



L'hydrogène vert pour un développement économique durable et une économie décarbonisée en Tunisie – H₂Vert.TUN

Stratégie nationale pour le développement de l'hydrogène vert et ses dérivés en Tunisie

Version finale - 06.09.2023

Table des Matières

1	CONTEXTE TUNISIEN: OPPORTUNITES D'UTILISATION DE L'HYDROGENE	9
1.1	POLITIQUE NATIONALE ET CLIMAT	9
1.2	L'ENERGIE ET LE DEVELOPPEMENT DES ENERGIES RENOUVELABLES	9
1.3	LES INFRASTRUCTURES	10
1.3.1	LES PORTS	10
1.3.2	LES GAZODUCS DE GAZ NATUREL	11
1.3.3	LE RESEAU DE TRANSPORT D'ELECTRICITE	12
1.4.1	LE SECTEUR DE L'INDUSTRIE	13
1.4.2	LE SECTEUR DES TRANSPORTS	14
1.4.3	LE SECTEUR DE L'ELECTRICITE ET DU GAZ	15
2	VISION DE LA FEUILLE DE ROUTE	16
3	CADRE LOGIQUE	16
4	CIBLES ET SCENARIO DE LA FEUILLE DE ROUTE	18
4.1	FILIERES PRIORITAIRES D'HYDROGENE VERT POUR LA TUNISIE	19
4.2	LE SCENARIO DE DEVELOPPEMENT DE L'H ₂ VERT EN TUNISIE	20
4.2.1	SYNTHESE DU SCENARIO DE DEVELOPPEMENT DE L'H ₂ VERT : MARCHÉ LOCAL ET EXPORT	20
4.3	EFFETS ECONOMIQUES	23
4.3.1	INVESTISSEMENTS REQUIS	23
4.3.2	BALANCE COMMERCIALE	24
5	LA STRATEGIE NATIONALE	25
5.1	LE PARCOURS DE LA STRATEGIE ET L'ENGAGEMENT AVEC LES PARTIES PRENANTES	25
5.2	VISION D'ENSEMBLE ET IMPLEMENTATION DE LA FdR	25
5.3	LA LIAISON ENTRE CENTRES DE PRODUCTION ET CENTRES DE DEMANDE D'H ₂	28
5.4	LA STRATEGIE DU MARCHÉ D'EXPORT	33
5.4.1	CADRE REGLEMENTAIRE ET INSTITUTIONNEL	33
5.4.2	L'INFRASTRUCTURE DE TRANSPORT DE L'H ₂ VERT ET SES DERIVES	33
5.4.3	LE TRANSPORT DE L'HYDROGENE PAR PIPELINES : LE BACKBONE TUNISIEN DE L'H ₂ VERT	35
5.5	LA STRATEGIE DU MARCHÉ LOCAL	39
5.5.1	CADRE REGLEMENTAIRE ET INSTITUTIONNEL	39
5.5.2	R&D ET DEVELOPPEMENT DE COMPETENCES	41
6	LE FINANCEMENT DE LA FDR	43
6.1	FINANCER ET DE-RISQUER LE MARCHÉ LOCAL ET L'INFRASTRUCTURE	43
6.1.1	ACCORDS ET ENGAGEMENTS D'ACHAT AVEC L'UNION EUROPEENNE	44
6.1.2	LE FONDS EUROPEEN DE DEVELOPPEMENT DURABLE PLUS	45
6.1.3	MECANISMES FINANCIERS DE L'UE	45
6.1.4	LA BANQUE EUROPEENNE D'INVESTISSEMENT	46
6.1.5	LA BANQUE EUROPEENNE POUR LA RECONSTRUCTION ET LE DEVELOPPEMENT (BERD)	46
6.1.6	H2GLOBAL	47
6.2	ÉTABLISSEMENT D'UNE TASK FORCE POUR LA MISE EN ŒUVRE DE LA FEUILLE DE ROUTE	47
6.3	INCITATIONS FISCALES	48
6.3.1	MARCHÉ CARBONE	48
6.3.2	REVISIONS SUR ETS	49
6.3.3	MECANISME D'AJUSTEMENT CARBONE AUX FRONTIERES – MACF/CBAM	49
6.3.4	RELATIONS DE L'UE AVEC LES MARCHÉS INTERNATIONAUX DU CARBONE	51



7	LA TRANSITION ENERGETIQUE JUSTE	52
8	RISQUES	54
9	ANNEXES	58
9.1	PRINCIPALES ETUDES ULTERIEURES A MENER	58
9.2	SITES POUR LA PRODUCTION DES ER.....	61
9.3	Liste des documents et études consultés.....	63

Liste des Figures

FIGURE 1 : BRANCHEMENT POUR L'ALIMENTATION DU BACKBONE HYDROGENE EN 2050.....	11
FIGURE 2 : LE CADRE LOGIQUE DE LA FEUILLE DE ROUTE	17
FIGURE 3 : CIBLES DE LA FDR NATIONALE ET CHRONOLOGIE	18
FIGURE 4 : BESOINS EN H ₂ V POUR LE MARCHE LOCAL ET EXPORT.....	20
FIGURE 5 : ETAPES DE L'IMPLEMENTATION DE LA FDR	22
FIGURE 6 : BESOINS EN INVESTISSEMENTS	23
FIGURE 7 : IMPACT SUR LA BALANCE COMMERCIALE DE LA TUNISIE	24
FIGURE 8 : SCHEMA DESCRIPTIF DE LA STRATEGIE NATIONALE	25
FIGURE 9 : DEVELOPPEMENT DE LA PRODUCTION D'H ₂ V JUSQU'A 2050.....	31
FIGURE 10 : LOCALISATION DU SITE POUR LA PRODUCTION DE L'AMMONIAC	32
FIGURE 11 : OPTIONS DE ROUTING POUR LE BACKBONE TUNISIEN	36
FIGURE 12 : PLAN DE PRODUCTION ET EXPORT.....	38
FIGURE 13 : ECHEANCIER DE REALISATION DES TRAVAUX POUR L'INFRASTRUCTURE H ₂ (2024-2050).....	38
FIGURE 14 : SOMMAIRE DE LA STRATEGIE FINANCIERE.....	43
FIGURE 15 : CHRONOLOGIE DE LA STRATEGIE DE FINANCEMENT	48
FIGURE 16 : ILLUSTRATION SIMPLIFIEE DU CBAM (SOURCE: WWW.CONFERENCE-BOARD.ORG)	50

Liste des Tableaux

TABLEAU 1 : SYNTHESE DES OBJECTIFS ENERGETIQUES DE LA STRATEGIE	10
TABLEAU 2 : PORTS DE DECHARGEMENT DES PRODUITS PETROLIERS	11
TABLEAU 3 : RESEAU DE TRANSPORT ELECTRIQUE EN 2021	12
TABLEAU 4 : SYNTHESE DU POTENTIEL DE DEVELOPPEMENT DE L'H ₂ VERT DANS LES PRINCIPALES APPLICATIONS INDUSTRIELLES.....	13
TABLEAU 5 : SYNTHESE DU POTENTIEL DE DEVELOPPEMENT DE L'H ₂ VERT DANS LES PRINCIPALES APPLICATIONS DU SECTEUR DES TRANSPORTS	14
TABLEAU 6 : POTENTIEL D'UTILISATION DE L'HYDROGENE VERT DANS LES SECTEURS DE L'ELECTRICITE ET DU GAZ.....	15
TABLEAU 7 : PREVISION DES BESOINS EN EAU DESSALEE POUR LA PRODUCTION DE L'H ₂ V	19
TABLEAU 8 : REPARTITION DE LA CONSOMMATION D'H ₂ V ENTRE LE MARCHE LOCAL ET LE MARCHE D'EXPORT (1000 T)	21
TABLEAU 9 : CAPACITE DE PRODUCTION ER POUR LA PRODUCTION DE L'H ₂ V(GW).....	28
TABLEAU 10 : FACTEUR DE CHARGE MOYEN PONDERE ET LCOH.....	30
TABLEAU 11 : EVOLUTION DES QUANTITES (KT) D'H ₂ TRANSPORTÉES PAR PIPELINES SELON LE PRODUIT FINAL CONSOMMÉ.....	35
TABLEAU 12 : INFRASTRUCTURES NECESSAIRES POUR LA CONSTRUCTION DE L'H ₂ BACKBONE TUNISIENNE ...	37
TABLEAU 13 : DESCRIPTION DES COUTS D'INVESTISSEMENT	37
TABLEAU 14 : VARIABILITE DES COUTS D'INVESTISSEMENT (MILLION USD 2022)	38
TABLEAU 15 : RISQUES ET MESURES D'ATTENUATION	54
TABLEAU 16 : LOCALISATION DES SITES PV	61
TABLEAU 17 : LOCALISATION DES SITES EOLIENS ONSHORE	62

Liste des Abréviations

ANME	Agence Nationale pour la Maitrise de l'Energie
CC	Changement Climatique
CCNUCC	La convention-Cadre des Nations Unies sur les Changements Climatiques
CDN	Contribution Déterminée au niveau National
COFIL	COmité de PILotage
DAP	Di-Ammonium Phosphate
DCP	Phosphate bicalcique
DFIs	Institutions Financières de Développement (Développement Finance Institutions)
DGETE	Directeur Général de l'Electricité et de la Transition Energétique
DT	Dinar Tunisien
EE	Efficacité Energétique
ER	Energies Renouvelable
FC	Facteur de Charge
FdR	Feuille de Route
GCT	Groupe Chimique Tunisien
GES	Gaz à Effet de Serre
GN	Gaz Naturel
GPL	Gaz de Pétrole Liquéfié
GTT	Groupes de Travail Thématique
H₂	Hydrogène (pour désigner le dihydrogène)
H₂V	Hydrogène Vert
HT	Haute Tension
IAA	Industries Agroalimentaires
IC	Industries Chimiques
IDE	Investissements Directs à l'Etranger
IGCE	Industries Grosses Consommatrices d'Energie
IME	Industries Mécaniques et Electrique
ITCEQ	Institut Tunisien de la Compétitivité et des Etudes Quantitatives
ITHC	Industries Textiles, Habillement et Cuir
ktep	kilo tonnes d'équivalent pétrole
MAP	Mono-Ammonium Phosphate
MARHP	Ministre de l'Agriculture, des Ressources Hydrauliques et de la Pêche Maritime
MEL	Monitoring, Evaluation and Learning
MIME	Ministère de l'Industrie, des Mines et de l'Energie
MT	Moyenne Tension



MteCO2	Millions de tonnes équivalent de CO ₂
MW	Mégawatt
NDC	Nationally Determined Contributions
OMMP	Office de la Marine Marchande et des Ports
OMS	Organisation Mondiale de la Santé
PIB	Produit Intérieur Brut
PPP	Partenariat Public Privé
PtX	Power to X
PV	Photovoltaïque
R&D	Recherche et Développement
SEA	Suivi, Evaluation et Apprentissage
SNBC	Stratégie Nationale Bas Carbone
SONEDE	Société Nationale d'Exploitation et de Distribution des Eaux
STEG	Société Tunisienne de l'Electricité et du Gaz
TdC	Théorie du Changement
UE	Union Européenne
TSP	Triple Super Phosphate
VA	Valeur Ajoutée

RESUME EXECUTIF

La Feuille de Route (FdR) nationale hydrogène vert et dérivés de la Tunisie à l'horizon 2050 a été élaborée dans le cadre d'un processus participatif impliquant les parties prenantes clés, notamment le Ministère de l'Industrie, des Mines et de l'Énergie (MIME) qui en est le bénéficiaire principal. Après la tenue de plusieurs réunions techniques avec le MIME, un atelier de lancement a été organisé en novembre 2022 en présence du Comité de Pilotage (COPIL), suivi d'un dialogue avec les représentants du secteur public et privé via des rencontres bilatérales. Il est prévu que ce dialogue se poursuive tout au long de la phase de finalisation de la stratégie nationale.

