricoles sont souvent classées par le ministère de l'Agriculture comme une zone interdite qui ne peut être nullement utilisée pour abriter des installations d'énergie renouvelable.

4.2.2 Production et stockage d'hydrogène

• Législation sur le secteur du gaz

Le secteur du gaz en Tunisie est régi par deux lois principales : le Code tunisien des hydrocarbures, promulgué en vertu de la loi n° 99-93 du 17 août 1999. Cette même loi régit l'activité en aval, y compris la production de gaz ; et le décret n° 64-10 du 17 janvier 1964, qui approuve les spécifications techniques de l'approvisionnement en gaz sur le territoire tunisien (sécurité, normes, etc., et ce pour l'activité en amont. La production d'hydrogène, en tant que produit énergétique, n'est couverte par aucune disposition existante dans le cadre de la législation sur le gaz. Par conséquent, et pour tout développement futur de l'activité de l'hydrogène vert, une nouvelle réglementation s'avère nécessaire.

• Législation industrielle, y compris les règles de procédures et de sécurité

L'électrolyse, qui est considérée comme une activité industrielle, se doit de respecter la législation industrielle. Cette législation est couverte par deux dispositions principales : la loi n° 94-16 du 31 janvier 1994 relative à l'aménagement et à l'entretien des zones industrielles, et selon laquelle toute activité industrielle doit se dérouler dans des zones industrielles autorisées ; et le décret n° 2006-2687 du 9 octobre 2006, relatif aux procédures d'ouverture et d'exploitation des industries dangereuses, hasardeuses ou complexes. Si l'électrolyse devait être considérée comme une industrie dangereuse en Tunisie, son exploitation nécessiterait alors une autorisation bien particulière.

• Législation environnementale, y compris les études d'impact environnemental

La législation environnementale en vigueur ne précise pas clairement si la production d'hydrogène par électrolyse nécessite une étude d'impact. Cependant, l'extraction et le stockage du gaz nécessitent tous deux une étude d'impact, et ce en vertu de la législation actuelle. Si une étude d'impact environnemental était requise, elle devrait inclure, entre autres, la question du dessalement d'eau.

• Législation régissant les ressources hydrauliques

La législation régissant les ressources hydrauliques est couverte par le Code de l'eau, promulgué par la loi n° 75-16 de mars 1975. En cas d'utilisation des ressources souterraines ou des eaux de surface, une autorisation doit être obtenue auprès du ministère de l'Agriculture.

4.2.3 Injection de l’hydrogène dans le réseau gazier

- **Législation régissant le secteur du gaz**

Le transport et la distribution du gaz sont réglementés par le décret n° 64-10 du 17 janvier 1964 portant approbation des spécifications techniques de la livraison du gaz sur le territoire tunisien (sécurité, normes, etc.). Cependant, l’injection d’hydrogène dans le réseau gazier n’est pas couverte par la réglementation en vigueur. En revanche, l’injection d’hydrogène vert dans les gazoducs nécessiterait une nouvelle réglementation.

- **Législation foncière**

La législation foncière ne prévoit pas de servitude pour les canalisations privées destinées à relier les installations d’électrolyse au réseau de gaz. Par conséquent, la législation foncière actuelle devrait être revue pour qu’elle soit mieux adaptée.

4.2.4 Production de l’électricité à partir de l’hydrogène

La législation actuelle sur le secteur de l’électricité ne comporte aucune disposition technique concernant l’utilisation de l’hydrogène pour la production d’électricité. Ainsi, de nouveaux textes juridiques seraient nécessaires pour réglementer cette activité qui offre de grandes potentialités à l’avenir. En ce qui concerne la législation environnementale, la production d’électricité à partir d’hydrogène devrait être ajoutée à la liste des activités qui nécessitent une étude d’impact sur l’environnement.

4.2.5 Utilisation de l’hydrogène dans le secteur de transport

L’autorisation de circulation des véhicules routiers en Tunisie est régie par une réglementation spécifique portant sur les décrets suivants:

- Le décret n° 2000-147 du 24 janvier 2000, fixant les règles techniques d’équipement et d’aménagement des véhicules.
- Le décret n° 2002-2016 du 4 septembre 2002, fixant les règles techniques d’équipement et d’aménagement des véhicules automobiles fonctionnant au GPL.
- Le décret n° 2002 - 2017 du 4 septembre 2002, fixant les règles techniques d’équipement et d’aménagement des véhicules à moteur fonctionnant au gaz naturel comprimé.
- L’arrêté du ministère des Transports du 25 janvier 2000, relatif à la réception et à l’homologation des véhicules.

L’utilisation de l’hydrogène comme carburant pour les voitures nécessiterait de nouvelles réglementations spécifiques. Quant à l’utilisation de l’hydrogène pour le transport ferroviaire devrait respecter les normes et spécifications techniques relatives à l’usage des carburants et des trains électriques. Cependant, toute utilisation d’autres type d’énergie nécessiterait de nouvelles réglementations, notamment de nouvelles normes et spécifications, y compris des spécifications sur l’utilisation de carburant synthétique pour les véhicules routiers, les trains et les avions.

4.2.6 Transport de l’hydrogène par voie terrestre destiné au secteur industriel

Comme pour tout produit dangereux, le transport de l’hydrogène serait régi par le décret n° 2002-2015 de septembre 2002 relatif aux règles techniques concernant l’équipement et l’aménagement des véhicules utilisés pour le transport de produits et matières à risque. En somme, des spécifications relatives à l’utilisation de carburant synthétique pour les véhicules routiers, les trains et le secteur de l’aviation devraient être élaborées, et ce pour mieux se préparer à la nouvelle phase de développement du PtX.

4.2.7 Fabrication et utilisation du carburant synthétique produit à partir de l’hydrogène

La législation portant sur les produits pétroliers est régie par la loi n° 91.45 du 1er juillet 1991 relative aux produits pétroliers. Cette loi fixe les dispositions particulières relatives à l’importation, l’exportation, le raffinage, la récupération en raffinerie, le stockage, la distribution et la tarification de ces produits. La même réglementation confère le monopole de la fabrication et de la fourniture des produits pétroliers à l’État, qui définit également la grille des tarifs de ces produits. Actuellement, les carburants synthétiques ne sont pas couverts par ce règlement et un nouveau texte juridique serait promulgué. Les réglementations industrielles et environnementales actuelles seraient applicables à la fabrication de carburant synthétique à partir d’hydrogène vert. Cela devrait s’appliquer également à la fabrication d’ammoniac et de méthanol à partir d’hydrogène vert.

4.3 CADRE INSTITUTIONNEL

Les principales institutions concernées par les secteurs de l’énergie et de l’industrie, ainsi que leurs rôles et responsabilités, sont résumés dans les tableaux 4.9 et 4.10. Outre ces entreprises publiques, le secteur de l’énergie compte un tissu d’entreprises privées et actives dans la production d’électricité, dans l’exploration et la production d’hydrocarbures, et dans le stockage et la distribution de produits pétroliers.

Tab. 4.9 Principales institutions concernées par le secteur énergétique

Institution	Rôles et responsabilités
Ministère de l’Industrie, Energie et Mines	Leader du secteur énergétique. Rôles et responsabilités : 1. préparation de la politique et de la stratégie sectorielle ; suivi et évaluation ; 2. préparation des règlements et suivi de leur mise en œuvre.
Agence nationale pour la maîtrise de l’énergie - ANME	Plusieurs missions visant à mettre en œuvre des mesures concrètes et des stratégies de gestion de l’énergie. Missions d’étude et d’inventaire portant sur les GES.
Société Tunisienne d’Electricité et de Gaz - STEG	Entreprise nationale intégrée verticalement (production, transport et distribution d’électricité), et ayant le monopole du transport et de la distribution d’électricité et de gaz aux clients.
Etablissement Tunisie des Activités Pétrolières - ETAP	Promotion du développement de l’exploration et de la production des hydrocarbures en Tunisie ; partenariat dans les projets de production ; gestion des actifs nationaux dans le domaine des hydrocarbures ; promotion et développement des champs marginaux ; approvisionnement du marché national en gaz naturel et en pétrole brut ; réalisation des études nécessaires à l’exploration et au développement du secteur des hydrocarbures tunisiens.
Société Nationale de Distribution de Pétrole - SNDP	Commercialisation des produits pétroliers et dérivés sur tout le territoire national.
Société Tunisienne des Industries de Raffinage - STIR	Importation de produits pétroliers et raffinage du pétrole brut
Société de Transport de Pipeline Saharien (TRAPSA)	Transport, stockage et chargement de produits pétroliers. Gestion et exploitation du terminal pétrolier de Skhira.
Société de Transport d’Hydrocarbure par pipeline (SOTRAPIL)	Transport des produits raffinés.
Société Tunisienne du Gazoduc Trans-tunisien (SOTUGAT)	Propriété du gazoduc qui transporte le gaz de l’Algérie vers l’Italie, à travers le territoire tunisien.

Tab. 4.10 Principaux acteurs concernés par le secteur industriel

Institution	Rôles et responsabilités
Ministère de l’Industrie, Energie et Mines	Politique et stratégie du secteur industriel.
Agence de la Promotion Industrielle - API	Mise en œuvre de la politique gouvernementale relative à la promotion du secteur industriel et de l’innovation en tant que structure de soutien aux entreprises et aux promoteurs. Fournir des informations et soutenir les entreprises industrielles.
Agence de l’Industrie Foncière	Réalisation d’études et de programmes relatifs à la délimitation, l’aménagement et l’équipement de zones industrielles.

4.4 DISPONIBILITÉ DES RESSOURCES

En plus de l’électricité renouvelable, la production d’hydrogène vert et sa conversion en carburants gazeux et liquides, nécessitent également des matières premières. En outre, la production d’hydrogène nécessite de l’eau, et les carburants synthétiques nécessitent du CO₂. Cette section donne un aperçu sur les sources de CO₂ de la Tunisie et la situation des ressources hydrauliques dans le pays.

4.4.1 Sources de Carbone

Les industries à forte intensité énergétique (IGCE) sont à l’origine des plus forts taux d’émissions de CO₂ dues à la combustion d’énergie en Tunisie. Les principales industries de cette catégorie sont les usines de ciment, de briques et de céramique. Le tableau 4.11 énumère les usines qui émettent les plus hauts niveaux de CO₂ et leur emplacement.

Tab. 4.11 Lieu, activité et émissions provenant des industries les plus intensives en carbone

#	Usine	Activité	Lieu	Emissions (t CO ₂)
1	SCE	Ciment	Sousse	545 646
2	CT	Ciment	Ben Arous	487 937
3	CJO	Ciment	Zaghouan	435 755
4	SCG	Ciment	Gabès	319 238
5	SOTACIB-K	Ciment	Kairouan	316 156
6	CAT	Ciment	Tunis	250 645
7	CIOK	Ciment	Kef	205 648
8	SCB	Ciment	Bizerte	186 631
9	SOTACIB-F	Ciment	Kasserine	177 061
10	CC	Céramique	Sfax	66 438
11	BLC	Brique	Monastir	48 262
12	BBM	Brique	Zaghouan	43 761
13	IBZ 1	Brique	Monastir	43 706
14	BCM	Brique	Monastir	38 877
15	BAMI	Brique	Monastir	32 893
16	SBK	Brique	Tataouine	32 649
17	SBM	Brique	Monastir	32 525
18	CBG	Brique	Gafsa	32 017
19	SOMOCER	Céramique	Monastir	31 672
20	SCS	Céramique	Medenine	31 434
21	BMT	Brique	Monastir	30 822
22	IBZ 2	Brique	Monastir	29 138
23	INB	Brique	Kef	26 257
24	SBN	Brique	BIZERTE	22 341
25	CI	Céramique	MONASTIR	22 334
26	BKS	Brique	SOUSSE	21 172
27	SOTUVER	Verre	ZAGHOUAN	21 072
28	BT	Brique	NABEUL	19 177

(Source: Alcor à partir des données sur l'ANME)

La Tunisie compte neuf cimenteries dont la combustion énergétique génère les niveaux d'émissions de CO₂ les plus élevés. Ces émissions proviennent du secteur des industries liées aux matériaux de construction, à la céramique et au verre. Ces usines sont également responsables d'environ 3 000 ktCO₂/an. Le schéma 4.13 révèle l'emplacement géographique de ces sources de CO₂.



(Source: Alcor)

Fig. 4.13 Lieu de concentration des industries les plus intenses en carbone

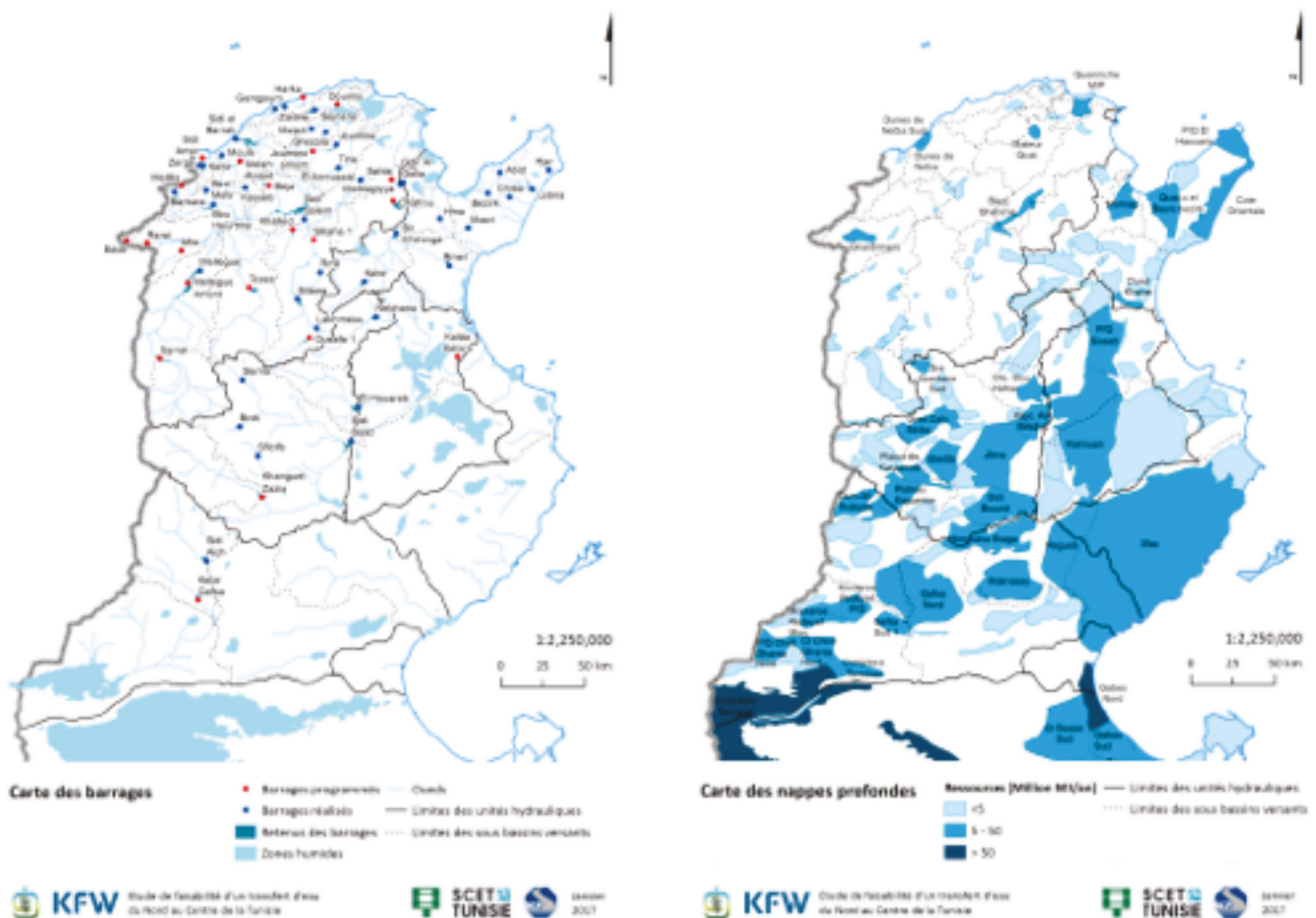
4.4.2 Ressources hydriques

Les ressources totales en eau de la Tunisie sont estimées à 4,874 milliards de m³/an, dont 2,7 milliards de m³/an sont considérées des eaux de surface qui sont caractérisées par d’importantes disparités annuelles et régionales. En outre, le secteur hydraulique en Tunisie est régi par le Code de l’eau et ses textes d’application définis par la loi n° 75-16 du 31 mars 1975, et dont la mise à jour est en passe d’être votée au Parlement.

Le Tunisie, qui est considérée comme l’un des pays les plus arides de la Méditerranée, souffre d’une forte pénurie d’eau. Avec des quantités d’eau ne dépassant guère les 380 m³ par habitant et par an, la Tunisie se situe bien en dessous du minimum critique des 1000 m³ par personne, comme indiqué au niveau international. La pénurie physique d’eau résulte, en grande partie, de la variabilité spatio-temporelle des précipitations. En effet, les précipitations annuelles se situent en moyenne entre 400 et 1500 mm, mais 60% du pays reçoit moins de 200 mm par an. La plupart des eaux de surface se trouvent dans le nord, où se trouvent les principaux oueds et les plus grandes quantités de pluie. En termes de qualité d’eau, seulement 72% des eaux de surface à potentiel hydroélectrique ont un taux de salinité inférieur à 1,5 g/l (82% des eaux du nord, 48% des eaux du centre et 3% des eaux du sud).

A la fin de 2014, les eaux de surface étaient mobilisées à travers 33 barrages d’une capacité de rétention totale de 2,237 km³ (avec le volume du limon déduit), 253 retenues collinaires d’une capacité totale de 266 millions de m³, et 902 lacs collinaires d’une capacité totale de 93 millions de m³.

La plupart des eaux souterraines de la Tunisie proviennent des nappes profondes du sud (Fig. 4.14), dont les plus importantes sont les nappes fossiles non renouvelables (610 millions de m³/an, soit 42% des ressources en eaux souterraines profondes). Ces ressources font partie du bassin du SASS, qui est partagé entre la Libye et la Tunisie. Un mécanisme de concertation existe pour ce bassin mais, pour autant, il n’y a pas d’accord ou une stratégie de gestion commune entre les pays concernés. De plus, la qualité des eaux souterraines est médiocre où 84% des ressources hydriques ont des niveaux de salinité qui dépasse 1,5 g/l. Cette dégradation est le résultat d’une surexploitation, qui touche particulièrement les nappes profondes des gouvernorats de Ben Arous (105%), Nabeul (154%), Kairouan (123%), Kasserine (112%) et Kébili (179%). En plus, 78,1% du volume total de l’eau, extraite de la nappe profonde, est destiné à l’agriculture. Les principales conséquences de cette surexploitation se traduisent par une baisse significative des niveaux d’eau, la disparition potentielle des puits naturels, ainsi que la détérioration progressive de la qualité chimique de l’eau. Les nappes phréatiques, dont le potentiel est estimé à 846 millions de m³, souffrent également d’une surexploitation qui a atteint un taux de 139% pour certaines nappes situées dans le centre du pays. De plus, et de toutes ces nappes qui sont utilisées pour l’irrigation, 2% uniquement ont une salinité inférieure à 1,5 g/l.



(Source: KfW)

Fig. 4.14 Cartes des barrages et des aquifères profonds

Le volume d'eau produit reflète le volume d'eau potable provenant des installations de production (sortie de station de traitement). Il comprend le volume d'eau traitée, d'eau souterraine non traitée et d'eau souterraine traitée. Selon les rapports statistiques de la SONEDE, le volume d'eau produit au cours de la période 2010-2019 a évolué selon les chiffres indiqués au tableau 4.12.

Tab. 4.12 Volume de production d'eau en Tunisie au cours de la période 2010-2019

	Unité	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Quantité totale d'eau produite	million m ³ /a	523.9	540.6	579.1	609.3	627.5	646.5	653.8	680.5	698.1	729.9
Eau de surface	million m ³ /a	294.3	307	332.5	347.2	360.5	372.5	377.4	395.1	403.3	412.5
Eau souterraine	million m ³ /a	205.7	208.9	220.7	234.3	241	248	238.9	245.8	247.7	268.7
Eau dessalée	million m ³ /a	19.7	19.3	19.7	19.9	18	18	27.9	30.1	39	42.7
Eau sans fer	million m ³ /a	4.2	5.4	6.2	7.9	8	8	9.6	9.5	8.1	6

(Source: SONEDE)

À l'avenir, la disponibilité de l'eau devrait être davantage tributaire du changement climatique. Le Tab. 4.13 résume les ressources en eau bleue (principalement l'eau provenant des eaux souterraines et des eaux de surface) par catégorie, en tenant compte de l'exacerbation de l'aridité due au changement climatique. La disponibilité de l'eau verte pour l'agriculture pluviale, les pâturages et les forêts est présentée dans le tableau 4.14. Ce même facteur, qui influence la disponibilité des ressources en eau verte, se traduit par la capacité de stockage de l'eau du sol. Les pratiques agricoles, ainsi que la dégradation du sol, due au changement climatique, peuvent affecter la capacité de stockage d'eau du sol à tout moment à l'avenir.

Tab. 4.13 Ressources en eau bleue à des perspectives diverses (million m³)

Horizons	2014	2030 avec CC	2050 avec CC
Eau de surface prête à l'utilisation (million m ³)	1072	1176	843
Eau souterraine (million m ³)	746	720	705
Eau profonde (million m ³)	1429	1404	1380
Ressources totales en eau bleue	3247	3300	2928

(Source: GWP)

Tab. 4.14 Ressources en eau verte à des perspectives diverses (million m³)

Horizons	2014	2030 with CC	2050 with CC
Culture pluviale (million m ³)	11033	10880	10770
Eau de forêt et terre de parcours (million m ³)	9011	8800	8822
Total	20044	19680	19592

(Source: GWP)

Pour répondre à la demande croissante d'eau, la Tunisie se tourne de plus en plus vers les ressources en eau non conventionnelles, notamment le dessalement et le traitement des eaux usées. En 2018, environ 5,6% de l'eau produite en Tunisie

provenait des usines de dessalement (SONEDE 2019). La production totale d'eau dessalée est répartie entre l'eau saumâtre et l'eau de mer. Elle est passée de 19,7 millions de m³ en 2010 à 42,7 millions de m³ en 2019, comme le montre le Tab. 4.15.

Tab. 4.15 Production d'eau dessalée de 2010 à 2019 (million m³)

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Eau dessalée	19.7	19.3	19.7	19,9	18	18	27.9	30.1	39	42.7
Eau saumâtre	19.7	19.3	19.7	19,9	18	18	27.9	30.1	31.2	30.3
Eau de mer	0	0	0	0	0	0	0	0	7.8	12.4

(Source: SONEDE)

La consommation spécifique d'énergie par mètre cube d'eau de mer est estimée à 3kWh/m³, alors que le processus de dessalement en Tunisie est principalement alimenté par des sources d'énergie fossiles. Les énergies renouvelables ne sont utilisées que dans la station de dessalement d'eau du port d'El Kef, à Ben Guerdane (gouvernorat de Médenine). Cette station, qui a été installée en 2019, dispose de panneaux solaires d'une capacité de 212 kW pour alimenter une usine d'une capacité de 50m³ par jour. Ce volume est extensible et peut aller jusqu'à 100m³.

Les stations de dessalement se trouvent dans plusieurs régions de la Tunisie:

Sud tunisien: Cette région, qui comprend les gouvernorats de Médenine, Tataouine, Kébili et Tozeur, compte 10 stations de dessalement d'eau saumâtre : Djerba (4,9 millions de m³ en 2019), Zarzis (4,9 millions de m³ en 2019), Ben Guerdane (0,3 million de m³ en 2019), Béni Khédache (0,1 million de m³ en 2019), Kébili (3,8 millions de m³ en 2019), Douz (2,4 millions de m³ en 2019), Souk Lahad (2. 5 millions de m³ en 2019), Tozeur (3,7 millions de m³ en 2019), Nafta (1,2 million de m³ en 2019) et Hezoua (0,3 million de m³ en 2019), ainsi que la station de dessalement d'eau de mer de Djerba (12,4 millions de m³ en 2019). La station de dessalement d'eau de mer de Djerba, une première du genre en Tunisie, est entrée en service en mai 2018. La station est dotée d'une capacité de 50 000 m³par jour.

Kerkennah: Kerkennah est alimentée par la station de dessalement d'eau saumâtre à partir de forages locaux (2,1 millions de m³ ont été distribués en 2019).

Gabès: Les stations de dessalement d'eau saumâtre à Gabès (2,5 millions de m³ en 2019), Mareth (1 million de m³ en 2019), Matmata (0,5 million de m³ en 2019), et Belkhir (0,1 million de m³ en 2019) (Là, il faut indiquer que ces trois dernières stations sont entrées en service au début de 2016). Deux stations de dessalement d'eau de mer seront installées à Gabès : l'une à Zarat, dotée d'une capacité de 50 000 m³/jour extensible à 100 000 m³/jour, et l'autre appartenant au Groupe Chimique Tunisien avec une capacité de production de 50 000 m³/jour d'eau produite par le biais de l'osmose inverse.

Sfax: Une station de dessalement d'eau de mer est en cours d'installation à Sfax. Cette station sera dotée d'une capacité de production de 100.000 m³/jour extensible à 200.000m³/jour. Le coût de dessalement d'un mètre cube d'eau de mer peut atteindre 3 dinars. L'énergie représente 40% du coût, l'amortissement 40%, la maintenance 10%, alors que les autres coûts représentant les 10% restants.

4.5 EXPERTISE ET CAPACITÉ HUMAINE

Au sujet du développement des énergies renouvelables et d'un secteur PtX en Tunisie, le pays dispose d'un assez bon potentiel d'emploi et de formation, car on aurait également besoin d'une main-d'œuvre qualifiée en nombre suffisant. Selon la dernière enquête sur l'emploi, effectuée par l'INS de 2017, le secteur de l'énergie et des mines emploie environ 37 500 personnes, dont environ la moitié dans le secteur de l'énergie en amont et en aval. Ainsi, la contribution du secteur de l'énergie à l'emploi total en Tunisie est légèrement supérieure à 0,5%. Au niveau du genre, l'emploi dans le secteur de l'énergie reste dominé par les hommes, qui représentent plus de 85% des personnes employées dans ce secteur.

Pour ce qui est des énergies renouvelables et de l'efficacité énergétique, le nombre d'emplois directs créés en Tunisie, à la fin de 2020, a été estimé à environ 4 500, selon les données actualisées présentées par l'étude sur la création d'emplois dans le domaine de la gestion de l'énergie réalisée par la GIZ et l'ANME en 2016. La plupart de ces emplois sont concentrés dans les secteurs du solaire thermique et photovoltaïque. Selon la même étude, le scénario de développement des énergies renouvelables et de l'efficacité énergétique adopté par la Tunisie devrait permettre la création de plus de 25 000 emplois supplémentaires entre 2015 et 2030.

L'Agence tunisienne de la formation professionnelle «ATFP» est le principal opérateur public dans le domaine de la formation professionnelle en Tunisie. Les diplômes délivrés par l'ATFP couvrent quatre niveaux, à savoir:

- Le niveau I (diplôme CC) : Certificat de compétence
- Le niveau II (diplôme CAP): Certificat d'Aptitude Professionnelle
- Le niveau III (diplôme BTP): Brevet de Technicien Professionnel
- Le niveau IV (BTS): Brevet de Technicien Supérieur

Le secteur de la formation dans le domaine de l'énergie couvre plus de 15 spécialités, dont les énergies renouvelables et l'efficacité énergétique. Ces spécialités sont réparties comme suit:

- Trois spécialités au niveau CC
- Trois spécialités au niveau CAP
- Six spécialités au niveau BTP
- Trois spécialités au niveau BTS

Au niveau universitaire, plusieurs programmes de MSc et de formations d'ingénieurs dans le secteur public ou privé, portent totalement ou partiellement sur l'énergie en général et sur les énergies renouvelables et l'efficacité énergétique plus particulièrement. En 2020, on comptait plus de 10 programmes de formations dans ce domaine. A ces formations s'ajoutent des programmes de formations dans des domaines connexes qui pourraient être nécessaires au développement futur du secteur PtX, et ce à l'instar des compétences requises dans les domaines de l'électricité, de la mécanique, et de la chimie, etc.

En plus de ces compétences potentielles, une expertise de haut niveau existe dans certains établissements publics, tels que la STEG pour l'électricité et le gaz, la STIR pour le raffinage, la SNDP pour la distribution et le stockage des produits (y compris les produits pétroliers), l'ETAP pour la production et le transport des hydrocarbures, l'ANME pour les énergies renouvelables et l'efficacité énergétique, etc. Ainsi, les compétences de base nécessaires pour soutenir le développement du secteur PtX existent déjà en Tunisie bien qu'un renforcement des capacités spécifiques liées à la technologie reste de mise.

4.6 SECTEUR INDUSTRIEL

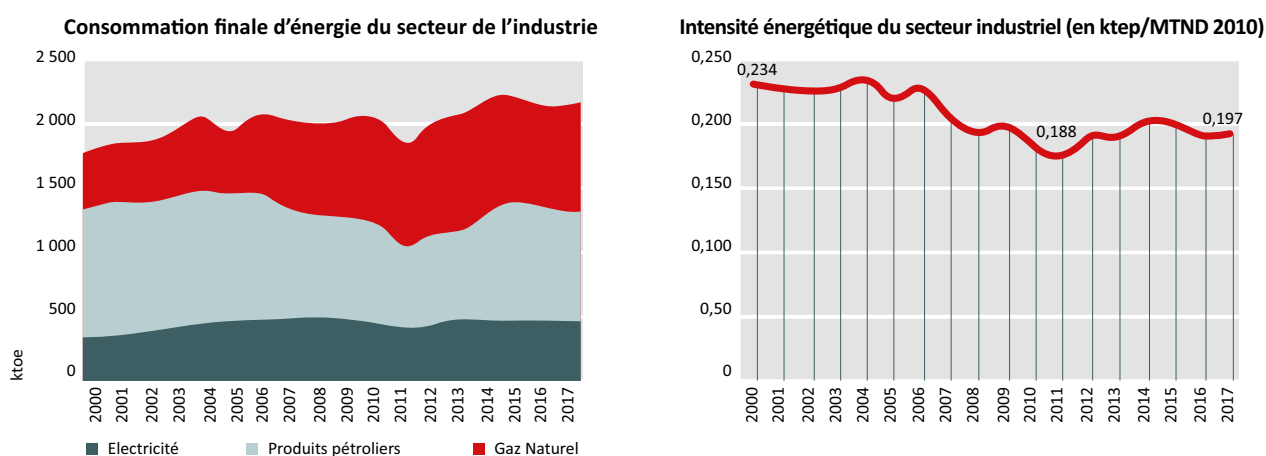
Le secteur industriel tunisien comprend environ 5 200 entreprises. Ces entreprises sont réparties selon les différents secteurs comme il est illustré par le Tab. 4.16.

Tab. 4.16 Répartition par secteurs des entreprises industrielles

Secteurs	Exportateurs	Autres	Total	Part (%)
Agro-alimentaires	205	855	1060	20.6%
Matériaux de céramiques et fabrication de verre	19	373	392	7.6%
Mécanique et métallurgique	181	433	614	11.9%
Electrique, électronique et appareils ménagers ,	224	113	337	6.5%
Chimiques	134	418	552	10.7%
Textile et habillement	1251	279	1530	29.7%
Bois, liège et meubles	16	159	175	3.4%
Cuir et chaussures	158	59	217	4.2%
Autres	73	208	281	5.4%
Total	2261	2897	5158	100%

(Source: INS)

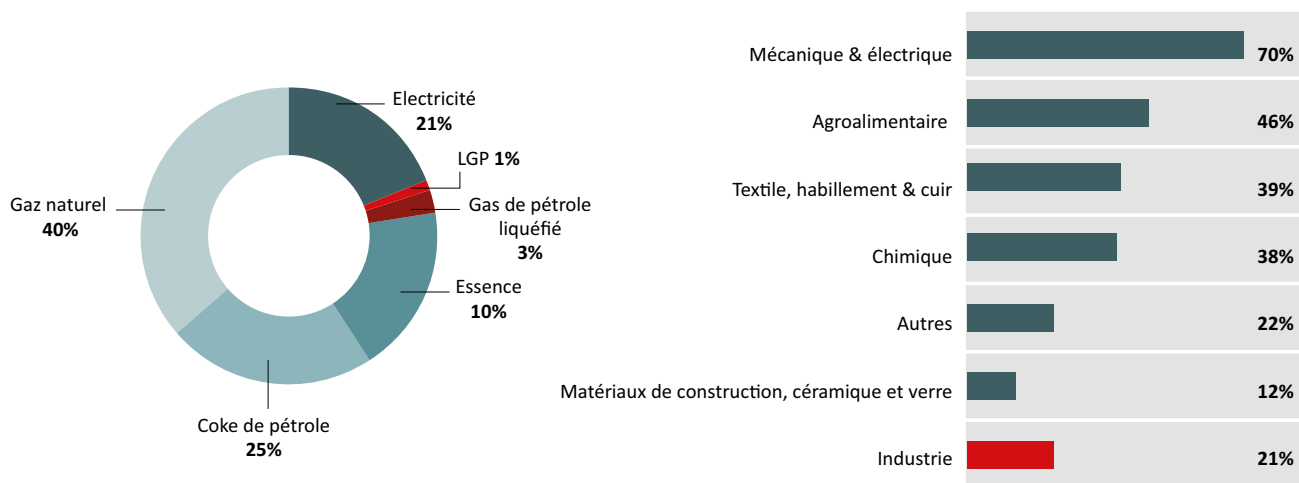
Au regard du bilan énergétique national de 2017, la consommation d'énergie finale du secteur de l'industrie s'est élevée à 2 163 ktep, soit 30 % de la consommation nationale totale (hors biomasse et énergies renouvelables). Cela place le secteur de l'industrie en deuxième position, juste après le secteur des transports (36%) (Fig. 4.15). La consommation finale d'énergie du secteur de l'industrie a augmenté de 23% sur la période 2000-2017, soit une croissance annuelle moyenne de 1,4%. Cependant, l'intensité énergétique du secteur a diminué de 15,8% sur la même période, reflétant ainsi une baisse annuelle de 1%.



(Source: ANME)

Fig. 4.15 Évolution ultime de la consommation d'énergie du secteur industriel par type d'énergie et intensité énergétique du secteur industriel sur la période 2000-2017

Le volume de consommation énergétique ultime du secteur est dominé par le gaz naturel et le pétrole. A eux seuls, ces deux produits qui représentaient des parts respectives de 40 % et 39 % en 2017 (Sch. 4.16). Concernant les produits pétroliers, le combustible le plus utilisé est le coke de pétrole, représentant 65% de la consommation de produits pétroliers et environ 25% de la consommation totale du secteur. En ce qui concerne la part de l’électricité dans la consommation finale d’énergie, l’industrie des matériaux de construction, de la céramique et du verre constitue la part la plus faible (moins de 12% de sa consommation totale) (Sch. 4.16).



(Source: ANME)

Fig. 4.16 Volume final de la consommation d’énergie du secteur industriel en 2017 et part de l’électricité dans la consommation d’énergie finale des branches industrielles en 2017

4.7 CONDITIONS D’INVESTISSEMENT EN TUNISIE

Tableau 4.17 récapitule les principaux facteurs liés au climat des investissements en Tunisie

Tab. 4.17 Aperçu sur le climat d’investissement en Tunisie

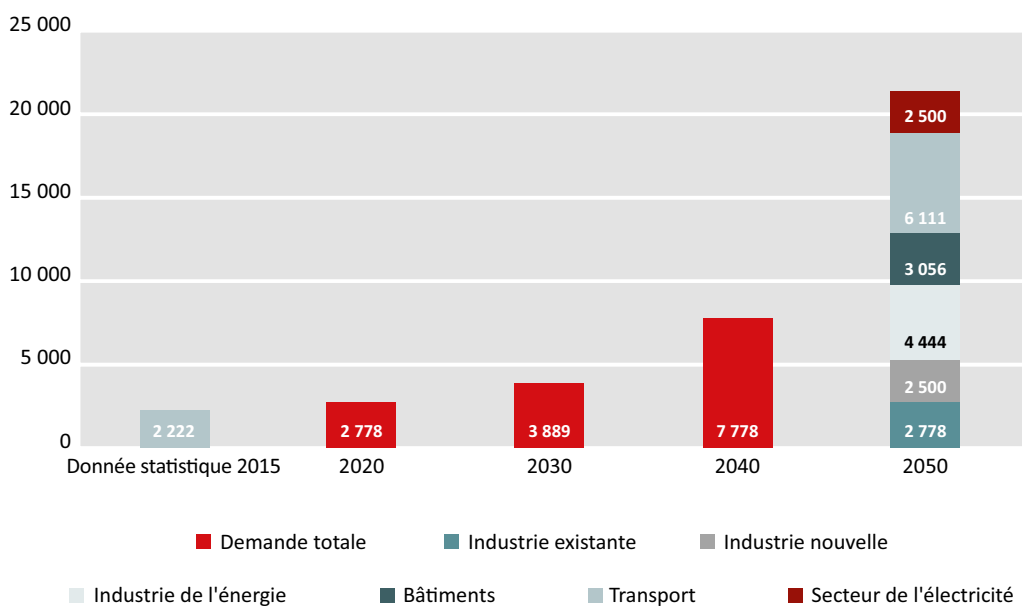
Part des fonds propres/dettes	Dépend de la solvabilité de l’investisseur et peut varier de 20% à 40%. Il faut mentionner que l’approche du financement de projet n’est pas encore développée en Tunisie et que les banques offrent principalement des prêts aux entreprises.
Valeur de l’apport personnel	Environ de 15% à 20%
Coût de la dette	Le taux du marché interbancaire en Tunisie est actuellement de l’ordre de 6,25%. Aussi, les banques se doivent d’ajouter leur marge ce qui porte le taux d’intérêt moyen qui varie entre 9% et 11%, et ce selon les investisseurs et les banques et pour les prêts en dinar tunisien.
Disponibilité de prêts publics (en particulier dans les secteurs de l’énergie et de l’industrie)	Le taux d’endettement public en Tunisie est évalué actuellement à environ 90%, ce qui rend les prêts publics en général peu disponibles. Ceci s’applique également aux secteurs de l’énergie et de l’industrie.
Prêts commerciaux (notamment dans les secteurs de l’énergie et de l’industrie)	En 2019, le total des crédits contractés pour l’industrie, y compris le secteur de l’énergie, a augmenté pour atteindre environ 26 milliards de dinars tunisiens. Le

	<p>volume de ces crédits a représenté une part de 27% du total des crédits, se situant loin derrière le secteur des services et des ménages avec 92 milliards de dinars (Banque Centrale).</p> <p>Ainsi, et à cause des exigences de garanties, les secteurs économiques privés rencontrent des difficultés à accéder au financement bancaire requis.</p>
Garanties publiques	<p>La garantie exigée par les banques constitue l’un des obstacles les plus importants pour les PME qui ont du mal à accéder au financement requis pour le développement de leurs investissements. Ainsi, depuis le début des années 2000, le gouvernement tunisien a créé une société publique (SOTUGAR) dont la mission est de faciliter l’accès au financement pour les PME, et ce en partageant le risque de prêt avec les banques. La SOTUGAR a géré plusieurs fonds de garantie, dont le dernier en date est le Fonds de garantie, mis en place par l’ANME et la Banque Mondiale, pour les projets concentrés sur l’efficacité énergétique et mis en œuvre par des sociétés spécialisées en services.</p>
Subventions en carburants fossiles	<p>La plupart des prix appliqués aux produits énergétiques sont fixés par le gouvernement de manière tout à fait indépendante des prix internationaux des combustibles fossiles. Comme la Tunisie importe plus de la moitié de ses besoins énergétiques, presque tous les produits énergétiques sont plus ou moins subventionnés. En 2019, la subvention de l’énergie a été estimée à environ 2,1 milliards de dinars (ministère des Finances), soit environ 50% de la subvention globale, tous produits confondus. Cette valeur représente environ 2% du PIB, en 2019.</p>
Taux de change	<p>Le dinar tunisien a connu une dévaluation importante ces dernières années. Par rapport à l’euro, le taux est passé d’environ 1,6 dinars / euro, en 2010, à près de 3,3 dinars par euro actuellement. Cela influe beaucoup sur le coût des investissements dans l’industrie, dont les équipements sont souvent importés. Cela a également pour conséquence directe l’augmentation de la facture énergétique du pays, essentiellement en raison des importations de pétrole et du gaz.</p>
Investissement	<p>Le taux d’investissement (investissement par rapport au PIB) a diminué, passant de 22 %, en 2013, à 18,5 %, en 2018 (Banque centrale). Le taux d’investissement est considéré comme trop faible pour encourager la croissance économique du pays.</p> <p>En particulier, le taux d’investissement étranger (par rapport au PIB) est trop faible, passant à environ 2,2% au cours des 5 dernières années (2014-2019), selon les chiffres divulgués par la Banque Centrale.</p> <p>La part du secteur de l’énergie dans les investissements étrangers a stagné ces dernières années à environ 35%. Cependant, l’industrie manufacturière a vu sa part augmenter de 18%, en 2014, à environ 50%, en 2019 (Banque Centrale).</p>

Vu que le secteur PtX en général, et celui de l'hydrogène en particulier, revêt une importance stratégique et incontournable pour le développement continu de la transition énergétique allemande, européenne et internationale, les marchés d'exportation du PtX sont également appelés à se développer plus rapidement. Aussi, la situation géographique stratégique de la Tunisie, qui se trouve proche de l'Europe, ainsi que son vaste potentiel d'énergie renouvelable et sa situation politique stable, placent le pays dans une excellente position pour qu'il devienne un producteur et un exportateur de produits PtX. Les sections suivantes présentent une analyse du développement de la demande en PtX sur les marchés d'exportation potentiels, tels que l'UE et l'Allemagne, ainsi que les opportunités concrètes que procure le secteur du PtX pour la Tunisie.

5.1 LES MARCHÉS À TERME POWER-TO-X

Tel qu'il se présente actuellement, le marché de l'hydrogène vert et de ses dérivés demeure infiniment petit. Cependant, le marché mondial de l'hydrogène d'origine fossile s'élevait à 74 millions de tonnes en 2018 (AIE 2019), pour une valeur totale estimée à 115 milliards de dollars américains. Par ailleurs, ce marché devrait connaître une croissance vertigineuse dans les années à venir pour atteindre une valeur de 155 milliards de dollars américains à l'orée de 2022 (IRENA 2018). En outre, et avec l'usage croissant de l'hydrogène dans de nouveaux processus tels que le transport, ainsi que son potentiel en tant qu'option adéquate dans le secteur de l'électricité, ou en tant que source de production de chaleur, la demande sur ce type d'énergie devrait augmenter notablement au cours des prochaines décennies (Fig. 5.1).