La FdR préconise une combinaison entre un marché local autour d'une forme chimique spécifique (NH₃, soit l'ammoniac vert) de l'hydrogène vert (H₂V) d'une part et d'autre part le futur marché à l'export de l'hydrogène vert (H₂V) et de l'ensemble de ses dérivés. Le premier marché amorçant ce dernier, qui lui est appelé à devenir, à terme, le moteur du développement économique et industriel de la FdR. Durant la nécessaire durée de préparation et d'investissement à l'intégration à un marché international qui lui-même se structure, le marché national sera activé dès le court-terme à travers un projet commercial amont à l'introduction d'un marché articulé autour de la production d'ammoniac (NH₃) vert pour le secteur des engrais.

Dans ce contexte, la stratégie nationale (SN) propose un plan pour atteindre les cibles identifiées dans la FdR, afin que la Tunisie devienne un exportateur net de l'H₂V et fasse partie de la future dorsale hydrogène « Hydrogen Backbone » de l'UE. Les cibles de la FdR sont ambitieuses et visent essentiellement à exporter environ 6Mt H₂ par an d'ici 2050 vers l'UE par pipeline et alimenter le marché local par environ 2 Mt, sous forme d'H₂V ou dérivés, tels que l'ammoniac, le méthanol CH₃OH et les carburants synthétiques tous composés riches en atomes hydrogène. La faisabilité de la mise en œuvre de la FdR repose sur le soutien financier et organisationnel international et sur la signature d'accords-cadres à long-terme avec des off-takers/producteurs et partenaires/développeurs.

Pour cette raison, la stratégie nationale définit un plan et une structure pour la mise en œuvre de la FdR, nécessaires pour atteindre les objectifs identifiés et envoyer un message fort aux investisseurs et partenaires internationaux sur le potentiel de l'H₂V et de ses dérivés en Tunisie. Un élément clé sera la capacité à produire une électricité renouvelable dédiée à la synthèse de composés chimiques variés : le « Power-to-X » (PtX).

L'analyse de ce potentiel et des opportunités offertes pour le pays est le sujet du premier chapitre de ce rapport, visant à souligner et élaborer les composantes sur lesquelles la stratégie nationale devrait se concentrer pour maximiser les résultats finaux : L'export de l'H₂V et de l'ammoniac vert (pour le marché local et l'export) se démarquent comme éléments stratégiques en ce sens.

Dans les trois chapitres suivants (2-4), la vision et les scénarios ainsi que les effets économiques de la FdR sont récapitulés afin d'introduire les éléments constitutifs de la stratégie :

- Une *task force* H₂V ;
- Un accord-cadre avec l'UE ;
- Un cadre réglementaire et institutionnel dédié à l'H₂V/PtX.

Ces éléments clés sont à mettre en place d'ici 2025 pour construire les bases de la mise en œuvre de la FdR. La stratégie décrit ces éléments en détails et présente un plan échelonné

de réduction des risques et de garantie de leur opérationnalité. Ensuite, le plan fournit une proposition de connexion entre les centres de production de l'H₂V et de ses dérivés avec les centres de demande pour le marché local et celui de l'export. L'introduction d'une « H₂ backbone tunisienne » à partir du sud du pays qui va être connectée avec celle de l'UE au Nord permettrait ainsi l'optimisation énergétique et économique du stockage et du transport d'énergie/H₂V, en exploitant dès que possible l'infrastructure gazière existante et en prévoyant de nouvelles connections et ramifications pour alimenter le marché local et celui à l'export.

La recherche et développement (R&D) est également abordée, étant un aspect fondamental pour le renforcement des capacités locales à travers une collaboration internationale. La R&D permettra aussi de préparer les compétences et le secteur privé aux défis de ce nouveau secteur économique (chapitre 5).

Une stratégie financière est aussi proposée pour financer et dé-risquer la mise en œuvre de la FdR. Celle-ci inclut une description des incitations qui peuvent être mises en place en se basant sur les meilleures pratiques au niveau international et dans la région (chapitre 6).

La transition énergétique juste (chapitre 7) est partie intégrante de la SN et alignée avec la politique nationale de décarbonation qui prévoit l'introduction massive des Energies renouvelables (ER). Elle permet à la fois de stimuler le développement économique, de créer des emplois durables et de mettre les émissions de gaz à effet serre sur une trajectoire descendante, assurant ainsi un approvisionnement en électricité qui ne compromet pas la croissance économique. Enfin, les risques technologiques, économiques, financiers, liés au marché et les risques socio-environnementaux associés à l'implémentation de la SN ont été identifiés et évalués dans le dernier chapitre (chapitre 8).

1 CONTEXTE TUNISIEN: OPPORTUNITES D'UTILISATION DE L'HYDROGENE

1.1 Politique nationale et climat

La Tunisie s'est engagée, depuis son adhésion à la CCNUCC et sa ratification en 1992, dans la lutte contre les changements climatiques aussi bien sur les volets « Atténuation » que « Adaptation ». Cet engagement a été ensuite confirmé par la soumission à la CCNUCC de sa Contribution Déterminée au niveau National (CDN) en 2015 suivie de sa révision en 2021, par laquelle elle s'est fixée comme objectif de réduire son intensité carbone de 45% en 2030 par rapport à 2010. De plus, sur le plus long terme, la Tunisie a adopté, en 2022, une stratégie nationale bas carbone dans le secteur de l'énergie (SNBC) qui vise à diviser par un facteur de 5 l'intensité carbone de ce secteur d'ici 2050 par rapport à celle de 2010. Cela permettrait de faire baisser les émissions de 2050 de plus de 22% par rapport à celles de 2021 tout en accompagnant la croissance économique attendue de la Tunisie.

1.2 L'énergie et le développement des énergies renouvelables

Le secteur de l'énergie connaît, depuis plusieurs années, une baisse continue de la production des hydrocarbures conjuguée à une croissance soutenue de la demande d'énergie. Il s'ensuit un déficit énergétique structurel qui pourrait passer d'environ 60% en 2021 à environ 96% en 2035, si la tendance actuelle devait se poursuivre.

Pour faire face à cette situation, la Tunisie s'est fixée des objectifs ambitieux en termes de transition énergétique. En effet, la SNBC pour le secteur de l'énergie prévoit une part des ER d'environ 80% en 2050 et une baisse de 68% de l'intensité d'énergie primaire en 2050 par rapport à 2020.

La stratégie du secteur de l'énergie à l'horizon 2035 adoptée début 2023 (Tableau 1) prévoit une réforme profonde de ce secteur en vue d'accélérer la décarbonation de l'économie, de réduire le risque majeur d'approvisionnement énergétique tout en luttant contre la précarité énergétique. Cette stratégie, sans pour autant annoncer d'objectifs quantifiés sur le développement de l'H₂ vert, insiste sur la nécessité de mesures politiques, techniques et réglementaires nécessaires pour développer à terme une filière conséquente.

Le tableau ci-après présente les principaux objectifs énergétiques de la stratégie.

Tableau 1 : Synthèse des objectifs énergétiques de la stratégie

INDICATEUR DE SUIVI	VALEUR DE DEPART (2021)	VALEUR CIBLE EN 2035
Intensité d'énergie finale	0,105 tep/1000 DT de 2010	0,070 tep/1000 DT de 2010
Part de l'électricité dans la consommation d'énergie finale	24%	30%
Part des voitures électriques dans le parc roulant de voitures particulières	0%	5% à 10%
Consommation d'énergie primaire (hors biomasse)	9 990 ktep	11 300 ktep
Intensité d'énergie primaire	0,143 tep/1000 DT de 2010	0,085 tep/1000 DT de 2010
Capacité ER installée pour la production électrique	400 MW	8350 MW
Part des ER dans la consommation d'énergie primaire	0.7%	18%
Part des ER dans le mix de production électrique	4%	50%
Ratio de dépendance énergétique	57%	76% à 33% selon le développement des ressources fossiles

1.3 Les infrastructures

1.3.1 Les ports

Les ports de commerce sont au nombre de sept. En termes d'infrastructure portuaire de déchargement de produits finis pétroliers et de capacité de traitement des différentes sources de carburant, la Tunisie dispose de cinq ports gérés par l'Office de la Marine Marchande et des Ports (OMMP).

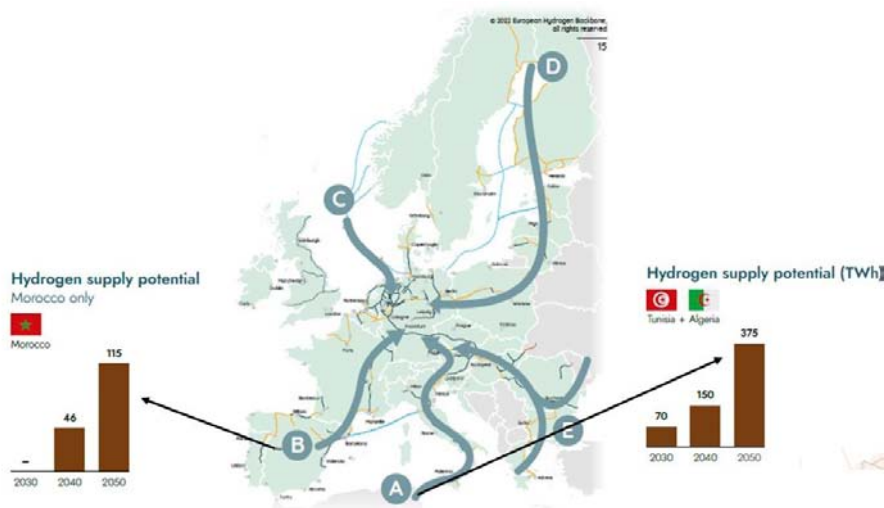
Les caractéristiques des ports de déchargement et des infrastructures portuaires connexes sont résumées dans le Tableau ci-après. Le GNL n'est pas utilisé actuellement dans le pays et la Tunisie ne dispose pas d'infrastructures spécifiques pour ce produit.