(Source: Sur la base du Conseil de l'hydrogène de 2017)

Fig. 5.1 Scénario de la demande globale en hydrogène jusqu'à 2050 (en TWh)

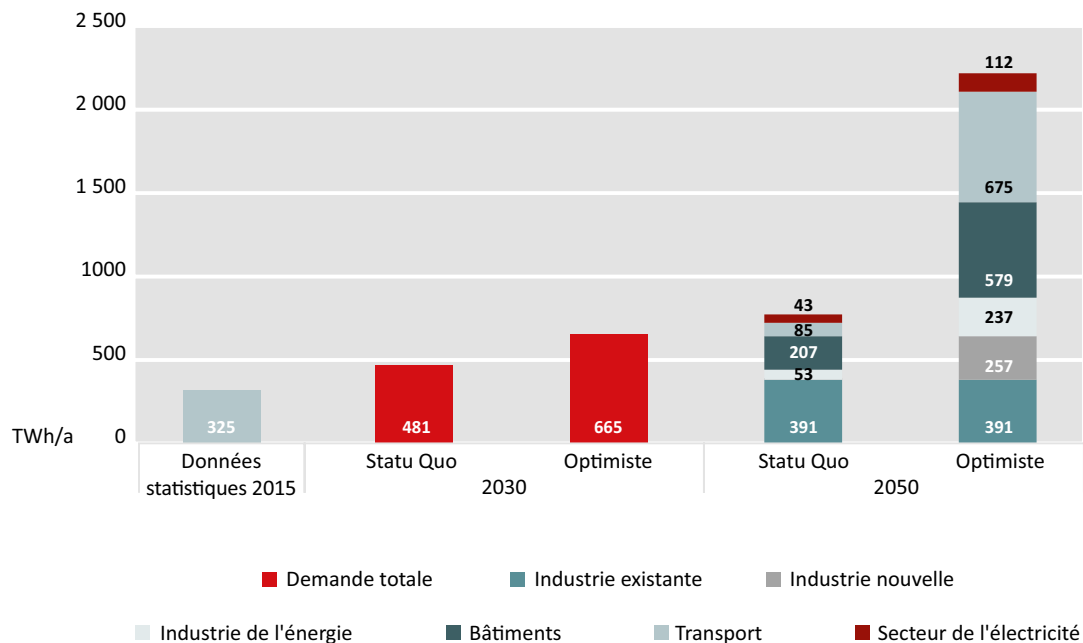
On prévoit que d'ici 2030, voire bien au-delà, le marché de l'hydrogène connaîtra une croissance importante et qu'un marché de masse mondial sera en place. D'ici 2050, près de la moitié de la demande devrait provenir du secteur industriel, suivi du secteur des transports, du chauffage des bâtiments et, enfin, du secteur de l'électricité, et ce pour compenser la part croissante des énergies renouvelables requise par les systèmes énergétiques à l'échelle mondiale. Par ailleurs, la demande totale est estimée à environ 21 400 TWh en 2050, ce qui équivaut à environ 18 % de la consommation énergétique mondiale (Hydrogen Council 2017). De plus en plus, l'hydrogène vert issu de sources renouvelables, devra répondre à cette demande pour atteindre les objectifs de décarbonisation au niveau mondial, régional et national. En outre, la «stratégie européenne pour l'hydrogène» (EHS) et la «stratégie nationale pour l'hydrogène» (NHS) en Allemagne, ainsi que les stratégies adoptées par d'autres pays dans le monde, viennent toutes à étayer ces données et exhorter les parties prenantes à œuvrer davantage pour le développement rapide et efficient des chaînes de valeur liée au PtX. À l'échelle mondiale, où le développement de ce secteur est désormais adopté par un nombre de pays sans cesse croissant, les principaux marchés sont actuellement l'Europe, le Japon, la Chine, la Corée du Sud et les États-Unis - notamment en Californie, où l'hydrogène et (dans une certaine mesure) le PtX sont soutenus par des mesures politiques, des investissements et des subventions publiques (Weichenhain et al. 2020). Toutefois, les gouvernements ne sont pas les seuls à agir et le secteur privé intensifie également ses efforts pour trouver des solutions permettant de réduire son impact sur ce secteur énergétique. En outre, les efforts du secteur privé, qui sont en partie motivés par les réglementations et les prix (à l'avenir) du carbone, sont également influencés par le comportement des consommateurs, vu que les utilisateurs finaux exigent de plus en plus de produits à faible émission de carbone. Par conséquent, les entreprises ont opté pour un investissement de plus en plus dans les technologies PtX.

En Europe, et compte tenu des développements actuels, un scénario ambitieux, qui prévoit le recours à la commercialisation de l'hydrogène à grande échelle en 2015, ferait plus que doubler la consommation de ce produit pour représenter environ 8 % de la demande énergétique finale en Europe à l'orée de 2050. Cependant, et jusqu'à 2030, les deux scénarios supposent un développement similaire du marché. En 2030, par exemple, la demande devrait atteindre 481 TWh, conformément aux données consignées dans le scénario «business-as-usual», et de 665 TWh, selon le scénario ambitieux. En outre, on s'attend à un considérable du marché à partir de 2030 ce qui constitue un plan conforme au modèle de développement prévu à l'échelle mondiale.

À la mi-2020, l'UE a publié la «stratégie européenne pour l'hydrogène» (EHS), qui appelle à la traduction réelle de la contribution théorique de l'hydrogène vert en efforts tangibles de décarbonisation, et ce par le biais d'investissements, de réglementations, de création de marchés, ainsi que de recherche et d'innovation. Plus précisément, cette stratégie prévoit l'installation d'au moins 6 GW d'électrolyseurs d'hydrogène renouvelable dans l'espace de l'UE d'ici 2024, pour une capacité de production totale pouvant atteindre jusqu'à un million de tonnes d'hydrogène renouvelable (EHS 2020). Selon la même stratégie, l'hydrogène devrait faire partie intégrante du système énergétique européen entre 2025 et 2030, avec 40 GW d'électrolyseurs d'hydrogène renouvelable capables de produire jusqu'à dix millions de tonnes d'hydrogène renouvelable.

On prévoit aussi qu'environ 40 GW d'électrolyseurs d'hydrogène renouvelable soient installés dans les pays voisins de l'UE pour pouvoir répondre à la demande européenne. Par conséquent, l'UE vise à établir un marché européen de l'hydrogène ouvert et compétitif d'ici 2030, avec des échanges transfrontaliers souples et une répartition efficace de l'approvisionnement en hydrogène entre les secteurs. De 2030 à 2050, on devrait bien profiter des

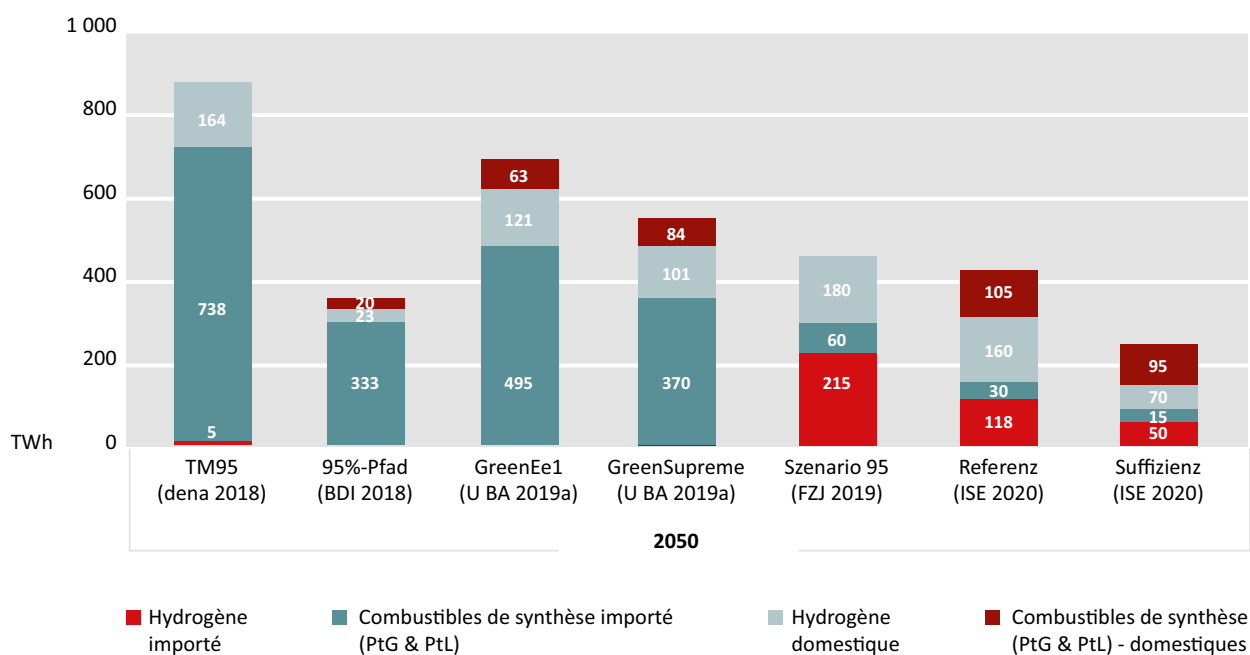
technologies de l’hydrogène renouvelable, qui seraient arrivées à maturité, et peuvent être déployées à grande échelle dans tous les secteurs qui sont plutôt difficiles à décarboniser à l’état actuel.



(Source: Sur la base des données présentées par FCH 2 JU 2019)

Fig. 5.2 Scénario de la demande européenne en hydrogène jusqu’à 2050 (en TWh)

Jusqu’à présent, l’hydrogène n’a joué qu’un rôle mineur dans l’approvisionnement de l’Allemagne en énergie. Actuellement, l’Allemagne consomme une moyenne de 55 à 60 TWh d’hydrogène, issu essentiellement de sources fossiles (gaz naturel et charbon). Toutefois, et conformément à l’évolution de la consommation mondiale et européenne, l’Allemagne s’attend à une augmentation substantielle de sa demande en hydrogène. En effet, selon différents scénarios de protection du climat prévus jusqu’à 2050, l’Allemagne aura une demande totale, d’hydrogène et de produits énergétiques synthétiques gazeux et liquides, qui varie entre 200 TWh et 900 TWh par an (Sch. 5.3). Le niveau de la demande varie selon les scénarios préconisés et en fonction des hypothèses retenues. Par exemple, le niveau d’efficacité énergétique, l’ampleur de l’électrification dans les secteurs énergétiques finaux, les changements de comportement et de mode de vie, ainsi que l’utilisation du captage et du stockage de carbone (CSC) dans le secteur énergétique (Wuppertal Institut 2020). A juger par ce scénario, la demande en hydrogène et en carburants synthétiques devrait être satisfaite par le recours aussi bien à la production nationale qu’à l’importation. Cela étant, la plupart des scénarios prévoient que, d’ici 2050, les importations représenteront une proportion importante de la demande (environ 65 TWh à 740 TWh). Aussi, la part des importations d’hydrogène et de combustibles synthétiques varie selon les scénarios, tout comme les coûts d’ailleurs, qui devraient se situer entre 40 et 77 milliards d’euros en 2050, et ce selon les volumes d’importation. Ces coûts seraient du même ordre de grandeur que les coûts qui sont alloués actuellement à l’importation de combustibles fossiles en Allemagne (ibid.).



(Source: Wuppertal Institut 2020 à partir des données indiquées dans les études de scénarios)

Fig. 5.3 Demande allemande en hydrogène et en carburants synthétiques, selon leur origine et dans différents scénarios de protection du climat jusqu'en 2050 (en TWh)

Conformément aux scénarios décrits ci-dessus, la stratégie allemande en matière d'hydrogène prévoit également que la production nationale d'hydrogène vert ne sera probablement pas suffisante pour répondre à la demande prévue. Par conséquent, il faut prévoir des scénarios qui permettront d'importer des quantités importantes d'hydrogène à moyen et long terme (BMW 2020). La stratégie, qui s'est fixée pour objectif d'atteindre une capacité de production de l'hydrogène de 5 GW, d'ici 2035-2040, est largement fondée sur le développement de la production de l'hydrogène à l'extérieur de l'Allemagne. En outre, et selon la dimension du marché national en matière d'hydrogène, la stratégie allemande se caractérise aussi bien par l'intégration probable de projets pilotes pour les utilisations industrielles de l'hydrogène dans les chaînes de valeur mondiale que par l'identification de sites potentiels réservés à la production d'hydrogène dans le monde entier. Ce processus peut être placé dans le cadre d'un projet d'atlas mondial focalisé sur l'hydrogène vert. Cette stratégie d'importation requiert une coopération anticipée avec les fournisseurs et exportateurs potentiels de PtX. Ainsi, et afin de favoriser le développement de la production d'hydrogène au-delà de ses frontières, l'Allemagne se doit de fournir un soutien financier, technique et logistique pour la construction d'usines de production d'électricité à partir d'énergies renouvelables et d'électrolyseurs, et impulser davantage les efforts déployés pour la mise en place de l'infrastructure nécessaire pour l'exportation. Par conséquent, dans le cadre de cette stratégie, l'Allemagne a affecté 2 milliards d'euros d'investissement dans le développement des technologies d'hydrogène dans les pays tiers.

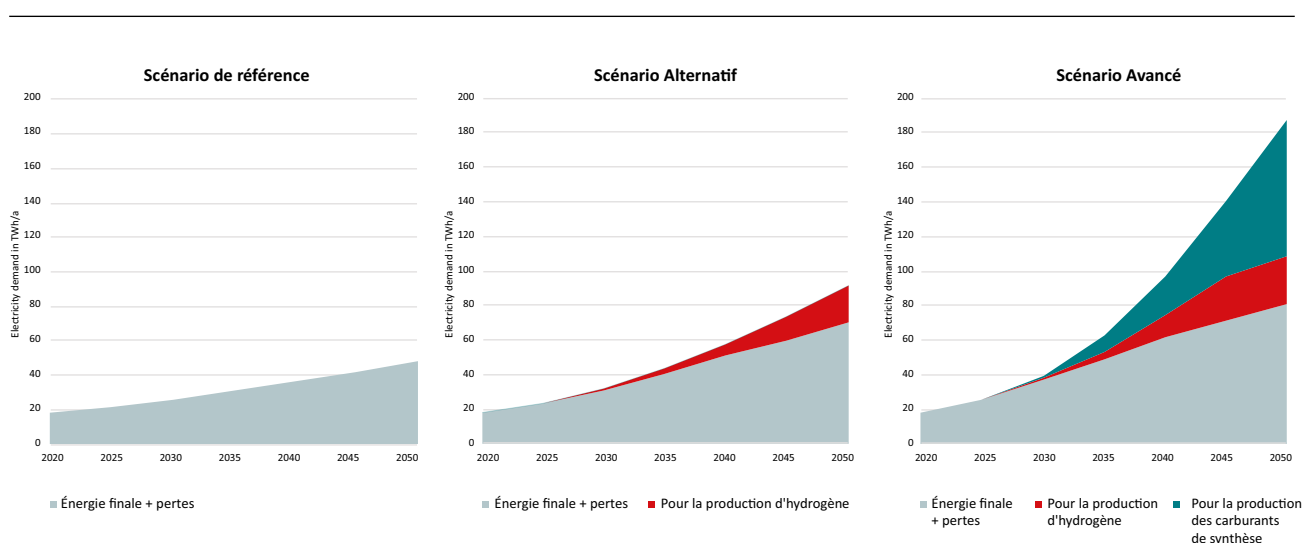
Pour cela, la Tunisie et l'Allemagne ont déjà convenu, dès le mois de décembre 2020, d'entamer un projet conjoint dans ce sens. Ce même projet s'est soldé par le lancement d'un programme de partenariat germano-tunisien dédié à la promotion demandée pour la production d'hydrogène vert.

5.2 DEMANDE FUTURE DE LA TUNISIE EN MATIÈRE DE POWER-TO-X

En plus des nouvelles demandes qui peuvent s’offrir pour le marché national tunisien, les opportunités d’exportation créées par le secteur de l’hydrogène vert en Tunisie pourraient aller au-delà des frontières nationales pour atteindre l’Allemagne, l’Europe et bien d’autres marchés mondiaux en plein développement. Aussi, et bien que la Tunisie, où l’économie est considérée en développement, ne soit pas obligée, d’atteindre des niveaux aussi élevés de décarbonisation de 95 %, en vertu de l’Accord de Paris et tel qu’il est exigé pour les pays industrialisés à l’instar de l’Allemagne, l’hydrogène et ses dérivés pourraient contribuer à la décarbonisation en Tunisie - en particulier pour les secteurs qui sont soit impossibles soit difficiles à électrifier. Ces pratiques pourraient inclure aussi bien les secteurs industriels que ceux du transport aérien et maritime. En outre, l’hydrogène pourrait également jouer un rôle en tant que composant flexible au niveau des systèmes électriques qui comprennent à la fois une proportion élevée de sources d’énergie renouvelables intermittentes et une qualité énergétique facilement injectable dans le réseau national de gaz.

En outre, on s’attend à ce que la demande en produits «verts» neutres en CO₂, ou qui comprend du moins une quantité réduite de carbone, augmente à mesure que les pays du monde entier multiplient leurs efforts pour lutter contre le changement climatique et endiguer son impact. Par conséquent, et même si aucune pression directe n’est exercée sur la Tunisie pour aller avec ses ambitions au-delà des exigences de l’Accord de Paris, le développement d’un secteur PtX pourrait néanmoins créer des opportunités pour le pays. Ceci demeure facilement réalisable tant que les opportunités de développements techniques, financiers, réglementaires et politiques appropriées sont réunies. L’hydrogène et les carburants synthétiques sont également considérés comme une partie intégrante de la stratégie tunisienne de réduction des émissions de gaz à effet de serre. Cet aspect résulte d’une demande sans cesse croissante en électricité et autres formes d’énergie, surtout dans le secteur des transports.

Les premiers scénarios provenant du centre aérospatial allemand (DLR 2020) pour la Tunisie, et qui sont basés sur des hypothèses régionales, montrent comment la demande en électricité en Tunisie, à base d’hydrogène ou de carburants synthétiques, pourrait évoluer en fonction de différentes stratégies et objectifs de décarbonisation (Sch. 5.4).

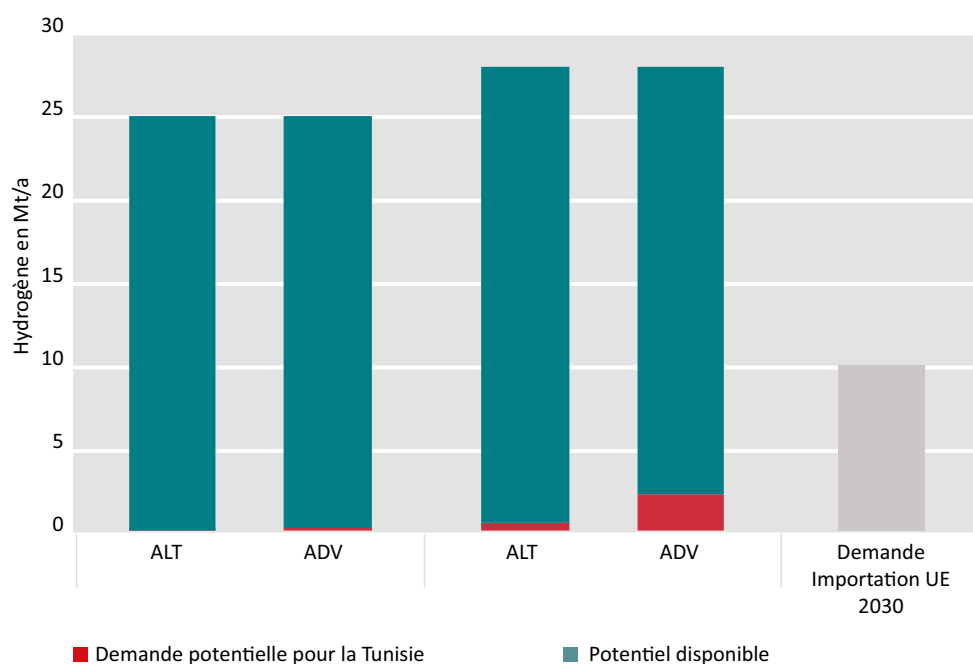


(Source: DLR 2020 : Données élaborées à propos du scénario tunisien dans le cadre du projet MENA-Fuels (BMW i FKZ 03EIV181C). T. Pregger, Centre aérospatial allemand (DLR), communication personnelle le 19 novembre 2020).

Fig. 5.4 Scénario tunisien à propos de la demande en électricité (TWh/a)

Dans le scénario de référence qui prévoit que les tendances et les politiques actuelles se poursuivent, et en l’absence de nouvelles politiques, on s’attend à ce qu’aucune demande d’hydrogène ou de carburant synthétique ne se développe et que le système énergétique continue à être dominé par les combustibles fossiles. Par ailleurs, la hausse de la demande en électricité est principalement dictée par l’augmentation de la demande sur les dispositifs disponibles actuellement. Dans le scénario alternatif (ALT), avec des méthodes plutôt modérées en termes d’efficacité et d’expansion des énergies renouvelables, la demande en électricité pourrait presque doubler en raison des efforts accrus en vue de renforcer l’électrification des secteurs d’utilisation finale tels que les transports et, au-delà de 2030, de la production d’hydrogène pour la consommation domestique. Pour ce qui est du scénario avancé (ADV), qui correspond à un système énergétique basé à 100 % sur les énergies renouvelables d’ici 2050, la demande en électricité renouvelable fait plus que quadrupler par rapport au scénario de référence, et où près de la moitié de la demande provient de la production d’hydrogène et de carburant synthétique.

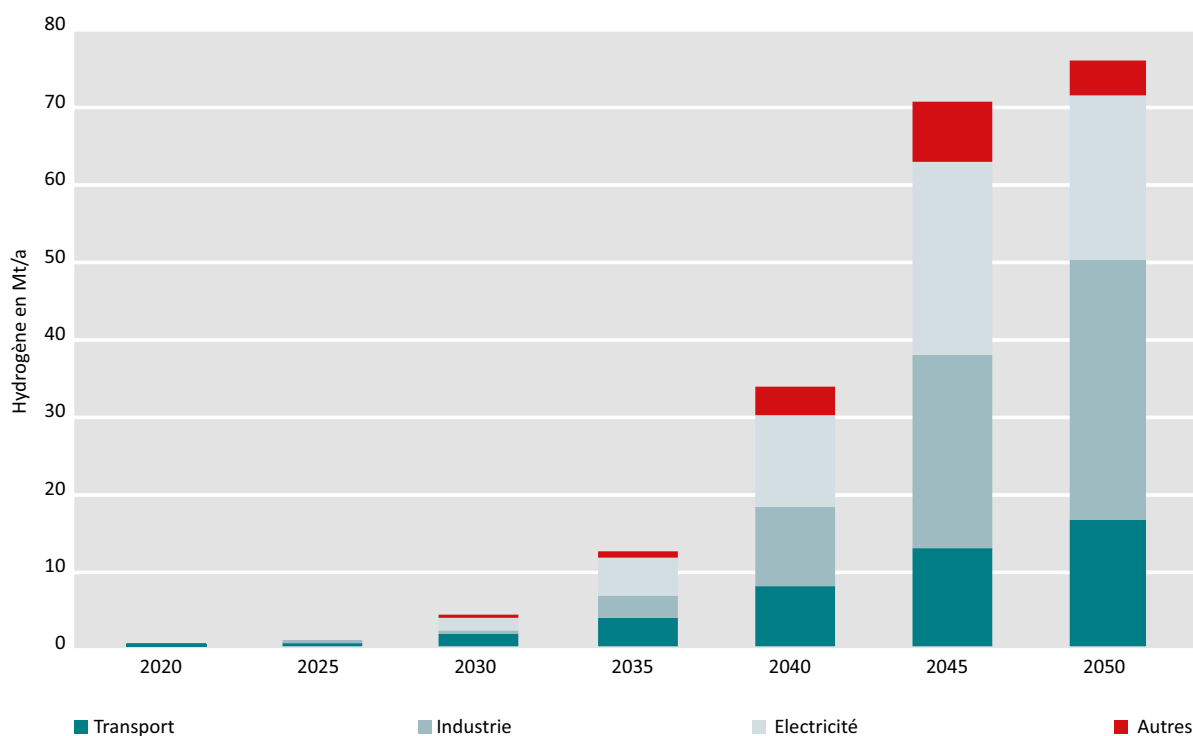
En tenant compte de la demande en électricité générée par la production d’hydrogène et de carburant synthétique, aussi bien dans les scénarios alternatifs qu’avancés, la demande totale en électricité pourrait se situer entre 0,3 TWh et 3 TWh à l’horizon de 2030; et entre 21 TWh et 100 TWh à l’horizon de 2050. Pour des ressources plus développées d’énergie solaire et éolienne terrestre, la comparaison entre cette demande et le potentiel technique d’hydrogène vert disponible en Tunisie montre que le potentiel technique est suffisant pour répondre à la demande intérieure et produire la quantité d’hydrogène nécessaire à l’exportation (Sch. 5.5).



(Source: Wuppertal Institut, sources de données DLR 2020; Brändle et al. 2020; stratégie d’hydrogène pour l’UE 2020)

Fig. 5.5 Comparaison entre les scénarios de potentiel et de demande en hydrogène vert pour la Tunisie (le potentiel comprend les sources solaires PV et éoliennes terrestres avec un facteur de capacité supérieur à 20 %).

Une analyse plus approfondie des secteurs où la demande en hydrogène vert pourrait se développer dans le scénario avancé montre que d’ici 2050, la demande la plus importante pourrait provenir de l’utilisation de ce type d’énergie dans le secteur industriel, suivi du secteur de l’électricité et du secteur des transports. Dans la phase initiale, et jusqu’en 2030, la demande pourrait augmenter pour le secteur des transports puis celui de l’électricité. Pour ce dernier, l’hydrogène pourrait à la fois compenser la part croissante des énergies renouvelables intermittentes et contribuer à la décarbonisation de la production d’électricité alimentée au gaz en faisant recours au système d’injection dans le réseau gazier. Pour ce dernier scénario, la demande pour le secteur industriel pourrait connaître une augmentation considérable à partir de 2040 (Sch. 5.6).



(Source: DLR 2020: Scenario data for Tunisia developed in the framework of the project MENA-Fuels (BMW FKZ 03EIV181C). T. Pregger, German Aerospace Center (DLR), personal communication 19th November 2020.)

Fig. 5.6 Scénario avancé à propos de la demande en électricité à base d’hydrogène par secteur en Tunisie (PJ/a)

5.3 EVALUATION DES OPPORTUNITÉS FUTURES DANS LE SECTEUR DE POWER-TO-X EN TUNISIE

Dans les sections suivantes, on propose d’explorer avec plus de détail la demande et les opportunités potentielles en Tunisie pour différents secteurs. Pour estimer la demande de produits PtX verts et la demande associée en électricité renouvelable, on a utilisé cette étude qui nous a permis d’élaborer trois scénarios identifiant la demande et la production, le tout basé sur les trois applications les plus prometteuses en Tunisie : l’ammoniac, le méthanol et le carburant kérosène. Aussi, ces trois scénarios sont basés sur le potentiel que pourrait procurer le marché mondial pour les produits PtX verts. Par conséquent, cet effort nécessiterait la prise en considération d’un certain nombre de

facteurs externes pour ce qui est des applications PtX, tels que les mécanismes permettant de fixer le prix du carbone, l’agenda international en termes de changement climatique, les objectifs de décarbonisation préconisés dans les différents pays ainsi que les stratégies climatiques proposées par les acteurs agissant dans le secteur privé.

Un marché du PtX ne pourra se développer qu’avec des produits PtX compétitifs en termes de coûts par rapport aux produits conventionnels et une volonté claire de payer plus pour des produits verts. Les trois scénarios développés dans cette étude comprennent un scénario de maintien du statu quo (BAU), un scénario de croissance dans lequel la demande et la production tunisienne devraient augmenter de manière significative (Croissance). Ce même scénario devrait être conjugué à un autre scénario lié à l’exportation et dans lequel l’ammoniac, le méthanol et les carburants de type kérosène verts sont également produits en Tunisie pour mieux répondre à la demande du secteur des exportations (Export).

5.4 OPPORTUNITÉS DU POWER-TO-X DANS LE SECTEUR INDUSTRIEL

A l’échelle mondiale, L’hydrogene est utilisé dans plusieurs secteurs industriels, notamment comme un support d’énergie plutôt qu’une source d’énergie. Les principales de ces utilisations sont dans les raffineries, la production d’ammoniac et de méthanol ainsi que dans le secteur sidérurgique. Ensemble, ces applications représentent environ 75% de l’utilisation actuelle de l’hydrogene (IEA 2019). Par ailleurs, les secteurs industriels qui consomment de l’hydrogene resteront les utilisateurs principaux dans l’avenir prévisible (ADEME 2019). Toutefois, autres utilisateurs industriels, representant une part modeste du secteur verrier, de l’électronique, de produits chimiques en vrac, les systemes de refroidissement des générateurs électriques et aeronautique (fusées) (IRENA 2018). La generation de l’hydrogene repose pratiquement entièrement sur les combustibles fossiles ; principalement du gaz naturel et du charbon. Le gaz naturel est converti par reformage du méthane à la vapeur et le charbon à travers le procede de gazefication , notamment en Chine et en Australie (IRENA 2018) . Afin de contribuer à la decarbonisation des applications industrielles existantes, l’hydrogène provenant de fossiles devrait être remplacé par l’hydrogène produit par électrolyse, grâce aux énergies renouvelables. En outre, l’hydrogène vert présente des opportunités nouvelles et réelles pour le secteur industriel. L’hydrogène pourrait, par exemple, remplacé le charbon utilisé comme agents réducteurs dans la production d’acier , utilisé dans de nouveaux procédés de production du plastique ou par l’industrie du ciment pour chauffer les fours à ciment ((Material Economics 2019). Le recours à l’hydrogène vert dans l’industrie doit être adopté a chaque secteur activité, allant du remplacement ainsi la production d’hydrogène basée sur les combustibles fossiles, au changement de processus industriel. Sch.5.7, donne un aperçu de la situation ainsi que les occasions qui peuvent s’offrir au secteur Industriel en Tunisie. Les sections qui suivent exposent les possibilités offertes au segments les plus importants dans l’industrie : raffinages, fer & acier, la production d’ammoniac et de méthanol et les applications de chaleur.





	Utilisations actuelles de l'hydrogène	Pertinence pour la Tunisie aujourd'hui	Potentiel de développement à long terme Tunisie
Raffinage 	Désulfurer et valoriser le pétrole brut lourd via <ul style="list-style-type: none"> Hydrocraquage Hydrotraitement 	Le pays a une seule raffinerie sans aucune unité de traitement donc actuellement nous n'avons pas de demande pour l'hydrogène vert pour le raffinage en Tunisie.	Nouvelle raffinerie ou ajout d'unités de traitement pourrait créer une demande limitée dans l'avenir. Mais ces options comportent des risques comme les effets de verrouillage technologique ou des investissements échoués.
Fer & Acier 	Réduction directe du fer (DRI) dans la production d'acier primaire	La Tunisie possède une seule aciérie avec une production d'acier secondaire à partir des ferrailles à l'aide d'un four à arc électrique. Ce procédé ne nécessite pas d'hydrogène.	Création d'une nouvelle industrie sidérurgique avec le DRI et ainsi la demande en hydrogène associée est peu probable. En plus, la Tunisie n'a que des réserves limitées de minerai de fer.
Produits chimiques 	<ul style="list-style-type: none"> Production d'ammoniac Production de méthanol Autres procédés chimiques 	Actuellement, nous n'avons pas une production d'ammoniac ou de méthanol en Tunisie, les deux produits sont importés. Il y a uniquement une demande indirecte d'hydrogène aujourd'hui.	L'ammoniac vert et le méthanol pourraient être produits en Tunisie à partir d'hydrogène générés avec des énergies renouvelables pour couvrir une demande intérieure et pour l'exportation.
Chaleur à Haute température 	Aucune utilisation actuelle, mais demande potentielle dans le avenir	Aucune demande d'hydrogène pour le chauffage des procédés industriels en Tunisie.	Pas de demandes potentielles en Tunisie à court et moyen terme. Une demande sur le long terme est possible mais l'utilisation directe de la chaleur solaire concentrée pourrait être une option plus réalisable.

Fig. 5.7 Aperçu sur les opportunités du Power-to-X dans le secteur industriel en Tunisie Raffinage

5.4.1 Raffinage

Considéré comme un petit pays producteur du pétrole brut, la Tunisie est dotée de réserves pétrolières plutôt limitées quand on la compare à ses voisins. Au niveau national, le principal producteur du pétrole brut est l'Entreprise Tunisienne d'Activités Pétrolières (ETAP), qui détenait une part évaluée à environ 80% de la production en 2016 (USGS 2020a). Par ailleurs, la production de pétrole brut a connu une baisse, passant d'un pic de 120 000 barils par jour (bbl/d), au milieu des années 1980, à seulement 50 000 bbl/d en 2019 (BP 2020). Le pétrole brut est traité dans l'unique raffinerie de pétrole de la Tunisie, qui a une capacité de raffinage de 34 000 bbl/d. Cette raffinerie, qui avait démarré en 1963 et qui est située dans le nord-est du pays, est exploitée par la Société Tunisienne des Industries du Raffinage (STIR). Parmi les produits raffinés dans cette usine, on compte l'essence, le pétrole, le gasoil, le fuel, le GPL, le kérosène et les LGN.

Toutefois, la capacité de raffinage disponible n'est suffisante ni pour traiter le volume de pétrole brut produit en Tunisie ni pour répondre à la demande nationale. En outre, la production des raffineries ne répond actuellement qu'à environ 30% de la demande nationale (OBG 2017). En outre, la Tunisie exporte du pétrole brut et importe des produits raffinés. Dans l'ensemble, la Tunisie est un net importateur de produits pétroliers et les importations ne cessent d'augmenter régulièrement depuis 1990 pour atteindre plus de 4 000 kt en 2018, tandis que les exportations sont restées à des niveaux plus ou moins stables, se situant en moyenne entre 450 kt et 800 kt par an (AIE 2020a). En 2012, des discussions ont eu lieu avec des investisseurs du Qatar et de Libye pour construire une deuxième raffinerie à Skhira avec une capacité de raffinage initiale de 120 000 bbl/j, pouvant être étendue à

250 000 bbl/j, pour inclure le traitement du pétrole brut de Libye (EIA 2014). Cependant, le projet de 2 milliards de dollars a été suspendu en raison du conflit et de l’incertitude politique qui régnait en Libye, ce qui nous ramène à dire que l’approvisionnement ne peut plus être assuré de manière régulière. (OBG 2017).

En outre, la capacité de raffinage, au niveau international, est généralement considérée comme suffisante pour répondre à la demande mondiale (croissante) de pétrole (AIE 2019). Cependant, le renforcement des capacités de raffinage supplémentaires en Tunisie n’est peut-être pas l’option la plus viable. Au lieu de construire une nouvelle raffinerie, une alternative serait d’investir dans des unités d’hydrocraquage ou d’hydrotraitement afin que la raffinerie existante puisse réduire les ratios de soufre et optimiser les indices d’octane pour diminuer les quantités d’émissions directes de particules (OBG 2017). Dans le même ordre d’idées, l’hydrocraquage ou l’hydrotraitement générerait une plus forte demande en hydrogène vert. Toutefois, et compte tenu des efforts de décarbonisation déployés dans le monde entier, la construction d’une nouvelle raffinerie ou l’augmentation de la capacité de la raffinerie actuelle pourrait entraîner un verrouillage technologique ou un investissement inefficace, chose qui pourrait se traduire, entre autres, par des obstacles qui peuvent entraver la transition à une phase énergétique durable en Tunisie.

En conclusion, on ne peut pas parler actuellement d’une demande réelle en hydrogène vert pour le raffinage en Tunisie. Cependant, la construction d’une nouvelle raffinerie et l’ajout d’unités d’hydrocraquage ou d’hydrotraitement à la raffinerie existante pourraient créer une demande à l’avenir. Toutefois, et face aux efforts déployés pour impulser les programmes de décarbonisation, ces options comportent des risques tels que des effets de stagnation technologique ou d’investissement sans intérêt.

5.4.2 Fer et acier

L’acier primaire peut être produit en employant de hauts fourneaux à oxygène basique (BF-BOF). Ce processus, qui représente 90 % de la production mondiale, repose sur d’acier primaire ou sur la réduction directe qui est liée à un four à arc électrique (DRI-EAF). Ce même processus représente environ 7 % de la production mondiale en acier primaire (AIE 2019). La filière BF-BOF produit de l’hydrogène comme sous-produit, tandis que la filière DRI-EAF emploie l’hydrogène et le monoxyde de carbone comme agents réducteurs (ibid.). Pour décarboniser la production d’acier, l’autre option qui existe serait d’utiliser de l’hydrogène vert dans le procédé de réduction directe du minerai de fer (DRI), un processus qui se base actuellement sur le gaz naturel comme agent réducteur (Lechtenböhmer et al. 2016) L’acier secondaire est produit à partir de ferraille qui est traitée dans un four à arc électrique (FAE). Le processus de production d’acier par FEA à partir de ferraille est celui qui dégage le moins d’émissions (FCH 2 JU 2019). Toutefois, ce processus nécessite de grandes quantités d’électricité mais pas d’hydrogène. En outre, la production d’acier secondaire est principalement disponible dans des pays où les prix du gaz naturel ne sont pas élevés (comme au Moyen-Orient).

Après la fermeture de son unique haut fourneau en 2003, la Tunisie ne peut plus produire d’acier primaire. Cependant, le pays est doté d’une infrastructure pour la production d’acier secondaire. La seule aciérie du pays, société nationale spécialisée en sidérurgie, également connue sous le nom d’El-Fouladh (USGS 2020a), produit de l’acier à partir de ferraille par le biais d’un four électrique. A ce titre, l’aciérie dispose de deux fours électriques et d’une capacité totale de 200 000 tonnes par an. Cependant, et depuis 2015, seul un quart environ de cette capacité a été utilisé, chose qui a dégagé une production annuelle de 50 000 tonnes d’acier brut (World Steel Association 2020). En outre, des discussions sont en cours en Tunisie au sujet de l’aciérie qui n’est plus en mesure de générer des bénéfices pour l’État, mais fonctionne plutôt à perte. Dans ce contexte, on peut supposer qu’il n’existe actuellement aucune demande réelle d’hydrogène dans le secteur sidérurgique tunisien et que dans les conditions actuelles aucune demande importante ne sera formulée d’ici 2050.

5.4.3 Ammoniac

L'ammoniac (NH_3) est un élément chimique formé par un atome d'azote (N) et trois atomes d'hydrogène (H). Il s'agit du deuxième produit chimique de synthèse le plus répandu dans le monde, et dont environ 80 % est actuellement utilisé dans la production d'engrais. Les autres applications comprennent les explosifs et d'autres matières premières chimiques et pharmaceutiques, comme l'acide nitrique et l'acrylonitrile (Bazzanella et Ausfelder 2017). Par conséquent, l'ammoniac est presque exclusivement utilisé comme matière première dans l'industrie chimique.

En plus du débat qu'elle génère quant à l'utilité de la décarbonisation et le besoin croissant de transporter et de stocker l'hydrogène et ses dérivés, l'utilisation de l'ammoniac comme matière première retient l'attention en tant que vecteur énergétique potentiel. Au fait, trois caractéristiques de l'ammoniac en font un vecteur énergétique prometteur: (1) la densité énergétique brute de l'ammoniac liquide est plus élevée que celle de l'hydrogène liquide (11,5 MJ/l, contre 8,491 MJ/l) ; (2) l'abondance d'azote dans l'atmosphère pourrait rendre la production de l'ammoniac à grande échelle renouvelable et plus facile que la production de carburants à base de CO_2 ; et (3) l'ammoniac présente la plus faible demande énergétique pour l'isolation des matières premières par rapport aux autres carburants.

La synthèse de l'ammoniac à l'aide d'électricité renouvelable nécessite la production séparée d'hydrogène et d'azote comme intrants, tandis que la production de l'ammoniac lui-même est possible en utilisant le même procédé Haber-Bosch. Aussi, les technologies permettant de produire de l'hydrogène par électrolyse et de l'azote par séparation de l'air sont en principe disponibles. Cependant, il existe un potentiel significatif pour améliorer l'efficacité de l'électrolyse (Material Economics 2019) et que l'intégration du processus global n'a pas encore atteint un stade commercial optimal (Zelt et al. 2021).

Les plus grands producteurs d'ammoniac dans le monde sont la Chine, l'Inde, la Russie et les États-Unis (USGS 2020b). Au Moyen-Orient et en Afrique du Nord, les principaux producteurs sont l'Arabie Saoudite, le Qatar, l'Iran, l'Égypte et Oman: des pays où le gaz naturel est bon marché en raison de la richesse des gisements et de la taille de la production locale. Actuellement, la Tunisie ne produit pas d'ammoniac mais l'importe principalement de Russie (en très petites quantités) et d'Italie (OEC 2020). La Tunisie est le deuxième plus grand importateur d'ammoniac en Afrique après le Maroc (ibid.). En Tunisie, l'ammoniac est surtout utilisé pour la production d'engrais.

En Tunisie, l'industrie des engrais repose sur ses importantes réserves de roches phosphatées, estimées à 900 Mt (OBG 2017). A ce titre, l'entreprise publique, connue sous le nom de Compagnie des Phosphates de Gafsa (CPG), réalise toutes les activités d'extraction de phosphate en Tunisie, où elle exploite 8 mines à ciel ouvert et 11 usines de lavage de roches phosphatées (USGS 2020a). La production de roche phosphatée s'est élevée à 3,2 Mt en 2015, ce qui reste inférieur au niveau de production d'avant 2011, soit 8 Mt par an (ibid.). Le gouvernement tunisien envisage d'augmenter la production de roche phosphatée par des projets d'expansion des mines existantes dans le district de Metlaoui, dans le gouvernorat de Gafsa, et ce en mettant à profit de nouvelles mines dans le gouvernorat du Kef (ibid.).

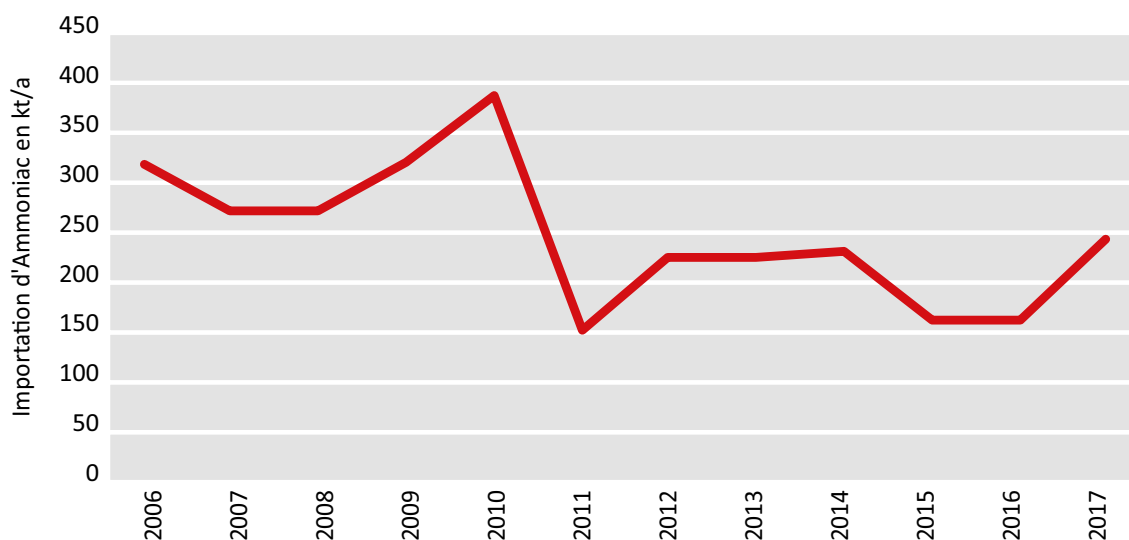
En Tunisie, la majeure partie du phosphate est utilisée pour la fabrication d'engrais. En outre, le pays compte deux grands fabricants d'engrais. L'un est le Groupe Chimique Tunisien (GCT), qui a rejoint la CPG en 1996. Le

GCT traite environ 6,5 millions de tonnes de phosphate tunisien par an pour produire de l'acide phosphorique de qualité marchande (MGA), du phosphate di-ammonique (DAP), des phosphates mono-ammoniques (MAP), du triple super phosphate (TSP) et du phosphate de calcium (DCP) (GCT 2020). En outre, le nitrate d'ammonium et le nitrate d'ammonium poreux sont produits comme engrais agricoles pour mieux servir le marché local.

Le GCT dispose de quatre sites de production, tous situés dans le sud du pays : Gabes, Sfax, Skhira et M'dhilla.

L'autre producteur d'engrais est la société mixte tuniso-indienne entre la CPG (35% des parts), GCT (35% des parts), l'indien Coromandel International (15% des parts) et Gujarat State Fertilisers and Chemicals (15% des parts). Cette entreprise exploite une usine de production d'acide phosphorique à Skhira d'une capacité de 360 000 tonnes par an. La totalité de la production est exportée vers l'Inde dans le cadre d'un contrat d'achat à long terme (OBG 2017).

La production de phosphate diammonique (DAP), de phosphates monoammoniques (MAP), de nitrate d'ammonium et de nitrate d'ammonium poreux, nécessite de l'ammoniac, un produit que la Tunisie est obligée d'importer actuellement. Par ailleurs, la Tunisie a importé, en 2017, environ 245 000 tonnes d'ammoniac. Il faut noter que ce niveau a considérablement baissé par rapport à celui d'avant 2011, où ce niveau était estimé à près de 400 000 tonnes, et ce en raison de la réduction de la quantité d'engrais produite après 2011 (Fig. 5.8).



(Source: Données de l'FAO 2020)

Fig. 5.8 Quantités d'ammoniac importées pour la Tunisie (en kilo tonnes par an)

Actuellement, la Tunisie n'a pas pris de mesures spécifiques qui visent explicitement à réduire des émissions lors du processus industriels (MRP 2018). Aussi, il n'y a pas d'incitations directes en Tunisie pour passer à l'utilisation d'ammoniac vert afin de produire de l'engrais.