Tableau 2 : Ports de déchargement des produits pétroliers

PORT	TIRANT D'EAU (PIEDS)	LONGUEUR DU QUAI (METRES)	PRODUITS PETROLIERS
SKHIRA Station de chargement 1 (PP) Station de chargement 2 (brut et PP) Station de chargement 1 (PC)	37 47-50 marées hautes 24-27 marées basses	60-300 100-300	Essence, gasoil et carburant
BIZERTE Quai A Quai B	35 26	250 150	GPL, essence, gasoil, et carburant
Rades	31	170	GPL, gasoil, jet aviation, et carburant
GABES	10,5	120	GPL
ZARZIS	28	175	Essence, gasoil et jet aviation

1.3.2 Les gazoducs de Gaz Naturel

Un des plus grands atouts de la Tunisie pour le développement du marché de l'export de H₂V est sa connexion avec l'Europe à travers le gazoduc de gaz naturel, qui confirme l'opportunité pour le pays de faire partie de la *H₂ backbone européenne*¹ (voire chapitre 5.4.3 et 5.1.2 du rapport de la FdR), et en particulier du corridor A (figure 1).



Source: EUROPEAN HYDROGEN BACKBONE, Guidehouse, 2022

Figure 1 : Branchement pour l'alimentation du backbone hydrogène en 2050

¹ EUROPEAN HYDROGEN BACKBONE, Guide house, 2022

En 2021, la longueur totale du réseau de transport de gaz et de celui du réseau de distribution (à l'exclusion du réseau transcontinental) a atteint respectivement 3 016 km et 17 548 km.

En ce qui concerne les gazoducs de transit tunisiens, ils 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) appartient 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. La section sous-marine entre la Tunisie et la Sicile se compose de trois pipelines de 20 pouces et de deux pipelines de 26 pouces. Elle appartient à la Transmediterranean Pipeline Company Limited (TMPC) et est exploitée par Transmed S.p.A - deux coentreprises entre Eni et Sonatrach.

1.3.3 Le réseau de transport d'électricité

En 2021, le parc de production d'électricité en Tunisie a atteint une capacité totale de 5 944 MW, dont 48% sont assurés par des turbines à combustion et 35% par des centrales à cycle combiné.

En ce qui concerne le réseau de transport à haute tension, les niveaux de tension utilisés pour le réseau sont de 400 kV, 225 kV, 150 kV et 90 kV. Le réseau est essentiellement constitué de lignes aériennes, sauf dans la capitale où, pour des raisons d'urbanisme et de servitudes, certaines connexions sont souterraines.

Le réseau haute tension est totalement interconnecté et relie toutes les centrales de production aux centres de consommation. En 2021, le réseau de transport électrique totalisait environ 6 790 km. La répartition du réseau de transport pour les différents niveaux est donnée dans le tableau suivant (année 2021).

Tableau 3 : Réseau de transport électrique en 2021

TENSION	LONGUEUR (KM)
400 kV	210
225 kV	2902
150 kV	2331
90 kV	1350
Total	6793

(Source : STEG)

1.4 Secteurs prioritaires pour les applications de l'H₂ Vert

L'évaluation du potentiel de développement de l'H₂ Vert au niveau national fait ressortir trois secteurs qui peuvent offrir un potentiel d'application important pour l'H₂. Il s'agit notamment du secteur industriel, du secteur des transports et du secteur de l'énergie.

1.4.1 Le secteur de l'industrie

Le potentiel d'utilisation de l'H₂ vert dans les différentes applications industrielles est résumé dans le tableau suivant.

Tableau 4 : Synthèse du potentiel de développement de l'H₂ Vert dans les principales applications industrielles

APPLICATIONS	ETAT ACTUEL ET POTENTIEL DE DEVELOPPEMENT FUTUR POUR LA TUNISIE
Raffinage du pétrole	<p>La Tunisie possède une seule raffinerie dont le processus ne nécessite pas d'hydrogène.</p> <p>La construction d'une nouvelle raffinerie ou l'ajout d'unités de traitement à la raffinerie existante pourrait créer une demande d'hydrogène à l'avenir, mais qui serait limitée. De plus, ces options comportent des risques tels que des effets de verrou technologique ou des investissements échoués.</p> <p>Il est à noter que la stratégie énergétique 2035 prévoit la réhabilitation et l'extension de la STIR afin d'augmenter la capacité de raffinage de 50% à l'horizon 2030-2035.</p>
Production d'ammoniac	<p>L'ammoniac est utilisé directement comme engrais (Ammonitrate agricole) ou pour la production de fertilisants -essentiellement DAP et MAP- par le GCT.</p> <p>Actuellement, il n'y a pas de production nationale d'ammoniac. Ce produit est totalement importé.</p> <p>La demande d'ammoniac en Tunisie pourrait augmenter dans l'avenir si la production d'engrais revenait à son régime de croisière.</p> <p>Potentiellement, l'ammoniac vert pourrait être produit en Tunisie à partir d'hydrogène vert pour couvrir cette demande. Ce secteur est considéré comme la principale cible pour le développement du marché local et même d'export (ammoniac et engrais) pour à moyen terme.</p>
Production de méthanol	<p>Le méthanol est utilisé en faibles quantités dans divers secteurs industriels en Tunisie.</p> <p>Actuellement, il n'y a pas de production de méthanol en Tunisie. Il est exclusivement importé.</p> <p>Le potentiel de croissance de la demande de méthanol restera limité.</p> <p>Le méthanol, pour le marché local, pourrait être produit à partir d'hydrogène vert, mais plutôt en sous-produit dérivant de la stratégie générale, et non pas la structurant.</p>
Production d'acier par réduction directe du minerai de fer	<p>La Tunisie possède une seule aciérie avec une production d'acier secondaire à partir de ferrailles dans un four à arc électrique. Ce processus ne nécessite pas d'hydrogène.</p> <p>N'ayant pas de réserves de minerai de fer, la demande future d'hydrogène associée à la production d'acier en Tunisie reste peu probable hors scénario proactif de spécialisation de near-shoring par exemple.</p>
Utilisation de l'H₂ dans des procédés industriels	<p>L'hydrogène est utilisé en faibles quantités dans diverses applications (centrales électriques, industries agroalimentaires, etc.).</p>
Production de chaleur à haute température	<p>Il n'existe actuellement pas d'application de l'hydrogène pour la production de chaleur dans l'industrie en Tunisie.</p> <p>Il ne se profile donc pas d'applications potentielles en Tunisie à court et moyen terme. Le développement de la demande à long terme demeure possible, mais l'utilisation directe de la chaleur solaire concentrée serait une option plus réalisable.</p>

1.4.2 Le secteur des transports

Le tableau ci-dessous présente la synthèse du potentiel de développement de l'hydrogène vert dans le secteur des transports.

Tableau 5 : Synthèse du potentiel de développement de l'H₂ Vert dans les principales applications du secteur des transports

APPLICATIONS	ETAT ACTUEL ET POTENTIEL DE DEVELOPPEMENT FUTUR POUR LA TUNISIE
Voitures et camionnettes (véhicules légers)	Faible potentiel de développement compte tenu de la faible rentabilité technico-économique.
Transport lourd de marchandises	<ul style="list-style-type: none"> • Faible potentiel à court et moyen terme. • Fort potentiel à long terme pour les véhicules lourds dans des flottes dédiées, avec un kilométrage quotidien élevé sur des itinéraires fixes et un ravitaillement centralisé.
Bus	<ul style="list-style-type: none"> • Faible potentiel à court et moyen terme. • Fort potentiel à long terme avec un kilométrage quotidien élevé sur des itinéraires fixes et un ravitaillement centralisé.
Transport maritime – carburant pour navires : <ul style="list-style-type: none"> • Ammoniac • Méthanol • Hydrogène 	<ul style="list-style-type: none"> • Fort potentiel à court, moyen et long terme, à l'export et pour le plein des navires accostant en Tunisie.
Transport ferroviaire	<ul style="list-style-type: none"> • Une petite partie des voies ferrées est électrifiée. • Très faible potentiel à court et moyen terme. • Faible potentiel à long terme. • Les trains à hydrogène comme alternative sur les lignes de fret longue distance pour décarboner le secteur ferroviaire sont l'option la plus probable.
Aviation – avions à hydrogène ou à carburant synthétique (jet fuel/méthanol)	<ul style="list-style-type: none"> • Très faible potentiel à court et moyen terme. • Moyen à fort potentiel à long terme en vue des contraintes internationales de décarbonation (CORSIA). • Les efforts de décarbonation 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 l'intérêt d'utiliser des carburants synthétiques à partir d'hydrogène en Tunisie, nécessairement en lien à de futurs développements internationaux de cette industrie.

1.4.3 Le secteur de l'électricité et du gaz

Le tableau ci-dessous présente le potentiel d'utilisation de l'hydrogène vert dans les secteurs de l'électricité et du gaz.

Tableau 6 : Potentiel d'utilisation de l'hydrogène vert dans les secteurs de l'électricité et du gaz

APPLICATIONS	ETAT ACTUEL ET POTENTIEL DE DEVELOPPEMENT FUTUR POUR LA TUNISIE
L'hydrogène pour la production et le stockage de l'électricité	<ul style="list-style-type: none"> • Très faible potentiel à court et moyen terme : en Tunisie, compte tenu de la faible part des énergies renouvelables dans le mix électrique, le besoin d'options de flexibilité dues à la variabilité des énergies renouvelables est actuellement très limité et serait disponible via des batteries. • Faible potentiel à long terme : pour que l'hydrogène à fins d'électrification et de stockage électrique devienne une option viable en Tunisie, il faudrait que la part des énergies renouvelables augmente considérablement dans le futur.
L'hydrogène comme combustible pour la production de chaleur dans les bâtiments	<p>L'hydrogène peut être injecté en faibles quantités dans le réseau de gaz naturel pour générer de la chaleur. Cette option n'est pas prise en considération à ce stade. D'autres technologies (par ex. pompes à chaleur) offrent des solutions plus efficaces.</p>



2 VISION DE LA FEUILLE DE ROUTE

La vision soutenant la FdR et la stratégie a été établie en concertation avec les acteurs clés concernés par l'hydrogène vert en Tunisie. Cette vision est la suivante : **La Tunisie est une économie durable, neutre en carbone et inclusive de l'hydrogène vert d'ici à 2050.**

Dans ce sens, la Feuille de Route hydrogène vert définit les cibles nécessaires pour développer la stratégie nationale et intégrer l'hydrogène vert et ses dérivés (power-to-X (PtX)) dans les secteurs prioritaires de l'économie, conformément aux engagements climatiques de la Tunisie et à travers un travail partagé avec les parties prenantes. Le succès de la FdR et de la stratégie est tributaire de la capacité à rassembler le Gouvernement, le secteur privé et la société civile lors de sa mise en œuvre afin d'atteindre l'objectif final en collaboration avec des partenaires internationaux stratégiques.

3 CADRE LOGIQUE

Le cadre logique illustre la manière dont les contributions et les activités des partenaires se traduisent en outputs qui, à leur tour, se traduisent en leviers de changement permettant l'atteinte des résultats partiels (outcomes) de la FdR, contribuant ainsi aux objectifs généraux. Le cadre logique de la FdR nationale de la Tunisie validé par le COPIL est illustré dans la figure ci-dessous.