Cependant, et compte tenu des efforts de décarbonisation au niveau mondial et des avantages attendus à long terme, la Tunisie a tout intérêt à fournir davantage d'efforts pour décarboniser son secteur industriel à l'avenir. La demande d'engrais neutres en CO₂ ou à faible empreinte carbone devrait également augmenter

dans le monde entier, d'autant que près de la moitié de la production mondiale d'ammoniac pourrait être incluse dans les systèmes de tarification du carbone d'ici à 2030 (Eichhammer et al. 2019). Le système d'échange de quotas d'émission (ETS) de l'UE, à titre d'exemple, est applicable à la production d'ammoniac depuis sa troisième phase (2013-2020). Dans d'autres pays, comme le Canada, les États-Unis, la Chine et l'Australie, l'ammoniac pourrait être inclus dans le système d'échange de droits d'émission de GES à l'avenir (ibid.). Ces développements pourraient encourager le passage à l'ammoniac vert dans la production d'engrais dans les pays de l'UE et dans d'autres pays, sans oublier d'autres futurs pays exportateurs potentiels d'engrais verts comme la Tunisie.

Si la Tunisie choisit de soutenir une transition vers des engrais à faible empreinte carbone - en raison de la demande croissante d'engrais à faible empreinte carbone, des incitations des pays importateurs et de l'évolution favorable des coûts - elle a deux options à considérer pour ce qui est du recours à l'ammoniaque.

En effet, la Tunisie pourrait soit importer de l'ammoniac vert, soit développer la production d'ammoniac vert au niveau local. La première option signifie que la Tunisie resterait dépendante des importations d'ammoniac. Ainsi, la croissance attendue de la demande mondiale d'ammoniac (AIE 2019) pourrait permettre d'établir une production d'ammoniac vert dans des pays, comme la Tunisie, où le potentiel de générer de grandes quantités d'électricité renouvelable à faible coût se prête bien. Cependant, si la Tunisie compte exporter de l'hydrogène vert à long terme, l'ammoniac pourrait présenter une opportunité adéquate en tant que moyen de stockage et de transport, ce qui nécessiterait également l'établissement d'installations de production d'ammoniac vert en Tunisie. Dans ce contexte, il pourrait s'avérer intéressant d'examiner les options les plus pertinentes pour la production d'ammoniac vert en Tunisie d'analyser les moyens les plus adéquats de les développer.

Pour évaluer et quantifier la demande potentielle d'ammoniac en Tunisie, ces schémas de développements sont bien pris en compte et trois scénarios sont élaborés. Un scénario de maintien du statu quo (BaU), un scénario de croissance (Croissance), qui suppose que la production d'engrais en Tunisie augmente de manière significative, entraînant ainsi une hausse de la demande d'ammoniac), et un scénario d'exportation, qui suppose que la Tunisie exporte de l'ammoniac vert (Export). Selon ces différents scénarios, la demande estimée en ammoniac est présentée au schéma 5.9.

Conformément au schéma commercial ordinaire, la Tunisie compte augmenter, à l'orée de 2050, sa production d'engrais pour atteindre les niveaux d'avant 2011. Ceci correspond à une croissance de 20 % par rapport au niveau de production de 2017. Dans le scénario de croissance, la demande sur l'ammoniac augmentera plus rapidement (de 50 % d'ici 2040 par rapport à 2017) et se stabilisera ensuite jusqu'en 2050. Ce scénario est aligné avec un schéma qui prévoit un ralentissement de la demande mondiale sur l'engrais (Brown 2018). Le scénario d'exportation, quant à lui, suppose que la Tunisie devienne un exportateur d'ammoniac vert, ce qui pourrait amener la demande, d'ici 2050, à tripler par rapport à celle de 2017.

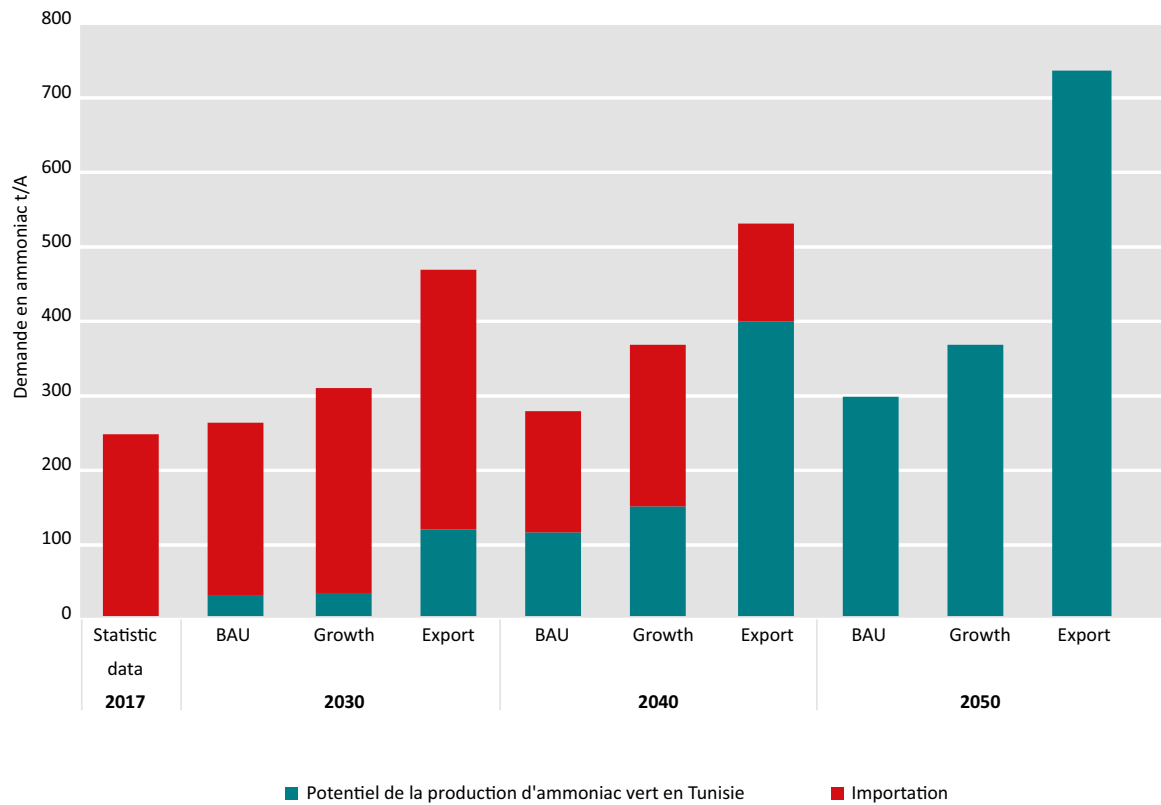


Fig. 5.9 Scénarios de demande et de production d’ammoniac pour la Tunisie (en kilo tonnes par an)

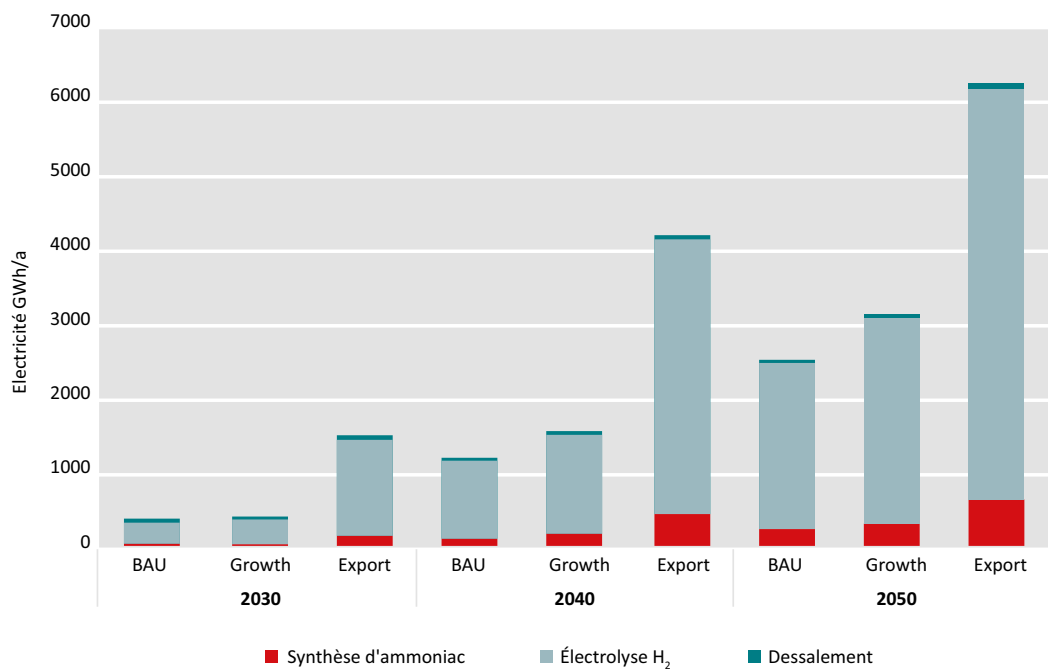


Fig. 5.10 Demande en électricité renouvelable pour les scénarios de production d’ammoniac en Tunisie (en GWh par an)

Comme il est démontré dans le schéma 5.9, l’ammoniac importé est progressivement remplacé par de l’ammoniac vert qui est produit en Tunisie grâce à l’électricité renouvelable. Pour y parvenir, il serait nécessaire d’établir des capacités de production d’ammoniac vert en Tunisie et d’augmenter les capacités d’énergie renouvelable en fonction des développements décrits dans les scénarios. Le schéma 5.10, en revanche, montre la demande en électricité pour la production d’ammoniac vert, et ce pour chaque scénario en vertu de l’augmentation prévue de la part d’ammoniac vert au fil du temps, de 10 % à 25 % en 2030, de 40 % à 75 %, d’ici 2040, et jusqu’à 100 %, d’ici 2050. Par ailleurs, le scénario d’exportation exige une expansion rapide des capacités de production d’ammoniac vert pour répondre à 100 % de la demande en ammoniac pour que la Tunisie puisse répondre à la demande du marché local et celui des exportations, en matière d’ammoniac, à l’orée de 2050. Une méthode d’expansion plus lente nécessiterait, cependant, des capacités et des énergies renouvelables plus faibles pour la part produite en Tunisie. Le schéma 5.10 montre la demande d’électricité requise en fonction de ces scénarios de production. La majeure partie de l’électricité serait nécessaire pour la production d’hydrogène, suivie par la demande d’électricité pour la synthèse de l’ammoniac. Par ailleurs, et comparé aux usines de traitement de l’eau potable classiques, le dessalement de l’eau constitue un processus à forte intensité énergétique. Toutefois, la production d’ammoniac est un processus tellement énergivore que le dessalement d’eau par osmose inverse ne représente qu’une faible part de la demande totale en électricité.

Selon le scénario escompté, les coûts d’investissement, pour la méthode d’expansion ambitieuse visant à satisfaire la totalité de la demande d’ammoniac vert, grâce à la production locale en Tunisie d’ici 2050, sont estimés entre 0,95 et 2,4 milliards d’euros, et ce selon le scénario envisagé. En outre, le schéma 5.11 illustre bien le niveau d’investissement et le moment adéquat pour s’y prendre, selon les trois différents scénarios presentis.

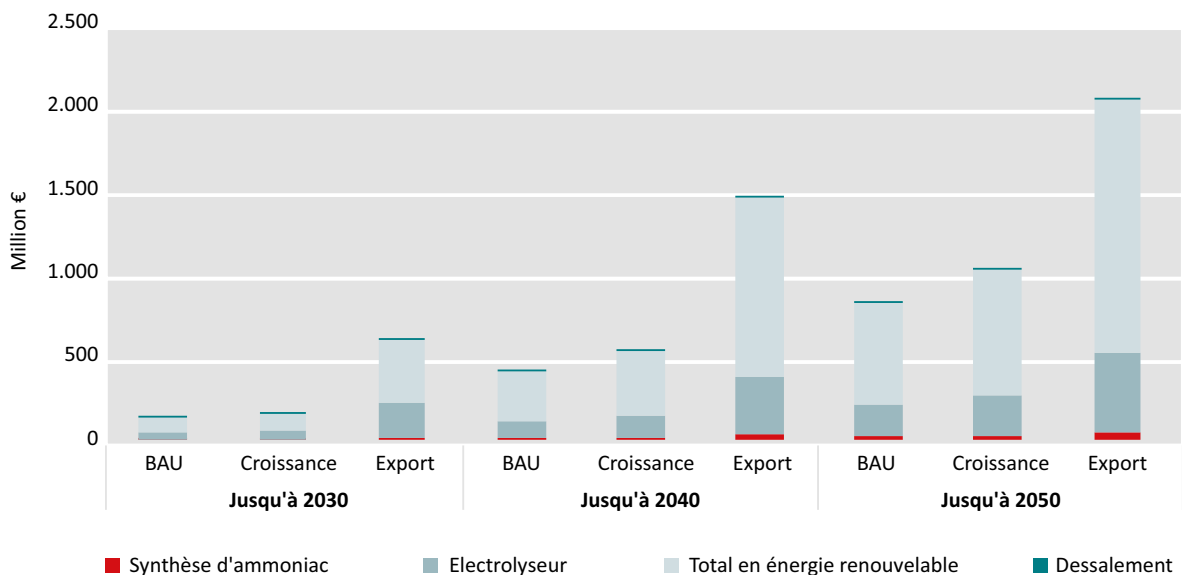


Fig. 5.11 Besoins cumulatifs en investissements pour les scénarios de production d’ammoniac en Tunisie (en million €)

Les coûts d’investissement comprennent les coûts de mise en place des capacités d’énergie renouvelable, d’électrolyse, de synthèse de l’ammoniac et de dessalement. La majeure partie de ces coûts concerne l’expansion de la production d’électricité à partir de sources renouvelables (environ 60 %), le développement des capacités d’électrolyse représentant environ 30 % et la synthèse de l’ammoniac environ 8 %, tandis que le coût de dessalement représente moins de 1 % de l’investissement total nécessaire. Les coûts de développement des infrastructures (par exemple, le raccordement au réseau et la transmission, le transport de l’eau et le transport des produits) n’ont pas été calculés car ils dépendent de l’emplacement et demeurent tributaires des conditions spécifiques au site et à la nature du projet. Une évaluation détaillée des besoins en infrastructures, éventuellement combinée à une modélisation technico-économique des infrastructures (comme par Reuß et al. 2019 pour l’Allemagne ; Tlili et al. 2020 pour la France ou Moreno-Benito et al. 2017 pour le Royaume-Uni), semble être judicieux pour le PtX en Tunisie. Dans le même ordre d’idées, cela permettrait également de mieux estimer les besoins et les coûts d’infrastructure en dehors des installations de production pour le secteur PtX en Tunisie.

En résumé, on pourrait dire que l’augmentation des quantités produites d’ammoniac vert repose beaucoup plus sur le capital, que sur autre chose, et que le principal défi proviendrait plutôt des aspects financiers que techniques. Par conséquent, et vu que le remplacement de l’ammoniac importé par de l’ammoniac vert produit localement pourrait réduire les émissions de GES et fournir des opportunités économiques à long terme, les incitations offertes par des pays importateurs et le soutien apporté par les dirigeants politiques sont déterminants, à court terme, pour l’introduction du système de production d’ammoniac vert en Tunisie.

5.4.4 Méthanol

Après la production d’ammoniac, celle du méthanol est le plus gros consommateur d’hydrogène dans le secteur industriel à l’échelle mondiale. Aussi, le méthanol (CH_3OH) est un produit chimique liquide et un produit clé de l’industrie chimique utilisée pour un large éventail d’applications industrielles, notamment la fabrication de produits chimiques tels que le formaldéhyde, l’acide acétique et les plastiques, en plus des produits chimiques de grande valeur tels que l’éthylène et le propylène qui sont produits à partir du méthanol à l’oléfine (MTO) (IRENA 2021). Les produits chimiques ainsi obtenus sont ensuite transformés et intégrés dans de nombreux produits qui font partie de notre vie quotidienne, à l’instar des matériaux de construction, les mousses, les résines, les plastiques, les peintures, le polyester et divers autres produits sanitaires et pharmaceutiques (Methanol Institute 2021). En plus de son utilisation dans le secteur industriel, qui représentent environ 60 % de l’utilisation du méthanol dans le monde, le méthanol est également utilisé comme carburant pour les véhicules, les navires, les chaudières industrielles et pour la cuisson (ibid.). Il peut être également utilisé comme carburant simple, mélangé ou transformé en méthyl-tert-butyl-éther (MTBE) et en diméthyl-éther (DME) (IRENA 2021). En tant que carburant liquide, et tout comme d’autres carburants pétroliers courants, le méthanol est facilement transportable (IEA 2019).

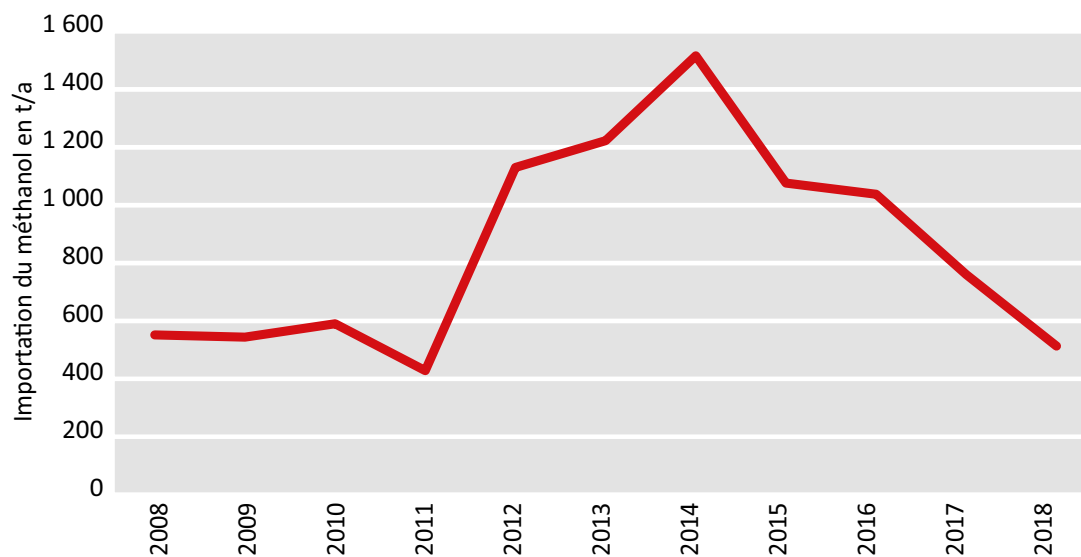
Alors que certaines applications du méthanol existent depuis longtemps, et notamment dans le secteur industriel, d’autres sont relativement nouvelles et passent par une phase technologique encore probatoire. Les applications les plus récentes dans le secteur chimique comprennent la transformation du méthanol en oléfines et du méthanol en produits aromatiques. La conversion du méthanol en oléfines, pour produire de l’éthylène et du propylène, a connu une croissance importante au cours des dix dernières années (presque exclusivement en Chine). Cette technique représente environ 25 % de la consommation mondiale actuelle de méthanol (IRENA 2021). En revanche, la transformation du méthanol en produits aromatiques, qui constitue le point de départ d’un large éventail de produits de consommation, est encore en phase expérimentale (AIE 2019).

En général, la demande mondiale en méthanol a plus que doublé au cours de la dernière décennie et devrait croître davantage d'ici à 2050. En outre, le scénario de transformation de l'énergie, selon les prévisions de IRENA, prévoit que la demande mondiale passera des niveaux actuels d'environ 100 Mt, par an, à 500 Mt, par an, en 2050 (IRENA 2021). Aussi, le segment méthanol-oléfines/méthanol-aromatiques devrait connaître une croissance plus rapide et où la majeure partie de la demande proviendrait de la Chine (AIE 2019). Cette demande pourrait être stimulée par l'utilisation du méthanol comme carburant et comme vecteur énergétique important dans les secteurs du transport, distribution et stockage d'hydrogène.

Le méthanol (MeOH) est conventionnellement produit à partir de gaz de synthèse (syngas), qui est essentiellement obtenu par reformage ou oxydation partielle de toute source de carbone fossile. Ce procédé a fait ses preuves industriellement et des usines de méthanol à grande échelle, d'une capacité allant jusqu'à 1 000 kt par an, sont en service dans le monde entier à partir des technologies charbon-liquide, (35 % principalement en Asie), ou gaz-liquide (GtL, 65 % principalement au Moyen-Orient) (IRENA 2021 ; Zelt et al. 2021). Cependant, le méthanol peut également être produit à partir d'énergies renouvelables : soit à partir de la biomasse (connue aussi sous le nom de bio-méthanol), soit à partir d'électricité provenant de sources renouvelables, telles que l'énergie éolienne, solaire ou hydraulique (cette source est appelée e-méthanol vert) (IRENA 2021). Bien que le méthanol classique soit produit à partir de gaz de synthèse, l'e-méthanol vert est produit à partir du CO₂ comme matière première. Il existe plusieurs façons de produire de l'e-méthanol en utilisant du CO₂, mais la méthode la plus simple et la plus efficace est celle de l'hydrogénation du CO₂, dans laquelle l'hydrogène réagit avec le CO₂ (Vesterinen 2018). Ainsi, l'hydrogène peut être produit par électrolyse à l'aide d'électricité renouvelable et le CO₂ peut être capturé à partir de sources ponctuelles (par exemple, des sources industrielles), tout comme il peut provenir de l'atmosphère par le biais d'une technologie de capture directe de l'air (DAC) (Methanol Institute 2018). Par ailleurs, et pour que le méthanol soit neutre en carbone, le CO₂ doit provenir de sources renouvelables, soit directement de l'atmosphère, soit indirectement de la biomasse. Une autre méthode possible consiste à produire du gaz de synthèse à partir de CO et de H₂ par coélectrolyse. Ensuite, il faut procéder à la conversion du gaz de synthèse en e-méthanol (comme dans la production conventionnelle de méthanol) (IRENA 2021). Une solution de synthèse directe du méthanol à partir du CO₂ est également en cours de développement, bien qu'elle n'ait été testée jusqu'à présent qu'au niveau du laboratoire (Zelt et al. 2021). A cet effet, il convient également de noter que la synthèse du méthanol peut généralement être combinée à d'autres étapes du processus, comme l'électrolyse de l'hydrogène, chose qui optimise la combinaison des sources et des puits de chaleur (ibid.), permettant ainsi d'obtenir de meilleurs résultats.

La Tunisie importe bien du méthanol. A cet effet, le pays, au cours des dix dernières années, a importé entre 500 tonnes et 1500 tonnes de méthanol par an (Sch. 5.12).

Les quantités importées de méthanol ont connu une hausse considérable, depuis 2011, avant de recommencer à chuter de nouveau pour descendre en-dessous des volumes importés avant 2011. En 2008, les principaux fournisseurs étaient l'Espagne, la France, les Pays-Bas et la Belgique. Les années précédentes, l'Arabie Saoudite, l'Égypte et les Émirats arabes unis figuraient aussi parmi les principaux fournisseurs de méthanol (WITS 2021). Dans l'ensemble, et au fil des années, la Tunisie a importé du méthanol à partir de nombreux pays, ce qui montre que le méthanol n'est pas fourni dans le cadre d'un contrat à long terme mais qu'il est plutôt approvisionné en fonction du prix du marché. Il est également tributaire par les conditions de l'offre et la demande.



(Source: WITS 2021)

Fig. 5.12 Quantités de méthanol importées par la Tunisie (en tonnes par an)

Par rapport à la demande mondiale en méthanol, qui s’élève actuellement à environ 100Mt par an, les quantités importées par la Tunisie sont faibles. Dans un scénario optimiste, la demande intérieure pourrait atteindre environ 5 000 tonnes par an en 2050 (scénario de croissance) (Sch. 5.13), ce qui équivaut au volume de méthanol produit par la plus grande usine de production de méthanol à partir de CO₂, en employant les énergies renouvelables qui demeurent disponibles dans le monde, à l’usine George Olah en Islande plus précisément. A ce titre, la production de méthanol conventionnel, à très grande échelle, se limite à environ 90 installations industrielles seulement dans le monde (Methanol Institute 2021). Par conséquent, et en comparaison à ce scénario, la capacité de l’usine George Olah est encore très faible. Ainsi, et avec la croissance de la demande et de la production de méthanol vert, on estime que les économies d’échelle permettront d’augmenter la taille des usines de méthanol vert. Le port de Rotterdam, par exemple, a déjà lancé un projet, conclu avec des partenaires industriels. Ce procédé vise à produire 220 000 tonnes de bio-méthanol par an à partir de déchets (Zelt et al. 2021). A ce titre, on peut réellement se demander si la production de méthanol vert serait une option viable pour la Tunisie dont la demande intérieure demeure limitée sur cette matière. En outre, et si la production du e-méthanol vert devait être établie en Tunisie, sa production devrait être orientée vers le marché de l’exportation, en supposant qu’aucune autre industrie ayant une demande substantielle de méthanol ne se manifeste entre temps au niveau national. Aussi, on s’attend à ce que la demande en méthanol vert augmente davantage dans les pays industrialisés, que ce soit en Europe ou dans le reste du monde (et ce compte tenu de l’objectif de neutralité climatique prôné par l’UE d’ici 2050). Néanmoins, une stratégie d’exportation pourrait présenter bien du potentiel, et ce grâce à la disponibilité d’électricité renouvelable à coût plutôt réduit en Tunisie.

Compte tenu de la situation actuelle et d’une demande encore plus potentielle en e-méthanol vert, trois scénarios de demande de méthanol et de production potentielle d’e-méthanol ont été élaborés en Tunisie. Le scénario BAU prévoit une croissance lente de la demande sur le méthanol en Tunisie, et ce en harmonie avec le développement

économique et industriel du pays, même si ce scénario ne prévoit pas de production domestique d’e-méthanol vert. Le scénario de croissance (Croissance) prévoit une augmentation plus importante de la demande sur le méthanol en Tunisie. En supposant (malgré la baisse récente) que la demande sur le méthanol en Tunisie se développe parallèlement à la demande mondiale à un taux de croissance annuel de 3,6 % (AIE 2019), la demande nationale pourrait, quant à elle, atteindre, dans un scénario optimiste, environ 5 000 tonnes par an en 2050.

La construction d’une usine verte, pour la production d’e-méthanol d’une capacité de 5 000 tonnes par an, serait envisageable d’ici 2040. Cette usine viendrait répondre à la demande locale dans le cadre des efforts de décarbonisation lié à la production industrielle en Tunisie. De même, le scénario d’exportation (Exports) prévoit l’exportation potentielle de méthanol (Sch. 5.13), en supposant qu’une usine de CO₂-méthanol plus petite, d’une capacité ne dépassant pas les 5 000 tonnes par an (de taille similaire à celle de l’usine islandaise), soit d’abord créée. En outre, et partant de l’expérience qui aurait été acquise d’ici 2040, une autre usine d’e-méthanol basée sur les énergies renouvelables d’une capacité de 50 000 tonnes serait construite pour exporter du méthanol vert. La faisabilité d’un tel projet devra toutefois être analysée sur la base d’une proposition plutôt concrète.

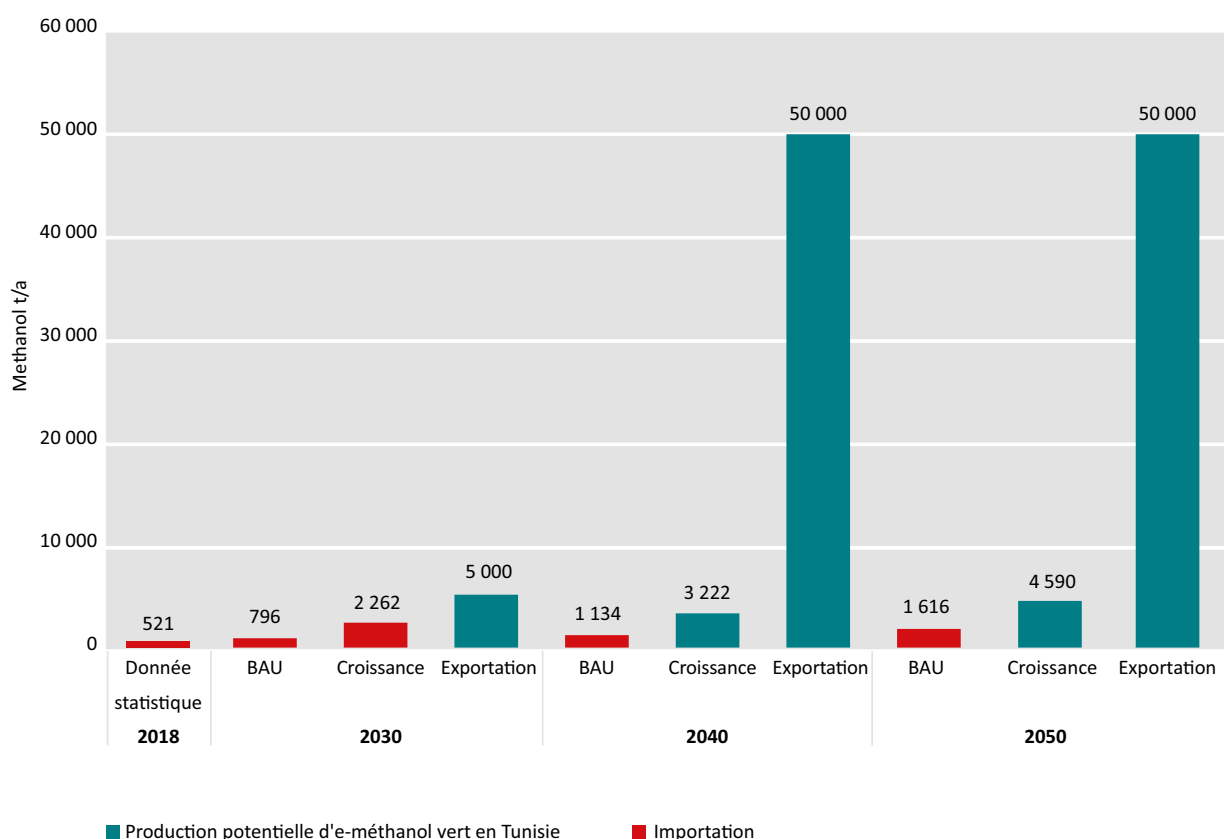


Fig. 5.13 Scénario de demande et de production d’e-méthanol vert pour la Tunisie (en tonnes par an)

Pour produire du méthanol selon les différents scénarios, il faudrait entre 40 GWh et 625 GWh d’électricité renouvelable (Sch. 5.14). De même, les capacités en énergies renouvelables, pour la Tunisie, devraient être renforcées en fonction de la production d’e-méthanol vert.

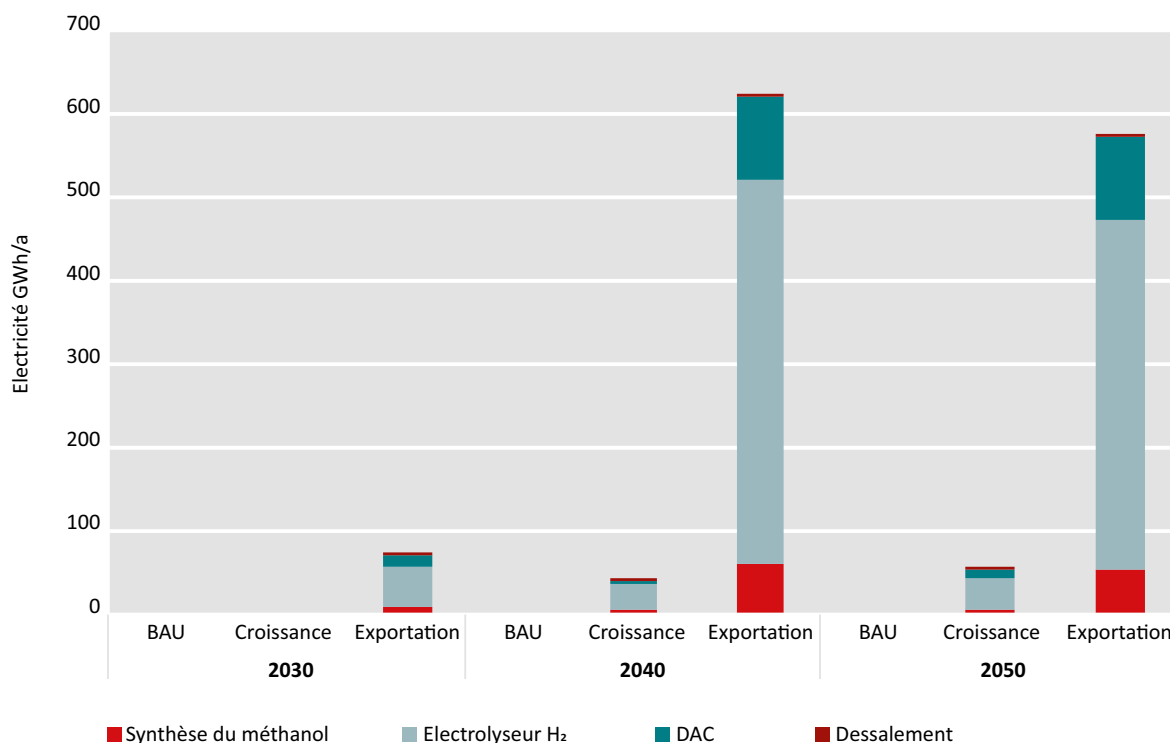


Fig. 5.14 Demande en électricité renouvelable pour les scénarios de demande/production de méthanol en Tunisie (en GWh par an)

En outre, le CO₂ serait nécessaire, que ce soit lors de la phase de transition, quand il est capté à partir de sources ponctuelles (comme c'est le cas pour la production du ciment, à titre d'exemple), ou lorsqu'il est capté directement ou indirectement dans l'atmosphère. Aussi, et vu que le potentiel de la biomasse pour la production de CO₂ reste limité en Tunisie à long terme, le CO₂ devrait être obtenu par des technologies de capture directe dans l'air (DAC).

Cette option est nécessaire pour que l'e-méthanol soit à la fois renouvelable et durable. Ces technologies ont été développées et commercialisées par plusieurs entreprises à l'instar de Climeworks (Suisse), Global Thermostat (USA) et Hydrocell (Finlande) (Zelt et al. 2021). L'avantage des usines DAC est qu'elles peuvent être situées n'importe où, car l'air offre une source presque infinie de CO₂ durable (IRENA 2021).

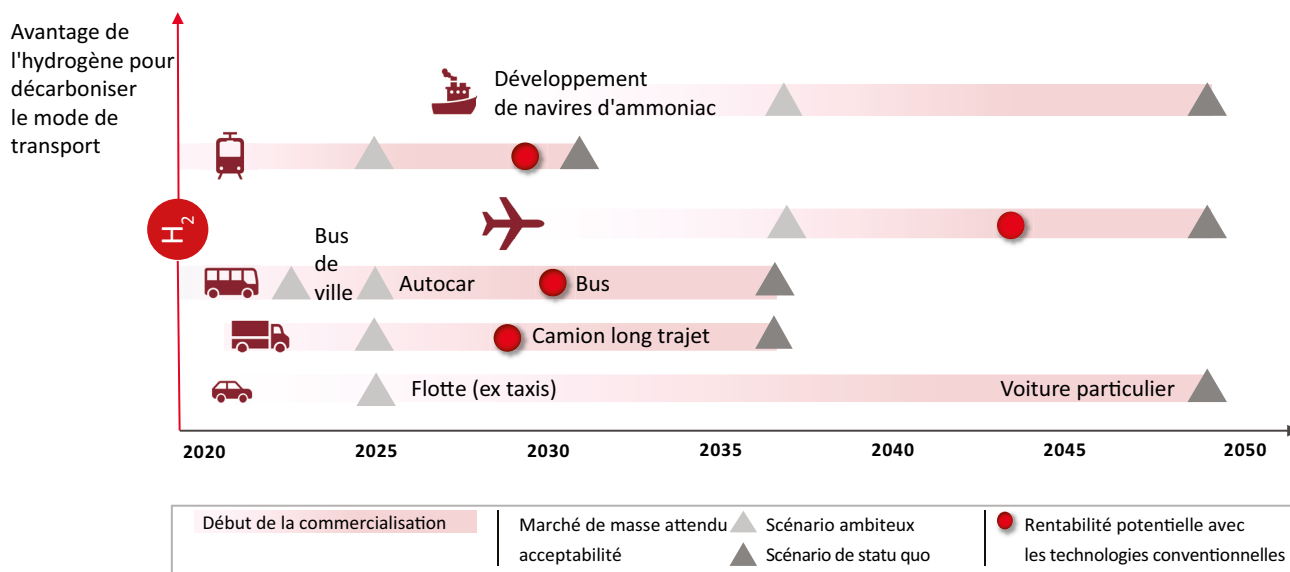
Cependant, sur le plan aussi bien économique que technologique, les options disponibles sont encore loin d'être déployées à grande échelle et demeurent plutôt tributaires de toute une batterie de programmes d'incitations du marché pour devenir des produits compétitifs (Zelt et al. 2021). Par conséquent, selon des hypothèses prudentes, il est peu probable que le DAC soit commercialement disponible à grande échelle avant 2030 (ibid.). Cependant, et en raison de ses coûts d'investissement et de génération élevés, la production d'e-méthanol vert en Tunisie ne serait vraiment rentable que si un marché d'e-méthanol vert à prix élevé se développait et serait conforme aux efforts de décarbonisation mondiaux pour pouvoir amortir les sacrifices d'investissement consentis.

5.4.5 Chaleur à haute température

La chaleur constitue une part importante de la demande énergétique industrielle, tout comme les combustibles fossiles qui demeurent la principale source de production de chaleur dans le secteur industriel. Pour les températures inférieures ou moyennes (<400°C), l'utilisation directe de l'énergie solaire thermique peut constituer une solution viable, notamment dans des pays comme la Tunisie qui est dotée de fortes radiations solaires. En outre, plusieurs projets de recherche et de développement sont focalisés actuellement sur la possibilité d'utiliser l'énergie solaire concentrée pour générer de la chaleur industrielle à haute température, un plan qui pourrait s'avérer fort rentable pour des pays comme la Tunisie. Ainsi, l'hydrogène pourrait également être une option pour générer la chaleur à haute température comme l'exigent plusieurs 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 ; dans l'industrie des métaux, des températures élevées sont nécessaires pour la fusion ; tout comme les industries du verre et de la céramique qui ont besoin de températures élevées pour faire le meilleur usage des fours. En théorie, l'hydrogène vert pourrait être utilisé comme source de chaleur pour remplacer les combustibles fossiles dans ces secteurs. Toutefois, cette application de l'hydrogène est presque inexistante (AIE 2019) parce que l'hydrogène ne peut pas facilement remplacer les combustibles fossiles dans la plupart des secteurs, et ce en raison des processus spécifiques et des propriétés particulières de l'hydrogène (par exemple, vitesse de combustion élevée, faible transfert de chaleur radiative, corrosivité et conditions de stockage particulières) (ibid.). Par voie de conséquence, l'utilisation de l'hydrogène nécessiterait le changement des procédés et la modification des systèmes de production, un processus qui entraînerait des investissements considérables. Aussi, et dans la plupart des cas, cela serait technologiquement et économiquement non viable (PCH 2 JU 2019). Par conséquent, il ne semble pas y avoir de potentiel d'utilisation de l'hydrogène pour la production de chaleur à haute température en Tunisie, que ce soit à court ou à moyen terme. A long terme, en revanche, le développement technologique pourrait offrir des opportunités, notamment en termes de construction de nouvelles installations industrielles. Ainsi, et afin de pouvoir apprécier à sa juste valeur la production directe de chaleur à partir de l'énergie solaire, ces opportunités potentielles devront être étudiées et évaluées plus en détail ultérieurement.

5.5 OPPORTUNITÉS DE POWER-TO-X DANS LE SECTEUR DES TRANSPORTS

En dehors du secteur industriel, l'utilisation de l'hydrogène et des carburants à base d'hydrogène pourrait également jouer un rôle crucial dans la décarbonisation du secteur des transports. En théorie, les moyens de transport, y compris les voitures, les bus, les camions, les navires et les avions, pourraient être alimentés, à l'avenir, directement ou indirectement par l'hydrogène (AIE 2019). En fait, on parle déjà depuis un certain temps de l'hydrogène comme carburant pour le transport routier sous la forme de véhicules électriques à pile combustible (FCEV). En outre, l'hydrogène peut être converti en méthane, en méthanol et en ammoniac. Tous ces produits peuvent être utilisés directement comme, ou transformés et améliorés, avant d'être utilisés sous forme de diesel synthétique, en essence voire en kérosène. Du point de vue technique, les carburants synthétiques ne sont pas différents des autres produits conventionnels et peuvent donc être utilisés directement dans les moteurs à combustion sans qu'il soit nécessaire de changer de technologie pour l'utilisateur final, ou d'installer de nouvelles infrastructures. Le coût de ces technologies n'est pas encore compétitif par rapport à celui des carburants classiques et les niveaux de maturité technologique varient encore selon les applications, bien que nombre d'entre elles doivent bien se prêter pour des applications commerciales d'ici 2030 (Sch5.15). Les FCEV, sous forme de véhicules légers sont présentement disponibles commercialement et les véhicules lourds, à l'instar des camions et des bus, ont également été testés avec succès. Au même titre, la Chine se trouve en tête des autres pays qui se préparent au déploiement actuel et futur de ces engins.



(Source: Based on FCH 2 JU 2019; Hydrogen Council 2021 and 2017)

Fig. 5.15 Perspectives de déploiement commercial du PtX pour différents modes de transport

Dans les secteurs maritime, ferroviaire et aérien, quelques petits projets de démonstration sont en cours de réalisation (AIE 2019). Cependant, bien que les véhicules légers à moteur à combustion interne soient disponibles sur le marché, ils nécessitent néanmoins un apport énergétique deux fois plus important que l'électrification directe par batteries (Agora 2017). Par ailleurs, les carburants synthétiques basés sur les énergies renouvelables (qui présentent l'avantage de pouvoir utiliser les appareils et les infrastructures disponibles auprès de l'utilisateur final) présentent des niveaux d'efficacité encore plus faibles par rapport à l'utilisation directe de l'électricité pour les véhicules électriques à batterie (BEV), nécessitant ainsi cinq à sept fois plus d'électricité (ibid.). Par conséquent, l'électrification directe, pour des véhicules électriques à batterie (BEV), présente des avantages significatifs par rapport aux FCEV et aux carburants synthétiques et devrait être privilégiée, dans la mesure du possible, pour les voitures particulières et les camionnettes. Cependant, dans le secteur des transports lourds, des bus à longue distance et des trains, l'utilisation de l'hydrogène présente plusieurs avantages par rapport aux véhicules à batterie. Ces avantages comprennent, entre autres, une plus grande autonomie, des durées de ravitaillement plus courtes et une densité énergétique plus élevée en termes d'hydrogène, chose qui nécessite des réservoirs de stockage de petite taille. Par conséquent, les FCEV présentent la meilleure solution pour décarboniser ces modes de transport (FCH 2 JU 2019). Pour les avions et les navires de fret, les carburants synthétiques sont considérés par de nombreux chercheurs comme la seule option de décarbonisation réalisable actuellement, bien qu'à long terme, l'aviation, qui fonctionne à l'hydrogène, puisse devenir une option plausible pour les courts et moyens courriers. (FCH 2 JU 2020). Globalement, le potentiel théorique de l'utilisation future de l'hydrogène et des carburants à base d'hydrogène dans le secteur des transports semble présenter bien des avantages. Toutefois, la question qui reste à élucider consiste à savoir quel rôle l'hydrogène vert et les carburants à base d'hydrogène pourraient jouer pour améliorer la durabilité du secteur des transports en Tunisie.

Le secteur des transports en Tunisie est à l'origine d'environ 26% des émissions de CO₂ du secteur de l'énergie (ANME 2019); et d'environ 31% de la consommation nationale en énergie (ONE 2019). Le développement économique devrait entraîner également une augmentation du taux de motorisation, tout comme le nombre de kilomètres traversés, pour

le transport des passagers, et le volume de marchandises à transporter qui devraient augmenter. A ce titre, le secteur joue déjà un rôle clé dans le développement économique du pays, vu que les lignes de transport maritime et aérien sont consacrées essentiellement à l’essor du commerce et du tourisme. Grâce à la position géographique favorable au centre de la Méditerranée pour la Tunisie et à sa proximité des principales routes maritimes, ses secteurs des transports devraient également jouer un rôle essentiel dans tout effort de croissance économique future. Par conséquent, le gouvernement tunisien a établi une ambitieuse feuille de route pour le secteur des transports à l’horizon 2040, allouant ainsi un volume d’investissements qui dépasse les 22 milliards de dollars américains pour les seuls projets inhérents aux transports ferroviaire, routier et aérien (TMO 2019). L’objectif est d’améliorer l’efficacité et l’efficacité du secteur des transports et de garantir sa durabilité. Pour cela, l’hydrogène vert et les carburants synthétiques pourraient devenir une option future pour le transport durable en Tunisie, même si la technologie n’est pas encore compétitive actuellement en termes de coûts, surtout par rapport aux carburants conventionnels. En outre, d’importantes structures de soutien, des mécanismes d’incitation et des réglementations demeurent de mise pour rendre ces carburants encore plus compétitifs.

Les segments du secteur des transports en Tunisie qui se prêtent le mieux à l’introduction de l’hydrogène vert et des carburants synthétiques à base d’hydrogène vert sont l’aviation, le trafic maritime, le transport ferroviaire et les véhicules lourds tels que les autocars et les camions. En outre, l’aviation et le trafic maritime pourraient présenter un grand potentiel en raison de leur orientation internationale et de leur intégration dans les efforts déployés à l’échelle mondiale pour la protection du climat. De même, le transport ferroviaire pourrait constituer une option intéressante en raison des investissements prévus dans les années à venir. En effet, le bon usage de ces options devrait permettre de mettre en œuvre des technologies innovantes à faible émission de carbone au lieu d’investir dans des technologies à base de combustibles fossiles. En outre, toute décision arbitraire ou aléatoire pourrait créer des effets de verrouillage et mener à d’éventuels investissements sans intérêt réel. Aussi, les autocars et les camions, qui parcourent de longues distances, pourraient bénéficier des solutions PtX qui offrent, à leur tour, plusieurs avantages pour décarboniser ces segments, et ce en comparaison à l’électrification directe. Le schéma 5.16 donne un aperçu sur la situation et les opportunités réelles dans le secteur des transports en Tunisie. Ces différents points seront examinés brièvement dans les sections suivantes.





	Applications du PtX	Status de développement	Potentiel de développement à long terme en Tunisie
Transport Aérien 	<ul style="list-style-type: none"> • Production de PtL (carburant à réaction) via Fischer-Tropsch ou synthèse de méthano • Avions à hydrogène 	Etudes de faisabilité, recherche et projets pilotes prévus	Les efforts de dé-carbonisation de l'industrie aéronautique et augmentation potentielle des coûts pour compenser les émissions pour les vols à destination et en provenance de la Tunisie pourraient susciter l'intérêt de produire du PtL en Tunisie.
Transport Maritime 	<ul style="list-style-type: none"> • L'ammoniac comme carburant • Navires à hydrogène 	Recherche et projets pilotes. Les entreprises attendent les navires propulsés à l'ammoniac sur le marché avant 2030.	Les efforts de l'OMI et de l'UE pour dé-carboniser le transport maritime pourraient créer une demande potentielle d'ammoniac comme combustible, par ex. pour expédition depuis la Tunisie. Le Potentiel d'utilisation des infrastructures existantes pour la manutention d'ammoniac au port de Gabés, est à explorer.
Transport ferroviaire 	<ul style="list-style-type: none"> • Hydrogen trains • PtL as drop-in fuel for diesel locomotives 	Les premiers trains à hydrogène circulent dans un certain nombre de pays. Plusieurs entreprises travaillent pour ramener des trains sur le marché.	Seule une petite partie des voies électrifiées. Les trains à hydrogène pourront être une alternative pour les lignes de fret longue distance pour décarboniser le secteur ferroviaire. Possibilité de concentrer les investissements en cours dans le secteur ferroviaire sur la technologie verte pour éviter les effets de verrouillage technologique.
Transport routier 	<ul style="list-style-type: none"> • Voiture électrique à pile à combustible • Camion électrique à pile à combustible • Bus électrique à pile à combustible • PTL comme une diminution dans les carburants 	FCEV légers disponible dans le commerce. Plusieurs FCEV à usage intensif projets de démonstration et demande croissante	Potentiel le plus élevé pour les véhicules lourds en des flottes dédiées, avec des kilométrages quotidiens élevés sur les itinéraires et ravitaillement centralisé. Le service national de bus pourrait être un segment potentiel pour conduire un adoption précoce avec le soutien du gouvernement.

Fig. 5.16 Aperçu sur les opportunités de Power-to-X dans le secteur des transports en Tunisie

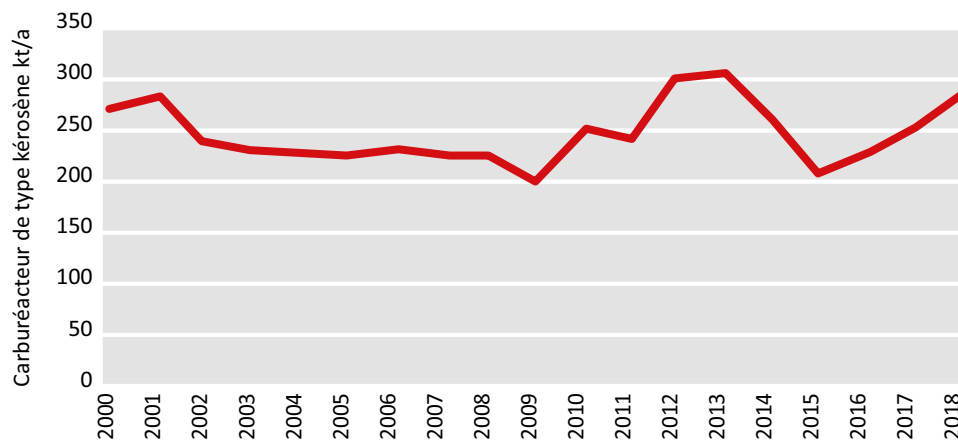
5.5.1 Aviation

La Tunisie compte neuf aéroports et un petit nombre de terrains d'aviation et de pistes d'atterrissage. De même, les vols internationaux constituent la majeure partie du trafic aérien en Tunisie. En 2018, un nombre record de 9,4 millions de touristes ont visité la Tunisie, dont une grande partie est arrivée par avion, ce qui a fait du pays l'un des marchés aériens les plus développés en Afrique (Banque mondiale 2021 ; OBG 2017). En outre, ces chiffres qui étaient en croissance constante, n'ont été ralentis que sous l'impact de la pandémie de COVID 19. Au niveau mondial, le trafic aérien international, qui augmentait à un rythme de 6,2 % par an, s'attendait à doubler d'ici le milieu du siècle avant que la pandémie de COVID19 ne le frappe de plein fouet (AIE 2020b). Aussi, et bien que le trafic aérien demeure actuellement considérablement réduit en raison de la pandémie et de l'impact négatif qui pèse encore sur le secteur de l'aviation, on s'attend généralement à ce que le trafic aérien connaisse une courbe ascendante et que le pays recouvre l'essor escompté.

Le secteur de l'aviation, qui est fortement internationalisé, demeure bien interconnecté et largement normalisé. Par conséquent, les objectifs de réduction des émissions de CO₂ dans ce secteur, tel que décidé par l'Association Internationale du Transport Aérien (IATA), dont les membres représentent 82% du trafic aérien mondial, sont pertinents pour la Tunisie - d'autant plus que les deux principales compagnies aériennes tunisiennes, Tunisair et Nouvelair, sont membres de l'IATA. En outre, 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 (à comparer aux niveaux de 2005) (IATA 2020). Ainsi, les facteurs d'énergie renouvelable constituent un pilier incontournable pour atteindre tous les objectifs tracés.

Partant de ces objectifs, le système de compensation et de réduction du carbone pour l'aviation internationale (CORSIA) a été introduit en 2016 comme mesure basée sur le marché. De même, les obligations CORSIA sont entrées en vigueur en 2019, avec une phase pilote projetée pour la période 2021 à 2026. Depuis janvier 2021, les vols entre les états qui se portent volontaires, pour participer à cette phase pilote, sont soumis aux exigences de compensation (IATA 2020). Toutefois, et à compter de 2027, l'intérêt serait concentré sur la possibilité de compenser tous les vols internationaux exploités par les états membres de l'Organisation de l'Aviation Civile Internationale (OACI). La Tunisie, qui compte également parmi les états membre de l'OACI, s'est déjà portée volontaire pour participer à la phase pilote indiquée ci-dessus. Cela signifie qu'à l'avenir les compagnies aériennes qui volent vers et depuis la Tunisie seront tenues de compenser leurs émissions. Devant l'augmentation considérable attendue du prix du carbone, cela pourrait entraîner un intérêt croissant pour les carburants aéronautiques durables (SAF), tels que les carburants synthétiques basés sur l'hydrogène produit à partir d'électricité renouvelable. Quant aux carburants synthétiques qui peuvent être introduits, ce qui signifie qu'ils peuvent être distribués et utilisés dans le cadre de la technologie existante. Ils devraient jouer un rôle particulièrement important dans ce contexte (Schmidt et al. 2018), vu que la longue durée de vie des avions, des moteurs et des infrastructures fait que l'introduction de nouvelles technologies à court terme demeure encore difficile (Scheelhaase et al. 2019).

La Tunisie importe actuellement la quasi-totalité de ses besoins en kérosène. En 2018, la Tunisie a importé 284 000 tonnes de carburant de type kérosène qui est stocké dans les soutes des avions internationaux. Aussi, et bien que les quantités importées et stockées restent variables, elles demeurent néanmoins dans une fourchette de 200 000 à 300 000 tonnes au cours des vingt dernières années (Sch. 5.17).



(Source: UN data 2021)

Fig. 5.17 Importation de carburéacteur type kérosène en Tunisie 2000-2018 (en tonnes)

Par conséquent, l'une des options, qui peuvent s'offrir à long terme, consiste à étudier les possibilités de production de carburéacteur à partir d'électricité renouvelable en Tunisie. Cependant, il faut noter qu'aux prix de production actuels, le kérosène à base d'énergie renouvelable devrait être 4 à 6 fois plus cher que le kérosène conventionnel. De même, et à long terme, les progrès technologiques devraient réduire cette différence pour qu'elle ne dépasse pas 1,5 à 2 au plus (AIE 2019). Ainsi, toute introduction de kérosène à base d'électricité renouvelable devrait être accompagnée d'incitations financières ou d'autres mesures de soutien, soit au niveau politique, soit au niveau de l'industrie aéronautique. En outre, et bien que la technologie de production de ces carburants à base d'électricité a été déjà testée, le volume de production de ces carburants n'a pas encore atteint un niveau qui permet de le commercialiser à une échelle industrielle. Aussi, le Centre Aérospatial Allemand (DLR), qui est soutenu par le ministère Fédéral Allemand des Transports et de l'Infrastructure Numérique (BMVI), a récemment mis en service une usine pilote (2021) pour produire du kérosène renouvelable à base d'électricité pour l'aviation (DLR 2021). Un autre projet a été établi en Norvège, où un consortium de partenaires industriels prévoit la construction de la première usine commerciale européenne spécialisée dans le carburant pour avion à base d'hydrogène, obtenus grâce aux énergies renouvelables. (Sunfire 2020). En outre, diverses compagnies aériennes ont manifesté leur intérêt pour le kérosène produit à partir d'électricité renouvelable. A titre d'exemple, Lufthansa a signé, en 2019, une déclaration d'intention conjointe avec la raffinerie Heide en Allemagne pour la production et l'homologation de kérosène à base d'électricité.

Du point de vue technique, il existe deux méthodes principales pour la production de carburéacteur renouvelable : la synthèse de Fischer-Tropsch et la synthèse du méthanol. Là, l'électricité renouvelable, l'eau et le dioxyde de carbone (CO₂) sont les principaux intrants de ces deux filières. La synthèse de Fischer-Tropsch consiste en un procédé de polymérisation et d'hydrogénation du CO, qui permet de produire des hydrocarbures à chaîne longue à partir de monoxyde de carbone et d'hydrogène (Zelt et al. 2021). A ce stade, le produit principal, qui est un pétrole synthétique (également connu sous le nom de «Syn crude»), doit être amélioré par hydrocraquage, isomérisation et distillation, et ce pour pouvoir l'utiliser comme carburant pour avion (Schmidt et al. 2016). A l'état actuel, seule la moitié environ de la production de la synthèse de Fischer-Tropsch peut être utilisée pour la

production de carburéacteur (ibid.). Aussi, le niveau de maturité technologique de la synthèse de Fischer-Tropsch et des procédés de raffinage ultérieurs est actuellement estimé entre cinq et sept sur une échelle de neuf points (Zelt et al. 2021). De même, certains des composants peuvent être déjà déployés, même s’il n’existe pas encore d’installations commerciales de taille industrielle encore. Néanmoins, il paraît plausible qu’un développement intensif permettrait de déployer des installations commerciales de taille industrielle d’ici 2030 (ibid.). Quant aux utilisateurs finaux, le kérosène de paraffinique synthétique de Fischer-Tropsch a déjà été approuvé, pour un taux pouvant atteindre 50 %, dans les mélanges de carburéacteur (Schmidt et al. 2016).

L’autre alternative, qu’il faut considérer pour la production de carburéacteur, consiste à utiliser le méthanol comme produit intermédiaire (Schmidt et al. 2016). Ainsi, le méthanol peut également être produit à partir d’énergies renouvelables (voir également la section 5.3.4). Pour produire du carburéacteur à partir de méthanol, plusieurs étapes de conversion et de valorisation sont à envisager. Cela comprendra les procédés de synthèse des DME, les procédés de synthèse d’oléfines, l’oligomérisation et l’hydrotraitement (Schmidt et al. 2016).

Le processus de transformation du méthanol en kérosène est toujours en cours de développement, avec un niveau de maturité technologique actuel qui varie entre 5 et 6. Quant à l’utilisateur final, le kérosène issu du méthanol n’a pas encore été commercialement approuvé dans le secteur de l’aviation. Cela étant, il devrait y avoir des caractéristiques semblables à celles des produits dérivés de Fischer-Tropsch (AESA 2019).

Dans ce cadre, et pour produire une unité de carburéacteur, la demande en électricité est à peu près la même pour les deux méthodes employées, ce qui signifie que si on parvient à produire du carburéacteur à partir d’électricité renouvelable à l’avenir en Tunisie, la demande en électricité serait la même pour les deux technologies. Ainsi, les rendements procurés par les deux méthodes dépendent presque entièrement de la manière dont la chaleur issue des synthèses peut être réutilisée dans d’autres processus, tels que l’électrolyse ou la fourniture de CO₂ (Schmidt et al. 2016).

Le Sch.5.18 montre comment la demande en carburéacteur pourrait évoluer selon trois scénarios plausibles. Dans l’ensemble, on suppose que la demande de carburéacteur en Tunisie augmentera à long terme, car on s’attend à ce que le nombre de voyages et le volume de transport aérien se développent, bien que de manière encore progressive, et ce sous l’impact de la pandémie de COVID19. A ce titre, et vu que la technologie est encore au stade du développement, on estime que d’ici 2030, le kérosène vert ne sera produit que par une grande usine pilote en Tunisie dans le meilleur des cas. Après 2030, le scénario BaU ne montre qu’une légère augmentation de la demande par rapport aux niveaux précédant la propagation de la pandémie COVID 19.

Le scénario de croissance (Croissance) suppose que le trafic aérien en Tunisie doublera d’ici 2050. Cette hypothèse est basée sur différentes prévisions du trafic aérien, qui prévoient tous un taux de croissance entre 3,4 à 6,2% pour le Moyen-Orient et l’Afrique (OACI 2018). Aussi, la croissance du secteur aéronautique tunisien entraîne une augmentation de la demande sur le carburant d’aviation avec un taux de croissance annuel moyen pouvant atteindre les 2,4 %, ce qui aurait pour effet d’environ doubler la demande entre 2018 et 2050. Un troisième scénario, qui rappelle celui de l’exportation (Export), prévoit que la Tunisie exporte du kérosène vert d’ici 2050, en plus de pouvoir répondre aux besoins de la demande intérieure. Dans les trois scénarios, le kérosène vert remplace progressivement le kérosène conventionnel pour le secteur de l’aviation en Tunisie. A ce titre, et jusqu’en 2040, on suppose qu’un mélange de 50 % de kérosène vert seulement est autorisé dans les carburéacteurs, ce qui signifie que les 50 % restants (sous forme de carburéacteur de type kérosène conventionnel) doivent être importés. Il est

prévu que d’ici 2050, 100% du kérosène serait produit à partir d’énergies renouvelables en Tunisie. L’adoption plus rapide ou plus lente du kérosène à base d’énergie renouvelable entraînerait par conséquent une augmentation, ou une diminution, de la demande en électricité au cours des années indiquées.

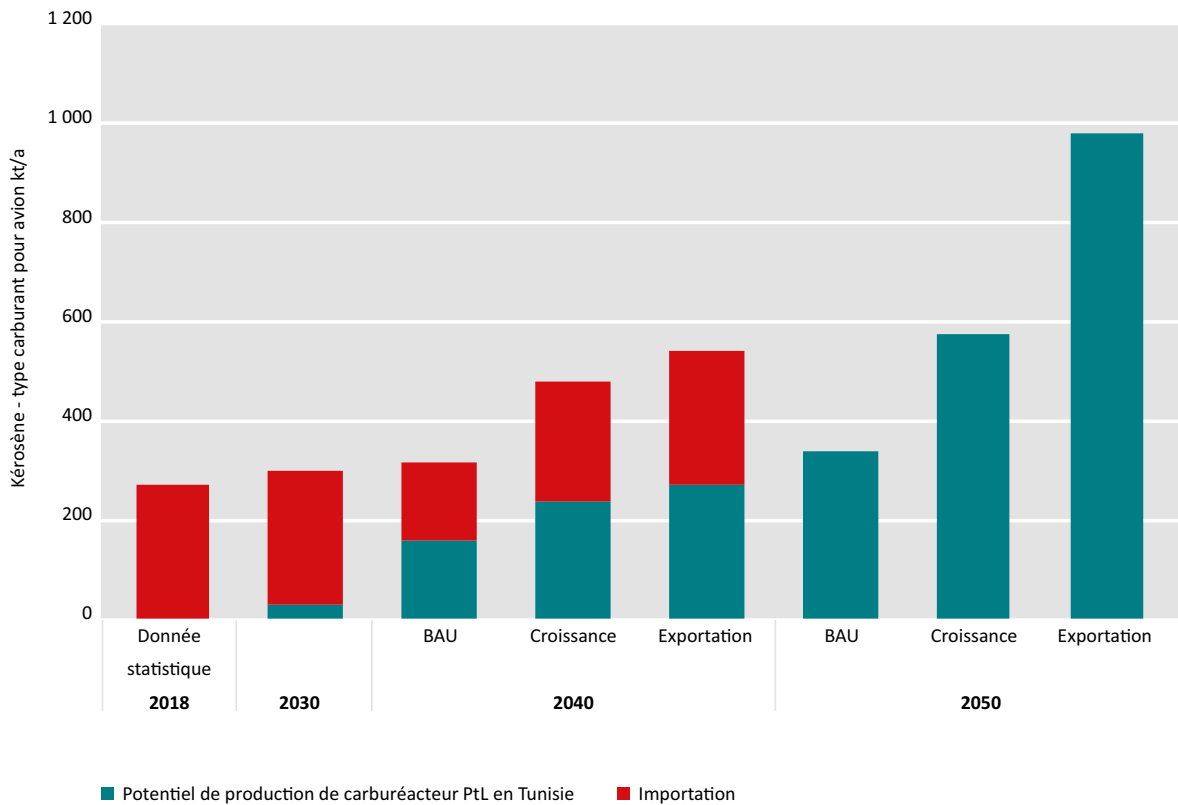
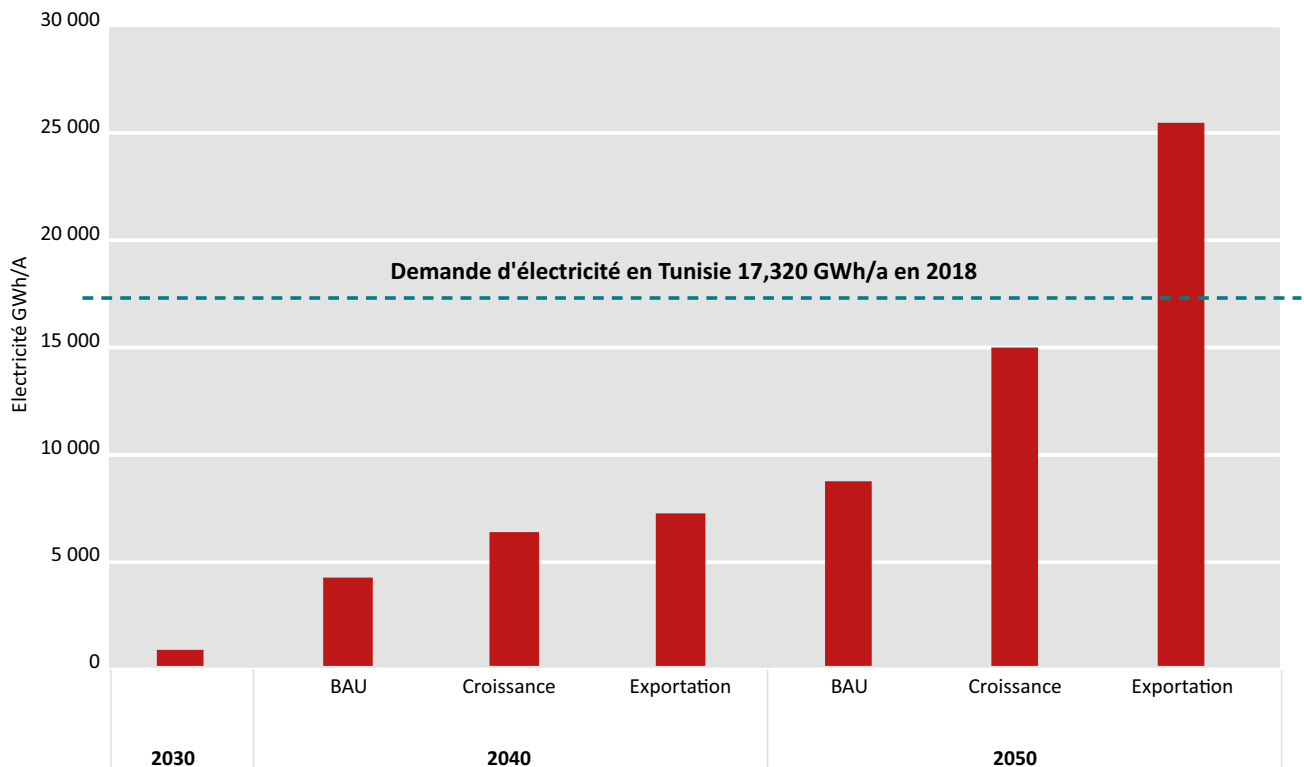


Fig. 5.18 Scénarios de demande et de production de carburéacteur PtL renouvelable pour la Tunisie (en tonnes par an)

Liée aux différentes méthodes de développement de la production de carburant Power-to-Liquid (PtL), la demande en électricité est présentée dans le schéma 5.19. A ce titre, la demande en électricité renouvelable commencera à augmenter après 2030, lorsque la production de PtL sera plus mature et quand elle pourra être appliquée réellement à l’échelle industrielle. Avant cela, on ne peut prétendre qu’à une production à petite échelle et sous forme d’un projet pilote. Ainsi, et pour répondre à 100 % à la demande modélisée de carburéacteur de type kérosène en Tunisie d’ici 2050, il faudrait entre environ 9 000 GWh et 25 000 GWh en 2050, et ce selon le scénario envisagé (Sch. 5.19).

Les investissements nécessaires pour la construction d’installations capables de fournir des énergies renouvelables et des énergies de synthèse requièrent des fonds pour pouvoir répondre à la demande de l’énergie renouvelable, de l’électrolyse, des usines de synthèse et des projets de dessalement. A cet effet, l’expansion de la production d’électricité renouvelable devrait absorber la majeure partie des coûts requis.



(Source: Wuppertal Institut)

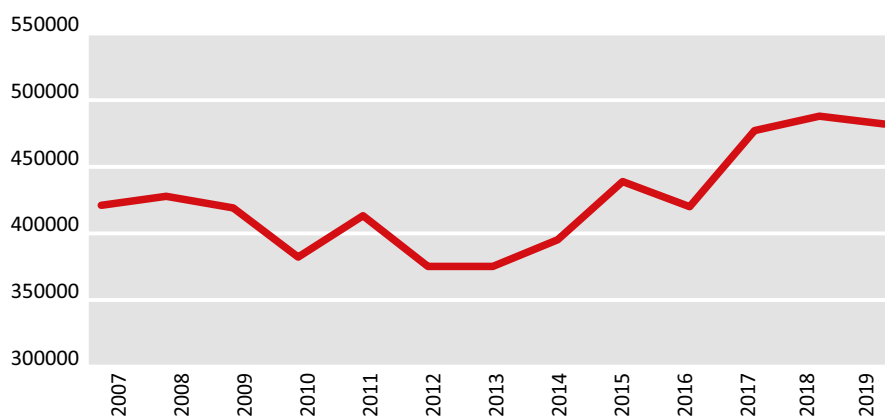
Fig. 5.19 Demande potentielle en électricité renouvelable pour la production de carburéacteur Ptl en Tunisie pour différents scénarios (en GWh par an)

5.5.2 Transport maritime

Les carburants à base d'hydrogène pourraient présenter des avantages pour les transports maritimes à longue distance où il est plus difficile d'utiliser l'hydrogène ou l'électricité. A ce titre, le secteur maritime représente actuellement environ 5 % de la demande mondiale en pétrole. La majeure partie du carburant (80 %) est utilisée dans le transport maritime international, dont 90 % pour le transport de marchandises (AIE 2019). Sur la base des objectifs adoptés en 2018 par l'Organisation Maritime Internationale (OMI), visant à réduire les émissions annuelles de gaz à effet de serre du transport maritime international d'au moins 50 % d'ici à 2050 (par rapport aux niveaux de 2008), et à réduire l'intensité carbonique du transport maritime ne cessent de chercher des solutions alternatives pour réduire l'utilisation de combustibles fossiles pour les navires. Dans le même ordre d'idées, et en tant que carburant de substitution potentiel, l'ammoniac suscite un intérêt particulier dans le secteur des transports maritimes. À ce jour, toutefois, l'utilisation de carburants à base d'hydrogène, y compris l'ammoniac pour le transport maritime, n'a dépassé guère le stade de la recherche et celui de l'expérimentation. Aussi, les parties prenantes du secteur s'attendent à ce que les efforts, déployés actuellement par différentes entreprises pour développer la technologie des moteurs utilisés, permettront une meilleure exploitation de l'ammoniac pour les moteurs marins classiques dès 2023 (Stevens 2020). Toutefois, on prévoit que le coût constitue toujours, aussi bien à présent qu'à l'avenir, un obstacle majeur, d'autant que le coût du carburant représente encore un facteur déterminant pour le secteur du transport maritime. En outre, l'hydrogène et l'ammoniac se caractérisent tous les

deux par une densité énergétique plus faible et auraient besoin d’un espace de stockage plus important, chose qui risque de réduire le volume des cargaisons. 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 au niveau des réglementations ou de la tarification du carbone (AIE 2019). Toutefois, force est de constater à ce stade que l’UE avance dans son projet qui appelle à l’inclusion du transport maritime dans le système européen d’échange de quotas d’émission (ETS). Toutefois, et bien que certaines questions n’aient pas encore été finalisées, il importe de rappeler que la législation nécessaire pourrait entrer en vigueur dès le 1er janvier 2022 (Lexology 2020).

Vu que l’UE constitue l’un des principaux partenaires commerciaux de la Tunisie, cette législation pourrait affecter le transport maritime à destination et en provenance de la Tunisie, d’autant plus que le pays réalise 90 % de son commerce extérieur par voie maritime (OBG 2017). En outre, la Tunisie dispose d’un vaste réseau d’infrastructures maritimes, avec deux ports à conteneurs à Tunis et Sfax et sept ports commerciaux spécialisés bien que de taille plus réduite (ibid.). Dans l’ensemble, on s’attend à ce que le transport maritime mondial de marchandises, qui devrait augmenter de manière considérable de l’ordre d’environ 45 % d’ici 2030 et plus, tripler de volume d’ici 2050 (AIE 2019). Cette tendance mondiale se reflète dans le trafic de conteneurs dans les ports tunisiens, comme il est démontré dans le sch. 5.20.



(Source: UNCTAD 2020)

Fig. 5.20 Trafic portuaire conteneurisé de la Tunisie 2007-2019 (en EVP: unités équivalentes à 20 pieds)

Cependant, et bien que le transport maritime soit en forte progression, les ports tunisiens deviennent un goulot d’étranglement pour l’économie tunisienne car ils sont saturés et souffrent d’un manque flagrant, en équipements et infrastructures, ainsi que de services de soutien appropriés (Morsy et al. 2018).

Le port commercial de Gabes pourrait servir de point de départ pour analyser les possibilités futures qui peuvent déterminer la production d’ammoniac en tant que combustible de transport. Aussi, et comme indiqué dans la section portant sur le secteur industriel, contenue dans le présent rapport, on constate bien qu’on traite déjà les importations d’ammoniac au niveau du port, et où l’infrastructure pourrait être utilisée pour traiter cette matière en tant que combustible de transport, ou exploiter cette infrastructure portuaire pour exporter l’ammoniac en tant que ressource énergétique. En outre, et si l’ammoniac, ou d’autres carburants PtX, doit être produit et exporté à long terme par voie maritime à partir de la Tunisie (et pas par pipeline uniquement), il faudrait également réduire l’empreinte carbonique

du transport maritime. Aussi, et afin de déterminer si la fourniture d’ammoniac comme carburant pour le transport maritime dans les ports tunisiens pourrait bien constituer une opportunité rentable, il va falloir procéder à une analyse plus détaillée dans ce sens. Il serait, par exemple, intéressant d’évaluer si les infrastructures existantes peuvent être utilisées et quelles mesures (comme les sites portuaires de soutage) seraient requises pour traiter l’ammoniaque comme carburant de transport maritime. En outre, il faudrait recueillir et analyser des informations sur les types de navires qui fréquentent le port et sur la quantité de carburant qu’ils consomment. L’analyse des principales routes maritimes serait également opportune pour déterminer si d’éventuels mécanismes de tarification du carbone, entraînant une demande de transport maritime à faibles émissions, s’appliqueraient à l’avenir.

5.5.3 Chemin de fer

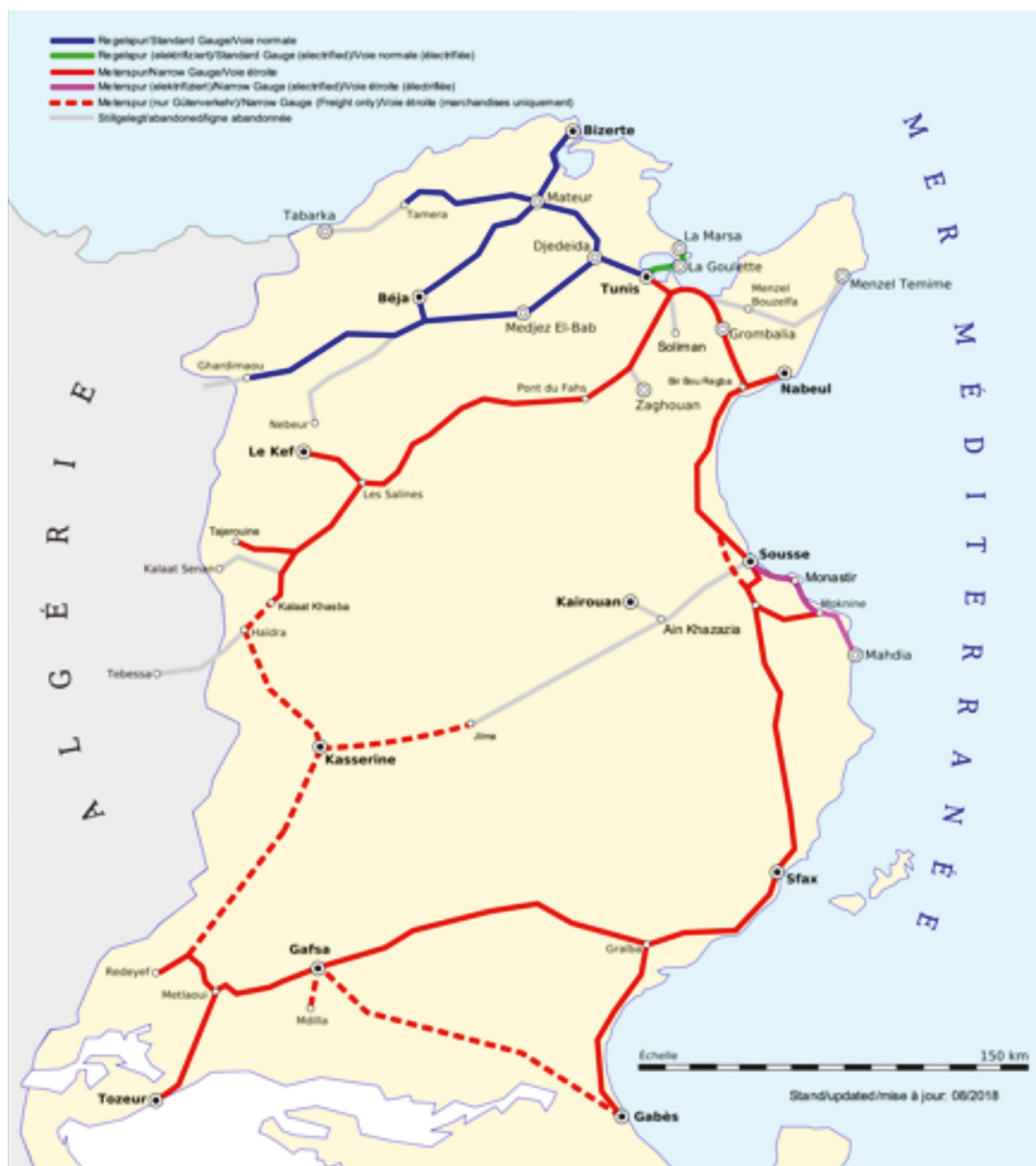
Au niveau mondial, le chemin de fer est le mode de transport le plus électrifié. Cependant, ce système d’électrification ne dépasse guère quelques petits segments en Tunisie. En effet, les réseaux de transport de passagers et de marchandises couvrent 2 165 km. Ces réseaux sont répartis sur 23 lignes, dont 90 km uniquement sont électrifiés (65 km de Sousse à Mahdia et 25 km de Tunis à Borj Cédria) (SNCFT 2021). A ce titre, il importe bien de noter que la Tunisie compte environ 140 locomotives à moteur diesel en service (Medstat 2020).

L’électrification par des lignes aériennes nécessiterait de gros investissements pour les infrastructures, chose qui ne rend ce genre de projet viable et rentable que pour les lignes à forte densité (Zenith et al. 2019). Cependant, il existe d’autres options pour remplacer les locomotives à moteur diesel et décarboniser le transport ferroviaire. Il s’agit notamment des trains alimentés par des batteries et des trains à pile qui fonctionnent à l’hydrogène (IEA 2019). A ce titre, et sur les itinéraires à faible densité, l’électrification par batterie ou par hydrogène offre une alternative intéressante pour électrifier les voies ferrées.

Même si les trains à batteries consomment nettement moins d’énergie que les trains à hydrogène, ces derniers présentent l’avantage de pouvoir parcourir de longues distances sans être rechargés (jusqu’à 800 km), en plus du temps de ravitaillement qui est comparable à celui des moteurs diesel. Ceci les prédestine particulièrement aux longs trajets et au trafic à faible densité. Toutefois, des investissements supplémentaires pour la production et le stockage de l’hydrogène seraient nécessaires si on veut que le projet soit vraiment viable et rentable.

Plusieurs pays, y compris l’Allemagne, ont déjà testé avec succès des trains à hydrogène et d’autres prévoient d’introduire de tels modes de transport dans un avenir proche. Actuellement, au moins trois entreprises (comme Alstom, à titre d’exemple) se penchent sur le développement et la fabrication de trains à hydrogène (AIE 2019). A ce titre, en Californie par exemple, un premier train électrique pour marchandises est en cours d’essai (BNSF 2019). Cependant, et bien que les premiers trains soient disponibles pour ce genre de commerce, l’introduction massive de ce mode de transport sur le marché n’est pas prévue avant 2025, et pas avant 2030 dans le scénario « statu quo » (FCH 2 JU 2019). De même, et selon les circonstances qui se présenteraient, il n’est pas exclu que les trains à hydrogène soient bien compétitifs, en termes de coûts, du moins par rapport aux trains circulant sur des lignes aériennes électriques (Hydrogen Council 2020). Cela s’applique aux longues distances et aux grands trains et où ces conditions sont principalement observées pour le transport ferroviaire de marchandises (Zenith et al. 2019). En Tunisie par exemple, ces conditions s’appliquent bien aux longues routes de fret de l’intérieur vers la côte et du sud vers le nord (Sch. 5.21). En effet, on constate que dans ces régions les lignes sont essentiellement réservées au transport des marchandises telles que le phosphate, les engrais, le soufre, les matériaux de construction, les denrées alimentaires, le coke de pétrole et les conteneurs (SNCFT 2021). Aussi, et compte tenu des investissements prévus dans le secteur ferroviaire tunisien, il pourrait être judicieux d’envisager des options de trains à hydrogène pour le

transport de marchandises sur de longues distances. Cette option pourrait offrir la possibilité d’éviter le verrouillage technologique résultant de l’extension du parc ferroviaire employant des trains à moteur diesel. Dans le meilleur des cas, les produits pétroliers raffinés importés pourraient être remplacés par des carburants renouvelables, produits localement et alloués au transport ferroviaire de marchandises en Tunisie. Tout au moins, la possibilité de rééquiper les locomotives diesel pour qu’elles fonctionnent à l’hydrogène à une date ultérieure devrait être envisagée dans le cadre du processus d’approvisionnement. A cet effet, et partant des hypothèses optimistes concernant la réduction des coûts des piles à combustible, les trains à hydrogène pourraient également devenir compétitifs à l’avenir pour le transport ferroviaire de passagers à faible densité ; surtout dans les zones suburbaines et rurales (AIE, 2019b).



(Source: Lowside 2018)

Fig. 5.21 Réseau ferroviaire en Tunisie

5.5.4 Transport terrestre

Un bon potentiel pour les applications du PtX dans le secteur du transport terrestre serait envisageable quand on considère la disponibilité commerciale des véhicules à pile combustible (FCEV), la dégradation de la qualité des carburants PtX pour les flottes de véhicules disponibles ainsi que la nécessité de déployer des efforts supplémentaires pour réduire les émissions de gaz à effet de serre dans le transport routier. Dans un scénario ambitieux, l’acceptabilité par le marché de masse des FCEV est prévue pour les voitures, les autobus, les autocars et les camions dès 2025 (FCH 2 JU 2019). Actuellement, plus de 12 000 voitures dans le monde fonctionnent à l’hydrogène, mais ce chiffre demeure marginal par rapport à la taille du parc automobile mondial. Pour les véhicules légers, l’électrification directe est plus efficace que pour les véhicules à pile combustible. Ce même phénomène est d’autant plus rentable pour les véhicules qui fonctionnent aux carburants synthétiques. Par conséquent, l’électrification directe doit être privilégiée pour les voitures particulières et les camionnettes. Toutefois, dans le secteur du transport lourd et pour les longues distances, ainsi que pour les autobus et les autocars, l’utilisation de l’hydrogène présente plusieurs avantages par rapport aux véhicules à batterie. Ces avantages comprennent, entre autres, une plus grande autonomie, des temps de ravitaillement plus courts et une densité énergétique plus élevée de l’hydrogène. Aussi, les FCEV sont donc la meilleure solution si on tient vraiment à décarboniser ces modes de transport (FCH 2 JU 2019).

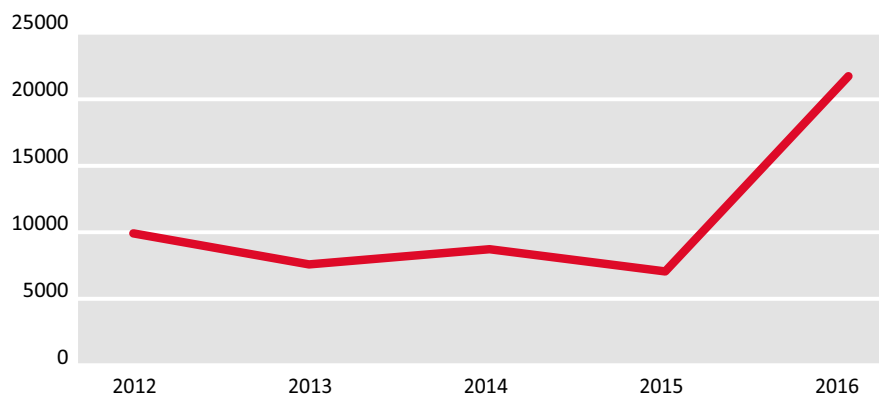
En ce qui concerne les autobus et les autocars, le nombre d’autobus électriques à pile combustible ne cesse d’augmenter dans le monde entier, notamment en Chine. A cet égard, force est de constater que ces véhicules ont été développés par au moins 11 entreprises (IEA 2019). Toutefois, et par rapport aux BEV (qui devraient représenter plus de 65 % de la flotte mondiale d’autobus), les FCEV ne devraient jouer qu’un rôle limité, avec une part d’environ 6,5 % dans le secteur des autobus (BloombergNEF 2019). En outre, les FCEV sont néanmoins particulièrement adaptés aux lignes de bus qui effectuent un très fort kilométrage quotidiennement, aux flottes d’autobus de taille moyenne ou grande, et lorsqu’une certaine flexibilité de fonctionnement est requise. Le service national d’autobus tunisien (Société Nationale du Transport Rural et Interurbain - SNTRI), qui emploie environ 121 autocars, circulant entre Tunis et presque toutes les autres villes du pays, serait un secteur approprié pour l’introduction d’autocars à hydrogène. Cependant, le coût de ces véhicules n’est pas encore compétitif par rapport aux autocars à carburant conventionnel. En revanche, leur mise en circulation dans d’autres pays a été largement encouragée par des initiatives étayées par le gouvernement (AIE 2019). En outre, et comme la SNTRI est une entreprise publique subventionnée par l’État, il pourrait s’agir là d’un segment qui se prête bien à l’utilisation précoce des véhicules électriques à pile à combustible, à commencer, par exemple, par les vieux véhicules qui doivent être retirés du parc roulant et remplacés. Cela nécessiterait, bien entendu, des décisions politiques solides et un soutien financier considérable. Aussi, et bien qu’il soit prévu que pour les longues distances d’ici 2030 du moins, les autobus et autocars fonctionnant à l’hydrogène atteignent une parité des coûts avec les autobus fonctionnant aux carburants conventionnels (Hydrogen Council 2020). Ici, des investissements supplémentaires demeurent bien nécessaires pour mettre en place l’infrastructure et lancer le programme de production d’hydrogène en Tunisie.

A comparer aux camions conventionnels, les camions fonctionnant à l’hydrogène ne sont pas encore compétitifs en termes de coûts. Ici, la Tunisie ne dispose pas encore de l’infrastructure de ravitaillement nécessaire. Toutefois, et en fonction de l’évolution du prix de l’hydrogène vert, les FCEV de moyenne et de forte puissance pourraient devenir compétitifs en termes de coûts par rapport aux camions conventionnels, et ce avant même 2030. Une analyse des coûts de décarbonisation du transport de marchandises suggère que les camions à pile à combustible constitueraient l’option la moins coûteuse pour les segments employant les poids moyens et lourds (Hydrogen Council 2020). Cela dépendra, en grande partie, de l’évolution des coûts de développement de véhicules, des coûts du carburant et de la disponibilité des stations de ravitaillement. Le segment le plus susceptible d’adopter les

camions à hydrogène serait une flotte spécialisée opérant sur des itinéraires fixes et pouvant se ravitailler dans une seule station de recharge en hydrogène centralisée. A titre d'exemple, les ports où les camions livrent leurs marchandises, pourraient constituer des solutions adéquates pour ce genre de projets (AIE 2019).