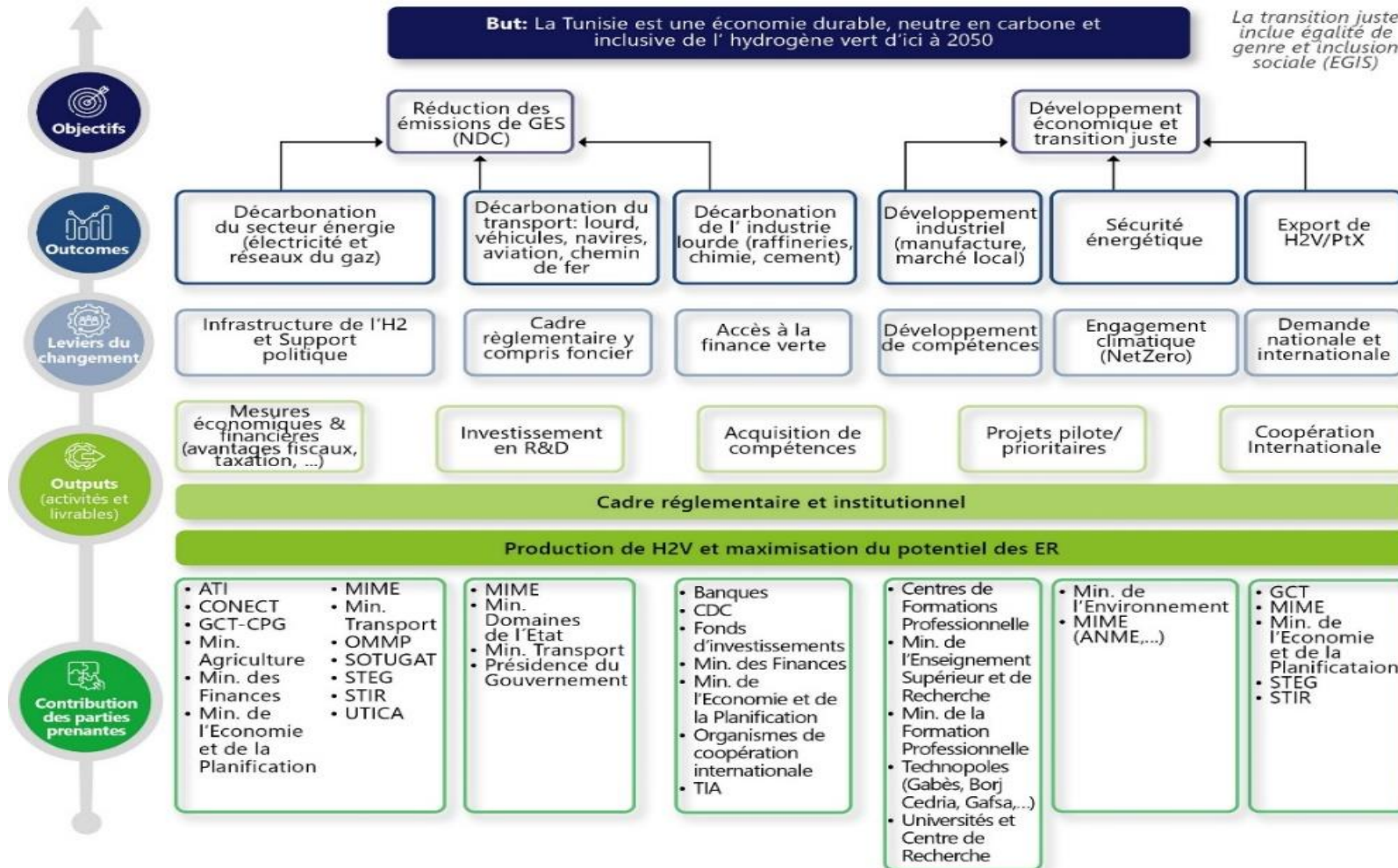
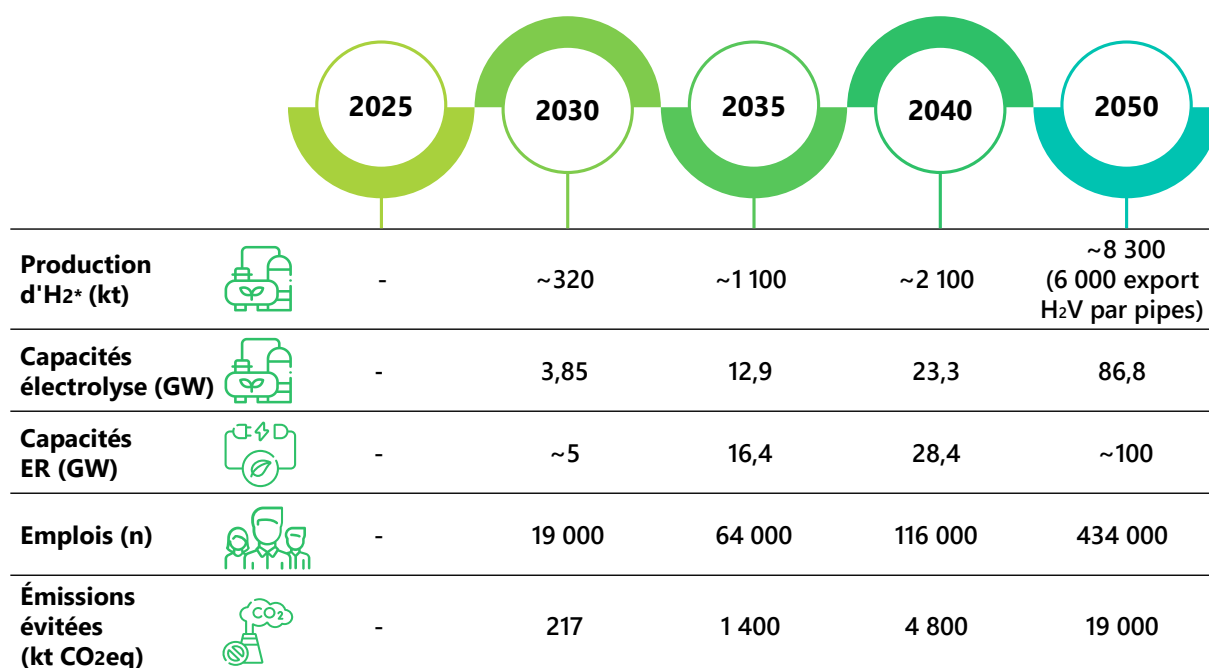


Figure 2 : Le cadre logique de la Feuille de Route

4 CIBLES ET SCENARIO DE LA FEUILLE DE ROUTE

Les cibles de la Feuille de Route sont résumées dans la figure 2. Environ 8 Mt de production d'H₂V sont visées d'ici 2050, dont environ 6 Mt pour l'export par pipeline et un peu plus de 2 Mt pour le marché local et la transformation nationale pour l'export sous forme de dérivés. Une capacité d'environ 100 GW d'ER sera nécessaire pour cette production.



* Production totale: marché local + export

Figure 3 : Cibles de la FdR nationale et chronologie

La réaction d'électrolyse nécessite une valeur stœchiométrique de 9 litres d'eau pour produire 1 kg d'H₂. La purification de l'eau et le refroidissement du processus requièrent un volume supplémentaire d'environ 10-20 L/kg H₂². Par conséquent, la consommation totale d'eau est estimée entre 20-30 L/kg d'hydrogène vert (voir tableau 7).

En plus, des quantités d'eau supplémentaires devront également être considérées aux relatifs, comme par exemple pour:

- Le nettoyage périodique des panneaux photovoltaïques, afin d'assurer un rendement énergétique constant ;
- L'évaporation et les pertes de transport entre l'unité de dessalement et le site de production, etc.

² <https://doi.org/10.2172/1224980>

La Tunisie est un pays avec un taux de stress hydrique élevé. Selon le rapport du *SDG³ (Water and Sanitation)* de UNUN-Water, le coefficient de stress hydrique du pays est de 96%, (ce coefficient indique le prélèvement d'eau douce en proportion des ressources en eau douce disponibles).

A cet effet, notre stratégie prévoit le dessalement de l'eau de mer⁴ comme source principale d'eau pour la production de l'H₂V et ses dérivés. Aucune goutte d'eau douce ne sera utilisée pour produire l'hydrogène vert et ses dérivés. Le dessalement offre une solution avec un impact presque négligeable sur le coût de l'H₂V (augmentation des coûts totaux de production de 0,01 à 0,02 USD/kgH₂) à cause de la faible consommation énergétique de cette technologie (3-4 kWh/m³ d'eau dessalée) par rapport à celle de l'électrolyse - environ 50-55 kWh/kg d'hydrogène, ou ~5 500 kWh/m³ d'eau électrolysée (IEA 2019). Cette différence énergétique représente même un avantage précieux en termes d'ER nécessaire pour alimenter le site de dessalement qui sera pourtant une fraction minimum du total (~1%).

Tableau 7 : Prévion des besoins en eau dessalée pour la production de l'H₂V

	2030	2035	2040	2045	2050
Besoins en eau (Mm³/an)	6,4-9,6	23-34,2	42,2-63,3	86-129	165,4-248,2

Il est à souligner que la mise en œuvre de la Feuille de Route ne devrait en aucune manière rentrer en concurrence avec la réalisation des objectifs fixés dans le cadre de la stratégie nationale bas carbone du secteur de l'énergie, particulièrement en ce qui concerne l'objectif en matière d'ER pour la production d'électricité destinée à la consommation d'énergie finale locale. Rappelons que la stratégie bas carbone prévoit environ 20 GW en 2050 connectés au réseau soit en production centralisée ou en autoconsommation. Toutefois, le potentiel identifié d'énergie solaire PV et d'éolien dépasse de loin les capacités nécessaires pour les objectifs cumulés de la Feuille de Route H₂V et la Stratégie bas carbone.

4.1 Filières prioritaires d'hydrogène vert pour la Tunisie

Les priorités de la Tunisie en termes de développement des différentes filières liées à l'hydrogène vert ont été définies sur la base d'une méthodologie d'évaluation multicritère qualitative prenant en compte quatre domaines : économique, marché, climatique et social⁵.

Sur la base des résultats de cette évaluation, le développement de l'H₂V pour les besoins du marché local peut être considéré comme prioritaire pour :

- L'ammoniac et le méthanol dès la période 2025-2035.
- Le méthanol pour le soutage des navires locaux dès 2040, mais qui pourra être accéléré par le soutage international.

³ Sustainable Development Goal numéro 6 - <https://www.unwater.org/>

⁴ L'utilisation de l'eau de mer sera la solution primaire à cause des quantités élevées d'H₂V à produire. La technologie de référence est l'osmose inverse. Pour des projets spécifiques l'eau non potable/eau usée pourra même être prise en considération après une opportune analyse des impacts environnementaux.

⁵ La méthodologie a été décrite dans le chapitre 5 du rapport de la FdR (paragraphe 5.2).