Dans ce sens, l'introduction des véhicules utilitaires lourds à pile à combustible, pourrait être une option rentable pour la Tunisie, pour réduire les émissions, et en même temps, remplacer les produits pétroliers raffinés et importés par une source d'énergie propre, verte et produite localement. En outre, ceci entraînerait bien une demande accrue sur les services de transport pour le pays qui se distingue par une économie émergente.

A ce titre, il faut noter aussi que le transport routier constitue actuellement le principal mode de transport de marchandises en Tunisie – accaparant environ 75% du volume de trafic (Abbes et Bulteau 2018). Aussi, le nombre de véhicules a déjà plus que doublé depuis 2012 (Sch. 5.22). Le transport de marchandises est donc responsable, en grande partie, de l'augmentation de la demande en combustibles fossiles et des émissions de CO₂ (Mraïh et al. 2014). Dans ce contexte, le transport routier de marchandises doit être considéré comme une opportunité à saisir en Tunisie pour la réduction des émissions de CO₂.



(Source: based on data from INS 2020)

Fig. 5.22 Nombre d'immatriculations de véhicules neufs de moyen et gros tonnage par an en Tunisie

5.6 OPPORTUNITÉS DE POWER-TO-X DANS LES SECTEURS DE L'ÉLECTRICITÉ ET DU GAZ

À mesure que la part des énergies renouvelables intermittentes augmente dans le mix électrique, les défis liés à l'équilibre entre l'offre et la demande se multiplient. Par conséquent, une forte proportion d'énergie renouvelable nécessite un certain degré de flexibilité pour garantir la stabilité du réseau et la fluidité de l'approvisionnement en électricité. En effet, une inadéquation temporelle entre l'offre et la demande en électricité peut se produire à court terme aussi bien entre le jour et la nuit que pendant les saisons (par exemple, entre l'été et l'hiver). De même, l'inadéquation spatiale entre l'offre et la demande peut également poser des problèmes. De même, et avec l'augmentation de la part des énergies renouvelables dans le mix électrique, la production de pointe - si elle ne doit pas être réduite - doit être soit stockée et réutilisée sous forme d'électricité, soit convertie en d'autres produits énergétiques, tels que des gaz et des combustibles liquides, et ce pour être utilisée dans d'autres secteurs (Kober et al. 2019). A ce titre, et pour répondre aux pics de la demande, les options de flexibilité et de stockage prendra de plus en plus d'ampleur.

La conversion de l'électricité en hydrogène est considérée comme l'une des options à préconiser pour compenser tout déséquilibre, et ce en augmentant la flexibilité du système électrique. A ce titre, d'autres options comprennent par exemple le stockage par pompage, les batteries, l'expansion du réseau et les échanges transfrontaliers (AIE 2019). En termes plus concrets, les technologies PtX peuvent soutenir le réseau électrique de deux manières :

- a. En équilibrant l'offre et la demande par la gestion de l'électricité excédentaire produite par des sources d'électricité renouvelables fluctuantes non répartissables ;
- b. En fournissant des services auxiliaires pour garantir la stabilité de fréquence du réseau (Kober et al. 2019). Sur le plan théorique, la conversion de l'électricité renouvelable «excédentaire» en hydrogène et la ré-électrification permettraient de stocker les quantités excédentaires d'énergie et de les consommer pendant les moments les plus critiques, plutôt que pendant la simple période de production, équilibrant ainsi l'offre et la demande en énergie.

L'hydrogène peut également être injecté dans les réseaux de gazoducs existants. Ceci peut bien se produire soit directement, soit par conversion en gaz naturel synthétique (GNS) vert. Ainsi, la quantité d'hydrogène, qui peut être ajoutée dans le réseau de gaz naturel, dépend des caractéristiques du réseau existant, de la composition du gaz naturel et des applications finales (IRENA 2018). Ici, on suppose actuellement qu'une part d'hydrogène, pouvant aller jusqu'à 20 %, ne nécessiterait aucune adaptation technique pour se greffer au sein de l'infrastructure de transport et de distribution du gaz naturel. Cependant, les applications finales sont plus sensibles et ne permettent souvent qu'une part réduite d'hydrogène dans le mélange. Par conséquent, de nombreux pays ont adopté un plafond compris entre 2 % et 6 % pour le mélange de gaz naturel (AIE 2019). En Allemagne, à titre d'exemple, un maximum de 10 % est possible, bien que diverses autres restrictions restent applicables (ibid). Aussi, des parts plus élevées ou constituées par le stockage, le transport et l'application d'hydrogène pur nécessiteraient des modifications de l'infrastructure existante, ou la construction de nouvelles infrastructures, ce qui risque de peser assez lourd en termes d'investissements. Le GNS vert, quant à lui, pourrait être injecté dans le réseau sans limites. A cet effet, la conversion de l'hydrogène en méthane (GNS) dans un réacteur de méthanisation nécessite l'ajout de CO₂. Quoique l'efficacité opérationnelle actuelle du système de conversion soit de 70% (Zelt et al 2021), il y aura des pertes d'énergie liées à cette transformation. Ces deux facteurs entraînent une augmentation du coût de production du méthane, ce qui rend le GNS vert plus cher que lorsqu'on utilise l'hydrogène plus directement.

En Tunisie, l'équilibre des décalages temporels et spatiaux, entre l'offre et la demande en électricité, ne pourrait s'avérer pertinent à l'avenir que si la part des énergies renouvelables augmente de manière significative. Aussi, et comme indiqué précédemment, les potentiels d'énergie renouvelable sont principalement situés dans les régions intérieures du sud du pays, alors que les principaux centres de demande se trouvent plutôt le long de la côte nord du pays (section 2). En outre, le mélange d'hydrogène vert dans l'infrastructure de gaz naturel existante pourrait contribuer à réduire l'empreinte carbone du mix électrique actuel. Par ailleurs, il n'existe, actuellement, aucune réglementation pour régir le mélange de gaz.

Toutefois, il convient de noter que les énergies renouvelables ne représentent aujourd'hui que 3% du mix électrique tunisien. Ainsi, le besoin de flexibilité, à cause de la variabilité des énergies renouvelables, est actuellement très limité. Dans le même temps, la demande en électricité augmente rapidement (section 2), alors que la Tunisie ne génère actuellement pas de surplus d'électricité. Dans la littérature, on suppose que l'hydrogène ne devient pertinent, comme option de stockage, que lorsque la part des énergies renouvelables est supérieure à 70% par rapport au mix électrique. Sur la base de FCH 2 JU (2019), avec une part de 70% d'énergies renouvelables, environ 5% en devraient être convertis en hydrogène. Par ailleurs, et avec une part de 80%, 10% en devraient être convertis en hydrogène. Dans le même temps, et pour un système électrique basé à 100% sur

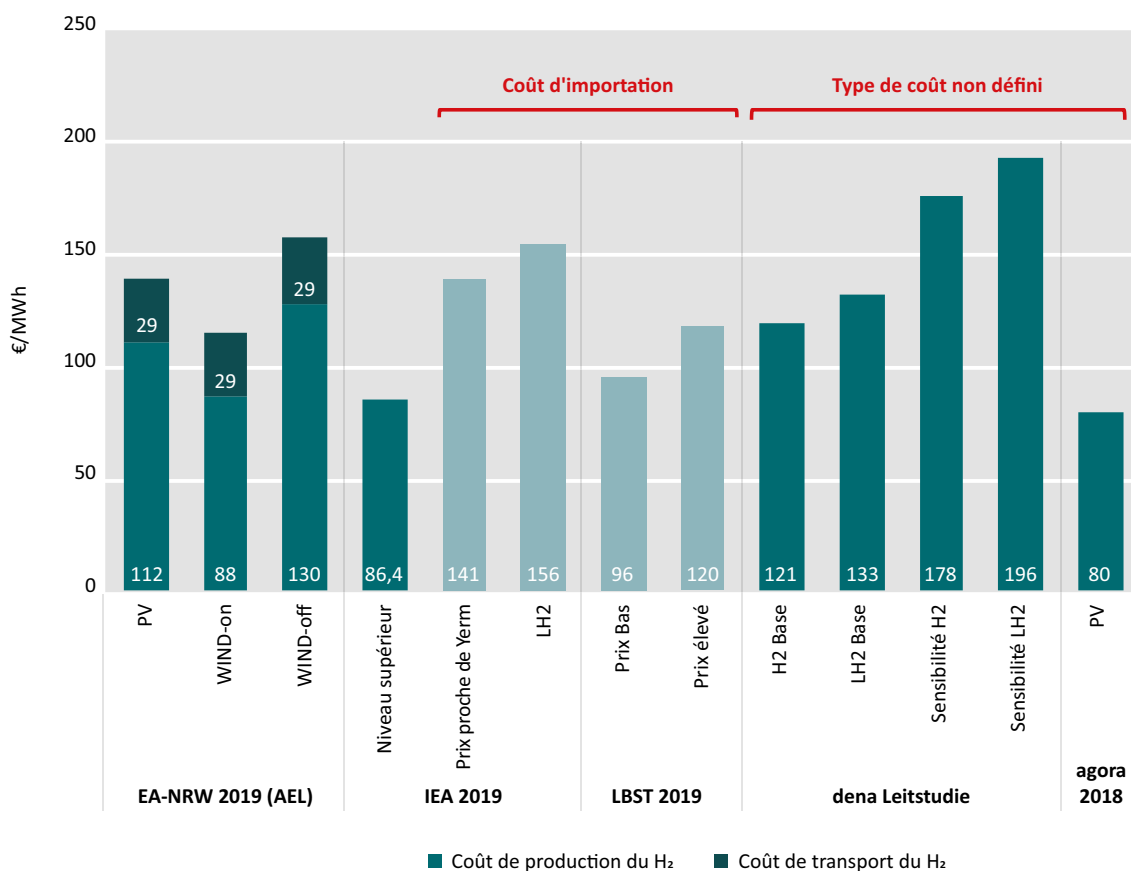
les énergies renouvelables, 14% en devraient idéalement être convertis en hydrogène. En outre, et si la part des énergies renouvelables est plus faible, d'autres options de flexibilité doivent être envisagées car elles sont jugées plus facilement réalisables. De même, et bien que ces estimations soient basées sur des systèmes électriques plus intégrés, par rapport au réseau électrique tunisien, la part des énergies renouvelables devrait encore augmenter considérablement pour que l'hydrogène devienne une option à la fois viable et rentable en Tunisie. A juste titre, les analyses ont bien montré que pour qu'un électrolyseur soit économiquement viable, il doit fonctionner pendant environ 5 000 heures par an (Urbansky 2020). Toutefois, si l'on table sur une durée de fonctionnement inférieure de 3 000 heures par an (Merten et al. 2020), il est peu probable qu'un surplus d'électricité suffisant provenant des énergies renouvelables soit généré pour qu'un électrolyseur soit économiquement rentable dans un avenir proche en Tunisie. En outre, et bien que des quantités plus importantes d'électricité soient prévues, elles sont souvent largement distribuées en termes d'espace et de temps de disponibilité. Ainsi, et pour déterminer comment et où l'utilisation de l'électricité excédentaire serait pertinente à l'avenir, pour produire de l'hydrogène, des analyses plus détaillées et bien adaptées au site seraient nécessaires. À l'heure actuelle, et à cet effet cependant, le secteur de l'électricité et du gaz ne semble pas offrir de grandes perspectives.

Les coûts jouent un rôle décisif dans l'évaluation des potentialités dont dispose la Tunisie pour produire, et éventuellement exporter, des produits PtX à grande échelle. Dans le même temps, les coûts de l'hydrogène vert demeurent tributaires de plusieurs facteurs qui peuvent varier notablement d'une région à l'autre et évoluer différemment dans le temps. Ainsi, les hypothèses de coûts pour un avenir lointain sont également soumises à des incertitudes indéniables. Le sous-chapitre suivant, 6.1, donne un aperçu sur les hypothèses techniques et financières, et les coûts qui en résultent, en termes de production d'hydrogène vert et de certains dérivés en Tunisie. Pour mieux cerner les incertitudes associées à ces hypothèses de tarification, les coûts sont calculés pour deux scénarios basés sur des hypothèses, à la fois optimistes et plus conservatrices, par rapport à l'évolution des coûts. Dans le scénario progressif, les coûts des investissements initiaux diminuent plus rapidement au fil du temps, tandis que dans le scénario conservateur, la courbe de réduction des prix prend un rythme plus lent. Par conséquent, les deux scénarios illustrent les options potentielles inhérentes au développement des coûts futurs pour le secteur du PtX en Tunisie.

Les coûts, et de manière plus générale, la décision d'investir dans une technologie particulière sont influencés non seulement par l'évolution des techniques et la diminution des coûts, au fil du temps par l'économie d'échelle, mais aussi par les conditions propres à chaque pays. Ceci est d'autant plus vrai pour les systèmes à forte intensité de capital et, par conséquent, pour la production de carburants PtX à partir d'énergies renouvelables. Par conséquent, le sous-chapitre 6.2 présente une analyse des effets provenant des mesures liées à la fois aux facteurs de sécurité et de risque tels qu'ils se présentent en Tunisie.

6.1 ANALYSE DU COÛT DE L'HYDROGÈNE

Actuellement, l'hydrogène vert coûte environ deux à trois fois plus que l'hydrogène produit à partir de combustibles fossiles. Aussi, les coûts de l'hydrogène vert se composent essentiellement des coûts de l'électricité ainsi que des coûts d'investissement pour l'installation d'électrolyse, ainsi que des coûts d'exploitation. À ce titre, l'électricité renouvelable constitue de loin le principal facteur de coût. Par ailleurs, le faible coût de l'électricité est donc une condition préalable et indispensable pour la production d'hydrogène vert à un prix compétitif (IRENA 2020). En outre, les sites, offrant des conditions optimales pour la production d'électricité renouvelable, ont donc un rôle important à jouer dans la production d'hydrogène vert dans un contexte compétitif. Le coût de l'hydrogène vert diminuera à mesure que les coûts des énergies renouvelables baissent à leur tour. Aussi, les coûts de l'électrolyseur, qui représente le deuxième facteur le plus coûteux au sein du processus, devraient également diminuer avec le temps en raison des économies d'échelle et des effets d'apprentissage (ibid). Dans l'ensemble, une grande incertitude subsiste quant aux coûts futurs de l'hydrogène vert, et où la littérature existante sur l'hydrogène vert et les technologies PtX présente un vaste éventail de coûts futurs prévus - en partie suite à la multitude des hypothèses formulées à cet égard. À ce titre, le schéma 6.1 résume les coûts de production et d'importation d'hydrogène vert en provenance de l'Afrique du Nord vers l'Allemagne, comme démontré dans plusieurs études pour l'année 2050 (Merten et al. 2020). Aussi, les données relatives aux coûts varient en fonction de types de tarifs appliqués : certaines études fournissent les coûts de production et les coûts de transport ; alors que d'autres se limitent aux coûts d'importation totaux ; tandis que d'autres ne précisent pas en détail quels sont les coûts qui ont été pris en compte. À ce niveau, il convient de rappeler que les coûts varient de 45 à 138 €/MWh, ce qui correspond à une moyenne qui dépasse les 90 €.



(Source: Merten et al. 2020)

Fig. 6.1 Comparaison des coûts de l’hydrogène vert (approvisionnement) pour les importations en provenance d’Afrique du Nord vers l’Allemagne en 2050

6.1.1 Estimations de coût

Pour les analyses qui suivent, il importe de signaler qu’il existe sept facteurs de coûts différents qui sont pris en considération, à savoir (investissement spécifique, durée de vie technique, rendement, coûts d’exploitation fixes, coûts de production d’électricité à partir de sources d’énergie renouvelables, heures de pleine charge des installations et taux d’intérêt). Les facteurs de coûts techniques reposent essentiellement sur l’hypothèse que les installations d’électrolyse constituent un produit d’investissement globalement uniforme, disponible dans tous les pays et dans les mêmes conditions technico-économiques (Merten et al. 2020).

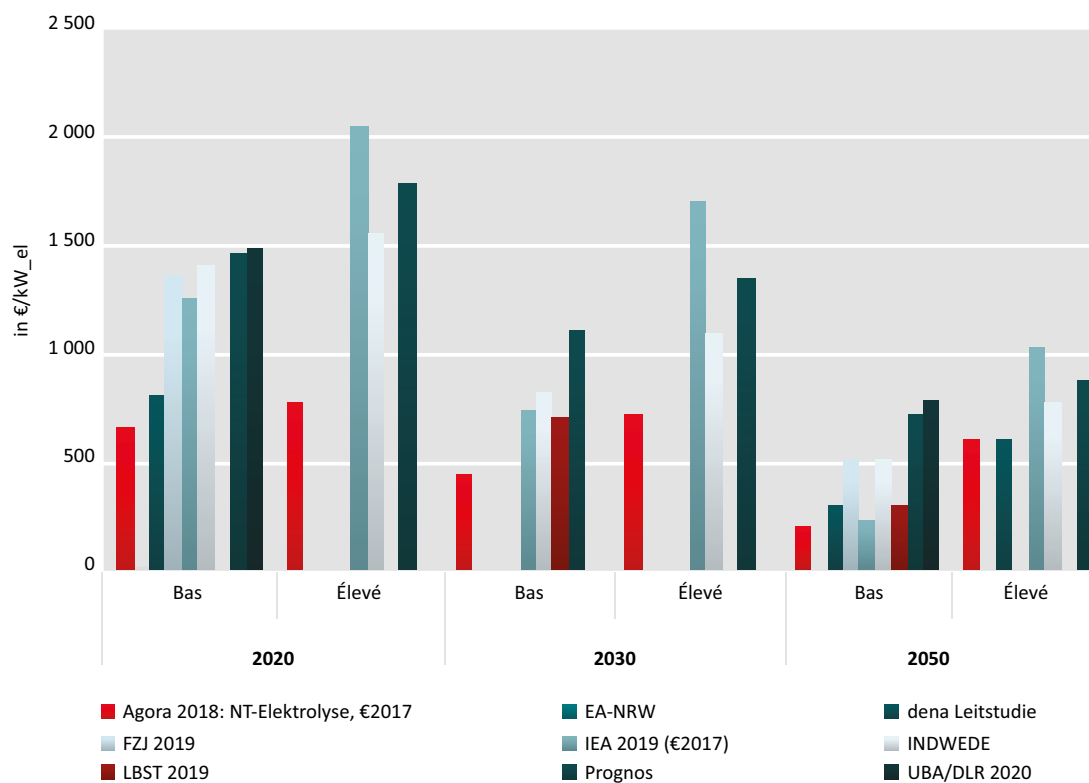
Etant donné que les facteurs qui sont liés au coût de production de l’électricité, aux heures de pleine charge et aux taux d’intérêt sont les facteurs les plus influents dans le système, on peut dire que ces facteurs peuvent différer considérablement d’un pays à l’autre ou d’une région à l’autre, et ce selon leur degré d’influence régionale sur les coûts de production qui en résultent ultérieurement.

A ce titre, il faut distinguer entre les facteurs liés à l’offre des sources d’énergies renouvelables, qui influencent les coûts d’exploitation, et le taux d’intérêt qui reste tributaire du schéma de financement. L’utilité de ce dernier fait qu’il permet de prendre en compte, indirectement, les différentes conditions politiques, juridiques et économiques et les facteurs qui régissent les investissements requis.

Les hypothèses de coûts sont calculées pour deux scénarios afin de mieux clarifier les méthodes à préconiser pour bien cerner l'évolution future des coûts pour le PtX en Tunisie. Dans le scénario progressif, les coûts des investissements initiaux diminuent plus rapidement au fil du temps, tandis que dans le scénario conservateur, les taux de diminution des prix sont supposés suivre un rythme plus lent. Ainsi, le tableau 6-1 résume les différentes hypothèses technico-économiques sous-jacentes aux scénarios progressif et conservateur.

Coûts d'investissement et coûts fixes d'exploitation

L'hydrogène, provenant de l'électrolyse, peut être produit par divers procédés, soit à basse température (AEL, PEM) ou à haute température (SOEL). Comme le montre le schéma 6 2, un large éventail de coûts d'investissement est consigné dans la littérature. Aussi, et par rapport à l'électrolyse à haute température, les procédés à basse température sont commercialement disponibles et bien avancés.



(Source: Merten et al. 2020)

Fig. 6.2 Hypothèses de fourchette de coûts d'investissement spécifiques pour la technologie PEM en €/kW_{el}

Pour calculer les coûts futurs, les hypothèses de coûts pour la technologie PEM sont utilisées en raison de ses avantages technologiques en termes de couplage avec l'électricité renouvelable fluctuante (cf. Merten et al 2020). Partant d'une méta-analyse des études sur les coûts de production d'hydrogène réalisée par le Wuppertal Institut et DIWecon (Merten et al. 2020), une sélection de paramètres technico-économiques a été effectuée pour nous permettre d'effectuer nos propres calculs (Tableau 6 1). La sélection de nos propres hypothèses de coûts (fourchettes) pour les investissements dans le temps (2030 : 670 €/kW_{el} à 1 100 €/kW_{el} et 2050 : 300 €/kW_{el} à 500 €/kW_{el}), est fondée sur les valeurs moyennes des données dégagées par l'étude.

Heures de pleine charge

Par rapport aux pays de l’Europe, la Tunisie bénéficie d’un avantage de taille et qui se résume dans sa position géographique importante et qui lui permet d’utiliser à la fois l’énergie solaire et l’énergie éolienne. Par conséquent, il permet au pays d’atteindre des heures de pleine charge particulièrement élevées. Ainsi, nous avons été en mesure de profiter d’un système hybride PV/éolien terrestre, avec des heures de pleine charge de 5.400 h/a, pour pouvoir effectuer nos propres calculs.

Selon les données dégagées à partir de deux études, Navigant et al. (2019) et Fraunhofer IEE (2020), il sera possible d’atteindre jusqu’à 6 000 h/a d’ici 2050. En termes d’heures de pleine charge, cette valeur est supérieure aux hypothèses appliquées dans l’étude et doit être considérée comme plutôt optimiste. Cependant, l’impact observé, suite à l’augmentation des heures de pleine charge sur les coûts résultants, est assez faible selon l’analyse de sensibilité de Merten et al. (2020). Ce n’est que lorsque les heures de pleine charge tombent sous un certain seuil (<3000 h/a), que l’impact sur le coût total devient un facteur de taille (ibid).

Tab. 6.1 Résumé des paramètres technico-économiques sélectionnés pour le calcul du coût de l’hydrogène vert en Tunisie

	2030		2040		2050	
	Optimiste	Conservateur	Optimiste	Conservateur	Optimiste	Conservateur
Coûts d’investissements (en €/kW _{el})	670	1100	485	800	300	500
Durée de vie tech. (en a)	23		25		27	
Efficacité (en %)	62		65		68	
Coûts d’exploitation fixes (en % du coût d’investissement)	1.70		1.70		1.70	
Heures de pleine charge (en h/a)	5400		5400		5400	
Coût de production de l’électricité (en €/MWh)	31	68	26.5	64.5	22	61
WACC	14.9%	16%	13.16%	16%	11.41%	16%

(Source: propres hypothèses sur la base de Merten et al. 2020)

Coûts moyens de production d’électricité sur la base de sources renouvelables

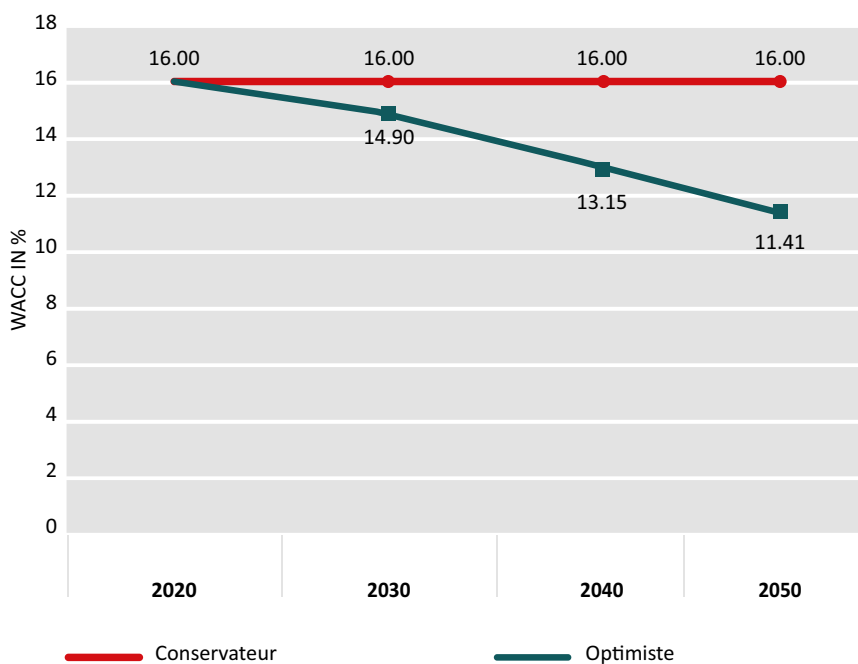
Comme pays situé en Afrique du Nord, la Tunisie offre de bonnes conditions pour la production d’électricité à partir de l’énergie solaire et éolienne. Néanmoins, le secteur tunisien des énergies renouvelables est encore à ses débuts, ce qui fait que le nombre de prévisions disponibles, sur les coûts futurs de production d’électricité à partir de sources renouvelables, est très limité. Par conséquent, nos hypothèses concernant les coûts moyens de production d’électricité à partir de sources d’énergie renouvelables sont basées sur des prévisions générales pour l’Afrique du Nord.

Pour ce faire, nous suivons l’approche proposée dans les études de Merten et al. (2020) et d’Agora et Frontier Economics (2018). Dans le même ordre d’idées, nous adoptons leurs hypothèses pour estimer les coûts escomptés pour la production d’électricité (cf. Tab. 6 1).

Coût du capital

En ce qui concerne la sécurité des investissements, la région MENA se caractérise par un certain degré de scepticisme. Toutefois, la Tunisie en est au moins partiellement exempte en raison de sa situation politique stable et du capital démocratique dont elle bénéficie depuis 2011, et surtout la qualité de ses relations bilatérales solides avec l’Allemagne et l’UE. Par ailleurs, et outre l’analyse de la littérature, les conclusions d’un projet de recherche en cours au Wuppertal Institut ont été prises en compte pour déterminer le coût du capital. À la suite de ces calculs, le coût moyen pondéré du capital (WACC) pour les technologies PtX en Tunisie est jugé acceptable.

Dans le cadre de ce projet, plusieurs scénarios ont été développés et étudiés pour déterminer l’impact généré par la diminution des risques au niveau des pays et évaluer la tendance accrue de la maturité technologique de PtX par rapport au coût du capital en Tunisie. A titre, l’un des scénarios décrit une évolution globalement positive dans laquelle les risques au niveau du pays sont réduits et, par conséquent, le coût du capital connaît une diminution en Tunisie. Sur la base des résultats obtenus, nous pouvons supposer une diminution du WACC de 16% à 11,4% d’ici 2050 (voir Sch.6.3). Dans le même ordre d’idées, la section 6.3 fournit une analyse plus détaillée des mesures qui pourraient être prises pour réduire ces risques au niveau national des pays.



(Source: sur la base de Terrapon-Pfaff et al. 2021)

Fig. 6.3 Hypothèses relatives au coût du capital pour les investissements dans le secteur privé des technologies PtX en Tunisie

Besoin en eau pour l’électrolyse

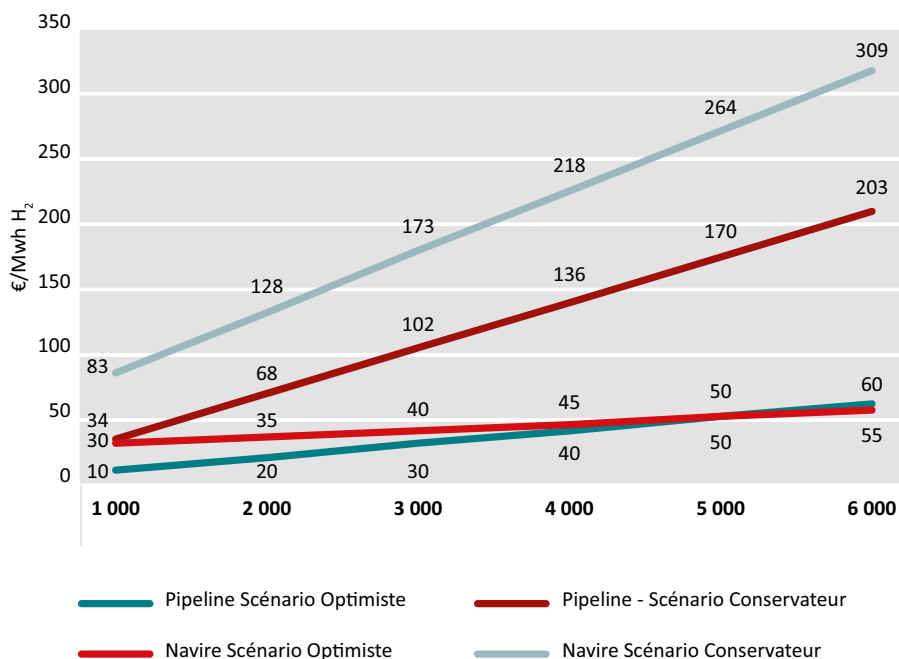
La demande en eau pour l’électrolyse est un autre facteur déterminant de la production de l’hydrogène vert. A ce titre, la production d’hydrogène ne doit pas menacer l’approvisionnement en eau potable et les besoins en eau doivent donc être satisfaits par des ressources d’eau dessalée à partir de l’eau de mer. Aussi, les technologies de dessalement sont déjà

disponibles sur le marché, bien que leur fonctionnement repose, en grande partie, sur les combustibles fossiles. Par conséquent, et en termes de production d’hydrogène vert, un passage aux énergies renouvelables s’avère nécessaire.

En outre, et bien que le dessalement de l’eau de mer implique des coûts supplémentaires, ces frais ne constituent qu’une très faible part du coût de la production d’hydrogène vert. Dans ce contexte, Agora et Frontier Economics (2018) et Merten et al. (2020) partent du principe que le dessalement de l’eau de mer ne constitue pas un élément de coût important et ne représente que 0,0001 €/kWhH₂ des coûts totaux du dessalement. Aussi, et même si nos propres calculs montrent une part plus élevée du coût de dessalement, celle-ci reste bien inférieure à 1 % des coûts totaux du PtX.

Hypothèses relatives aux coûts pour le transport de l’hydrogène de la Tunisie vers l’Allemagne

Pour fournir de l’hydrogène vert de la Tunisie à l’Allemagne, par exemple, il faut tenir compte des coûts supplémentaires de transport (sur les longues distances) et de distribution (sur les courtes distances). Ces coûts, qui augmentent en fonction de la distance, jouent un rôle important pour les importations en provenance de la Tunisie. Pour les importations sur de longues distances, les deux options de transport (par pipeline et par bateau) doivent être également envisagées. Le transport de l’hydrogène par pipeline est une technologie déjà bien établie. A ce titre, il convient de rappeler que les pipelines peuvent livrer de grandes quantités d’hydrogène sur de longues distances à des coûts d’exploitation plutôt réduits et à des pertes relativement faibles. Aussi, les pipelines servent également à stocker l’hydrogène gazeux. En outre, les gazoducs existants peuvent être convertis pour le transport de l’hydrogène. Le seul inconvénient de l’utilisation des pipelines est l’investissement élevé requis pour une nouvelle construction ou un réaménagement supplémentaire.



(Source: sur la base de Merten et al. 2020)

Fig. 6.4 Coûts spécifiques du transport de l’hydrogène par pipeline et par bateau en fonction de la distance

Le transport d’hydrogène par bateau pourrait être disséminé et adapté aux méthodes d’expansion décentralisées de la production d’hydrogène, et ce pour couvrir des distances beaucoup plus grandes par rapport aux pipelines. Toutefois, l’un des principaux problèmes de cette option est qu’il n’existe pas encore de navires commerciaux pour le transport de l’hydrogène (AIE 2019a), ce qui signifie que les investissements dans le transport maritime sont encore associés à des incertitudes considérables et des coûts élevés. Un deuxième inconvénient majeur pour le transport par bateau est que l’hydrogène doit être liquéfié (c’est-à-dire refroidi à -253°C) à cette fin. Or, cette étape de conversion est coûteuse et consomme beaucoup d’énergie ou d’électricité. Le schéma 6.4 montre les coûts supplémentaires de transport, par pipeline et par voie maritime, et ce en fonction de la distance.

La distance entre la Tunisie et l’Allemagne (estimée à 4 115 km) se situe autour du seuil de rentabilité dans un scénario optimiste, et où le transport par bateau devient rentable par rapport au transport par pipeline, même s’il comporte des incertitudes et des risques de coûts nettement plus élevés. A partir de nos calculs de coûts, nous avons estimé les coûts de transport de l’hydrogène vers l’Allemagne à 4,1 centimes d’euro/kWh dans le scénario optimiste, et à 13,95 centimes d’euro/kWh, dans le scénario conservateur, et ce sur la base du coût comptabilisé pour le transport par pipeline.

6.1.2 Coûts de production de l’hydrogène en Tunisie

Partant de ces hypothèses, on a procédé au calcul des coûts de la production et de la fourniture potentielle d’hydrogène vert à l’Allemagne. Le schéma 6.5 montre les coûts de production totale de l’hydrogène vert en Tunisie en 2030, 2040 et 2050, comme démontré par ces calculs.

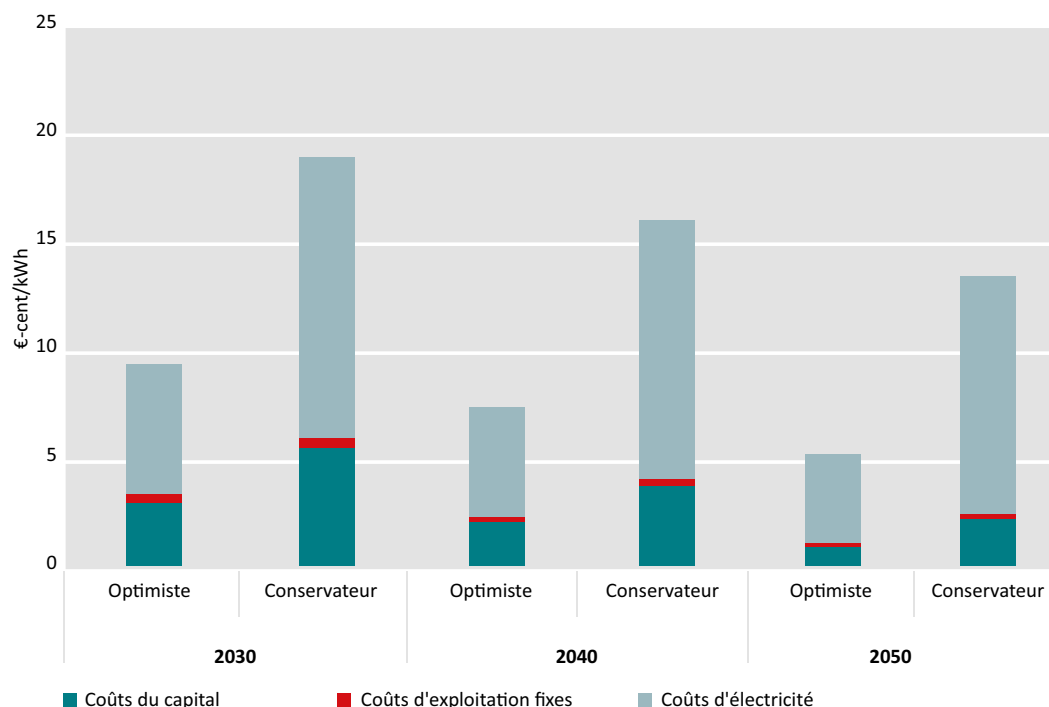


Fig. 6.5 Coûts de la production d’hydrogène en Tunisie sur la base de deux scénarios d’évolution des coûts

Les coûts estimés de la production d’hydrogène vert en Tunisie varient de 9,50 €/kWh à 19,24 €/kWh, et ce à l’horizon de 2030. En 2050, les coûts de production les plus bas estimés d’hydrogène sont de 5,41 €/kWh (sans compter le transport), dans le scénario optimiste, et de 13,60 €/kWh (sans compter le transport), dans le scénario conservateur.

Le principal facteur de coût de l’hydrogène vert est le coût de l’électricité provenant de sources d’énergie renouvelables et utilisée pendant le processus d’électrolyse de l’eau. A cet effet, la baisse des coûts de l’électricité solaire photovoltaïque et éolienne rend la production d’hydrogène vert de plus en plus rentable sur le plan économique (IRENA 2020). Aussi, la réduction des coûts dans le secteur des énergies renouvelables se traduira directement par une réduction des coûts de production d’hydrogène.

Le deuxième facteur de coût le plus impactant est celui du coût d’investissement initial dans le processus d’électrolyse de l’eau. A ce titre, les usines d’électrolyse nécessitent actuellement des coûts d’investissement élevés. Cependant, ces investissements devraient diminuer sensiblement avec le temps, et notamment lorsque les usines se développeront et que le volume d’utilisations dans le monde augmentera. En outre, l’électrolyse devrait devenir plus efficace grâce à de nouvelles avancées technologiques. Ici, et en tenant compte de tous les différents potentiels de réduction des coûts, le schéma 6.6. illustre la diminution des coûts au fil du temps.

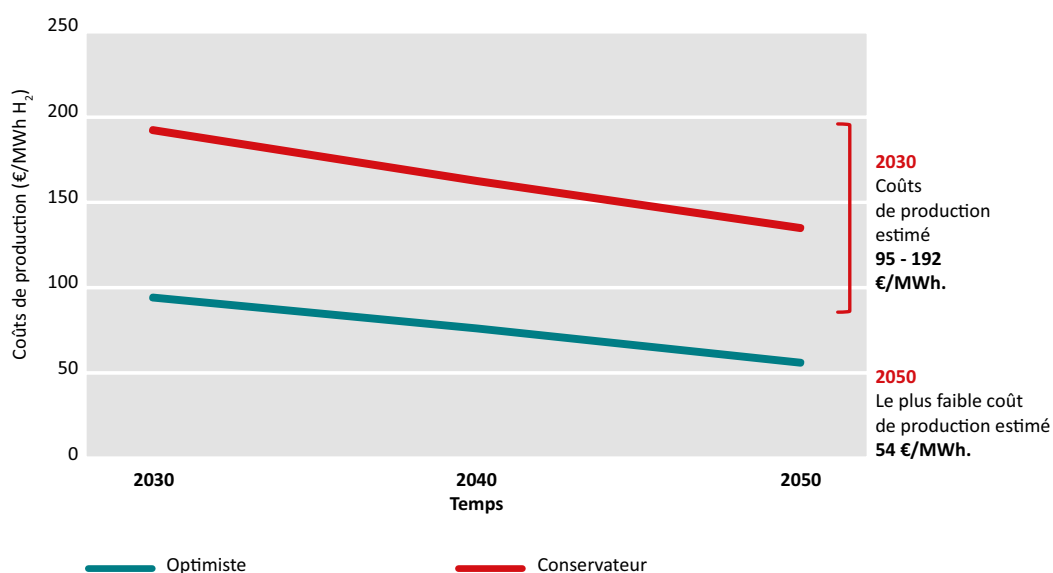


Fig. 6.6 Illustration des diminutions des coûts de production d’hydrogène en Tunisie pour deux scénarios d’évolution des coûts

En 2050, toutefois, l’hydrogène produit à partir de sources d’énergie renouvelables coutera toujours plus cher que celui produit à partir du gaz naturel. Dans le même ordre d’idées, Agora et Frontier Economics (2018) prévoient que les coûts d’achat du gaz naturel conventionnel resteront beaucoup plus bas sur l’ensemble de la période jusqu’à 2050, et varient entre 2,25 €/kWh et 3,81 €/kWh. Toutefois, il faut toutefois tenir compte du fait que la production d’hydrogène, à partir de source d’énergie renouvelable, n’entraîne pas d’émissions directes de CO₂. En plus, le financement de l’hydrogène vert devient plus rentable lorsque cette valeur verte est reflétée dans les recettes. Par conséquent, on peut s’attendre à ce que l’évolution récente de la situation dans divers pays, pour ce qui est du calcul du coût des émissions de CO₂ par le biais de différents mécanismes, entraîne une augmentation significative du prix du CO₂ d’ici 2050, ce qui rendra l’hydrogène vert plus compétitif.

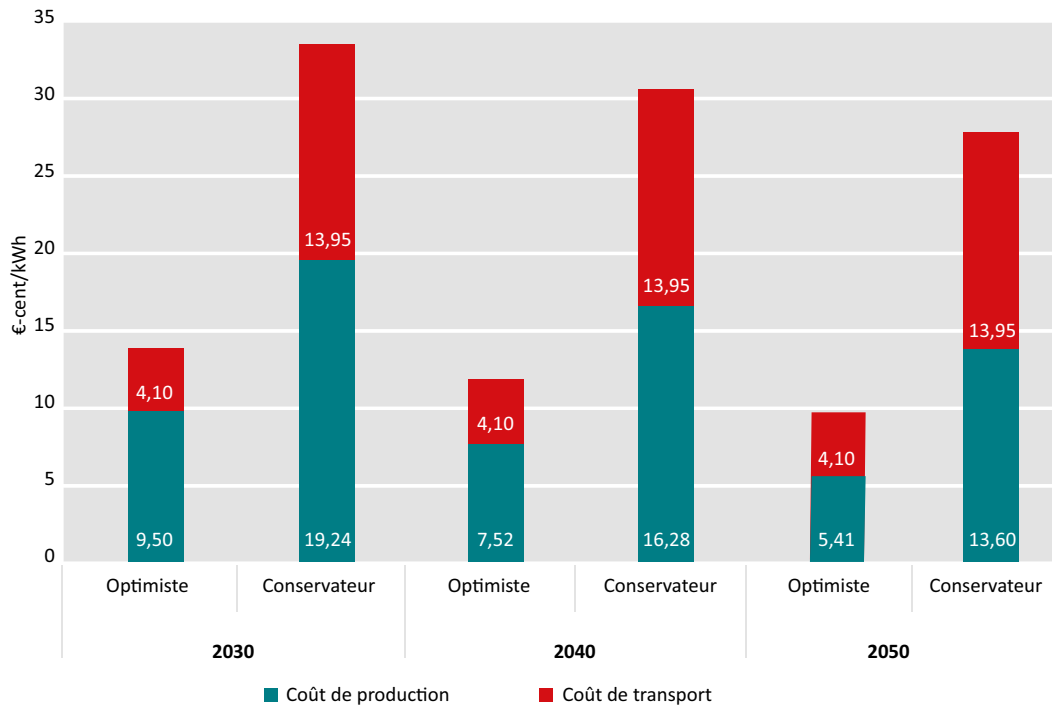


Fig. 6.7 Coûts d’approvisionnement en hydrogène vert de la Tunisie vers l’Allemagne

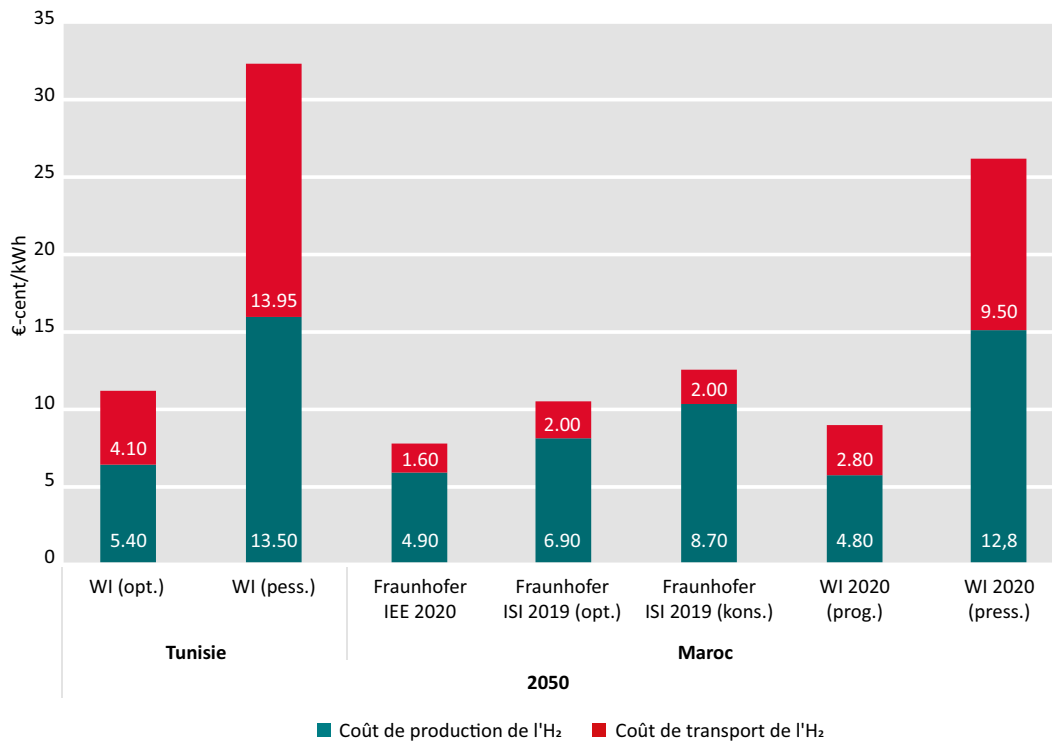


Fig. 6.8 Comparaison des coûts d’approvisionnement en hydrogène vert de la Tunisie et du Maroc en 2050

Comme indiqué dans le schéma 6.7, l'autre facteur de coût, qui est associé à des incertitudes et des risques élevés, est reflété par le coût du transport vers l'Allemagne. Ainsi, les coûts, pour 2030, se situent entre 15,05 €/kWh et 33,01 €/kWh, et pour 2050, entre 9,86 €/kWh et 27,47 €/kWh, et ce pour l'hydrogène après avoir comptabilisé le coût du transport vers l'Allemagne. Le schéma 6.8 permet de comparer les coûts d'approvisionnement en hydrogène vert à partir de la Tunisie et du Maroc en 2050. Les différences en ce qui concerne les coûts de transport, sont principalement dues à la longue distance entre la Tunisie et l'Allemagne. Ainsi, la baisse des coûts des investissements au Maroc reflètent un climat d'investissement favorable représenté par un WACC moins élevé.

6.2 ANALYSE DE COÛT DU CARBURANT SYNTHÉTIQUE

Au lieu de produire l'hydrogène vert et l'exporter, ce produit pourrait être utilisé comme matière première de conversion en d'autres produits, tels que le méthane synthétique, le méthanol, l'ammoniac ou les carburants PtL pour le secteur des transports. En outre, et en raison des coûts élevés et des incertitudes qui entourent le mode de transport de l'hydrogène, la transformation de l'hydrogène vert en produits PtX, qui pourraient être plus facilement stockables et transportables pour un usage domestique ou pour l'exportation, devrait constituer une alternative plus rentable et viable. Dans ce sous-chapitre, on propose d'évaluer les coûts associés à la production de certains produits PtX.

6.2.1 Estimations de coûts

Les coûts sont analysés pour l'ammoniac, le méthanol, le méthane et le carburéacteur de type kérosène. De même, les différentes hypothèses, sur lesquelles repose l'analyse des coûts, sont détaillées dans les sections suivantes.

Production de l'ammoniac

L'ammoniac est produit via le procédé de synthèse Haber-Bosch. Là, il s'agit d'un procédé bien établi. Par conséquent, on ne s'attend pas à une réduction significative des coûts d'ici 2050. En plus de l'hydrogène, l'azote est nécessaire pour produire de l'ammoniac. L'azote peut également être prélevé dans l'air via une unité de séparation de l'air. Le coût d'investissement pour cette unité de séparation de l'air ne représente qu'une petite partie des coûts liés à la synthèse d'ammoniac. Pour la synthèse Haber-Bosch, les deux substances réagissent à haute température et à haute pression pour former de l'ammoniac liquide. Ce processus nécessite de l'électricité, qui est supposée être obtenue à partir d'une combinaison PV-énergie éolienne, comme décrit dans la section 6.1. Pour le calcul des coûts, nous avons formulé les hypothèses suivantes, comme indiqué dans le Tab. 6.2.

Tab. 6.2 Paramètres technico-économiques sélectionnés pour la production d'ammoniac

	2030 - 2050
Coûts d'investissement [€/t_ammoniac]	600
Durée de vie tech. [a]	25
Efficience (en %)	81.9
Coûts d'exploitation fixes (en % d'investissement)	1
Heures de pleine charge (h/a)	8000
Besoins en électricité (en kWhel/kWh_ammoniac)	1700
Conditions Spec. H2 (en t_H2/t_ammoniac)	0.178
Coûts de transport (en €-cent/kWh)	0.68

Synthèse méthanol

Le méthanol est produit par le procédé de synthèse du méthanol à partir d’hydrogène et de dioxyde de carbone. Comme pour la synthèse Fischer-Tropsch, nous supposons que le dioxyde de carbone est obtenu par captage direct de l’air (pour les hypothèses, voir le Tab. 6.6). Pour la production de méthanol synthétique, nous avons utilisé les hypothèses indiquées dans le tableau 6.3.

Tab. 6.3 Paramètres technico-économiques sélectionnés pour le calcul du coût de la production de méthanol synthétique en Tunisie.

	2030	2040	2050
Coûts d’investissement [€/kW _{el}]	726	653	588
Durée de vie tech. [a]	30	30	30
Efficience (in %)	80.3	80.3	80.3
Coûts d’exploitation fixes (en % de coûts d’investissement)	4	4	4
Heures de pleine charge (h/a)	8000	8000	8000
Conditions Spec. CO ₂ (en t_CO ₂ /t_carburant)	1.46	1.46	1.46
Conditions Spec. H ₂ (en t_H ₂ /t_carburant)	0.2	0.2	0.2
Coûts de transport (en €-centimekWh)	0.69	0.69	0.69

(Source: Basé sur Fasihi et al. 2016)

Synthèse Fischer-Tropsch

Le kérosène synthétique et le combustible marin lourd synthétique sont obtenus par synthèse Fischer-Tropsch. Ici, il s’agit d’une technologie confirmée. Par conséquent, nous nous n’attendons pas à une baisse des coûts à l’orée de 2050. Et comme dans le raffinage du pétrole brut, plusieurs produits (en plus du kérosène ou du fioul lourd) sont fabriqués simultanément pendant la transformation ultérieure de brut de synthèse.

Pour un calcul simplifié, nous ne prenons pas en considération les effets de coût de cette coproduction. Pour le calcul du coût de la synthèse de Fischer-Tropsch, nos hypothèses sont résumées dans le tableau 6.4. Comme pour la production de méthanol d’ailleurs, le CO₂ est nécessaire comme matière première pour la synthèse de Fischer-Tropsch. A ce titre, nous supposons que le CO₂ requis est obtenu par une technologie de capture directe dans l’air (voir le tableau 6.6

Tab. 6.4 Paramètres technico-économiques sélectionnés pour le calcul du coût de la synthèse Fischer-Tropsch en Tunisie

	2030 - 2050
Coûts d’investissement [€/kW _{el}]	2.317
Durée de vie tech. [a]	25
Efficience (in %)	73.4%
Coûts d’exploitation fixes (en % de coûts d’investissement)	5.3%
Heures de pleine charge (h/a)	8000

(Source: Basé sur Fasihi et al. 2016; König 2016; Albrecht 2016)

Méthanation

Lors du processus de méthanisation, le méthane, l'eau et la chaleur sont générés à partir d'hydrogène et de dioxyde de carbone. De même, le processus de méthanation est largement basé sur la méthanation catalytique (thermochimique). Dans la littérature, il existe une grande variation d'hypothèses pour les coûts futurs de la technologie de méthanation. Par conséquent, nous avons basé nos calculs sur des hypothèses à la fois optimistes et conservatrices. Le tableau 6.5 montre bien les paramètres technico-économiques sélectionnés pour le calcul du coût de la méthanisation en Tunisie. Le CO₂ nécessaire au processus de méthanisation est supposé être fourni par la technologie de capture directe de l'air (voir Tab 6.6 pour les hypothèses de coûts).

Tab. 6.5 Paramètres technico-économiques sélectionnés pour le calcul du coût de la méthanisation en Tunisie

	2030		2040		2050	
	Optimiste	Conservative	Optimiste	Conservative	Optimiste	Conservative
Coûts d'investissement [€/kW _{el}]	432	756	311	728	190	700
Durée de vie tech. [a]	26		27		28	
Efficience (en %)	81%		83%		83%	
Coûts d'exploitation fixes (en % de coûts d'investissement)	3%		3%		3%	
Heures de pleine charge (h/a)	8000		8000		8000	
Conditions spec. CO (t_CO ₂ /t_CH ₄)	1.75		1.75		1.75	
Conditions spec. H ₂ (t_H ₂ /t_CH ₄)	0.125		0.125		0.125	

(Source: Child et al. 2019; DENA Leitstudie Integrierte Energiewende 2018; Agora und Frontier Economics 2018)

Production CO₂ à partir de la capture directe de l'air

Pour la synthèse du méthanol, la synthèse Fischer-Tropsch et la méthanisation, nous supposons que le CO₂ nécessaire est capté par le biais de la technologie de captage direct de l'air (DAC) (voir tableau 6.6). Cependant, et lorsque le monoxyde de carbone est nécessaire à la synthèse, celui-ci peut être extrait du CO₂ capté. En revanche, et pour le calcul des coûts, nous utilisons l'estimation des coûts de captage du CO₂ au Maroc, pour lequel l'électricité nécessaire est fournie par des centrales hybrides solaire PV-Éolien-Batterie ainsi que par des pompes à chaleur.

L'évolution du coût de la capture directe de l'air dans les prochaines décennies dépend majoritairement de la façon dont le coût du capital, la courbe d'apprentissage des dépenses d'investissement et les coûts de l'électricité renouvelable vont diminuer à l'avenir. En effet, aujourd'hui les coûts du CDA varient de 300 à 600 dollars américains par tonne de CO₂, soit trois à douze fois plus élevés que les coûts estimés pour le captage du CO₂ à partir de sources ponctuelles, à l'instar de l'industrie du ciment, avec un coût estimé entre 50 et 100 dollars américains par tonne (IRENA 2021). Des hypothèses plutôt prudentes, prévoient que la CAD ne deviendra probablement commercialisée à grande échelle avant au moins 2030 (Zelt et al. 2021). En outre, Fasihi et al. (2019), qui ont analysé les perspectives techniques et économiques futures des systèmes de CAD de CO₂ à grande échelle au Maroc, s'attendent à ce que les coûts des technologies de capture directe de l'air à base de sorbants solides à haute température (HT DAC) et des technologies de capture directe de l'air à base de sorbants solides à basse température (LT DAC) continuent à diminuer considérablement jusqu'en 2030. En plus, Fasihi et al (2019) supposent que la demande en énergie pour les technologies de CAD pourrait être satisfaite par des centrales photovoltaïques-éoliennes-batteries et des pompes à chaleur (ou à partir de la chaleur résiduelle)

qui sera relativement peu coûteuse à partir de 2030 et bien au-delà. Par conséquent, les systèmes DAC LT pourraient être économiquement (et techniquement) plus favorables à long terme. Pour notre calcul des coûts, nous utilisons les estimations du scénario conservateur et du scénario de base préconisé par Fasihi et al. (2019), et ce pour dégager un éventail de coûts pour nos scénarios optimiste et conservateur. Par rapport à d’autres études (par exemple, IRENA 2021), les coûts estimés sont plutôt optimistes. En effet, pour pouvoir réaliser ces baisses de coûts, il est important que les deux sources d’énergie renouvelables à faible coût soient disponibles et que le déploiement à grande échelle des systèmes de CAD démarre avant 2030 (pour que ces deux sources soient compétitives en termes de coûts).

Tab. 6.6 Coût nivelé de la capture directe de l’air en Afrique du Nord

	2030		2040		2050	
	Optimiste	Conservateur	Optimiste	Conservateur	Optimiste	Conservateur
Coût nivelé de la capture directe de l’air (en €-cent/t_CO ₂)	0.84	1.33	0.53	0.91	0.38	0.71

(Source: Basé sur M. Fasihi et al. 2019)

Heures de pleine charge et hypothèses formulées pour le stockage de l’hydrogène

Pour permettre des taux d’utilisation élevés dans les usines de conversion PtX (8 000 h/a selon nos hypothèses), nous supposons que le stockage de l’hydrogène est nécessaire en aval de l’électrolyse. Ainsi, les coûts supposés pour le stockage de l’hydrogène sont simplifiés et estimés à 0,28 €/kWh pour chaque technologie PtX, et ce sur l’ensemble de la période (Agora et Frontier Economics 2018).

Estimations des coûts de transport

Il existe deux options de base pour le transport du méthane synthétique : le transport par gazoducs ou le transport sous forme de GNL. Pour le calcul des coûts, nous supposons que les combustibles synthétiques seront transportés en Allemagne à l’aide de camions-citernes. Les coûts de transport du méthane synthétique sous forme de GNL comprennent les coûts de liquéfaction du gaz en Tunisie, les coûts de transport direct et les coûts de regazéification en Allemagne. A cet égard, les coûts estimés de transport du GNL sont présentés dans le Tab. 6 7.

Tab. 6.7 Hypothèses relatives aux coûts de transport du GNL synthétique

	Coûts de transport (en €-cent/kWh)
Liquéfaction	0.69
Transport	0.12
Régasification	0.15
Total	0.96

(Source: Basé sur Agora and Frontier Economics 2018)

Les produits PtX liquéfiés, tels que le kérosène, le carburant marin, le méthanol et l’ammoniac, se caractérisent par une densité énergétique volumétrique plus élevée, un facteur qui rend leur transport moins compliqué que celui de l’hydrogène. En outre, de grandes quantités de ces carburants peuvent être expédiées en utilisant les infrastructures existantes. Aussi, le kérosène, le carburant marin et le méthanol sont des produits liquides et peuvent donc être transportés par des pétroliers conventionnels. L’ammoniac, quant à lui, peut être expédié dans des camions-citernes de gaz liquéfié. Pour le transport des produits PtX liquéfiés de la Tunisie vers l’Allemagne, nous proposons la voie maritime. Quant au calcul des coûts, nous utilisons les hypothèses consignées dans le Tab. 6.8.

Tab. 6.8 Hypothèses relatives aux coûts de transport des produits PtX liquéfiés

	Coûts de transport (en €-cent/kWh)
Kérosène, carburant marin	0.3
Méthanol	0.69
Ammoniac	0.68

(Source: Basé sur Frontier Economics 2020)

Pour le calcul simplifié, les coûts associés au mélange et à la distribution ne sont pas inclus pour aucun des produits PtX.

6.2.2 Coût de production du carburant synthétique en Tunisie

Pour calculer l’analyse des coûts de production des produits dérivés d’hydrogène vert en Tunisie et de leur exportation vers l’Allemagne, on est parti des hypothèses déjà employées. Cette analyse montre que les coûts de transport jouent un rôle mineur dans la part globale des coûts, ce qui rend leur production en Tunisie potentiellement plus compétitive par rapport aux sites plus proches de l’Allemagne (comme le Maroc ou les pays de l’Europe de l’Est). Par ailleurs, la proximité de la Tunisie de l’Europe peut être considérée comme offrant un avantage réduit lors de comparaison avec d’autres producteurs plus lointains.

Ammoniac

La synthèse Haber-Bosch, qui présente un contexte technique adéquat pour la production d’ammoniac, constitue un procédé qui est largement utilisé et bien confirmé. Aussi, l’investissement connexe et les coûts fixes d’exploitation sont faibles. Par conséquent, le coût de l’ammoniac produit dépend largement du prix de l’hydrogène (Sch. 6.9). Par rapport à l’hydrogène, les avantages de l’exportation d’ammoniac font que les infrastructures correspondantes existent déjà, en plus du commerce international de l’ammoniac qui est déjà établi et des coûts de transport qui sont moins élevés que ceux de l’hydrogène liquide. Ainsi, les coûts de reconversion correspondraient à environ 16 % du total (IEF 2020). Selon l’AIE (2019), le transport à base d’ammoniac pourrait constituer la solution la plus rentable pour le commerce de l’hydrogène, et ce pour les longues distances et les opérations à long terme.

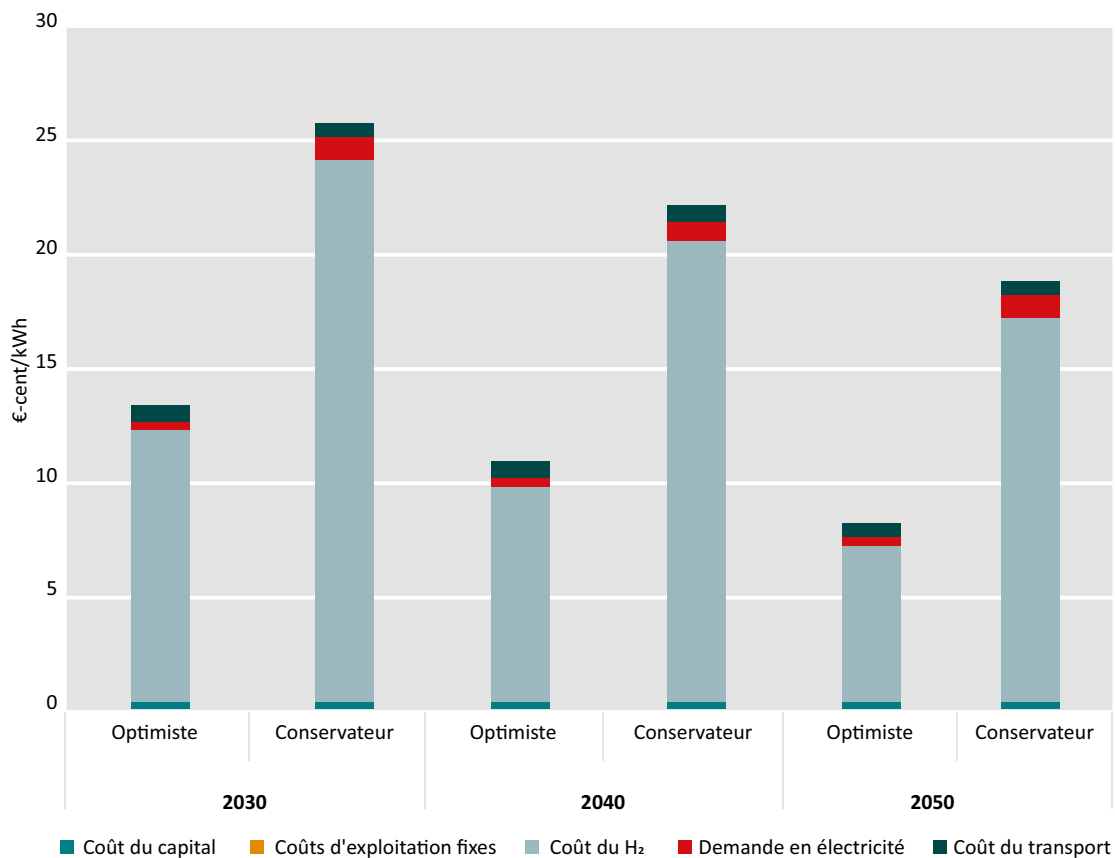


Fig. 6.9 Coût total de l’ammoniac vert

Méthanol et kérosène synthétique

Les coûts totaux du méthanol et des combustibles liquides synthétiques, comme le kérosène, (Sch. 6.10 et Sch. 6.11) sont dominés par les coûts de l’hydrogène vert. Toutefois, les coûts pour ces deux produits devraient diminuer considérablement au fil du temps. La raison principale de cette baisse des coûts est la réduction attendue des coûts d’investissement pour la production d’hydrogène. En outre, les coûts de transport ne représentent qu’une petite partie des coûts globaux du méthanol et du kérosène synthétique. Aussi, les deux procédés nécessitent du CO₂, qui ne représente également qu’une petite partie des coûts totaux, bien qu’il soit deux fois plus élevé pour le kérosène synthétique par rapport au méthanol. A son tour, le coût du CO₂ devrait connaître une baisse considérable d’ici 2050.

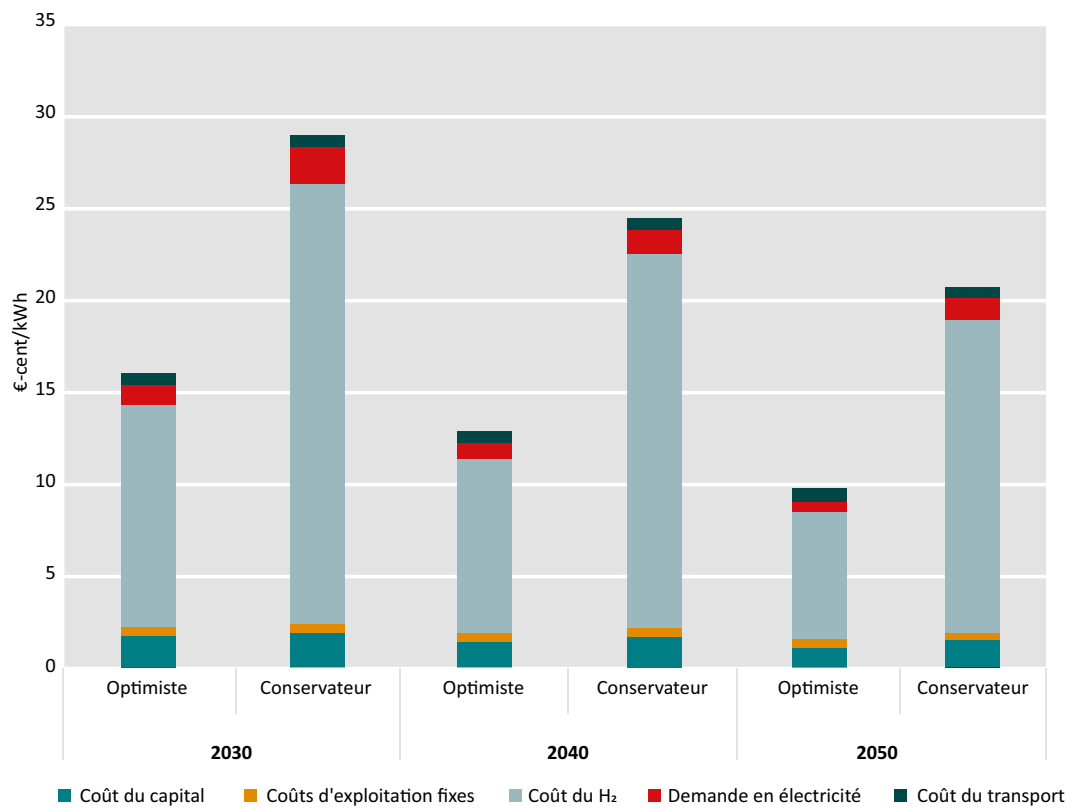


Fig. 6.10 Total des coûts du méthanol vert

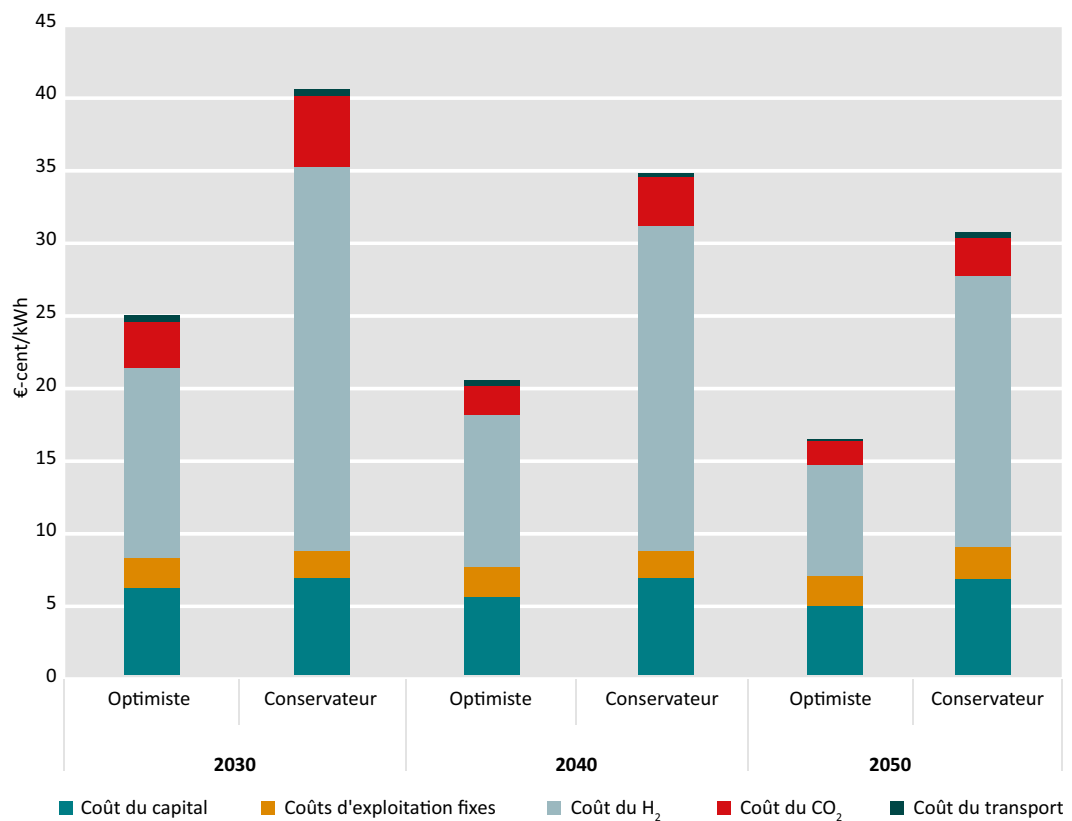


Fig. 6.11 Total des coûts du kérosène synthétique vert

Méthane

Le total des coûts estimés pour la production et le transport du méthane synthétique est consigné dans le schéma. 6.12. A cet effet, Agora et Frontier Economics (2018) estiment les coûts de production du méthane synthétique, à partir de sources éoliennes offshore dans des sites de la mer du Nord et de la mer Baltique, de l'ordre de 10 centimes d'euros/kWh à 18 centimes d'euros/kWh, respectivement. Par rapport à notre calcul, cela signifie qu'à long terme, la production de méthane synthétique en Tunisie et son exportation vers l'Allemagne (ou l'Europe) pourraient présenter un avantage en termes de coûts. Aussi, les coûts de production d'électricité moins élevés en Tunisie compensent les coûts de transport plus élevé vers l'Allemagne. Cet avantage de coût sera, toutefois, largement tributaire de l'évolution des coûts d'investissement pour la production d'électricité renouvelable et d'hydrogène à l'avenir.

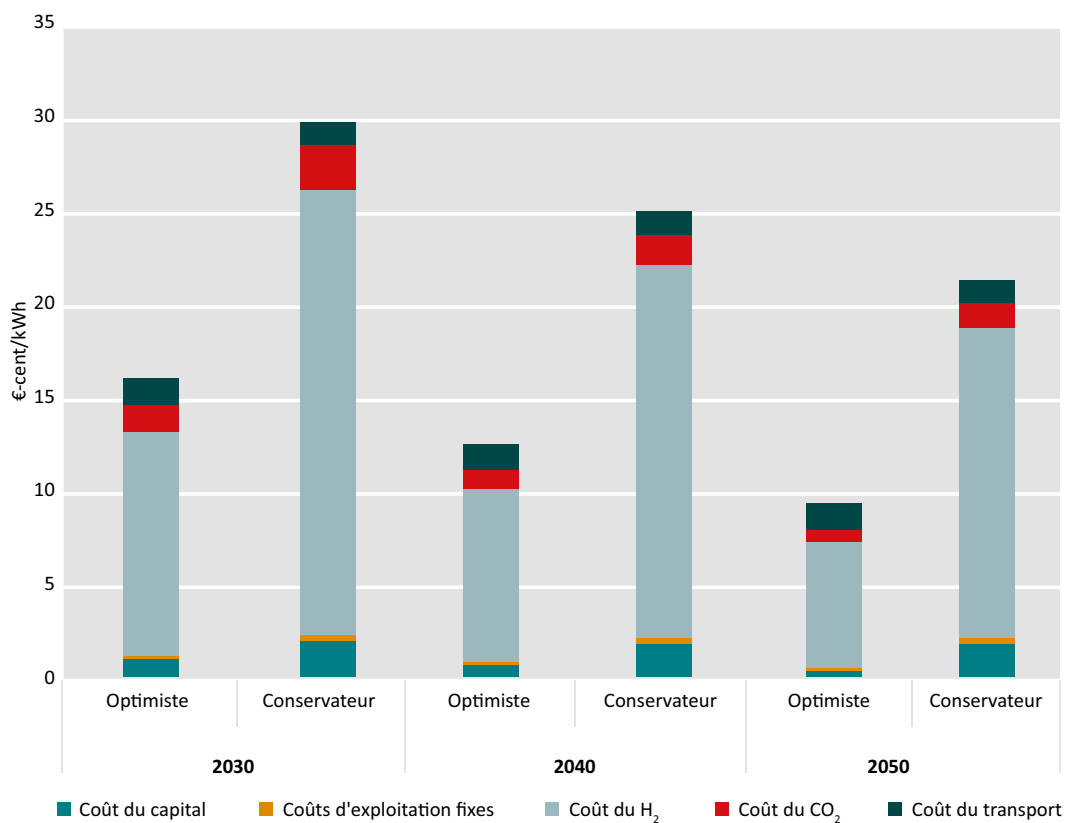


Fig. 6.12 Total des coûts du méthane synthétique

Bien que les coûts de transport des combustibles liquides soient inférieurs à ceux du méthane synthétique, les combustibles liquides synthétiques ont des coûts des intrants en CO₂ légèrement plus élevés, ce qui signifie que les estimations de coûts résultantes pour ces combustibles PtX sont comparables. Cependant, les coûts d'achat du gaz naturel conventionnel devraient rester beaucoup plus bas sur l'ensemble de la période (estimés entre 2,25 centimes d'euros/kWh et 3,81 centimes d'euros/kWh en 2050 (Agora et Frontier Economics 2018)). Aussi, et avec l'introduction de mécanismes de tarification adéquats pour les émissions de CO₂, le méthane synthétique pourrait devenir plus compétitif en termes de coûts par rapport au gaz naturel classique, car il s'agit là d'un combustible neutre en carbone.

Dans l'ensemble, nos calculs montrent qu'il est probablement plus économiquement viable, de produire et d'exporter des produits PtX tels que l'ammoniac, le méthanol et le kérosène de la Tunisie vers l'Allemagne - plutôt que de transporter de l'hydrogène vert. En outre, et du point de vue coût, l'hydrogène vert produit en Tunisie devrait donc être transformé en produits PtX, puis exporté, ou utilisé directement en Tunisie. Ce processus présente toujours l'avantage de créer des opportunités à valeur ajoutée en Tunisie.

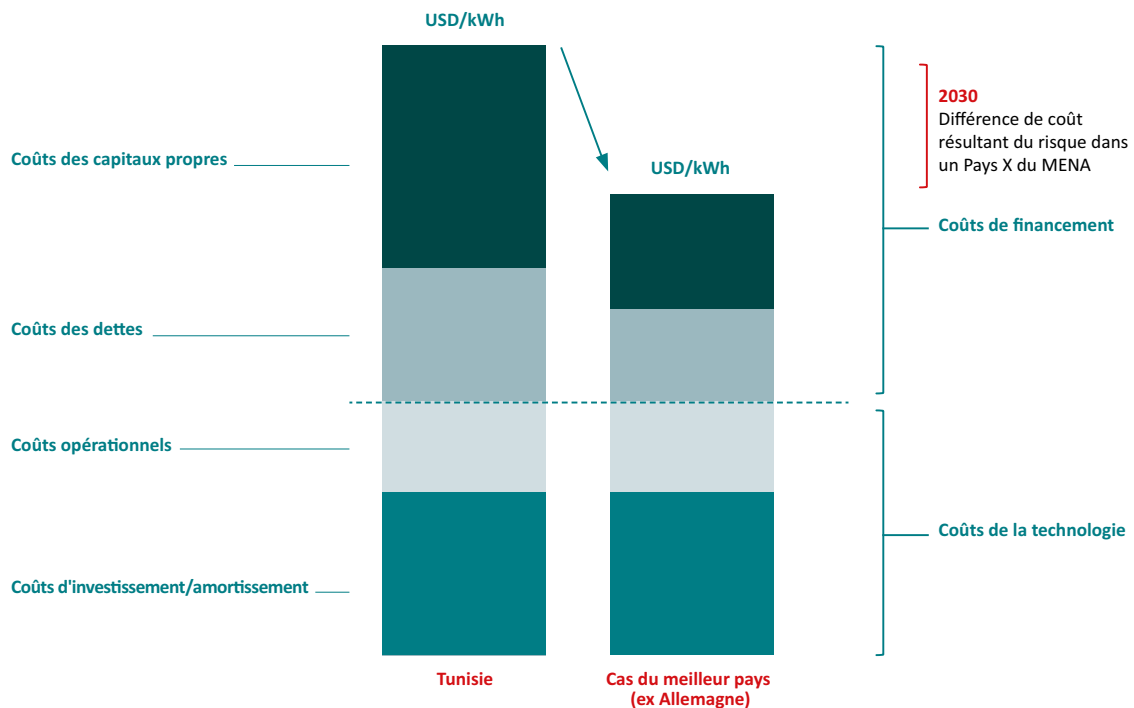
6.3 ATTÉNUATION DES RISQUÉS LIÉS AUX COÛTS DE FINANCEMENT

Par rapport aux pays développés, les coûts de financement des énergies renouvelables, et notamment des projets PtX, sont élevés en Tunisie. Selon des analyses scientifiques (par exemple, Mazzucato 2016), les industries à hauts risques et à forte intensité capitalistique ont tendance à signaler un plus faible niveau de financement privé. Par conséquent, il est nécessaire d'introduire des mesures permettant d'atténuer les risques et d'attirer les investisseurs prudents. Dans ce chapitre, les effets potentiels du « de-risking » que provoquent les mesures de soutien public destinées à promouvoir les investissements dans le secteur de l'hydrogène vert en Tunisie, sont examinés.

Pour cette analyse, nous avons adapté la méthodologie d'investissement sans risques dans le domaine des énergies renouvelables (DREI), comme préconisé par le PNUE (2018) pour être conforme aux mesures publiques requises pour la production d'hydrogène vert. La méthodologie DREI repose sur l'hypothèse, qui fait que les coûts élevés du financement pour les investisseurs privés, reflètent bien les risques d'investissement qui existent sur tous les marchés en phase de démarrage. Ainsi, dans notre analyse on part d'un principe simple qui dit que les risques purement inhérents à la technologie et les coûts d'investissement connexes sont identiques dans tous les pays, vu que les différences de coûts d'investissement entre les pays en développement et les pays développés reflètent les coûts des risques spécifiques à chaque pays. Par ailleurs, les investisseurs pourraient être partiellement compensés pour ces risques si un arsenal de mesures publiques bien étudiées et adaptées est introduit.

En adoptant l'approche cascade préconisée par le PNUE, les coûts de financement d'un pays «best-in-class» sont comparés à ceux du pays analysé (voir Sch. 6.13). Aussi, la différence entre les taux d'intérêt du pays «best-in-class» et du pays analysé correspondra au risque pays. Ce risque, à son tour, peut être décomposé en différentes catégories. Cela permet de quantifier la contribution de chaque risque au coût du financement. À l'origine, l'étude du PNUE portait sur la possibilité d'atténuer les risques que pourraient poser les investissements dans les énergies renouvelables en Tunisie. Ici, cette méthodologie a été développée pour donner une estimation sur la manière dont les mesures publiques peuvent affecter le coût du capital pour la production d'hydrogène vert en Tunisie.

L'analyse des instruments liés à l'atténuation des risques est basée sur l'évaluation des risques réalisée par Terrapon-Pfaff et al. (2021). Ce groupe a réalisé une analyse complète portant sur plus de 100 indicateurs englobant onze risques relatifs au développement du secteur PtX en Tunisie (y compris les risques découlant des conflits et de la violence, des interventions gouvernementales, du climat des affaires, de la qualité de la gouvernance, des relations politiques et commerciales avec l'Allemagne/l'UE, des conditions cadres régissant les énergies renouvelables, l'hydrogène ou les carburants synthétiques, des conditions d'investissement, des processus d'approbation et d'autorisation, de la disponibilité de la main-d'œuvre et de l'expertise, ainsi que de l'acceptation sociale et des risques naturels). L'objectif final de tout ce processus est de prévoir l'impact que ces risques pourraient avoir sur le coût du capital.



(Source: based on UNEP 2013)

Fig. 6.13 Structure des coûts de financement : comparaison entre la Tunisie et un pays «best-in-class»

Le calcul a été effectué séparément pour les coûts des capitaux propres et des capitaux d’emprunt, car les investisseurs en capitaux propres et d’emprunt présentent des risques plutôt différents. Tandis que les investisseurs en fonds propres sont affectés par les risques lors de la phase de planification, les investisseurs en fonds d’emprunt ne sont généralement impliqués qu’à un stade ultérieur - par exemple, une fois que les plans d’affaires et les licences sont disponibles (Waissbein et al. 2013). Les cinq risques identifiés comme contribuant de façon déterminante à la hausse des coûts financiers en Tunisie sont (Terrapon-Pfaff et al. 2021) :

- Qualité de la gouvernance ;
- Conditions cadres pour l’hydrogène et les carburants synthétiques ;
- Conditions régissant les opportunités d’investissement ;
- Processus d’approbation des projets, d’octroi de licences et d’autorisations ;
- Disponibilité de la main-d’œuvre et de l’expertise requise.

Grâce à l’introduction d’instruments publics, il est possible de s’attaquer à ces principaux risques d’investissement pour pouvoir comprimer les coûts globaux du capital. En outre, la méthodologie DREI (PNUE 2014) classe les types de mesures publiques susceptibles de réduire les risques des investissements dans les énergies renouvelables (et la technologie PtX) en trois catégories:

- Les instruments qui permettent de réduire les risques (dé-risque politique) ;
- Les instruments qui permettent le transfert des risques du secteur privé au secteur public (comme les banques de développement) (dé-risque financier) ;

- Les mesures qui permettent de compenser les risques (incitations financières directes).

Les mesures prises pour atténuer les risques politiques et financiers peuvent être interprétés comme des interventions par le gouvernement et ses partenaires, sous forme de politiques, programmes et produits financiers, pour faire face à des risques d’investissement spécifiques. Pour soutenir l’industrie de l’hydrogène vert, IRENA (2020) suggère une approche politique intégrée qui se base sur diverses mesures publiques afin de pouvoir dépasser la résistance initiale qui risquerait d’entraver la pénétration du marché. Les politiques de soutien préconisées peuvent affecter certains aspects de la production d’hydrogène vert, comme le secteur de l’électrolyse, l’infrastructure de l’hydrogène, les applications industrielles utilisant l’hydrogène, le transport maritime et l’aviation. Dans le présent rapport, on propose d’analyser uniquement les effets générés par les mesures publiques sur le coût du capital pour la production d’hydrogène vert. En outre, et pour impulser davantage le secteur de l’hydrogène vert, IRENA (2020) suggère de profiter des incitations publiques suivantes :

- Fixer des objectifs de capacité pour les électrolyseurs similaires à ceux des énergies renouvelables. Ces objectifs donneront aux investisseurs privés l’assurance sur l’engagement de la Tunisie. Un plan intégré avec les activités nécessaires pour mieux évaluer le potentiel de l’hydrogène peut être défini dans une feuille de route. Cette feuille de route peut inclure à la fois des actions à court terme nécessaires pour faire progresser le déploiement et renforcer les domaines de recherche les plus prioritaires.
- Proposer des prêts gouvernementaux, des subventions d’équipement et d’autres formes d’aide financière pour réduire les coûts d’investissement qui sont considérés relativement élevés au départ. Une stratégie nationale pour l’hydrogène définit les objectifs, aborde les politiques concrètes et évalue leur cohérence avec d’autres domaines de la politique énergétique.
- Améliorer les régimes fiscaux applicables aux électrolyseurs et réduire les taxes et redevances imposés sur l’électricité, deux mesures susceptibles de contribuer à la réduction des coûts de production de l’hydrogène vert ;
- Introduire une grille de primes de rachat pour l’hydrogène vert par le biais de tarifs de rachat ou d’autres subventions.

Partant des estimations consignées dans l’étude du PNUE (2018), on peut formuler des hypothèses qui servent à évaluer les effets des mesures publiques prises, de façon ciblée, pour la production d’hydrogène vert, comme démontré dans le Tab. 6.9. Selon l’estimation du PNUE (2018), l’impact des instruments d’atténuation des risques montre à quel point la mesure d’atténuation des risques peut contribuer à la réduction de l’impact généré par ces risques. A cet égard, la méthodologie DREI part du principe que les effets des instruments d’atténuation des risques seront parachevés d’ici 2050. De même, l’efficacité affichée montre dans quelle mesure les résultats, liés à l’atténuation des risques, pourraient être atteints d’ici 2030.

Tab. 6.9 Mesures d’atténuation de risque et leur impact et efficacité estimés sur le coût

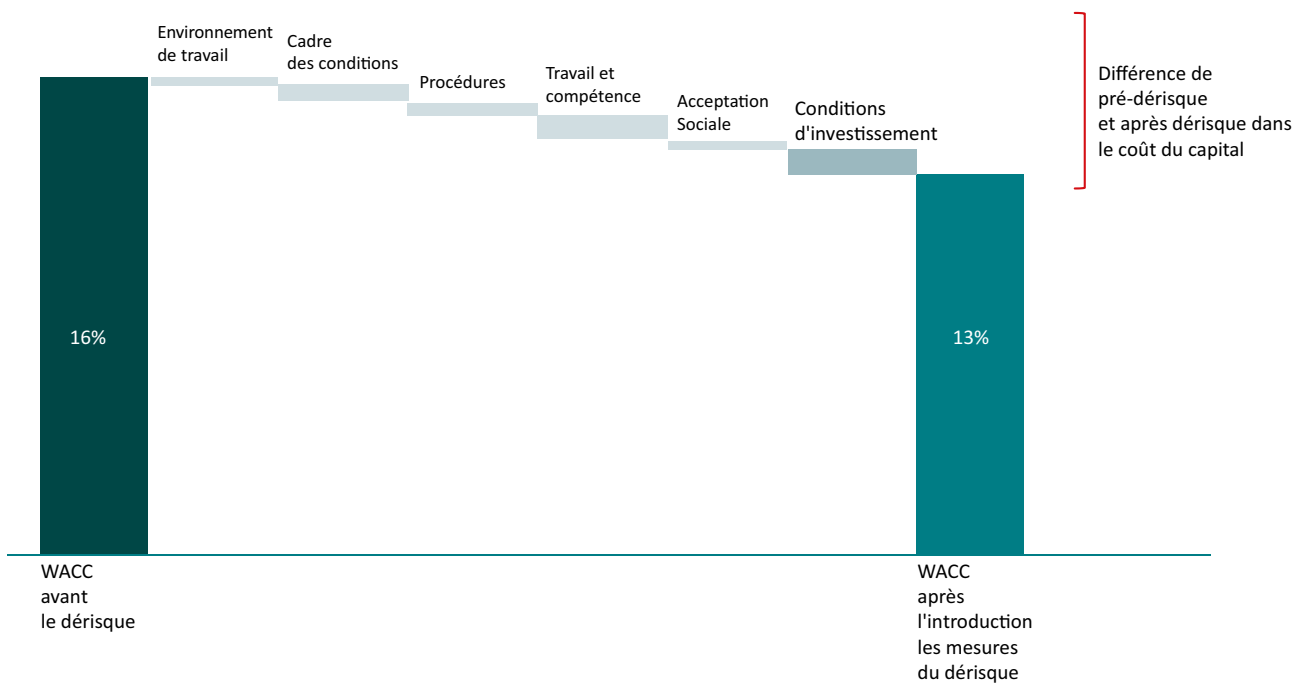
Risque	Mesures d’atténuation de risques	Mesures des instruments	Efficacité des instruments en 2030
Mesures politiques pour atténuer les risques			
Climat des affaires	<ul style="list-style-type: none"> • Exécution de contrats • Introduction de pratiques transparentes, mécanismes de lutte contre la fraude, • Mécanisme de recours (PNUE 2018) • Une réforme nationale du secteur financier pour impulser les investissements à long terme • Réforme du secteur financier national favorisant les investissements à long terme 	50%	50%

Conditions-cadres pour les énergies renouvelables, les hydrogènes/combustibles synthétiques	<ul style="list-style-type: none"> • Mettre en place un marché de l'énergie harmonisé et bien réglementé, une réforme législative en cours par le biais d'instruments fondamentaux pour résoudre aux projets d'énergie renouvelable • Créer un organe indépendant pour réguler le marché de l'énergie • Appels d'offres pour les AAE et des AAE élaborés selon des normes fiables • Renforcer la rentabilité opérationnelle, la gestion du réseau et la formulation d'un code spécifique au réseau • Soutien stratégique pour l'infrastructure nationale du réseau (p. ex., élaboration et mise à jour régulière d'un plan national à long terme pour inclure l'énergie renouvelable intermittente) 	75%	50%
Procédures d'agrément, autorisations et autorisation	<ul style="list-style-type: none"> • Rationaliser les processus pour les permis d'énergie renouvelable et d'hydrogène vert (réduction des formalités, • Financement des études de faisabilité 	50%	50%
Disponibilité de la main d'oeuvre et de l'expertise	<ul style="list-style-type: none"> • Des activités de renforcement de capacités • Programmes de formation pour créer des compétences 	75%	50%
Approbation sociale	<ul style="list-style-type: none"> • Campagnes de sensibilisation • Programmes de soutien local 	50%	50%
Mesures pour atténuer le risque financier			
Climat des affaires	<ul style="list-style-type: none"> • Partage des risques pour gérer le risque de change (par exemple, indexation partielle des tarifs en monnaie locale lors des AAE) 	50%	
Conditions d'investissement	<ul style="list-style-type: none"> • Inclure une clause « à prendre ou à payer » selon les normes EPP pour réduire les risques liés au réseau et au transport • Garanties gouvernementales pour les paiements réservés aux AAE afin de réduire les risques liés aux conditions d'investissement • Prêts publics des institutions financières internationales aux investisseurs pour réduire les risques de financement • Produits financiers (prêts publics, par exemple) des banques de développement ou d'autres institutions financières. 	75%	

(Source: propre estimation inspire du PNUE 2018)

La collecte des instruments politiques et financiers est conçue systématiquement pour cibler les risques identifiés. En outre, la liste des instruments de réduction des risques n'est pas exhaustive et constitue un simple exemple de la façon dont des mesures publiques préconisées influent sur le coût du capital. En outre, les hypothèses de modélisation sont simplifiées pour refléter les impacts généraux des instruments d'atténuation des risques

politiques et financiers. De même, l’impact présumé des mesures sur certains risques et, par conséquent, sur la réduction des coûts de financement de la production d’hydrogène vert en Tunisie, est indiqué au schéma. 6.15. L’introduction de mesures de réduction des risques pourrait aider à réduire une grande partie des risques d’investissement, économiques et commerciaux. Dans ce contexte, les résultats des calculs de réduction des risques indiquent qu’une batterie d’instruments publics pourrait servir à réduire le coût moyen des capitaux propres à 19,05 % d’ici 2030 et à 16,99 % d’ici 2050. Ainsi, le coût de la dette ne dépasserait pas les 14,26 % (en supposant que les instruments de réduction des risques budgétaires introduits se traduisent par un impact immédiat). Selon la modélisation, cela pourrait contribuer également à réduire le CMPC à 13,68%, d’ici 2030, et à 13,08%, à l’orée de 2050. Avec de nouvelles évolutions favorables (au-delà de la sphère d’influence directe des mesures de réduction des risques), le CMPC global pourrait baisser davantage pour se limiter à 11,41 %, soit le niveau présumé dans le scénario de développement optimiste inhérent à l’évolution des coûts. Au-delà de la contribution générale des instruments de financement à la réduction des risques présumés dans la modélisation, des mécanismes de financement dédiés à des projets spécifiques ou à des zones sélectionnées sont à considérer, étant donné qu’ils pourraient aider à réduire davantage les coûts de financement.