- L'hydrogène pour la raffinerie, dès que celle-ci sera réhabilitée, probablement en 2030, avec des quantités néanmoins faibles (20 kt/an).
- L'H₂V en blending avec le gaz naturel, dès 2030-2040⁶.
- Le SAF entre 2040-2050, mais qui pourra être accéléré par le soutage international.
- Le carburant synthétique pour le transport routier lourd local dès 2040⁷.
- Le stockage pour la production électrique, dès 2040.

Les trois derniers points sont cités ici en tant qu'options potentielles à long terme. Cependant ils devront être revérifiés et proprement sélectionnés selon le développement du marché et les priorités actualisées du pays dans le contexte du processus de suivi de la FdR.

En appliquant la même approche méthodologique, l'export de l'hydrogène par pipeline est pertinent dès 2030-2035, celui de l'ammoniac dès 2025-2040, le soutage ammoniac dès 2040-2045, le soutage méthanol dès 2035-2040 et enfin SAF dès 2040-2045.

4.2 Le scénario de développement de l'H₂ vert en Tunisie

4.2.1 Synthèse du scénario de développement de l'H₂Vert : Marché local et export

Le graphique suivant présente l'agrégation du marché local et du marché d'exportation pour le scénario de développement de l'H₂V.

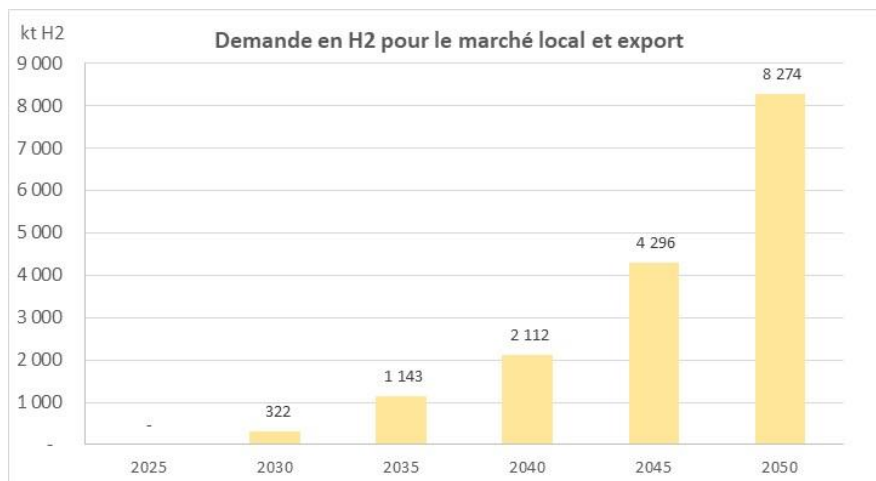


Figure 4 : Besoins en H₂V pour le marché local et export

⁶ Le blending est une option potentielle qui pourrait être considérée pour le gazoduc de Nawara dans le sud dans une phase transitoire et en présence d'un off-taker pertinent, étant donnée une disponibilité importante (~75%) dans ce gazoduc qui pourrait alimenter la H₂ valley à Gabes à court terme. De toute façon, cette option pose des difficultés en termes d'infrastructures (p.ex. la nécessité d'un système de séparation d'H₂ à Gabès) et ne va pas introduire des bénéfices importants de décarbonation. Une discussion avec l'opérateur de l'infrastructure sera prévue dans la prochaine phase du projet pour confirmer la faisabilité/viabilité ; sinon un nouveau pipeline dédié, parallèle au gazoduc actuel Nawara-Gabes devrait être construit. Il est intéressant de citer que le document de la *European Hydrogen Backbone*, (Guide house, 2022) prévoit la possibilité d'export d'H₂V en blending vers l'Europe dans une phase initiale transitoire. La SN ne considère pas cette option pour l'export.

Le tableau suivant présente la répartition de la consommation d'hydrogène entre le marché local et le marché d'export :

Tableau 8 : Répartition de la consommation d'H₂V entre le marché local et le marché d'export (1000 t)

	2030	2035	2040	2045	2050
Marché local	22	139	479	1 077	1 900
Export	300	1 004	1 633	3 220	6 374
Total	322	1 143	2 112	4 296	8 274

Ainsi, le scénario de la stratégie prévoit une demande totale d'H₂ estimée à environ 0.3 Mt en 2030, 2.1 Mt en 2040 et 8.3 Mt en 2050. Une synthèse des principales étapes de la mise en œuvre de la FdR est présentée dans la figure ci-dessous.

2025

- Définition et préparation du cadre réglementaire pour l'H₂ (inclue ER dédiée)
- H₂V intégré dans les politiques nationales (CDN)
- Début de la préparation du design de la « H₂ valley » au Sud et du plan infrastructurel pour l'export

2030

- Premier projet de production d'ammoniac à Gabès. Cible: environ 100 kt/an d'ammoniac
- La construction du pipeline de la H₂ backbone tunisienne permettant l'export de ~300kt H₂V (3% REpowerEU)
- Le plan de développement des ER dédiées à la production d'H₂ se déroule

2035

- Export par pipeline atteint 1Mt H₂V (10% REpowerEU)
- La production de carburants synthétiques commence
- 1 navire pilote alimenté par méthanol vert
- H₂ valley au Sud est opérationnelle

2050

- L'export par pipeline atteint la cible finale de 6Mt H₂V
- La production de dérivés pour le marché local et l'export atteint les cibles finales
- L'H₂V est intégré dans l'économie nationale et contribue à la neutralité en carbone de la Tunisie

Figure 5 : Etapes de l'implémentation de la FdR

4.3 Effets Economiques

4.3.1 Investissements requis

Les investissements requis pour la mise en œuvre de la FdR sont estimés à environ 117,2 milliards EUR.

Ces investissements sont programmés sur la base d'un scénario de capacités et de volumes de production atteignant 8,3 millions de tonnes équivalent d'hydrogène et de produits PtX. Les investissements initiaux au cours de la période 2025-2030 sont axés notamment sur la construction des capacités d'énergie renouvelable dans le sud et la production d'ammoniac vert à Gabès pour le marché local d'engrais.

D'autres étapes principales envisagent la construction/la réaffectation de l'infrastructure en termes de capacité du pipeline (Nawara-Gabès) et le stockage tampon afin de permettre une utilisation optimisée pour les opérations PtX en aval ainsi que pour l'augmentation des exportations d'H₂V vers l'UE. La taille et le model du stockage (p.ex. batteries, stockage en H₂) dépendra de différents facteurs, par exemple la possibilité d'échanger avec le réseau électrique. Dans ce cas, un dimensionnement approprié devra être basé sur des projets spécifiques en analysant les conditions réelles d'utilisation finale.

A partir de 2030, l'exportation ciblée d'hydrogène vers l'Europe représenterait la contribution de la Tunisie (300 kt en 2030, 2 Mt en 2040) à l'approvisionnement européen à travers le « Corridor A Afrique du Nord & Europe du Sud » de l'UE, prévu à hauteur de 3 Mt en 2030 et passant à 10 Mt en 2040 (Etudes du Backbone Hydrogène Européen). Les investissements dans les centrales électriques d'ER, les électrolyseurs et l'infrastructure seront encore renforcés pour atteindre l'objectif d'exportation de 6 Mt d'H₂V en 2050. Les investissements dans la production de carburant synthétique pour l'aviation et le transport routier seront renforcés à partir de 2040.

Les investissements sont indiqués dans les graphiques suivants. Le coût de l'infrastructure d'H₂V comprend la construction des gazoducs et des stations de compression (réaménagées), les conduites d'eau incluant le pompage et le système de dessalement, le stockage de l'H₂, etc.

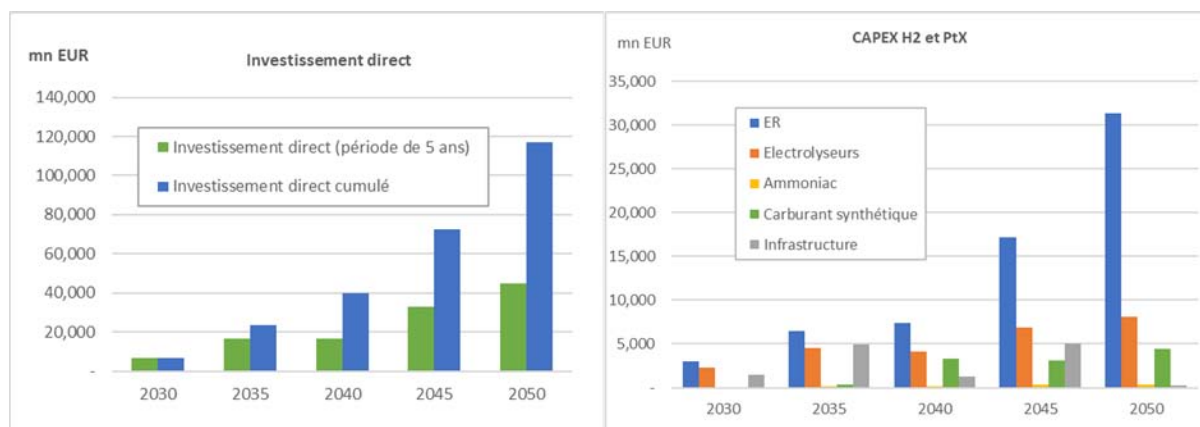


Figure 6 : Besoins en investissements

Les investissements sont présentés dans le graphique à gauche de la figure 5, à la fois en termes cumulé et par période de 5 ans.

Ces investissements proviendront principalement de l'étranger, les sources prévues étant l'UE ainsi que d'autres institutions multilatérales.

Les accords de prélèvement direct tels que H2Global pourront aider avec des infrastructures à grande échelle, telles que les pipelines nécessaires. Le financement à long terme trouvera une réduction supplémentaire des risques grâce à la maturation du marché et aux engagements contraignants qui en résultent pour la demande tant tunisienne qu'europpéenne.

Les principales institutions financières de l'UE susceptibles d'intervenir sont notamment :

- La Banque européenne d'investissement (BEI)
- Le Fonds européen de développement durable Plus (FEDD+)
- La Banque européenne pour la reconstruction et le développement (BERD)

En outre, le Groupe de la Banque mondiale, impliqué dans plusieurs projets liés au secteur de l'hydrogène dans la région MENA, pourrait être fortement intéressé par le financement de ces investissements.

4.3.2 Balance Commerciale

La balance commerciale représente la différence entre les exportations et les importations d'un pays et est un indicateur important de sa santé économique. L'exportation d'hydrogène vert et de ses dérivés ainsi que la substitution des importations par la production nationale, comme l'ammoniac et les produits énergétiques, auraient un impact favorable sur la balance commerciale de la Tunisie. Comme le montre le graphique suivant, l'effet positif annuel sur la balance commerciale atteindrait environ 2,3 milliards USD en 2035 et 9,4 milliards USD en 2050.

La majeure partie de cet effet sera obtenue grâce à l'exportation d'hydrogène gazeux via les gazoducs du corridor dorsal européen de l'hydrogène A vers les acheteurs de l'UE. Par rapport à une évolution projetée linéairement du déficit de la balance commerciale actuelle, les bénéfices introduits par le secteur de l'hydrogène vert pourraient largement réduire les déficits commerciaux (les bénéfices représentent 63% des déficits estimés des autres échanges en 2050).