(Source: Calcul propre inspire de la méthode décrite au PNUE 2014)

Fig. 6.14 Effet généré par l’atténuation des risques suite à l’impact des mesures publiques sur le CMPC

Par rapport au développement du secteur PtX, les décisions stratégiques nécessitent la prise en compte d'un éventail de questions techniques, environnementales, sociales et économiques. Par conséquent, et pour contribuer à un développement durable, les voies technologiques futures doivent être évaluées, non seulement en fonction de leurs performances techniques et économiques, mais aussi du point de vue des conséquences environnementales et socioéconomiques qu'elles peuvent engendrer. Dans la section suivante, on propose de donner un bref aperçu sur les avantages et les risques potentiels que ceci peut avoir sur l'environnement et l'employabilité, ainsi que sur les risques liés au développement du secteur PtX en Tunisie.

7.1 IMPACT ENVIRONMENTAL

7.1.1 Ressources hydrauliques

La production d'hydrogène à partir des énergies renouvelables – ainsi que la production de combustibles PtX en aval – nécessite de grandes quantités d'eau (Tab. 7.1). Sur le plan stœchiométrique, il faut 8,94 litres d'eau pour produire un kilogramme d'hydrogène (Zelt et al., 2021). Les électrolyseurs PEM, quant à eux, nécessitent environ 10 litres d'eau par kg d'hydrogène, si on veut tirer le meilleur profit des ressources hydrauliques (89 %) (ibid.). Toutefois, et selon l'IRENA (2020), la consommation d'eau pourrait être beaucoup plus élevée en raison de l'inefficacité du procédé, ce qui signifie qu'on pourrait avoir besoin de 18 à 24 litres d'eau pour produire 1 kg d'hydrogène. De même, certaines étapes de synthèse (par exemple la synthèse du méthanol) génèrent de petits volumes d'eau (Tab. 7.1), qu'on peut réinjecter dans le processus de production d'hydrogène et en profiter pour améliorer le bilan hydrique global du produit PtX final.

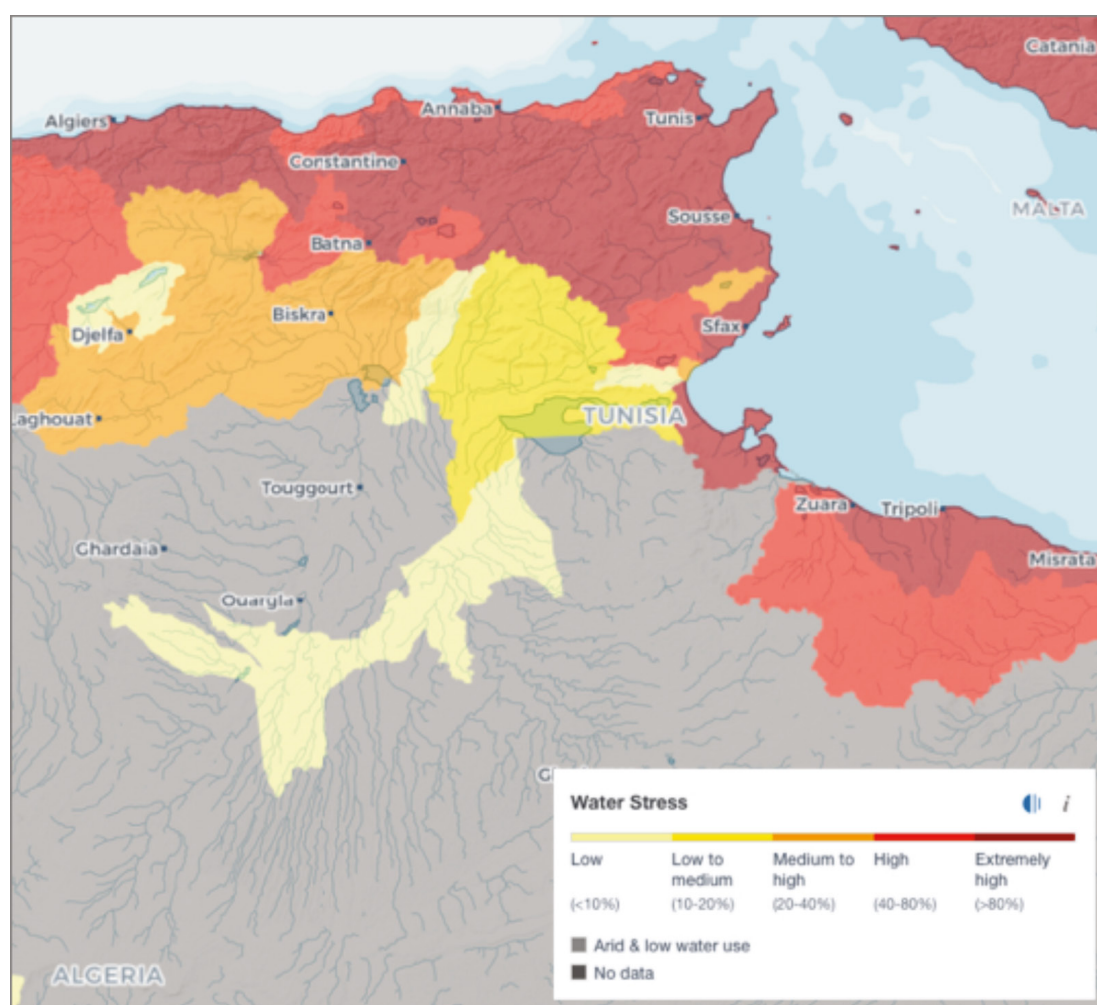
Tab. 7.1 Aperçu sur la demande en eau pour différentes technologies du PtX

Technologie	Unité	Demande en eau	Référence
Electrolyse (AEL/PEM)	m ³ H ₂ O / t H ₂	10-24	Les hypothèses liées à la demande opérationnelle en eau varient notablement
Méthanisation	t H ₂ O / t Syngas	-2.25	L'eau est obtenue comme sous-produit
Synthèse méthanol	t H ₂ O / t MeOH	-0.56	L'eau est obtenue comme sous-produit
Synthèse Fischer-Tropsch	t H ₂ O / t Syncrude	-1.3	L'eau est obtenue comme sous-produit
Valorisation de de syncrude	t H ₂ O / Fuel	-1.3	L'eau est obtenue comme sous-produit et utilisée partiellement pour générer de la vapeur
Synthèse d'ammoniac	-	-	Demande minime en eau

(Source: Provenant de Zelt et al. 2021)

Il est peut-être nécessaire de purifier l'eau puisque différentes technologies exigent des niveaux variés en termes de pureté de l'eau. En général, on a besoin du niveau de pureté le plus élevé pour garantir une performance constante et une réaction cohérente. Pour l'électrolyse en particulier, un niveau élevé de pureté est nécessaire étant donné que les impuretés peuvent avoir un impact sur la durée de vie de la pile de l'électrolyseur. Cela augmente la nécessité de remplacer cette pile plus

souvent, surtout à cause des dégâts auxquels elle pourrait être exposée. Tous ces facteurs induisent une augmentation du coût de production de l'hydrogène. (IRENA 2020). Cependant, et par rapport aux carburants extraits de la biomasse, tous les produits PtX exigent des volumes d'eau beaucoup moins élevés (Schmidt et al. 2016). Néanmoins, la disponibilité de l'eau à l'échelle locale et les utilisations actuelles sont également des aspects pertinents qu'il faut prendre en considération. La Tunisie, qui compte parmi les pays les plus arides de la Méditerranée, souffre d'une pénurie accrue d'eau. De même, la disponibilité annuelle en eau par habitant ne dépassant guère les 380m³, ce qui signifie que la Tunisie se situe bien en dessous de la limite critique internationale de 1000 m³ par personne et par an. Aussi, le territoire du pays qui s'étend sur différents régimes hydrologiques, passe aussi, et en grande partie, par des cycles annuels de surplus d'eau et de sécheresse. La situation épineuse de la Tunisie en matière d'approvisionnement en eau a fait en sorte que le pays enregistre des résultats considérables en termes de stockage de l'eau, de planification des ressources et de gestion de l'eau, ce qui a permis d'optimiser l'utilisation des ressources hydriques disponibles. (Chahed et al. 2010). Par ailleurs, la Tunisie est également l'un des pays de l'Afrique du Nord les mieux classés en termes d'accès à l'eau potable, avec près de 98%. Toutefois, et malgré tous ces aspects positifs, l'état des infrastructures hydrauliques s'est détérioré au cours des dernières années, ce qui signifie que dans certaines régions, on perd près de la moitié des quantités d'eau disponibles. (Reuters 2019).



(Source: WRI 2021)

Fig. 7.1 Niveau de stress hydrique en Tunisie à l'orée de 2040 : scénario ordinaire

Le changement climatique constitue un autre facteur qui exacerbe davantage la situation critique de l'eau, et ce en prolongeant les périodes de sécheresse, en augmentant les températures et en altérant les régimes de précipitations. A ce titre, on s'attend à ce que la Tunisie demeure l'un des pays les plus touchés par le stress hydrique en 2040, et avec un nombre encore plus important de régions subissant un stress hydrique extrêmement élevé (WRI, 2015). Selon un scénario ordinaire provenant de l'Institut des Ressources Mondiales (WRI) (2021), la plupart des régions du nord du pays connaîtront des niveaux de stress hydrique extrêmes (Sch. 7.1). Parallèlement, il faut s'attendre à ce que la demande en eau, qui est déjà élevée, augmente davantage à l'avenir.

Pour faire face à une demande haussière en eau, la Tunisie se tourne de plus en plus vers les ressources hydriques non conventionnelles, qui comprennent, entre autres, le dessalement et le traitement des eaux usées. En 2018, environ 5,6 % de l'eau produite en Tunisie provenait des usines de dessalement (SONEDE 2019).

Actuellement, certaines usines de dessalement de petite taille sont en exploitation en Tunisie (voir la section 2). En 2018, l'une des quatre usines employées à grande échelle pour répondre à la demande croissante en eau municipale est entrée en exploitation à Djerba. Les trois autres usines devraient être construites à Sousse, Sfax et Zarat (gouvernorat de Gabes) (Water World 2018). Par ailleurs, l'eau dessalée en Tunisie sert principalement à satisfaire les besoins en eau potable, mais également dans une certaine mesure pour les applications industrielles.

Pour garantir la durabilité de la production d'hydrogène, en particulier dans les régions touchées par le stress hydrique, les autorités concernées doivent faire en sorte que cette ressource précieuse soit prise en considération dans toute stratégie de développement, tel que précisé dans la planification des projets et les évaluations d'impact locales (IRENA 2020). De même, bien qu'on prétende souvent que l'eau ne constitue pas un obstacle pour la production d'hydrogène à grande échelle (ibid.) Dans les régions sèches, un approvisionnement limité en eau pourrait être un facteur important dans les décisions relatives au choix du lieu d'implantation. Pour la région MENA (y compris la Tunisie bien évidemment), le dessalement est largement reconnu dans la plupart des cas comme l'unique solution pour l'approvisionnement en eau qui sert à produire de l'hydrogène, et ce sans mettre un stress supplémentaire sur les ressources locales en eaux, aussi bien souterraines que de surface. A ce titre, l'impact des installations de dessalement supplémentaires en termes de coût et d'efficacité demeure plutôt modeste, et le coût du dessalement ne dépasse guère 1 % des besoins d'investissement. Toutefois, la Tunisie devrait évaluer les sites optimaux pour abriter les usines d'hydrogène et de synthèse : à proximité de la côte et des centres de demande potentiels ou encore idéalement à proximité des sources d'énergie renouvelables qui sont situées principalement à l'intérieur du pays. Dans le dernier scénario, l'eau devrait être transportée vers les zones intérieures du pays, ce qui pourrait ajouter aux coûts encourus. Or, et pour que l'approvisionnement en eau soit écologique et durable, le dessalement devrait être alimenté par des énergies renouvelables, au moins sur une base de bilan (par exemple, au moyen d'AAE bilatéraux). Toutefois, et à ce jour, seul un nombre limité d'installations de dessalement utilisent des énergies renouvelables – la grande majorité dans la région MENA utilise des combustibles fossiles. Par conséquent, cela pourrait constituer un obstacle à la mise en œuvre du dessalement renouvelable, car la Tunisie (à l'instar d'autres pays) ne dispose ni de l'expérience ni de l'expertise nécessaire.

En outre, et pour éviter les impacts environnementaux potentiels du dessalement dès le départ, ou de s'assurer de bien les gérer, il faut prendre toutes les procédures qui s'imposent pour évaluer les risques environnementaux. A ce titre, force est de constater que ces risques varient selon l'emplacement, la technologie, le type d'eau employé et le degré de gestion de la saumure (Elsaid et al. 2020), tout en soulignant que ces facteurs demeurent principalement liés au rejet de concentrés et de produits chimiques dans le milieu marin. (p. ex., augmentation

de la température, du taux de salinité de l’eau de mer et du débit de l’eau (Lattermann et al. 2008)). La Tunisie exige déjà une étude d’impact environnemental des installations de dessalement. Dans la nouvelle installation de dessalement de Djerba, par exemple, des mesures techniques ont été mises en œuvre pour éviter les risques par le biais d’une dilution rapide des effluents. Si le dessalement est concentré dans une zone spécifique – p. ex., à proximité des centres industriels et urbains, qui offrent potentiellement des conditions favorables à la création d’une nouvelle industrie PtX – les effets secondaires sur l’environnement doivent être analysés non seulement au niveau des installations de dessalement individuelles, mais aussi en termes de développement de l’ensemble du secteur. De même, pour circonscrire les conflits et créer plus d’opportunités au niveau local, on devrait construire des usines de dessalement pouvant répondre à de multiples besoins en eau – et pas seulement pour fournir de l’eau pour la production d’hydrogène (IRENA 2020). En général, la question des priorités d’allocation en matière d’eau devrait être résolue au niveau politique avec l’implication des groupes d’acteurs et des citoyens, et ce afin d’étayer le plan appelant à l’établissement d’un consensus et éviter (ou du moins réduire) les conflits qui peuvent surgir autour de l’utilisation de l’eau.

7.1.2 Espace

Tout comme les ressources hydrauliques, les terrains sont également nécessaires pour accueillir les installations de production de PtX, produire de l’énergie renouvelable et capturer le CO₂ disponible dans l’atmosphère et l’utiliser dans les procédés de synthèse. Etant donné qu’un nombre limité d’installations de synthèse et d’hydrogène à petite échelle ont été construites jusqu’à présent, les chiffres relatifs à la superficie du terrain requise varient considérablement. L’estimation générale fait que la superficie du terrain nécessaire variera selon le type d’installation, bien que la demande en superficie par unité de production pour les plus grandes installations demeure plus faible. Pour les électrolyseurs, les estimations faites sur la base de la littérature existante, suggèrent que les centrales de 100 MW nécessitent entre 35 m² et 60 m²/MW (IRENA 2020, Noack2014), tandis que les centrales de 1 000 MW nécessitent des espaces dont la superficie peut varier entre 13 m² à 17 m²/MW, un chiffre qui pourrait même diminuer pour varier entre 8 m² et 10 m²/MW à l’avenir (IRENA 2020). Les besoins en superficies foncières varient légèrement selon le type d’électrolyseur : AEL, à titre d’exemple, a besoin de plus de superficie que la technologie PEM qui est plus compacte. De même, et selon les centrales existantes, les besoins en superficies foncières pour l’AEL sont quantifiés à 0,92 m² par tonne d’hydrogène par année, alors que le PEM ne demande guère plus de 0,79 m² pour une production équivalente (Zelt et al., 2021). Toutefois, avec le développement technologique et la mise en œuvre des installations à grande échelle, les deux technologies devraient nécessiter moins de 0,39m² d’espace par tonne d’hydrogène par an (ibid.). Dans le même temps, près des trois quarts de la zone sont nécessaires pour abriter le bâtiment susceptible d’accueillir l’électrolyseur et les équipements électrique (p. ex., appareillage de commutation et transformateurs) (IRENA 2020). Pour le moment, il n’existe pas encore d’information détaillée sur les besoins en espace réservé pour des installations de synthèse, mais il serait juste de présumer que les besoins sont semblables à ceux d’autres installations chimiques qui ne représentent qu’une part limitée de la demande globale de terrains pour la production de PtX. Pour les procédés de synthèse, qui nécessitent du CO₂ comme matière première, tels que la synthèse de Fisscher-Tropsch ou de méthanol, des superficies supplémentaires seraient nécessaires pour permettre de capter le CO₂ à partir de l’atmosphère (les sources ponctuelles n’exigeraient pas de grandes superficies, bien que pour que ces sources restent neutres en carbone net, le carbone doit provenir de l’atmosphère). A ce titre, et pour capter le CO₂ directement de l’air, on estime qu’une superficie de 0,1 m² est nécessaire pour pouvoir capter une tonne de CO₂ par an (Zelt et al., 2021). Toutefois, et vu que la technologie peut connaître d’autres phases de développement, cette superficie pourrait diminuer notablement à l’avenir.

Par rapport aux terrains nécessaires pour l’hydrogène et les installations de synthèse, la superficie requise pour atteindre les capacités d’énergie renouvelable exigées est beaucoup plus grande. Dans la région MENA, où les niveaux d’ensoleillement sont élevés, il faudrait environ 20 000 m² par MW d’installation photovoltaïque (Zelt et al. 2021). À l’avenir, et si on gagne en efficacité, les exigences particulières pour les projets photovoltaïques pourraient diminuer à 17000 m²/MW seulement (ibid.). Actuellement, on évalue les besoins moyens, des projets de production d’énergie solaire concentrée (CSP) en superficie, à 40000 m²/MW. Toutefois, ces superficies peuvent être réduites de 20% supplémentaires, si on gagne plus en termes d’efficacité au niveau de la conversion (ibid.). À présent, les besoins des projets éoliens en superficie sont estimés à environ 200 000 m²/MW (selon les projets éoliens opérationnels dans la région MENA). Cependant, ces besoins pourraient diminuer à 80 000 m²/MW uniquement à l’avenir (ibid.) Pour l’énergie éolienne plus précisément, la superficie couverte est relativement limitée et, théoriquement, la même superficie peut encore être utilisée à d’autres fins (Schmidt et al. 2016). En Tunisie, à titre d’exemple, et où le potentiel en énergie renouvelable est largement localisé dans les zones intérieures moins peuplées et dans les zones désertiques du sud, il est probable qu’il n’y ait qu’une demande limitée pour d’autres utilisations du terrain. Dans l’ensemble, les besoins en superficies sollicitées, pour l’installation de capacités de production d’énergie renouvelable, représentaient un moindre défi pour la Tunisie que l’implantation des installations industrielles et de dessalement dans les zones côtières densément peuplées et touristiques. Néanmoins, les schémas locaux réservés à l’utilisation des terrains et les impacts potentiels des installations d’énergie renouvelable doivent être évalués sur la base de projets spécifiques, pour chaque site, et ce afin d’éviter les conflits d’utilisation qui risquent de se produire autour de l’utilisation de l’espace. De même, les usines sont généralement construites à proximité de zones bâties, par opposition à des aires complètement inhabitées, ce qui peut entraîner des répercussions au niveau local, du moins à court terme.

7.1.3 Emissions des gaz à effet de serre

Les efforts de décarbonisation, déployés par tous les secteurs national, international et privé, constituent les principaux moteurs de l’intérêt accru qu’on accorde au PtX. Par conséquent, le niveau d’émissions de GES, découlant des produits PtX au cours de leur cycle de vie, est un indicateur important pour mesurer les avantages environnementaux par rapport à l’utilisation de combustibles fossiles. A ce titre, deux facteurs semblent pertinents pour la performance du PtX en termes d’émissions de GES : l’apport d’électricité et l’origine du CO₂ pour les procédés de synthèse.

Pour ce qui est de l’apport en électricité, l’impact environnemental du PtX sur les émissions de GES dépendra essentiellement des voies de production d’hydrogène. A ce titre, l’utilisation d’électricité à partir de sources renouvelables est une condition préalable pour que l’hydrogène soit classé comme «vert». En pratique, cependant, les installations industrielles ne sont généralement pas autosuffisantes et tirent au moins une partie de leur énergie électrique du réseau : aujourd’hui, l’électricité fournie par le réseau est un mélange d’énergie fossile et renouvelable. Étant donné que les centres de demande et les potentiels d’énergie renouvelable sont situés dans différentes parties de la Tunisie, il est peu probable que toutes les installations d’hydrogène et de synthèse soient adjacentes (ou directement connectées) aux centrales d’énergie renouvelable. En outre, et comme il existe seulement une part limitée d’énergies renouvelables dans le mix électrique tunisien, l’électricité provenant du réseau sera principalement à base de combustibles fossiles (du moins à court et moyen terme). A cet effet, il est donc important de veiller à ce que l’évolution de la capacité de l’hydrogène soit associée au développement respectif de la capacité renouvelable, pour que l’hydrogène puisse être considéré comme « vert » en termes de rentabilité. Cette «valeur ajoutée» signifie que toute électricité renouvelable utilisée pour produire de l’hydrogène

et des produits PtX en aval, en particulier pour l’exportation, doit être liée à l’ajout de nouvelles capacités d’énergie renouvelable, et ce contrairement aux achats, tel que préconisé pour la capacité existante ou prévue.

Pour le deuxième volet relatif à l’avantage climatique global du PtX (c.-à-d. la source du CO₂ pour les procédés de synthèse), il existe diverses options. A ce titre, le CO₂ peut être obtenu à partir de sources ponctuelles, comme les industries existantes à forte intensité de carbone (p. ex., la production de ciment), ou extraite de l’atmosphère – soit directement à l’aide des technologies DAC, soit indirectement à partir de la biomasse. De même, et pour que les combustibles PtX soient durables, les sources ponctuelles de CO₂ à base fossile ne constituent pas une option à long terme. Toutefois, le recyclage d’une partie du CO₂ émis par l’industrie pourrait tout de même favoriser la réduction des émissions à court et à moyen terme. Aussi, et étant donné que la Tunisie est confrontée à une pénurie d’eau, qui limite déjà la production agricole, l’utilisation de la biomasse comme source indirecte de CO₂ ne pourrait guère présenter une option viable. Ainsi, et pour une durabilité soutenue, l’extraction du CO₂ directement de l’air à l’aide de la technologie DAC semble être la seule option possible. Toutefois, cette technologie, qui est encore au stade de développement, semble être beaucoup plus coûteuse que les deux autres options. Par conséquent, le recyclage du CO₂ émis par l’industrie est largement considéré comme une technologie de transition potentielle à court et moyen terme, du moins jusqu’à ce que la technologie du CAD soit plus rentable et que les coûts de production du CO₂ deviennent plus compétitifs.

7.2 CRÉATION D’EMPLOIS

L’un des principaux avantages socio-économiques prévus, à la suite du développement du secteur PtX en Tunisie, est la création d’emplois et de savoir-faire technique. A ce titre, on s’attend à ce que la production d’hydrogène vert renforce la création d’emplois et contribue potentiellement à la génération d’effets multiplicateurs si d’autres étapes de transformation en aval doivent avoir lieu en Tunisie. Le même processus permet également de créer des produits à valeur ajoutée plus élevée pour mieux servir les plans d’exportation (p. ex., ammoniac vert au lieu d’hydrogène). (IRENA 2019). Par conséquent, le nombre d’emplois créés dépendra de la mesure dans laquelle les activités pourront être délocalisées, tout au long de la chaîne de valeur, en Tunisie. Cet aspect sera déterminé par la réduction des coûts et la valorisation du potentiel élevé de production d’électricité renouvelable. A cet effet, ces activités pourraient comprendre la recherche et le développement (R&D), la fabrication de technologies, ainsi que la construction et l’exploitation d’usines PtX. A présent, et vu l’état d’avancement de la technologie et du développement du secteur, la fabrication de technologies émergentes ne devrait pas permettre de créer d’importantes possibilités d’emploi, du moins à court terme (AIE 2020c). Cependant, il est prévu qu’à l’avenir la fabrication de composants et la construction et l’exploitation des usines PtX deviennent les principaux secteurs capables d’offrir des postes d’emploi (Guidehouse 2019). Aussi, il est prévu qu’une grande partie des emplois (environ les deux tiers) sera consacrée à la construction et à l’exploitation des centrales d’énergie renouvelable pour produire l’électricité nécessaire à la production d’hydrogène vert (ibid.). De même, un grand nombre de ces emplois ne dépasse guère le cadre de l’emploi temporaire, du moins lors de la phase de construction.

A ce niveau, on s’attend à ce que des professionnels qualifiés soient sollicités pour la plupart des activités, qu’il s’agisse d’ingénieurs hautement qualifiés ou de techniciens spécialisés dans les applications (FCH 2 JU 2019). En outre, beaucoup de ces emplois n’existent pas actuellement en Tunisie et nécessiteront de nouvelles compétences et une éducation/formation. Cela implique le besoin d’offrir des programmes de formation de haut niveau et des sessions de renforcement de capacités afin de produire une main-d’œuvre bien instruite et hautement qualifiée (Bezdek 2019).

Comme le secteur est dans une phase de développement précoce, on ne dispose pas de beaucoup d’informations sur les possibilités réelles de création d’emplois, même si certaines études sont en cours et permettent de dégager quelques estimations. FCH 2 JU (2019), à titre d’exemple, a formulé son hypothèse sur la base d’un nombre d’emplois créés dans des industries similaires et prévoit la création d’une moyenne de 13 postes d’emploi/1 million d’euros de chiffre d’affaires. De même, environ 70 % de ces emplois sont liés à la fabrication et la mise en œuvre d’équipements de production et de distribution d’hydrogène, tandis qu’environ 30 % des emplois sont liés à des composants spécialisés et des applications d’utilisation finale (ibid.). Tenant compte du volume des investissements en capital, l’AIE (2020) estime le nombre d’emplois entre 3 et 8 nouveaux emplois par 1 million de dollars américains investis dans l’innovation technologique ; et 5,5 emplois par 1 million de dollars américains d’investissement en capital pour le secteur de l’hydrogène plus particulièrement. Une autre estimation est émise sur la base de la production d’hydrogène en TWh, et ce en supposant un facteur d’emploi compris entre 575 et 775 emplois/TWh (Guidehouse 2019). Les deux dernières études soulignent que la demande intense en capital pour la production d’énergie renouvelable, qui est nécessaire pour produire de l’hydrogène, signifie que le nombre d’emplois par investissement et par unité de production est inférieur à celui des autres technologies. Dans le même ordre d’idées, Ram et al. (2019) estiment la création d’environ 4,75 emplois de MW d’électricité au gaz (dont 1,86 dans l’industrie manufacturière, 2,6 dans la construction et l’installation, et 0,28 dans l’exploitation et l’entretien), à part des emplois créés grâce aux installations d’énergie renouvelable. En outre, ils estiment un multiplicateur régional de l’emploi pour la région MENA de 1,51 en 2030 et de 1,23 en 2050 sur la base d’hypothèses relatives à la productivité du travail. Une autre estimation est basée sur les plans de l’un des plus grands complexes d’hydrogène vert à usage industriel en Europe, dont la construction est prévue en Espagne. 1,8 milliard d’euros sont investis dans le projet sur sept ans. Ce plan est conçu pour générer une capacité de production d’hydrogène vert de 800 MW. A cet effet, on s’attend à ce que près de 4 000 emplois qualifiés soient créés (REVE 2020). Cela équivaut à 5 emplois/MW ou 2,2 emplois par 1 million d’euros, ce qui est bien inférieur à l’estimation de l’AIE (2020). Aussi, et en tenant compte des différents niveaux de taux de création d’emplois (tab. 7.2), si des électrolyseurs et les capacités d’énergie renouvelable correspondantes devaient être installés en Tunisie pour générer environ 4 GW d’hydrogène – ce qui représente 10 % des importations prévues par l’UE d’ici 2030 – on est en droit de s’attendre à ce que 20 000 à 32 000 emplois soient créés. Toutefois, la part des emplois alloués à la Tunisie dépendrait largement du rythme de développement de la chaîne de valeur que ce secteur peut générer pour le pays.

Tab. 7.2 Estimations de l’effet sur l’emploi dans le secteur de l’hydrogène

Facteur d’emploi	Source
• 13 emplois/€1 million de revenu	FCH 2 JU (2019)
• 5.5 emplois par US\$1 million du capital d’investissement dans l’hydrogène	IEA (2020)
• 575-775 jobs/TWh hydrogen	Guidehouse (2019)
• 4.75 emplois par MW électricité au gaz (à part les emplois liés à la production de l’énergie renouvelable)	Ram et al. (2019)
• 5 emplois par MW	REVE (2020)
• 2.2 emplois par €1 million du capital d’investissement dans l’hydrogène	

En résumé, et pour développer un secteur PtX en Tunisie, il faut prendre toutes les mesures adéquates pour tirer le meilleur profit de la valeur ajoutée liée aux capacités d’énergies renouvelable. Aussi, et pour éviter une pression supplémentaire sur les ressources hydrauliques, une denrée déjà très rare, l’eau destinée à la production d’hydrogène devrait provenir du dessalement alimenté par des énergies renouvelables. Idéalement, il faudrait

construire des usines de dessalement polyvalentes qui fournissent des quantités d'eau destinées à l'usage local. A cet effet, les impacts environnementaux, provenant du déploiement à grande échelle du dessalement, doivent être pris en compte. Les besoins en espace découlent essentiellement de l'expansion des capacités d'énergie renouvelable et, dans une certaine mesure, des installations d'électrolyse. En termes d'effets sur l'emploi, le secteur en est encore à ses débuts à l'échelle mondiale, chose qui fait que le potentiel réel de création d'emplois demeure encore inconnu. Ce qui est clair, cependant, c'est que pour créer des effets multiplicateurs, la Tunisie devrait espérer non seulement à produire et à exporter de l'hydrogène vert, mais aussi à localiser les étapes de transformation en aval en Tunisie et à exporter des produits à plus forte valeur ajoutée.

Sur la base des résultats de l'analyse présentée dans les sections précédentes, ce chapitre résume les conclusions les plus importantes et propose les recommandations les plus pertinentes pour que la Tunisie parvienne à développer un secteur PtX à la fois rentable et durable.

Le PtX, et en premier lieu l'hydrogène vert, a attiré beaucoup d'attention récemment en tant que pilier central et potentiel pour ce qui est de la transition énergétique mondiale. Aussi, cet intérêt est traduit par de nombreux avantages, que la conversion de l'électricité produite de façon renouvelable en hydrogène et ses dérivés, offre pour pouvoir optimiser le passage vers la transition énergétique. Sous son mode stockable et transportable, l'hydrogène peut être utilisé de manière flexible et offrir des solutions qui permettent des applications que d'autres technologies de décarbonisation n'offrent pas aussi facilement, comme c'est le cas, à titre d'exemple, du transport lourd, des processus industriels ou certaines parties du secteur du chauffage. Cependant, l'hydrogène vert constitue actuellement un marché de niche. En outre, et bien que de nombreuses technologies soient en passe d'être commercialement prêtes, il faut bien admettre que la mise en œuvre à grande échelle et la combinaison des différents composants requis, pour impulser les systèmes de production intégrés, font encore défaut. En outre, l'hydrogène et les produits PtX, issus de sources renouvelables, ne sont pas assez compétitifs sur le marché face aux combustibles fossiles. Néanmoins, de nombreux nouveaux projets et programmes d'investissements dans le PtX ont été annoncés, en plus de plusieurs autres stratégies qui sont préconisées par plusieurs pays. Aussi, les entreprises et les experts du secteur s'attendent à une croissance significative du marché de l'hydrogène dans le monde entier d'ici 2030, et bien au-delà. C'est ce qui est souligné également dans l'analyse des scénarios de la demande en l'hydrogène/PtX aux niveaux mondial, européen et allemand. Dans un premier temps, la demande devrait provenir essentiellement des pays industrialisés ayant des objectifs de décarbonisation ambitieux et présentant des réglementations connexes – à l'instar de l'Europe, qui vise à devenir neutre en carbone d'ici 2050. En outre, et même si la demande mondiale demeure encore faible, à juger par les scénarios les plus ambitieux, la demande sur le marché devrait tout de même augmenter considérablement à long terme, une opportunité que la Tunisie pourrait exploiter pleinement pour impulser son développement économique en tant que pays producteur et exportateur potentiel d'hydrogène.

L'analyse des conditions cadres montre que, grâce à son potentiel en énergies renouvelables, sa proximité de l'Europe et sa main d'œuvre qualifiée, la Tunisie bénéficie de bonnes conditions pour devenir un producteur et un exportateur potentiel de PtX. Aussi, et comme indiqué auparavant, le potentiel technique dont dispose le pays, en termes d'énergies renouvelables, est largement suffisant pour répondre à la demande intérieure et produire de l'hydrogène vert destiné à l'exportation. Cependant, la faible part d'énergie renouvelable exploitée dans le mix électrique (qui ne dépasse les 3% actuellement) ne milite pas en faveur de la Tunisie en tant que pays capable d'augmenter rapidement ses capacités en énergie renouvelable. Par conséquent, ce constat semble constituer un handicap qui risque de freiner l'essor du secteur du PtX en Tunisie. A cet effet, les autorités tunisiennes devraient d'abord et en tout premier lieu, être centrées sur la conversion des systèmes d'approvisionnement en électricité dans la Tunisie en système de production d'énergie renouvelable. Aussi, il est inévitable pour sa durabilité, de concevoir le développement du PtX pour l'exportation d'une manière qui conduise à des capacités supplémentaires pour les énergies renouvelables et, donc, qui ne décélère pas mais accélère la transition énergétique nationale en Tunisie.

Dans le cadre des objectifs climatiques fixés au sein de la conjoncture actuelle en Tunisie, le besoin d'introduire des applications PtX reste plutôt limité et ne semble pas présenter une urgence vitale. Cependant, et comme le montrent les scénarios liés aux objectifs de décarbonisation ambitieux, l'hydrogène et les carburants synthétiques pourraient changer la donne et acquérir plus d'importance en rapport avec la transition énergétique tunisienne à moyen et long terme. Ce scénario peut être adopté, à titre d'exemple, comme une option de flexibilité pour établir un équilibre entre la production et la demande fluctuantes d'électricité renouvelable (soit pour absorber les pics de production à court terme, soit pour équilibrer les écarts saisonniers entre l'offre et la demande). Aussi, l'optimisation du système électrique devrait toutefois se faire en parallèle avec l'expansion du secteur des capacités renouvelables. Ainsi, les capacités d'énergie renouvelable pour la production de PtX devraient être construites en dehors des capacités déjà prévues, et ce pour répondre à la demande croissante en électricité.

En outre, le remplacement des matières premières d'origine fossile, dans les industries qui exportent vers des pays dotés de réglementations strictes en matière de carbone et des systèmes de tarification, pourrait rendre les produits tunisiens plus compétitifs à l'avenir. Ceci est d'autant plus vrai que l'introduction du mécanisme européen d'ajustement aux frontières du carbone présente un avantage de taille qui pourrait bien modifier le paysage concurrentiel de différents secteurs, et ce en réduisant l'intérêt accordé aux produits à forte intensité de carbone. L'autre facteur qu'il faut considérer, si on veut remplacer des produits importés d'origine fossile, tel que le demandent les applications existantes, par des produits fabriqués localement à partir de l'électricité renouvelable, ce qui contribuerait sûrement à garantir la sécurité énergétique et à rendre la résilience des secteurs concernés plus pérenne. De même, les analyses effectuées ont bien révélé que pour les applications existantes de l'hydrogène, les opportunités les plus probables en Tunisie pourraient résider dans l'industrie des engrais, où l'ammoniac importé pourrait être remplacé par l'ammoniac vert produit au niveau national à partir de l'électricité renouvelable. Force est de constater que ce développement reste tributaire, bien évidemment, de l'évolution des coûts de la technologie et de la volonté du marché à payer pour les produits verts, qui devraient être principalement des marchés d'exportation. Ici, le méthanol fossile importé pourrait aussi, du moins en théorie, être remplacé par du méthanol vert, bien que les possibilités demeurent réduites en raison de la demande limitée sur le méthanol en Tunisie, surtout par rapport à la taille moyenne des installations de production de méthanol industriel. Aussi, la production du méthanol vert ne serait vraiment rentable que lorsqu'elle est réellement axée sur le marché de l'exportation.

Outre les mesures qui appellent au remplacement des applications existantes, une série de nouvelles applications pour le PtX est en cours de développement, et dont plusieurs se rapportent au secteur des transports. Partant du principe de l'efficacité d'abord, les principales applications peuvent être prévues dans les secteurs où l'électrification directe est difficile ou impossible à réaliser. C'est le cas du transport lourd, y compris les camions, les autocars, les chemins de fer, en plus du transport maritime et de l'aviation. Pour ce qui est de la maturité technologique, l'acceptation du PtX sur le marché de masse du transport aérien et maritime, ne pourrait être entrevue qu'à long terme (pas avant 2035). Cependant, ces secteurs sont plus susceptibles d'adopter le PtX en raison de leur intégration internationale, ainsi que par manque d'autres alternatives. Par exemple, les vols à destination et en provenance de la Tunisie, sont déjà soumis à la compensation carbone sur une base volontaire. De même, les efforts de décarbonisation de l'industrie aéronautique et l'augmentation potentielle des coûts de compensation des émissions pour les vols à destination et en provenance de la Tunisie, pourraient susciter un intérêt particulier, du moins à long termes, pour la production de carburéacteur vert en Tunisie. D'autres modes de transport, comme les camions, les autobus, les autocars et les trains équipés de pile combustible, en sont déjà à des stades de développement plus avancés et pourraient devenir compétitifs sur le plan des coûts avec les

véhicules à carburant classique d’ici 2030. Pour ces modes de transport, les décisions d’investissement actuelles devraient être évaluées en fonction des risques d’effets de verrouillage et d’investissements échoués pour les technologies fossiles. L’infrastructure pérenne et, dans une certaine mesure, les parcs automobiles, pourraient faire en sorte que les technologies et les infrastructures, construites ou achetées aujourd’hui, soient encore en service en 2050. Cela s’appliquerait également, par exemple, aux investissements actuellement prévus dans le secteur du transport ferroviaire tunisien. Si de nouvelles locomotives diesel sont achetées, elles devraient avoir une durée de vie moyenne d’au moins 25 à 30 ans, avec la possibilité de demeurer en service en 2050. De même, si les locomotives électriques à pile combustible, en tant qu’option d’investissement supplémentaire, ne sont pas encore compétitives en termes de coûts aujourd’hui, elles pourraient l’être à l’orée de 2030.

A ce titre, il est important de signaler que les risques ne se limitent pas aux effets de verrouillage technologique et aux investissements potentiels inutiles dans les combustibles fossiles et les technologies PtX uniquement ; mais les facteurs environnementaux doivent également être pris en compte pour tous les plans de développement du PtX en Tunisie. Dans ce contexte, les paramètres particuliers à signaler sont les besoins en ressources hydrauliques et en espaces. En effet, l’eau joue ici un rôle important dans un pays où cette ressource hydrique est plutôt rare. Ainsi, et pour être durable, l’eau qui est nécessaire pour la production d’hydrogène vert, devrait être obtenue à partir d’usines de dessalement alimentées par des énergies renouvelables. Cependant, la Tunisie ne dispose pas d’une grande expérience dans le domaine de dessalement à l’aide d’électricité renouvelable. Ceci est d’autant plus important qu’il faut également tenir compte de la gestion des impacts environnementaux possibles des effluents et des conflits potentiels lors de l’utilisation de l’eau dessalée à des fins d’exportation. Dans ce contexte précis, des solutions techniques telles que la dilution rapide des effluents, comme celle mise en œuvre dans l’usine de dessalement de Djerba, peuvent être considérées pour contribuer à la réduction des risques environnementaux. Dans le même temps, il faut souligner la participation des parties prenantes au processus de planification et valoriser la construction d’usines de dessalement polyvalentes qui profitent aussi directement à la population locale. Tous ces facteurs réunis peuvent représenter des options qui permettent bien de réduire le risque de conflits liés à l’exploitation des ressources hydrauliques.

En revanche, et pour pallier ces risques, l’une des principales opportunités émergentes liées au développement du secteur PtX en Tunisie, consiste à faire prévaloir le savoir-faire et l’employabilité. En effet, toutes ces opportunités existent certainement, mais il est crucial de créer les bonnes conditions cadres pour que la Tunisie puisse en tirer parti.

En termes de coût et de financement, pour demeurer dans un scénario optimiste, la production d’hydrogène vert en Tunisie pourrait être compétitive par rapport à ses pairs. Toutefois, les coûts de transport, qui représentent une part considérable des coûts d’approvisionnement en hydrogène vert pour l’Allemagne, sont considérés comme un facteur d’influence majeur qu’il ne faut jamais sous-estimer. Par conséquent, les options les plus prometteuses semblent donc être la conversion de l’hydrogène vert en carburants PtX, vu que ces produits se prêtent facilement aux modes de transport et de stockage. Comme le montrent les calculs de coûts, les frais de transport ne représentent qu’une petite partie des coûts globaux pour des produits comme l’ammoniac vert, le méthanol et le kérosène synthétique. En outre, l’identification des étapes du processus à valeur ajoutée en Tunisie permettrait certainement de générer plus d’avantages pour le pays, aussi bien en termes de développement économique qu’industriel. En outre, l’apport d’hydrogène est le principal facteur de coût pour ces produits PtX. À cet égard, une baisse significative du prix de l’hydrogène est attendue avec le nombre croissant des électrolyseurs installés partout dans le monde à grande envergure. De même, le coût encouru pour fournir le CO₂ par captage direct dans

l'air (nécessaire pour la synthèse du méthanol, du méthane et du kérosène synthétique) devrait connaître une baisse considérable au fil du temps. Toutefois, et du point de vue du coût, les produits PtX ne sont toujours pas compétitifs, par rapport aux combustibles fossiles classiques, avant d'instaurer un programme de tarification du carbone et de faire prévaloir la volonté d'investir davantage dans la valeur «verte» de l'hydrogène vert et de ses produits dérivés.