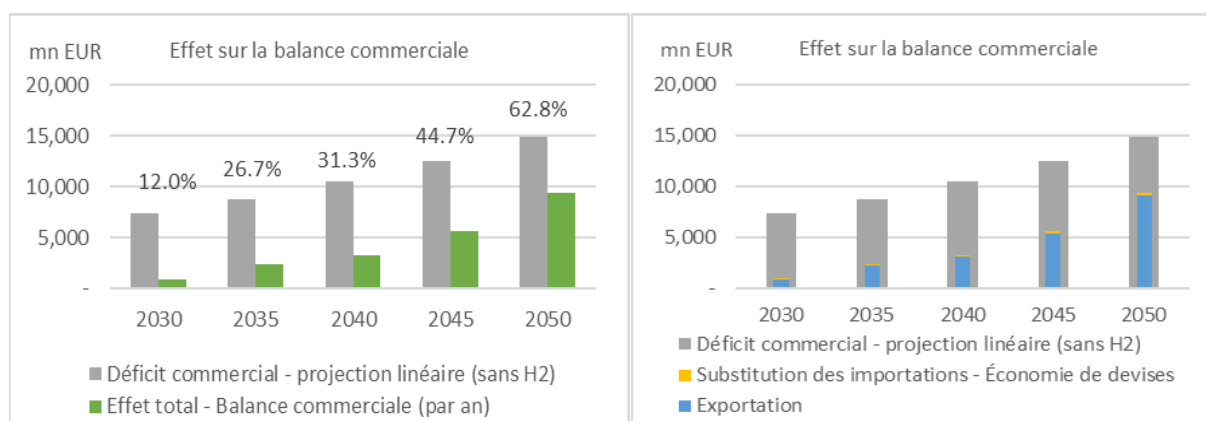


Figure 7 : Impact sur la balance commerciale de la Tunisie

5 LA STRATEGIE NATIONALE

5.1 Le parcours de la stratégie et l'engagement avec les parties prenantes

La définition des cibles de la feuille de route et les axes de la stratégie ont fait l'objet d'un large processus de consultation qui s'est étalé sur environ une année afin d'engager le dialogue avec les parties prenantes clés, intégrant l'administration, le secteur public et le secteur privé.

La consultation, intitulée « dialogue avec les acteurs publics et privés », avait pour objectif d'identifier les contraintes pouvant entraver le développement de l'H₂V en Tunisie et de recueillir les recommandations d'ordre politique, techno-économique, réglementaire, institutionnel et financier pour lever ces barrières et accélérer le démarrage du secteur.

5.2 Vision d'ensemble et implémentation de la FdR

La stratégie nationale définit le plan pour l'aboutissement des cibles de la FdR. Elle est articulée à travers les différentes étapes établies jusqu'à 2050.

La FdR vise des objectifs très ambitieux qui nécessitent une structure institutionnelle et réglementaire ciblée et de premier plan pour accompagner la mise en œuvre et garantir la crédibilité vis-à-vis des partenaires internationaux, qui seront indispensables à cette mise en œuvre. Pour cette raison, deux piliers principaux ont été étudiés, accompagnés par un cadre réglementaire pour l'H₂V et ses dérivés :

- 1) Une *task force* dédiée ;
- 2) Un accord-cadre avec l'UE ;
- 3) Cadre réglementaire et institutionnel spécifique pour l'H₂V/PtX ciblé autour des zones économiques spéciales (ZES).

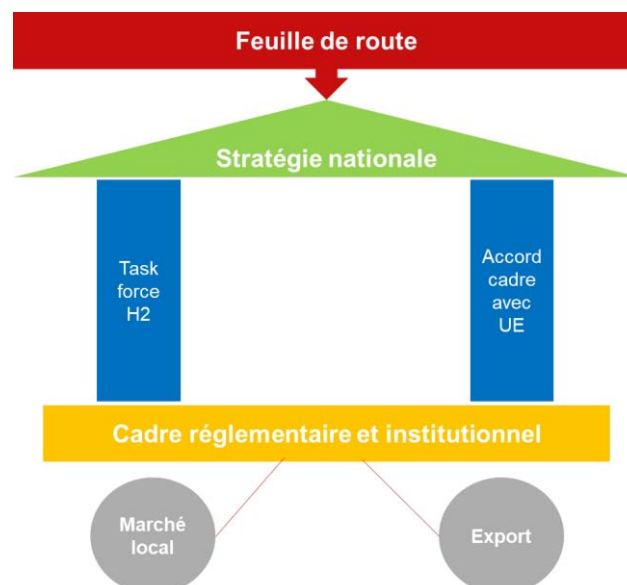


Figure 8 : Schéma descriptif de la stratégie nationale

La task force est un comité composé d'experts nationaux et internationaux qui aura le mandat du gouvernement de développer le secteur de l'H₂V et ses dérivés. Celui-ci devra gérer la partie infrastructurelle et le cadre réglementaire ainsi que la gestion des relations internationales et le financement. Enfin, la task force constituera le trait d'union entre l'export et le marché local pour s'assurer que les bénéfices introduits par l'exportation se traduisent en développement économique local. Une telle structure donnera un message fort aux investisseurs et partenaires internationaux sur le rôle du secteur de l'H₂V/PtX dans les plans économiques futurs de la Tunisie.

L'exportation de l'H₂V vers l'UE est la composante fondamentale de la FdR. De ce fait, un accord-cadre avec l'UE pour un développement conjoint du secteur est une condition indispensable à **l'intégration de la Tunisie dans la Hydrogen Backbone européenne**. Dans cet accord de haut-niveau, l'UE joue un rôle clé pour :

- Mobiliser les états membres en vue de la conclusion de contrats d'achat (PPA) d'H₂V/PtX ;
- L'appui à la conformité du cadre réglementaire tunisien avec celui de l'UE ;
- L'appui à la construction de l'infrastructure de production et distribution d'H₂V ;
- L'agrégation (crowd-in) des investisseurs publics et privés ;
- La réduction des risques financiers des projets à travers un mécanisme de garantie.

Les actions suivantes sont essentielles pour mettre en place la structure opérationnelle décrite à la figure 7 et pour assurer une mise en œuvre appropriée de la FdR :

Action 1 : La réglementation nationale devra prévoir la création d'un cadre juridique dédié (« décret/s hydrogène vert ») incluant :

- La définition légale de l'hydrogène vert⁸ ;
- Les procédures d'autorisation des projets de production d'hydrogène vert (y compris l'étude d'impact environnemental et social) ;
- Les critères de détermination des zones d'implantation des électrolyseurs au moyen de la mise en place d'une affectation foncière consacrée aux projets d'hydrogène vert, avec notamment l'identification de terrains pouvant être librement exploités par les investisseurs nationaux et étrangers sans autorisation administrative préalable ;
- La procédure pour l'utilisation de l'eau de mer pour effectuer des opérations de dessalement ainsi que l'occupation du domaine public maritime pour l'installation des équipements adéquats au moyen des instruments juridiques de la concession ou de l'occupation temporaire ;
- Les normes de sécurité pour la production, le transport et le stockage de l'hydrogène, y compris les prérequis pour intégrer l'hydrogène dans le réseau du gaz naturel⁹ ;

⁸ Afin de pouvoir définir l'hydrogène vert, il sera crucial pour la Tunisie de prendre en compte les lignes directrices pertinentes au niveau de l'UE, d'autant plus que les pays qui veulent exporter de l'hydrogène vert vers l'UE seront soumis au cadre réglementaire communautaire.

⁹ Les normes techniques applicables à chaque phase de l'industrie hydrogène / gazière devront être révisées en tenant compte de l'impact environnemental réduit lié à la chaîne de valeur de l'hydrogène vert, avec référence aux aspects suivants :

- Les conditions de développement des vallées de l'hydrogène vert (H₂ valleys), avec une réglementation spécifique applicable à l'autoconsommation ;
- Les conditions d'accès au réseau électrique ;
- Les conditions d'applicabilité d'une redevance en faveur de l'Etat tunisien paramétrée en fonction de la taille des projets¹⁰ ;
- Les mécanismes d'incitation et de soutien financier (droit à l'injection, tarifs de rachat, GOs¹¹ combinés à des obligations d'achat, etc.).

La réalisation des nouveaux projets hydrogène devrait être éligible à une procédure simplifiée grâce à un processus de préapprobation à l'échelle nationale des zones éligibles qui pourrait envisager, selon le cas, une analyse d'impact nulle ou réduite (avec une évaluation préférentielle des projets relatifs à l'hydrogène par rapport aux autres projets).

Dans ce cadre, les nécessaires études d'impact sur l'environnement nécessaires doivent faire la distinction entre la production d'hydrogène à des fins industrielles et la production d'hydrogène comme vecteur énergétique.

En particulier, et considérant l'étendue des projets d'hydrogène vert, le régime de « concession » pourra être utilisé ; toutefois ce régime devra être structuré comme un système d'offre spontanée privée à l'Etat tunisien plutôt que via un mécanisme d'appel d'offre. Un cahier de charges sera fixé par un décret dédié afin d'établir les exigences technico-économiques auxquelles doit répondre le développeur potentiel.

combustion, aspects qualitatifs, composants/équipements, mesure du gaz, pureté, sécurité, valves, digitalisation, électrolyseurs, métrologie, vecteur hydrogène, moteurs à gaz, turbines, infrastructure gazière/hydrogène, stockage, injection dans le réseau. En outre, des normes techniques spécifiques devront être élaborées en ce qui concerne les technologies de production d'hydrogène et autres équipements comme base de calcul de l'efficacité et des indicateurs clés de performance (KPI), ainsi que toutes les émissions et les catégories d'impact attribuables à l'amont, aux fins de la certification de l'origine de l'hydrogène vert.

¹⁰ L'accord sur les redevances entre l'Etat et le producteur pourrait prévoir une rémunération mixte :

- Une partie minimale en nature c'est-à-dire une partie de la quantité d'hydrogène produite ;
- Une partie en numéraire.

Une programmation annuelle pourrait être arrêtée entre l'Etat tunisien et le producteur afin de fixer les quantités à prélever en nature et la redevance à payer en cash.

La redevance annuelle pourrait varier entre 6,75% et 7,25% des quantités d'hydrogène produites.

¹¹ Le système de GOs doit être élaboré en conformité avec le système européen afin de faciliter les échanges internationaux. A ce propos, la RED II prévoit l'extension aux gaz renouvelables (y compris l'hydrogène) du système de GOs actuellement en place pour les énergies renouvelables électriques.



Toutefois, le processus décisionnel menant à l'autorisation d'investissement devrait être régi dans le cadre d'un décret ministériel afin de rationaliser et d'accélérer les étapes.

Étapes à suivre pour les nouveaux projets dans le cadre du processus d'autorisation :

Jour 0 : soumission par le développeur du projet, via un portail en ligne dédié, de la demande au MIME et à la STEG (pour les projets connectés au réseau) indiquant les caractéristiques technico-économiques du projet (*inter alia* : la puissance de l'installation, l'emplacement des électrolyseurs, et les documents justificatifs des droits fonciers), qui devront être en ligne avec un cahier des charges publié sur le site web du MIME) ;

10^{ème} Jour : préparation du devis de connexion de la part de la STEG et acceptation de ce devis par le développeur du projet (pour les projets connectés au réseau) ;

10^{ème}-40^{ème} Jour : déroulement de la procédure d'évaluation de l'impact sur l'environnement du projet ;

40^{ème}-60^{ème} Jour : délivrance de l'autorisation (« concession ») par décret du MIME (après consultation de toutes les administrations concernées) et signature du contrat de connexion au réseau (pour les projets connectés au réseau) ;

Jour 61 : début des travaux.

Action 2 : Création par décret d'un comité de l'hydrogène vert (task force) au sein du MIME, composé de divers experts nationaux et internationaux (techniques, économiques, financiers et juridiques), pour soutenir le processus de mise en œuvre de la stratégie.

L'idéal serait de créer deux sous-comités, l'un pour le marché intérieur et l'autre pour les exportations, avec une direction commune pour coordonner leurs actions respectives.

Le chef de file des actions 1 et 2 susmentionnées sera le MIME, et les entités suivantes seront également impliquées : la TIA (Tunisian Investment Authority), l'Agence de Promotion de l'Industrie et de l'Innovation (APII), STEG, SOTUGAT, le Ministère de l'Economie, les organismes de certification, le Ministère en charge de l'Agriculture, l'Agence de Protection et d'Aménagement du Littoral (APAL), les communautés locales afin d'évaluer l'impact sur le territoire du point de vue social et environnemental.

5.3 La liaison entre centres de production et centres de demande d'H₂

Tenant compte du scénario proposé pour le mix des technologies d'ER et en prenant en considération les objectifs de la production d'hydrogène vert aux différents horizons, la capacité d'ER totale à installer s'élève à environ 100 GW en 2050, répartie entre le marché local et le marché d'export comme indiqué dans le tableau suivant :

Tableau 9 : Capacité de production ER pour la production de l'H₂V(GW)

	2030	2035	2040	2045	2050
Marché local	0,3	2,0	6,4	13,6	22,7
Export	4,7	14,4	21,9	40,7	76,0
Total	5,1	16,4	28,4	54,3	98,7

Pour des raisons d'optimisation économique et compte tenu de l'incapacité du réseau électrique national (réseau STEG) à transporter l'électricité nécessaire pour la production de l'H₂V, l'approche proposée pour la répartition spatiale des centres de production d'H₂ consiste à les implémenter au niveau des sites de production d'ER, disposant des bonnes conditions pour produire l'hydrogène vert avec le LCOH le moins élevé.

La sélection des zones pouvant être des sites potentiels pour la production d'H₂ à partir du solaire PV et de l'éolien onshore est basée sur plusieurs données et critères, dont notamment :

- Les cartographies du coût global actualisé de l'hydrogène vert produit à partir des différentes technologies d'ER (réalisées dans le cadre de la Feuille de Route) ;
- La disponibilité des infrastructures nécessaires (gazoducs et routes), particulièrement pour les centres de production à mettre en place à court et moyen termes (avant 2035) ;
- La proximité des sites par rapport au gazoduc existant « Nawara » pour les projets H₂ à réaliser avant 2035 ;
- La proximité des sites par rapport aux réseaux projetés de transport d'H₂ et de transport de l'eau (distance maximale de 80 km) pour les centres de production à implémenter durant la période 2035-2050 ;
- La disposition des sites à abriter des centrales d'ER de grandes puissances permettant d'approvisionner des unités d'électrolyse de grandes capacités pour des raisons de compétitivité des coûts (puissances ER généralement supérieures à 2 000 MW) ;
- L'absence de contraintes : vocation agricole des terrains, zones de réserve ou d'interdiction.

De plus, les résultats de l'étude IRENA¹² élaborée en 2023 et ayant identifié une centaine de sites éoliens et PV avec les conditions les plus favorables en Tunisie ont été utilisés pour croiser les données et confirmer les localisations des sites.

Tenant compte de tous les facteurs ci-dessus présentés, 39 sites pouvant être des centres potentiels de production d'H₂V ont été identifiés, dont 23 à partir du solaire PV et 16 par l'éolien onshore. Les emplacements de ces sites ainsi que leurs capacités de production d'ER sont détaillés en annexe.

La planification de la mise en place de ces sites pourrait se résumer comme suit :

- D'ici 2030, les centres de production seront situés dans la partie sud du gouvernorat de Gabès à une distance maximale de 25 km par rapport au gazoduc de Nawara (24"), dont 75% de la capacité est libre et pourrait être utilisée, à titre temporaire, pour injecter l'H₂ de ces centres par blending. L'alimentation en eau de ces centres sera assurée à travers le premier tronçon du pipeline principal de transfert d'eau dédié aux projets d'hydrogène qui devrait être mis en place et qui serait étendu par la suite vers le sud pour alimenter les futurs centres de production d'H₂ ;

¹² IRENA (2023), Planning and prospects for renewable power: North Africa, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.

- Durant la période 2030-2035, 5 nouveaux centres de production seront mis en place principalement dans le gouvernorat de Gabès et au Sud-Est du gouvernorat de Kébili. Durant cette même période il sera nécessaire de :
 - Construire la première partie du pipeline spécifique au transport de l'hydrogène reliant tous les centres de production. Pour optimiser les délais, ce pipeline pourrait être réalisé en utilisant l'emprise du gazoduc Nawara ;
 - Faire une extension d'environ 40 km du pipeline de transfert d'eau pour permettre l'alimentation des électrolyseurs au niveau du gouvernorat de Kébili.
- La période 2035-2040 sera marquée par le développement de 4 unités de production d'H₂ au niveau des gouvernorats de Médenine et Tataouine, ainsi que l'extension des pipelines d'H₂ et d'eau afin de permettre l'alimentation de ces unités en eau et l'injection de leur production d'hydrogène ;
- La décennie 2040-2050 sera caractérisée par un développement à grande échelle de la production d'H₂, avec la mise en place de 17 centres fonctionnant au solaire PV et 10 centres par l'éolien. La quasi-totalité de ces unités sera implantée dans le gouvernorat de Tataouine. Le développement de la production dans ces zones nécessitera le dédoublement de la longueur du pipeline de transfert d'eau et de celui du transport d'H₂ ainsi que le renforcement de leurs capacités.

Pour les sites de production de l'H₂ à partir de l'éolien offshore qui seront mis en place durant la période 2040-2050, la proposition consiste à réaliser ces centres sur des plateformes flottantes connectées aux parcs éoliens offshore. Ces sites doivent disposer des facteurs de charge les plus élevés, afin d'avoir le LCOH le plus bas, tout en étant proches du pipeline exportant l'H₂ vers l'Europe. Le tableau suivant présente le facteur de charge moyen considéré ainsi que le LCOH qui en résulte.

Tableau 10 : Facteur de charge moyen pondéré et LCOH

	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Facteur de charge moyen	21,2%	33,1%	35,1%	36,0%	36,9%	37,8%
LCOH selon le mix ER considéré (€/kg H ₂)	4,74	2,81	2,26	1,95	1,67	1,42

Tenant compte de ces facteurs, les sites les mieux indiqués pour l'implémentation de ces centres offshore de production d'H₂ se situent au niveau de la zone maritime du nord du Cap Bon.

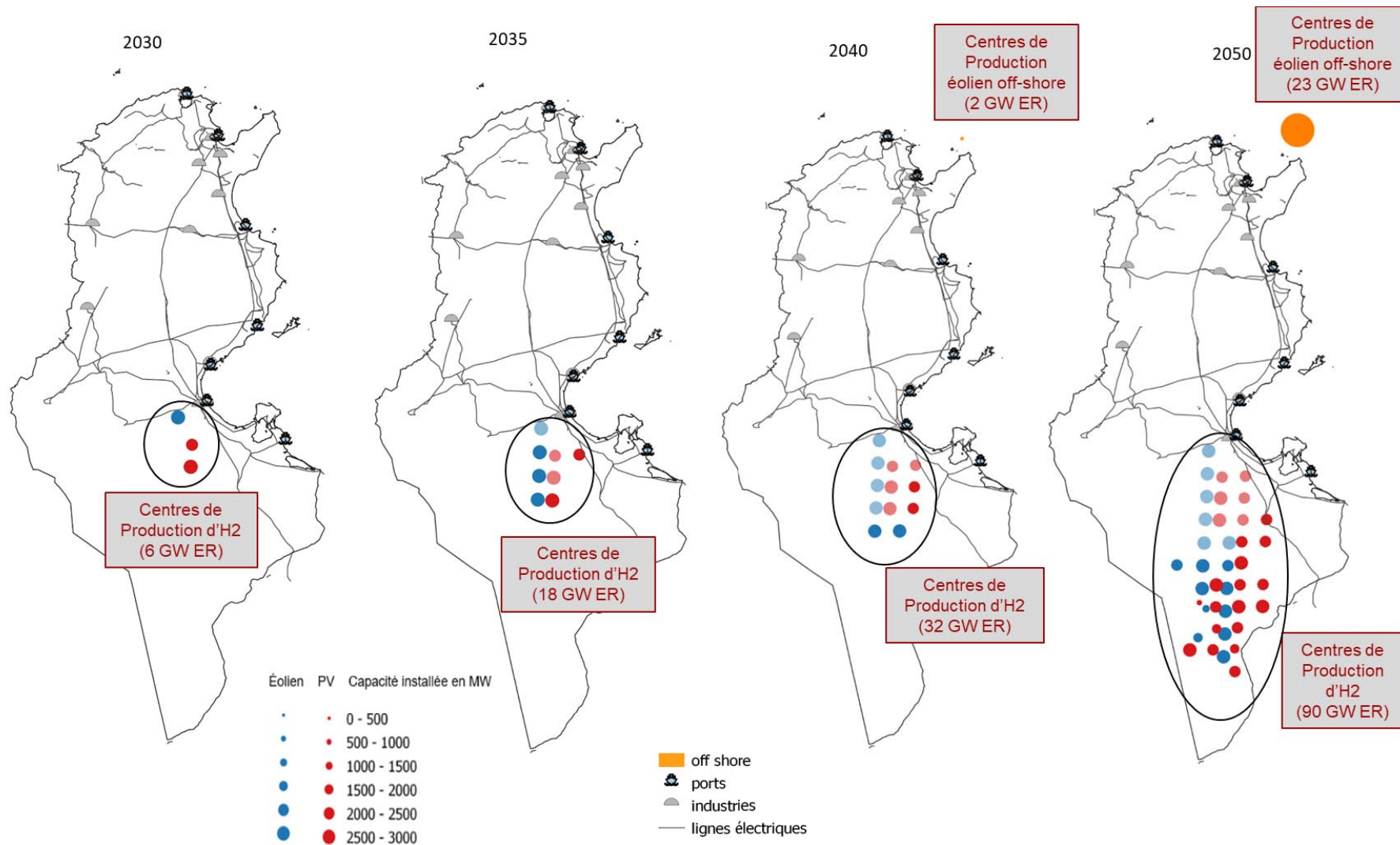


Figure 9 : Développement de la production d'H₂V jusqu'à 2050

PROJET PILOTE À GABÈS

La FdR propose le développement d'un premier projet commercial en Tunisie pour la production de l'ammoniac vert entre 2025 - 2030. Le site potentiel identifié se situe à Akarit, au Nord du gouvernorat de Gabès (Délégation de Métouia). Par rapport aux autres régions analysées, ce site se distingue par son emplacement à proximité des principales infrastructures routières (route nationale GP1 et autoroute A1) et portuaires (à 30 km du port de Gabès et 25km de Skhira), du réseau gaz (Gazoduc HP Ø 20") et des lignes électriques (225 kV et 150 kV). Ce site se situe juste à côté de la mer et dispose d'une superficie d'environ 550 ha. A priori, ce site ne présente pas de contraintes particulières (activité agricole, zone d'interdiction ou de protection) pouvant empêcher son exploitation pour l'implantation du projet, mais sa situation foncière reste à vérifier.