Ainsi, et bien qu'il y ait encore beaucoup d'incertitude concernant le développement du PtX et qu'il soit encore difficile de prédire comment ce secteur va évoluer, il semble intéressant pour la Tunisie d'évaluer les opportunités du marché de manière plus détaillée et de prendre les mesures adéquates afin de se positionner sur la scène internationale. De même, la Tunisie devrait profiter du soutien offert par les pays importateurs potentiels pour développer un savoir-faire efficient et acquérir une expertise réelle à l'échelle nationale. En outre, la mise en place d'un cadre réglementaire et juridique approprié pour le PtX contribuera à faciliter les investissements futurs, tout en garantissant la durabilité du développement du secteur PtX pour la Tunisie.

A ce stade, les résultats de cette analyse nous permettent de formuler un certain nombre de recommandations pour renforcer davantage le processus de développement du PtX en Tunisie:

Développement Technologique et Industriel

- En tenant compte du degré d'incertitude élevé du secteur du PtX, une approche progressive pour la mise en place de chaînes d'approvisionnement en hydrogène, de l'expérience et de l'infrastructure, s'avère nécessaire pour la Tunisie. En outre, les opportunités les plus prometteuses pour le PtX nous incitent à faire prévaloir, à long terme, les ressources actuelles et à profiter d'un marché qui existe déjà ; vu que cela pourrait nous aider à entamer le déploiement de plusieurs procédés dans d'autres secteurs connexes. De même, cette stratégie pourrait être basée, en Tunisie, principalement sur l'ammoniac, qui est actuellement importé et utilisé dans l'industrie des engrais. Ainsi, et en produisant des engrais à base d'ammoniac vert, l'industrie des engrais pourrait être renforcée et s'arrimer aux programmes mondiaux de décarbonisation à long terme.
- Pour les secteurs qui se basent actuellement sur l'hydrogène de manière indirecte, une analyse détaillée devrait être menée concernant la possibilité de remplacer des produits importés, comme l'ammoniac ou le méthanol, par des produits verts d'origine nationale. Aussi, une analyse détaillée de l'utilisation et des marchés cibles, pour ce qui est des produits finaux, s'avère nécessaire pour mieux évaluer la rentabilité potentielle des produits verts.
- D'autres perspectives pourraient s'ouvrir par rapport à de nouvelles applications, notamment dans le secteur du transport routier lourd qui comprend des camions, des autocars ainsi que le transport ferroviaire pour les marchandises. Les applications les plus prometteuses sont le transport sur de longues distances pour un parc roulant bien particulier qui pourrait se ravitailler en carburant à des points centralisés - par exemple dans les ports où les marchandises sont livrées - ou pour des liaisons régulières de bus entre Tunis et d'autres villes dans le pays. Dans les scénarios optimistes, ces FCEV pourraient devenir compétitifs en termes de coûts par rapport aux carburants conventionnels dès le début de 2030, et ce en fonction du développement global du secteur PtX. De même, et avec les investissements actuellement prévus dans le secteur ferroviaire en Tunisie, il est recommandé d'évaluer les opportunités pour les trains à pile combustible, sinon la Tunisie pourrait risquer un verrouillage technologique vers le transport ferroviaire à base de combustibles fossiles en raison de la longue durée de vie des locomotives.

- Parmi les autres applications potentielles qu'on peut considérer, on compte la production de carburants pour l'aviation et le secteur maritime. Toutefois, il s'agit là d'opportunités à long terme vu qu'on table ici sur un développement technologique qui est encore à un stade précoce. Aussi, vu la nature internationale de ces secteurs, ils sont directement affectés par les stratégies de décarbonisation aussi bien internationales que régionales. A ce titre, il pourrait être possible de développer des projets pilotes concrets en coopération avec le secteur privé pour ces applications. En général, l'industrie aéronautique semble plus portée, que ne l'est le secteur maritime international, sur les possibilités de développement du carburant synthétique vert.
- Il faut œuvrer davantage pour modéliser des scénarios de développement énergétique et industriel plus détaillés et intégrés, qui offrent d'autres alternatives pour les utilisations domestiques et l'exportation des produits PtX, le tout dans le contexte de la transition énergétique en Tunisie.
- Pour cerner les besoins en infrastructures (par exemple, extensions du réseau, capacités de stockage, pipelines), il serait crucial d'entreprendre une analyse détaillée du potentiel d'utilisation des infrastructures existantes et du besoin en infrastructures supplémentaires pour le transport, le stockage et l'exportation des produits PtX. A ce titre, il faudrait évaluer les possibilités d'utiliser les infrastructures existantes, initialement construites pour l'importation d'ammoniac, et vérifier si elles peuvent également être utilisées à des fins d'exportation. D'une manière générale, on recommande d'analyser le potentiel des ports tunisiens pour traiter les produits PtX, à la fois en tant que marchandise et aussi en tant que carburant pour le secteur du transport maritime.
- La capacité de produire de l'ammoniac, non pas principalement comme produit chimique, mais en tant que vecteur énergétique pour l'exportation d'hydrogène vert/de l'énergie renouvelable, devrait être analysée plus en détail. Aussi, et par rapport à l'exportation de l'hydrogène vert, ce processus pourrait offrir de meilleures opportunités pour la Tunisie en raison des coûts de transport réduits par rapport à l'exportation directe de l'hydrogène vert.
- Afin de tirer le plus grand profit possible du développement potentiel d'un secteur PtX, la Tunisie devrait miser sur l'établissement, autant que possible, d'étapes de la chaîne de valeur sur son propre sol. Cela implique le renforcement du savoir-faire et la définition d'un cadre juridique et réglementaire adéquat. Aussi, une analyse détaillée des chaînes de valeur et des opportunités locales, le long de ces chaînes de valeur, devrait être envisagée dans des études ultérieures.
- Afin de garantir plus de réussite pour le pays et le mettre sur la bonne voie, en termes de PtX, la Tunisie peut considérer les possibilités de développement de projets de démonstration stratégiques, et ce afin d'acquérir de l'expérience, renforcer les connaissances et démontrer comment le PtX pourrait mieux servir les besoins nationaux. A ce titre, un projet de démonstration initial devrait être d'une taille raisonnable (de l'ordre de plusieurs MW) afin de permettre d'acquérir l'expérience opérationnelle nécessaire pour d'éventuelles futures applications industrielles à grande échelle. Ce projet pilote devrait également servir de plateforme pour les programmes de recherche et de formation.
- Des analyses de sites à l'échelle nationale et locale devraient être effectuées pour déterminer les endroits qui se prêtent le mieux à l'implantation des électrolyseurs. A ce titre, les scénarios les plus adéquats pourraient se situer près des centrales électriques renouvelables ou le long du littoral, où se trouvent les principaux centres de demande et d'où les produits PtX pourraient être exportés. Ces options

nécessiteraient également différents modes d’infrastructures de transport, vu qu’il va falloir transporter soit l’électricité, soit l’eau et le produit PtX. En outre, il convient de se demander si les usines PtX doivent être développées en tant que systèmes autonomes, ce qui nécessiterait une capacité de stockage supplémentaire pour l’énergie renouvelable, ou si elles doivent être connectées au réseau, ce qui soulève les questions quant à la garantie d’approvisionnement en électricité renouvelable pour pouvoir répondre aux besoins de la production d’hydrogène.

Développement institutionnel et réglementaire

- Les gouvernements ont un rôle central à jouer dans la définition du cadre politique global à long terme. Parmi les démarches à préconiser, pour démontrer aux investisseurs et autres parties prenantes que la Tunisie prend le secteur PtX très au sérieux, on peut se référer à la nécessité d’établir des objectifs pour l’hydrogène vert et/ou d’élaborer une feuille de route et de lancer des stratégies PtX pouvant fournir des signaux politiques à long terme.
- Outre une stratégie globale, il est essentiel de prendre les mesures qui se doivent pour se conformer aux normes internationales, de développer et d’aligner les réglementations, la législation et les programmes de soutien pour le PtX. Ceux-ci pourraient, par exemple, concerner des aspects techniques tels que le mélange d’hydrogène dans le réseau de gaz, ainsi que d’autres processus, tels que les licences et les permis requis pour l’installation d’électrolyseurs. A ce titre, force est de mentionner que toute élimination des obstacles réglementaires est souhaitable et permet d’attirer beaucoup plus d’investisseurs. La base du développement de ces réglementations pourrait bien démarrer d’une analyse détaillée des réglementations existantes dans d’autres pays qui s’intéressent à l’hydrogène vert et au PtX - ou même de celles qui sont encore en cours de développement - ainsi que d’une évaluation conjointe avec les acteurs industriels pour mieux identifier les aspects propres à renforcer l’investissement dans le PtX et l’hydrogène vert en Tunisie.
- Une autre étape importante serait l’élimination progressive des subventions énergétiques, considérées trop élevées, et qui sont accordées aux combustibles fossiles en Tunisie. Cette mesure peut être efficace, dans le secteur du transport lourd, pour réduire l’écart qui existe entre le coût l’hydrogène vert et celui des carburants classiques.

Coûts et possibilités de financement

- Le facteur le plus impactant pour le coût du PtX, est lié à la production d’électricité pour générer de l’hydrogène vert. Aussi, les coûts de l’électricité renouvelable devraient toutefois continuer à diminuer d’ici 2050, l’électricité restera un facteur majeur de coût dans les deux scénarios modélisés. Par conséquent, les mesures qui permettent le déploiement rapide et à grande échelle des énergies renouvelables en Tunisie, appuieront également la mise au point du secteur de l’hydrogène vert.
- Pour les marchés d’exportation, les coûts de transport jouent un rôle important. Toutefois, une grande incertitude persiste quant aux coûts de transport de l’hydrogène vert. Dans les conditions actuelles, ces coûts pourraient être le facteur décisif pour évaluer le degré de compétitivité de la Tunisie par rapport à ce marché. En revanche, pour les produits PtX convertis à partir d’hydrogène vert, les coûts de transport ne représentent qu’une faible part des coûts globaux. Cela pourrait rendre ces produits plus compétitifs même s’ils sont transportés sur de plus longues distances. L’avantage, en termes de coûts de la production d’électricité

renouvelable en Tunisie pourrait donc avoir un effet plus prononcé sur les coûts, surtout par rapport à d’autres pays où les conditions d’énergie renouvelable sont encore moins favorables.

- En l’absence de mesures supplémentaires, telles que l’augmentation des prix du carbone ou une volonté accrue de payer pour des produits neutres en carbone ou ayant une empreinte carbone beaucoup plus faible, quasiment la plupart des produits PtX ne pourraient pas être compétitifs par rapport aux carburants conventionnels, du moins à court terme. Aussi, ces développements dépendent plutôt de facteurs exogènes sur lesquels la Tunisie n’a qu’un pouvoir limité. Par conséquent, il serait important, dès le départ, pour la Tunisie d’établir des programmes de partenariat directs avec/entre les entreprises ou avec les pays qui garantissent l’écoulement des produits PtX. A cet effet, et pour garantir aux acheteurs que les produits PtX sont neutres en carbone, il va falloir envisager l’introduction d’une garantie d’origine.
- En plus du fait que le PtX est encore à un stade de développement assez précoce, les investissements dans le secteur comportent des risques élevés et nécessitent un grand capital. Par conséquent, et pour attirer les investisseurs, il sera nécessaire d’introduire des instruments d’atténuation des risques, tant sur le plan politique que celui du financement. En outre, la conception concrète de ces mesures dépendrait aussi bien du produit PtX que du secteur concerné. Ainsi, des recherches supplémentaires sur les options de financement appropriées sont nécessaires. Dans un premier temps, des modèles de financement individuels seront nécessaires pour tous les projets escomptés, étant donné que les technologies ne sont pas encore commercialement viables et qu’il n’existe pas encore de marché ou de tarification pour les produits verts.

Durabilité

- Pour s’assurer que le développement du secteur du PtX en Tunisie se fasse de manière durable, il est recommandé que la Tunisie développe des critères de durabilité incluant des aspects tels que l’utilisation de l’eau, les besoins fonciers, et les priorités fixant le mode d’utilisation d’électricité renouvelable.
- La Tunisie a besoin de répondre à l’exigence majeure de la durabilité pour s’assurer que la transition énergétique nationale bénéficie du développement du PtX. En outre, la Tunisie devrait s’assurer que les capacités renouvelables pour la génération d’hydrogène vert s’ajoutent aux capacités prévues pour la génération d’électricité en tout ce qui concerne les applications directes. Aussi, une allocation de surface pour certains usages serait également souhaitable, afin que le potentiel renouvelable soit utilisé au moindre coût pour la production d’électricité domestique et non pour la production d’électricité PtX destinée à l’exportation.
- Pour un pays qui subit un stress hydrique comme la Tunisie, l’hypothèse la plus solide sur laquelle il faut compter de manière durable pour le PtX est que l’eau devrait être obtenue à travers le processus de dessalement. En outre, il est recommandé que la Tunisie réglemente l’utilisation de l’eau pour la production d’hydrogène vert afin d’éviter tout conflit d’utilisation possible.
- Pour garantir la neutralité carbone, la Tunisie devrait exiger que le dessalement soit alimenté par de l’électricité renouvelable. Cela permettrait également de faire progresser le savoir-faire du pays en matière de dessalement renouvelable, un phénomène qui pourrait favoriser l’écologisation des opérations de dessalement et, par conséquent, renforcer l’approvisionnement en eau dans d’autres secteurs.

- Le dessalement peut entraîner une vaste gamme d’impacts écologiques négatifs, provenant principalement du rejet de la saumure contenant des niveaux élevés de sels et de minéraux dissous. Par conséquent, il est impératif d’évaluer les effets environnementaux qui pourraient provenir de l’augmentation des capacités de dessalement pour le PtX. De même, il faut noter que la Tunisie est appelée à supporter les coûts environnementaux des produits PtX exportés.
- Afin d’éviter tout conflit possible et de créer des avantages pour la Tunisie, souvent bien au-delà du secteur PtX, les usines de dessalement construites pour fournir de l’eau pour la production d’hydrogène devraient être conçues sous forme d’usines polyvalentes, dont une part bien définie de l’eau est allouée à d’autres utilisations locales.
- Pour fournir le CO₂ nécessaire à la conversion de l’hydrogène vert en produits PtX, le captage du carbone aux sources ponctuelles dans les industries existantes à forte intensité de carbone pourrait être une technologie de transition appropriée. Toutefois, à long terme, le CO₂ devrait être capté directement dans l’air (DAC). Aussi, et en raison des ressources hydriques limitées en Tunisie, l’utilisation de la biomasse pour générer du CO₂ est jugée non durable.

Renforcement de capacités

- Le soutien de la recherche, dans le domaine des PtX en Tunisie, s’avère crucial pour développer le savoir-faire national et par conséquent de dépendre moins des experts étrangers. Pour y parvenir, la Tunisie pourrait soutenir les programmes de recherche publique et de développement au sein des institutions qui travaillent déjà sur les énergies renouvelables, à savoir:
 - L’Ecole Nationale des Ingénieurs de Tunis (ENIT)
 - L’Ecole Nationale des Ingénieurs de Monastir (ENIM)
 - Le Technopôle de Borj Cedria

A ce titre, la Tunisie devrait concevoir et mettre en place un programme spécifique commun de renforcement des capacités de ces institutions de recherche au cours des prochaines années. Par exemple, un centre de recherche spécialisé dans les technologies PtX pourrait être établi (à l’instar de celui qui a été créé à Oman).

- Outre ces institutions de recherche, la capacité des opérateurs publics susceptibles d’être intéressés par le PtX devrait être renforcée afin d’intégrer progressivement cette nouvelle technologie dans leurs stratégies à long terme. Il s’agit notamment de:
 - La Société Tunisienne d’Electricité et de Gaz (STEG), qui pourrait s’impliquer dans plusieurs segments de la chaîne de valeur PtX, comme la production d’électricité renouvelable, l’injection d’hydrogène dans le réseau de gaz, l’utilisation de la production d’hydrogène pour absorber toutes les quantités d’électricité renouvelable excédentaire, etc ;
 - Société Nationale de Distribution des Pétroles (SNDP), qui pourrait être intéressée par l’intégration des systèmes de commercialisation des carburants synthétiques, notamment pour l’aviation, et ce dans sa stratégie de développement à long terme ;

- Société Tunisienne des Industries de Raffinage (STIR), qui pourrait être intéressée par l'utilisation d'hydrogène vert pour les procédés qu'elle emploie ;
 - Groupe Chimique Tunisien, qui est le principal producteur d'engrais et qui importe de grandes quantités d'ammoniac pour ces procédés.
- Outre les programmes de recherche et les institutions publiques, le renforcement des capacités serait également important pour les industries concernées et qui sont des producteurs, utilisateurs ou transporteurs potentiels de produits PtX. De même, la formation ou le recyclage professionnel dans le secteur pétrolier et gazier pourrait être une option idéale pour développer une expertise technique assez rapidement.
 - Enfin, il est impératif de prendre les mesures adéquates qui permettent d'intégrer des modules sur le PtX dans les cours de Master qui sont dispensés dans les institutions académiques, et plus particulièrement dans les spécialités des énergies renouvelables ou de l'énergie en général. En outre, il faut penser à lancer, dans une prochaine étape, des cours de licence et de master spécifiques dans les universités. Cette démarche pourrait être étayée et complétée par le financement de recherches doctorales dans le même domaine.
 - Tous ces facteurs, qui appellent au renforcement des capacités, pourraient être soutenus conjointement par un programme national complet, qui porte sur la recherche et le développement et qui est mis en œuvre parallèlement à l'élaboration du cadre réglementaire requis.

Les parties prenantes impliquées

- L'évolution du secteur PtX nécessite l'interaction entre différents secteurs en termes de développements techniques, d'intégration des systèmes, de développement du marché, de développement des infrastructures, de réglementations et de normes. Par conséquent, il serait bien utile d'impliquer tout un groupe de parties prenantes provenant de différents secteurs dans le développement du secteur PtX en Tunisie. A ce titre, il serait souhaitable d'établir un dialogue entre les différentes parties prenantes afin d'identifier la demande en connaissances, repérer les opportunités communes et élucider les goulots d'étranglement potentiels.
- Un large groupe de parties prenantes devrait également être impliqué dans l'élaboration de critères de durabilité, et ce pour garantir le développement du secteur PtX en Tunisie. L'implication de ces parties prenantes devrait être réalisée sous forme d'un groupe spécifique comprenant des représentants des départements gouvernementaux concernés, des entreprises nationales du secteur de l'énergie, des agences environnementales, ainsi que des organisations de la société civile. De même, ce groupe devrait inclure au moins les principales parties prenantes suivantes:
 - Le Ministère de l'Energie, étant donné que le PtX doit être intégré dans la stratégie à long terme du secteur de l'énergie bas carbone ;
 - Le Ministère de l'Industrie, notamment pour les aspects inhérents à la sécurité industrielle ;
 - Le Ministère des Transports, surtout pour intégrer le PtX dans le secteur des transports ;
 - Le Ministère de l'Agriculture, et notamment pour toutes les questions relatives à l'eau et à la terre ;
 - La Société Tunisienne d'Electricité et de Gaz (STEG) ;
 - L'Agence Nationale pour la Maîtrise de l'Energie (ANME).

- Agora (2017). Mit der Verkehrswende die Mobilität von morgen sichern. 12 Thesen zur Verkehrswende. Berlin, Germany.
- Agora and Frontier Economics (2018). The Future Cost of Electricity-Based Synthetic Fuels. Agora Verkehrswende, Agora Energiewende und Frontier Economics (2018): Die zukünftigen Kosten strombasierter synthetischer Brennstoffe. https://static.agora-energiewende.de/fileadmin2/Projekte/2017/SynKost_2050/Agora_SynCost-Studie_WEB.pdf (accessed 01.03.2021)
- Albrecht, F. G., König, D. H., Baucks, N., & Dietrich, R. U. (2017). A standardized methodology for the techno-economic evaluation of alternative fuels—A case study. *Fuel*, 194, 511-526.
- Al-Mutaz, I. S. (1991). Environmental impact of seawater de-salination plants. *Environmental Monitoring and Assessment*, 16(1), 75-84.
- ADEME (2019). Hydrogène: analyse des potentiels industriels et Confidential économiques en France. Angers Cedex, France.
- ANME (2015), Tunisian Solar Plan.
- ANME (2020) Development of a national strategy and an action plan for the development of renewable energies in Tunisia (Tunerep Project).
- Bazzanella, A. M., Ausfelder, F. (2017). Technology study: low carbon energy and feed-stock for the European Chemical Industry. Dechema: gesellschaft für Chemische Technik und Biotechnologie e.V https://dechema.de/dechema_media/Technology_study_Low_carbon_energy_and_feedstock_for_the_European_chemical_industry-p-20002750.pdf (accessed 17.12.21)
- BDI (2018). Klimapfade für Deutschland. The Boston Consulting Group (BCG), Prognos, für den Bundesverband der Deutschen Industrie. https://www.zvei.org/fileadmin/user_upload/Presse_und_Medien/Publikationen/2018/Januar/Klimapfade_fuer_Deutschland_BDI-Studie_/Klimapfade-fuer-Deutschland-BDI-Studie-12-01-2018.pdf
- Bergins, C.; Buddenberg, T.; Koytsoumpa, E.-I.; Duarte, M. J.; Kakaras, E.; Schmidt, S.; Deierling, A. (2019): A Technology Review and Cost Analysis of the Production of Low Carbon Methanol and Following Methanol to Gasoline Process. In: W. Maus (Hrsg.), *Zukünftige Kraftstoffe*. https://link.springer.com/chapter/10.1007/978-3-662-58006-6_19. (accessed 07 Januar 2020)
- Bezdek, R. H. (2019). The hydrogen economy and jobs of the future. *Renewable Energy and Environmental Sustainability*, 4, 1.

- BloombergNEF (2020). Electric Vehicle Outlook 2020. <https://about.bnef.com/electric-vehicle-outlook/?sf122680186=1> (accessed 09.03.2021)
- BMWi (2020). The national hydrogen strategy. Federal Ministry for Economic Affairs and Energy, Berlin, Germany.
- BNSF (2019). BNSF leads the charge on testing battery-electric locomotive. <https://www.bnsf.com/news-media/railtalk/service/battery-electric-locomotive.html> (accessed 09.03.2021)
- BP (2020). Statistical Review of World Energy 2020. 69th edition. <https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2020-oil.pdf> (accessed 12.01.2021)
- Brändle, G.; Schönfisch, M.; Schulte, S. (2020), Estimating Long-Term Global Supply Costs for Low-Carbon Hydrogen, EWI Working Paper No. 20/04.
- Brown, T. (2018): What drives new investments in low-carbon ammonia production? One million tons per day demand. <https://ammoniaindustry.com/what-drives-new-investments-in-low-carbon-ammonia> (accessed 20.11.2020)
- Chahed, J., Hamdane, A. and Besbes, (2010). Water scarcity and food security: A global assessment of water potentiality in Tunisia. – In: Re-thinking Water and Food Security. Fourth Botin Foundation Water Workshop.
- Child, M., Kemfert, C., Bogdanov, D., & Breyer, C. (2019). Flexible electricity generation, grid exchange and storage for the transition to a 100% renewable energy system in Europe. *Renewable energy*, 139, 80-101.
- DENA (2018). dena-Leitstudie – Integrierte Energiewende – Impulse für die Gestaltung des Energiesystems bis 2050. Deutsche Energie-Agentur Berlin, Germany.
- DLR (2020). Scenario data for Tunisia developed in the frame of the project MENA-Fuels (BMWi FKZ 03EIV181C). T. Pregger, German Aerospace Center (DLR), personal communication 19th November 2020.
- DLR (2021). Planungsbeginn für die Produktion von klimaneutralem Kerosin. Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR) https://www.dlr.de/content/de/artikel/news/2021/01/20210127_produktion-klimaneutrales-kerosin.html (accessed 05.02.2021)
- EA-NRW (2018). Fachbeitrag. Freiflächen-Photovoltaik unter 750 KWP. Blog ErneuerbareEnergien.NRW. www.energieagentur.nrw/blogs/erneuerbare/beitraege/freiflaechen-photovoltaik-unter-750-kwp/
- EASA (2019). Sustainable Aviation Fuels. European Union Aviation Safety Agency. <https://www.easa.europa.eu/eaer/climate-change/sustainable-aviation-fuels> (accessed 12.02.2021)

- Egli, F., Steffen, B., & Schmidt, T. S. (2019). Bias in energy system models with uniform cost of capital assumption. *Nature communications*, 10(1), 1-3.
- EHS (2020). A hydrogen strategy for a climate-neutral Europe. COM (2020) 301 final. Eu-ropean Comission, Brussels, Belgium.
- EIA (2014). Tunisia. U.S. Energy Information Administration, Washington, DC, USA.
- Eichhammer, W., Oberle S., Händel, M., Boie, I., Gnann, T., Wietschel, M., Lux B. (2019). Study on the Opportunities of « Power-to-x » in Morocco: 10 Hypotheses for Discussion. Fraunhofer ISI.
- Elsaid, K., Kamil, M., Sayed, E. T., Abdelkareem, M. A., Wilberforce, T., & Olabi, A. (2020). Environmental impact of desalination technologies: A review. *Science of The Total Environment*, 748, 141528.
- EWI (2020). Global H2 Cost Tool, downloaded from <https://www.ewi.uni-koeln.de/de/news/policy-brief-h2-kosten/> (last access 28.02.2021)
- FAOSTAT (2020). Fertilizers by Product. <http://www.fao.org/faostat/en/#data/RFB> (ac-cessed 20.11.2020).
- Fasihi, M.; Bogdanov, D.; Breyer, C. (2016): Techno-Economic Assessment of Power-to Liquids (PtL) Fuels Production and Global Trading Based on Hybrid PV-Wind Power Plants. *Energy Procedia*, 10th International Renewable Energy Storage Conference, IRES 2016, 15-17 March 2016, Düsseldorf, Germany 99243-268. doi:10.1016/j.egypro.2016.10.115.
- Fasihi, M. et al. (2019). Techno-economic assessment of CO2 direct air capture plants, in: *Journal of Cleaner Production* 224 (2019) 957-980
- 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.
- FZJ (2019). Wege für die Energiewende. Kosteneffiziente und klimagerechte Transformationsstrategien für das deutsche Energie-system bis zum Jahr 2050. – For-schungszentrum Jülich [Kurzfassung] https://www.fz-juelich.de/iek/iek-3/DE/_Documents/Downloads/transformationStrategies2050_studySummary_2019-10-31.pdf.pdf?__blob=publicationFile
- GIZ - Ministry of Industry and Small and Medium Enterprises (2020). Renewable energy projects in Tunisia – Guide summary.
- GWP (2016). Assessment of the vulnerability of water resources and their uses to the im-pacts of climate change in Tunisia.
- Guidehouse (2019). Gas for Climate. Job creation by scaling up renewable gas in €. Utrecht, Netherlands.

Hydrogen Council (2017). Council, H. (2017). Hydrogen scaling up: A sustainable path-way for the global energy transition.

Hydrogen Council (2020). Council, H. (2020). Path to hydrogen competitiveness: A cost perspective. https://hydrogencouncil.com/wp-content/uploads/2020/01/Path-to-Hydrogen-Competitiveness_Full-Study-1.pdf (accessed 26.02.2021)

Hydrogen Council (2021). Hydrogen Insights A perspective on hydrogen investment, market development and cost competitiveness. February 2021. <https://hydrogencouncil.com/wp-content/uploads/2021/02/Hydrogen-Insights-2021.pdf> (accessed 26.2.2021)

IATA (2020). Aviation & Climate Change Factsheet. International Air Transport Association. <https://www.iata.org/en/iata-repository/pressroom/fact-sheets/fact-sheet--climate-change/> (accessed 03.02.2021)

IEA (2014). Hydrogen Production & Distribution. Energy Technology Systems Analysis Program (ETSAP). https://iea-etsap.org/E-TechDS/PDF/P12_H2_Feb2014_FINAL%203_CRES-2a-GS%20Mz%20GSOK.pdf (accessed 19.4.2021)

IEA (2019). The Future of Hydrogen. Seizing today’s opportunities. Report prepared by the IEA for the G20, Japan. International Energy Agency, Paris, France.

IEA (2019b): Energy Policies beyond IEA Countries: Morocco 2019. www.connaissancedesenergies.org/sites/default/files/pdf-actualites/Energy_Policies_beyond_IEA_Contries_Morocco.pdf.

IEA (2020a). Data and statistics. Tunisia oil products imports and exports. <https://www.iea.org/countries/Tunisia> (accessed 16.12.2020)

IEA (2020b). IEA (2020), Aviation, IEA, Paris <https://www.iea.org/reports/aviation>

IEA (2020c). Sustainable recovery. World Energy Outlook 2020. Special Report. International Energy Agency, Paris, France.

Industry and Innovation Promotion Agency – API – (2014). Chemical industries in Tunisia

Industry and Innovation Promotion Agency – API – (2014). Mechanical and metallurgical industries in Tunisia.

Industry and Innovation Promotion Agency – API – (2014). The Building Materials, Ceramics and Glass industries.

INS (2020). Annuaire statistique de la Tunisie 2014-2018. Edition 2019. Institut National de la Statistique http://www.ins.tn/sites/default/files/publication/pdf/annuaire-2018%20_0.pdf (18.01.2021)

IRENA (2018), Hydrogen from renewable power: Technology outlook for the energy transition, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.

- IRENA (2020), Green Hydrogen Cost Reduction: Scaling up Electrolysers to Meet the 1.5°C Climate Goal, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.
- IRENA and METHANOL INSTITUTE (2021), Innovation Outlook: Renewable Methanol, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.
- ISE (2020). Wege zu einem klima-neutralen Energiesystem. – Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme. <https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/Fraunhofer-ISE-Studie-Wege-zu-einem-klimaneutralen-Energiesystem.pdf>
- KfW (2017). Feasibility study of a water transfer from the north to central Tunisia.
- Kober, T., Bauer, C., Bach, C., Beuse, M., Georges, G., Held, M., Heselhaus, P., Korba, L., Küng, A., Malhotra, S., Moebus, S., Parra, D., Roth, J., Rüdüsili, M., Schild-hauer, T., Schmidt, T.J., Schmidt, T.S., Schreiber, M., Segundo Sevilla F.R., Stefan B., Teske, S. L. (2019). Perspectives of Power-to-X technologies in Switzerland: A White Paper. ETH Zurich.
- König, D. H. (2016): Techno-ökonomische Prozessbewertung der Herstellung synthetischen-Flugturbinentreibstoffes aus CO₂ und H₂. Stuttgart: Universität Stuttgart. <https://d-nb.info/1128151618/34> (accessed 26.02.2021)
- Lattemann, S., & Höpner, T. (2008). Environmental impact and impact assessment of seawater desalination. *Desalination*, 220(1-3), 1-15.
- 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.
- LBST (2019): Wasserstoffstudie Nordrhein-Westfalen – Eine Expertise für das Ministerium für Wirtschaft, Innovation, Digitalisierung und Energie des Landes Nordrhein-Westfalen. www.wirtschaft.nrw/sites/default/files/asset/document/bericht_wasserstoffstudie_nrw-2019-04-09_komp.pdf.
- 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 12.02.2021)
- Lowside (2018). Réseau des chemins de fer tunisiens. https://commons.wikimedia.org/wiki/File:Reseau_cft_tunisie.svg#/media/File:Reseau_cft_tunisie.svg (accessed 26.02.21)
- Material Economics (2019). Industrial Transformation 2050 - Pathways to Net-Zero Emissions from EU Heavy Industry. University of Cambridge Institute for Sustainability Leadership (CISL).

- Medstat (2020). La performance des systèmes de transport dans les pays du Sud et de l’Est de la Méditerranée. Ce document a été préparé dans le cadre du projet pour la coopération statistique €-méditerranéenne Medstat III, financé par l’Union Européenne.
- Merten, F., Scholz, A., Krüger, C., Heck, S., Girard, Y., Mecke, M., & Goerge, M. (2020). Bewertung der Vor- und Nachteile von Wasserstoffimporten im Vergleich zur heimischen Produktion, Studie für den Landesverband Erneuerbare Energien NRW e. V., Wuppertal Institut & DIW Econ.
- Methanol Institute (2018). Renewable Methanol Report. <https://www.methanol.org/wp-content/uploads/2019/01/MethanolReport.pdf> (accessed 03.02.2020)
- Ministry of Industry and Small and Medium Enterprises (2020). Projects and Programs <https://www.energiemines.gov.tn/fr/themes/energies-renouvelables/projets-et-programmes/>.
- Ministry of Industry and Small and Medium Enterprises (2020). Medium and long-term natural gas supply security study (Tunerep Project).
- Moreno-Benito, M., Agnolucci, P., & Papageorgiou, L. G. (2017). Towards a sustainable hydrogen economy: Optimisation-based framework for hydrogen infrastructure development. *Computers & Chemical Engineering*, 102, 110-127.
- Morsy, H., Kamar, B., & Selim, R. (2018). Tunisia Diagnostic paper: Assessing Progress and Challenges in Unlocking the Private Sector’s Potential and Developing a Sustainable Market Economy. European Bank for Reconstruction and Development (EBRD)
- Mraihi, R., Harizi, R., & Alaouia, S. (2014). Sustainability of Tunisia’s road transport: is there an environmental Kuznets curve for negative externalities?. *International Journal of Business Performance and Supply Chain Modelling*, 6(3-4), 298-314. Urbansky 2020
- MRP (2018). Tunisia. Market Readiness Proposal. PMR – partnership for market readiness. <https://www.thepmr.org/country/tunisia> (accessed 12.02.21)
- Niklaß, M.; Meyer, H.; Lischke, A.; Fehrenbach, H.; Jöhrens, J.; Markwardt, S.; et al. (2016): Biokerosin und EE-Kerosin für die Luftfahrt der Zukunft - von der Theorie zu Pilotvorhaben. Studie im Rahmen des Auftrags Wissenschaftliche Begleitung, Unterstützung und Beratung des BMVI in den Bereichen Verkehr und Mobilität mit besonderem Fokus auf Kraftstoffe und Antriebstechnologien sowie Energie und Klima No. AZ Z14/SeV/288.3/1179/UI40. Leipzig, München, Berlin, Heidelberg: DLR, ifeu, LBST, DBFZ.
- Noack, C., Burggraf, F., Hosseiny, S. S., Lettenmeier, P., Kolb, S., Belz, S., Kallo, J., Friedrich, A. (2014). Studie über die Planung einer Demonstrationsanlage zur Wasserstoff-Kraftstoffgewinnung durch Elektrolyse mit Zwischenspeicherung in Salzkavernen unter Druck.

- OBG (2017). Renewed investment in Tunisia’s energy sector to reduce the supply gap. Oxford Business Group. London, UK.
- OECD (2020). Tunisia. Observatory of Economic Complexity based on Simoes, A., Hidalgo, C. A. (2011). The Economic Complexity Observatory: An Analytical Tool for Understanding the Dynamics of Economic Development. Workshops at the Twenty-Fifth AAAI Conference on Artificial Intelligence. (2011) <https://oec.world/en/profile/country/tun/> (accessed 27.02.2021)
- OECD/IEA (2014). CO2 emissions from transport (% of total fuel combustion) – Tunisia. <https://data.worldbank.org/indicator/EN.CO2.TRAN.ZS?locations=TN> (accessed 03.02.2021)
- ONE (Observatoire National de l’Energie et des Mines) (Avril 2020). Energy situation.
- Open Data Industry-Energy-Mines (2021). <http://catalog.industrie.gov.tn/dataset>.
- 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.
- Reuß, M., Grube, T., Robinius, M., & Stolten, D. (2019). A hydrogen supply chain with spatial resolution: Comparative analysis of infrastructure technologies in Germany. *Applied energy*, 247, 438-453.
- Reuters (2019). Thirsty crops, leaky infrastructure drive Tunisia’s water crisis. <https://www.reuters.com/article/us-tunisia-water-land-feature-trfn-idUSKBN1XB2X1> (accessed 24.02.21).
- REVE (2020). Iberdrola and Fertiberia place Spain at the forefront of green hydrogen in Europe, with 800 MW. *Wind Energy and Electric Vehicle Magazine*, Madrid.
- Scheelhaase, J., Maertens, S., & Grimme, W. (2019). Synthetic fuels in aviation – Current barriers and potential political measures. *Transportation Research Procedia*, 43, 21-30.
- 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.
- Schmidt, P., Batteiger, V., Roth, A., Weindorf, W., & Raksha, T. (2016). Power-to-Liquids Potentials and Perspectives for the Future Supply of Renewable Aviation Fuel. German Environment Agency, Dessau-Roßlau, Germany.
- Siemens AG (o. J.).: Technical Data: SILYZER 300. <https://assets.new.siemens.com/siemens/assets/api/uuid:abae9c1e48d6d239c06d88e565a25040ed2078dc/version:1524040818/ct-ree-18-047-db-silyzer-300-db-de-enrz.pdf>
- SNCFT (2021). Overview. Société Nationale des Chemins de Fer Tunisiens. http://www.sncft.com.tn/En/overview_11_13 (accessed 12.01.2021)

SONEDE (2019). Rapport des Statistiques 2018. Société Nationale d’Exploitation et de Distribution des Eaux. <https://www.sonede.com.tn/fileadmin/medias/documents/RS2018.pdf> (accessed 24.02.21)

SONEDE (2019 – 2018 – 2017 – 2016 – 2015). Statistical reports.

STEG (2020). Annual report 2019.

Stevens, R. (2020). Ammonia Energy at Scale. Webinar Ammonia as a fuel for shipping: challenges and opportunities, 6 December 2020. Hydrogen Europe.

Sunfire (2020). Norsk e-Fuel. <https://www.sunfire.de/en/e-fuel> (accessed 05.02.2021)

Swalus, C.; Jacquemin, M.; Poleunis, C.; Bertrand, P.; Ruiz, P. (2012): CO₂ methanation on Rh/y-Al₂O₃ catalyst at low temperature: “In situ” supply of hydrogen by Ni/activated carbon catalyst. *Applied Catalysis B: Environmental* 12541–50. doi: 10.1016/j.apcatb.2012.05.019.

Terrapon-Pfaff, J., Ersoy S. R., Prantner, M. (2021): Risikobewertete Kosten-Potenzial-Analyse MENA. Teilbericht 1 (D7.1) an das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi). Wuppertal Institut, DLR, IZES: Wuppertal, Stuttgart, Saarbrücken.(not published)

Tlili, O., Mansilla, C., Linben, J., Reuß, M., Grube, T., Robinius, M., André, J., Perez, Y., Le Duigoua, A. and Stolten, D. (2020). Geospatial modelling of the hydrogen in-frastructure in France in order to identify the most suited supply chains. *International Journal of Hydrogen Energy*, 45(4), 3053-3072.

TMO (2019). Tunisia plans to invest \$22 mln to reform its transport sector by 2040. *Tunisian Monitor Online*. <https://www.tunisianmonitoronline.com/index.php/2019/05/01/tunisia-plans-to-invest-22-mln-to-reform-its-transport-sector-by-2040/> (accessed 03.02.2021)

Tunisian Industry Portal, Directory of industrial enterprises <http://www.tunisieindustrie.nat.tn/en/dbi.asp>.

UBA (2019a). Wege in eine ressourcenschonende Treibhausgasneutralität: Rescue Studie. Dessau-Roßlau. <https://www.umweltbundesamt.de/rescue>

UNCTAD (2020). Maritime profile: Tunisia. <https://unctadstat.unctad.org/countryprofile/maritimeprofile/engb/788/index.html> (18.01.2021)

UN data (2021). Energy Statistics Database. <http://data.un.org/Data.aspx?d=EDATA&f=cmID%3AJF#EDATA> (accessed 26.01.2021)

UNDP (2018). Tunisia: Derisking Renewable Energy Investment 2018. New York, NY: United Nations Development Programme. <https://newclimate.org/2018/06/26/tunisia-derisking-renewable-energy-investment-2018/> (last access 28.02.2021)

- UNDP (2014). Tunisia: Derisking Renewable Energy Investment. New York, NY: United Nations Development Programme. <https://newclimate.org/2018/06/26/tunisia-derisking-renewable-energy-investment-2018/> (last access 28.02.2021)
- USGS (2020a). 2016 Minerals Yearbook. Tunisia. Advanced release. U.S. Department of the Interior and U.S. Geological Survey.
- USGS (2020b). Nitrogen data sheet. Mineral commodity Summaries 2020. U.S. Department of the Interior and U.S. Geological Survey. <https://pubs.usgs.gov/periodicals/mcs2020/mcs2020-nitrogen.pdf>
- Vesterinen, E. (2018). Methanol Production via CO₂Hydrogenation. Aalto University School of Engineering. Master thesis.
- Weissbein, O., Glemarec, Y., Bayraktar, H., & Schmidt, T.S., (2013). Derisking Renewable Energy Investment: A Framework to Support Policymakers in Selecting Public Instruments to Promote Renewable Energy Investment in Developing Countries. New York, NY: United Nations Development Programme.
- Water World (2018). Djerba desalination plant inaugurated in Tunisia. <https://www.waterworld.com/international/desalination/article/16203408/djerba-desalination-plant-inaugurated-in-tunisia> (accessed 24.02.21)
- Wehinger, F. and Raad, S. (2020). The MENA region’s ‘green hydrogen rush’. International Politics and Society. Bruxelles, Belgium.
- Weichenhain, U., Lange, S., Koolen, J., Benz, A., Hartmann, S., Heilert, D., Henninger, S. & Kallenbach, T. (2020). Potenziale der Wasserstoff-und Brennstoffzellen-Industrie in Baden-Württemberg. Roland Berger, Studie für das Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft des Landes Baden-Württemberg. Munich, Germany.
- WITS (2021). Alcohols; saturated monohydric, methanol (methyl alcohol) exports by country in 2018. World Integrated Trade solutions. <https://wits.worldbank.org/contactwits.html> (accessed 03.02.2021)
- World Bank (2019). Project appraisal document to the Societe Tunisienne de l’Electricite et du Gaz (STEG). Energy Sector Performance Improvement Project (P168273). Energy and Extractives Global Practice Middle East and North Africa Region.
- World Bank (2021). International tourism, number of arrivals – Tunisia. World Tourism Organization, Yearbook of Tourism Statistics, Compendium of Tourism Statistics and data files. <https://data.worldbank.org/indicator/ST.INT.ARVL?locations=TN> (accessed 03.02.2021)
- World Steel Association (2020) Steel Statistical Yearbook. A cross-section of steel industry statistics 2010 – 2019. Brussels, Belgium.

WRI (2015). Ranking the World’s Most Water-Stressed Countries in 2040. <https://www.wri.org/blog/2015/08/ranking-world-s-most-water-stressed-countries-2040> (accessed 24.02.21).

World Resources Institute (2021). Aqueduct Water Risk Atlas. https://www.wri.org/applications/aqueduct/water-risk-at-las/#/?advanced=false&basemap=hydro&indicator=w_awr_def_tot_cat&lat=30.29701788337205&lng=-123.22265625000001&mapMode=view&month=1&opacity=0.5&ponderation=DEF&predefined=false&projection=absolute&scenario=optimistic&scope=baseline&timeScale=annual&year=baseline&zoom=2 (accessed 24.02.21)

Wuppertal Institut (2020). Wuppertal Institut (2020). CO₂-neutral bis 2035: Eckpunkte eines deutschen Beitrags zur Einhaltung der 1,5-°C-Grenze. Bericht. Wuppertal, Germany.

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.

Zenith, F., Isaac, R., Hoffrichter, A., Thomassen, M. S., & Møller-Holst, S. (2020). Techno-economic analysis of freight railway electrification by overhead line, hydrogen and batteries: Case studies in Norway and USA. Proceedings of the Institution of Mechanical Engineers, Part F: Journal of Rail and Rapid Transit, 234(7), 791-802. Ministry of Industry, Energy and Mines (2015), Strategic Orientations of the Energy Sector 2030