Tous ces facteurs sont favorables pour la mise en place au niveau de ce site d'un projet intégré regroupant toutes les composantes nécessaires pour la production de l'ammoniac vert : centrale solaire PV, système de dessalement de l'eau de mer, électrolyseur et unité de production d'ammoniac. Le site permet l'installation d'une centrale solaire PV d'une capacité de 200 MW permettant une production électrique annuelle de 350 GWh. La capacité de production annuelle d'H₂V par ce site s'élève à 7000 tonnes, ce qui permettrait la production d'environ 32 000 tonnes/an d'ammoniac vert.

L'alimentation en continue de l'unité de production de l'ammoniac sera assurée grâce à l'échange des surplus de production de la centrale PV pendant les périodes à fort ensoleillement, contre l'électricité fournie par le réseau de la STEG (wheeling) pendant les périodes diurnes et à faible production solaire. Cet échange, garantissant l'aspect « vert » de l'ammoniac produit, est facilité par la proximité du réseau électrique par rapport au site (environ 1,5 km).



Figure 10 : Localisation du site pour la production de l'ammoniac

(Latitude : 34.128223°; Longitude: 10.005478°)

5.4 La stratégie du marché d'export

Ce chapitre présente les principales actions pour le déroulement du marché de l'export en termes de cadre réglementaire et institutionnel et au niveau infrastructurel.

5.4.1 Cadre réglementaire et institutionnel

Comme souligné précédemment, le cadre réglementaire et institutionnel est un point clé de la stratégie, car il permet de créer un environnement propice pour le développement du secteur H₂V/PtX et représente lui-même un moyen de soutien et de réduction des risques commerciaux. Une série d'actions ont été identifiées pour structurer ce cadre dans le court-terme, à l'horizon de 2025, tant pour le marché de l'exportation que pour le marché local.

Action 1 : Création par décret d'un sous-comité de l'hydrogène au sein du MIME/ gouvernement, composé de divers experts nationaux et internationaux (techniques, économiques, financiers et juridiques), avec un mandat de mise en œuvre de la stratégie du marché d'export (cette action est en commun avec le marché local, voire 4.5.1).

Ce comité devra idéalement maintenir un canal de communication permanent avec l'Union Européenne afin de faciliter l'exportation dès que le marché sera suffisamment mûr.

Pour les exportations vers l'UE, des tables rondes devront être organisées entre la Tunisie, l'UE, les transporteurs TTPC/TMPC et les acteurs qui détiennent des capacités de transport sur la base de contrats de réservation pluriannuels.

L'utilisation de gazoducs internationaux pour le transport de l'hydrogène impliquera nécessairement une réévaluation des accords de transport et d'achat de gaz existants, notamment avec l'Algérie en cas d'utilisation du Transmed.

Du point de vue technique, la norme internationale reconnue (ASME B31.12)^[13] définit les critères de compatibilité des pipelines en acier nouveaux et existants pour le transport de l'hydrogène.

5.4.2 L'infrastructure de transport de l'H₂ vert et ses dérivés

L'objet de cette section est de présenter les grandes lignes des infrastructures de transport de l'hydrogène et ses dérivés à mettre en place dans le cadre de la Feuille de Route, notamment pour l'export.

L'export des dérivés de l'H₂

La Feuille de Route prévoit la production et la commercialisation de trois produits dérivés de l'H₂ vert en Tunisie : l'ammoniac, le méthanol et les carburants synthétiques.

Sur ces trois produits, l'ammoniac est le produit le plus propice à un développement prioritaire en Tunisie. En effet, le pays dispose d'un savoir de longue date en ce qui concerne la manipulation de l'ammoniac grâce à l'expérience acquise par le Groupe Chimique Tunisien qui stocke et utilise d'importantes quantités d'ammoniac importées pour la production des engrais chimiques destinés à la fois au marché local et à celui de l'export.

L'ammoniac pour l'industrie chimique locale et l'export :

¹³ <https://www.asme.org/codes-standards/find-codes-standards/b31-12-hydrogen-piping-pipelines>



Il a été recommandé dans la Feuille de Route que l'ammoniac destiné à l'export soit produit autour du **port de Zarzis** dans le Sud-Est tunisien, avec l'idée de promouvoir ce dernier comme une vallée de l'hydrogène spécialisée dans la production et l'export d'ammoniac. Le port de Zarzis dispose en effet d'une superficie disponible de 134 hectares et peut abriter des installations de production d'ammoniac vert destiné à être exporté à partir de lui. L'exportation commencerait en 2035 avec une quantité de 134 kt qui augmenterait progressivement pour atteindre 600 kt d'ammoniac en 2050.

Le port de Gabès, avec une superficie disponible plus faible d'environ 4,5 hectares, peut être destiné plutôt à la fabrication d'ammoniac vert destiné à la consommation locale par le Groupe Chimique Tunisien (capacité maximale de 400 kt par an) pour la production d'engrais. Cela n'exclut pas d'utiliser le port pour l'export des quantités non consommées localement, ce qui permettrait une flexibilité dans la production locale d'ammoniac.

Au port de Gabès, une jetée est principalement dédiée à la réception par bateau de l'ammoniac, dont les principaux fournisseurs sont la Russie et l'Espagne. L'ammoniac réceptionné est acheminé par un pipeline de 150 mm de diamètre vers l'usine du Groupe Chimique Tunisien (GCT) pour être stocké. Le port de Gabès dispose de trois réservoirs d'ammoniac : 2x12 500 m³ et 1x 25 000 m³. L'utilisation de ces réservoirs dépend de l'activité de l'usine qui a été très irrégulière au cours des dernières années, oscillant entre 150 et 250 kt. La production locale, d'une capacité de 400 kt, nécessiterait au moins un doublement des capacités actuelles de stockage d'ammoniac.

Pour le Port de Zarzis, une infrastructure de stockage tampon de l'ammoniac et les jetées nécessaires pour le chargement des navires transportant de l'ammoniac devront être mises en place.

Le soutage des navires internationaux :

La Tunisie vise à capter une part du trafic maritime international pour le soutage des navires fonctionnant à l'ammoniac ou au méthanol combustibles. **Le port de Bizerte** est à la fois bien équipé et bien situé pour pouvoir capter une partie du trafic maritime passant par le canal de Sicile avec l'objectif de fournir 183 kt d'ammoniac dès 2040 et 62 kt de méthanol dès 2035. Il est prévu que ces quantités atteignent respectivement 596 kt et 290 kt en 2050. La production d'ammoniac et de méthanol pourrait venir **du port de Zarzis par camions ou par cabotage**.

Exportation de carburants synthétiques :

L'exportation de carburants synthétiques commencerait, dans le meilleur des cas, en 2040 avec une petite quantité estimée à une cinquantaine de kt par an et évoluerait à 125 kt en 2050. Ces quantités peuvent être produites autour des ports de Skhira et Zarzis et exportées à partir de ces derniers. Le CO₂ peut être collecté auprès des différentes sources biogéniques et non biogéniques (cimenteries notamment) et transporté vers les sites de production de carburants synthétiques.

5.4.3 Le transport de l'hydrogène par pipelines : le backbone tunisien de l'H₂ vert

Les options de transport par pipelines

L'export de l'hydrogène vert vers l'Europe est l'axe majeur de la stratégie tunisienne. La Tunisie compte exporter dès 2030 une quantité annuelle équivalente à 300 kt d'hydrogène et qui atteindraient environ 1000 kt en 2035, puis 6000 kt en 2050.

Sur le marché local, la logistique de l'H₂V devrait permettre de :

- Substituer graduellement le gaz naturel utilisé dans les usages thermiques, voire en partie dans la production d'électricité pour permettre une forte pénétration des ER. Cela se fera au début par blending puis par transformation graduelle des réseaux de gaz naturel existants en réseau H₂ ;
- Fournir l'hydrogène nécessaire aux unités de fabrication des produits dérivés destinés au marché local et à l'export.

Le tableau suivant rappelle l'évolution des quantités (kt) d'H₂ transportées par pipelines que ce soit pour l'export où la consommation locale.

Tableau 11 : Evolution des quantités (kt) d'H₂ transportées par pipelines selon le produit final consommé

	2030	2035	2040	2045	2050
Ammoniac	22	72.5	127	232	347
Méthanol	-	25.5	64	108	197
Hydrogène	300	1 045	1 802	3 716	7 327
Carburants synthétiques	-	-	119	240	403
Quantités d'hydrogène vert en kt	322	1 143	2 112	4 296	8 274

L'idée est de mettre en place progressivement un gazoduc constituant le « Backbone Hydrogène Tunisien » qui :

- Collecte et transporte l'H₂ vert produit par les différents projets dans le pays ;
- Alimente, en même temps, par des piquages, les besoins locaux en hydrogène que ce soit pour l'usage direct ou pour la fabrication des produits dérivés destinés à l'export ou la consommation locale ;
- Permettra l'optimisation du système de transport et stockage de l'H₂V au niveau national.

À court et moyen terme, la transformation du gazoduc Transmed (TTPC et TMPC) en gazoduc totalement dédié à l'hydrogène vert ne semble pas une option envisageable, notamment avec l'augmentation des exportations de gaz naturel par l'Algérie à l'Italie, suite aux derniers accords entre les deux pays. À plus long terme, au-delà de 2050, lorsque l'hydrogène remplacera le gaz naturel, le potentiel d'exportation d'hydrogène grâce à la réaffectation de Transmed pourra augmenter jusqu'à 71,0 milliards m³/an (6,3 millions t/an).

Ainsi, un nouveau gazoduc dédié serait nécessaire pour assurer la collecte de l'H₂V produit dans le sud de la Tunisie et son acheminement vers le nord du pays et ensuite vers l'Italie, tout en assurant l'alimentation en partie du marché local à travers un réseau local dédié de distribution d'H₂ vert à construire progressivement. Dans un premier temps ce réseau

alimentera les gros consommateurs industriels et les zones d'activités importantes, comme les zones industrielles et touristiques.

Trois options de routing sont possibles pour la mise en place du nouveau gazoduc hydrogène, comme le montre le schéma suivant :

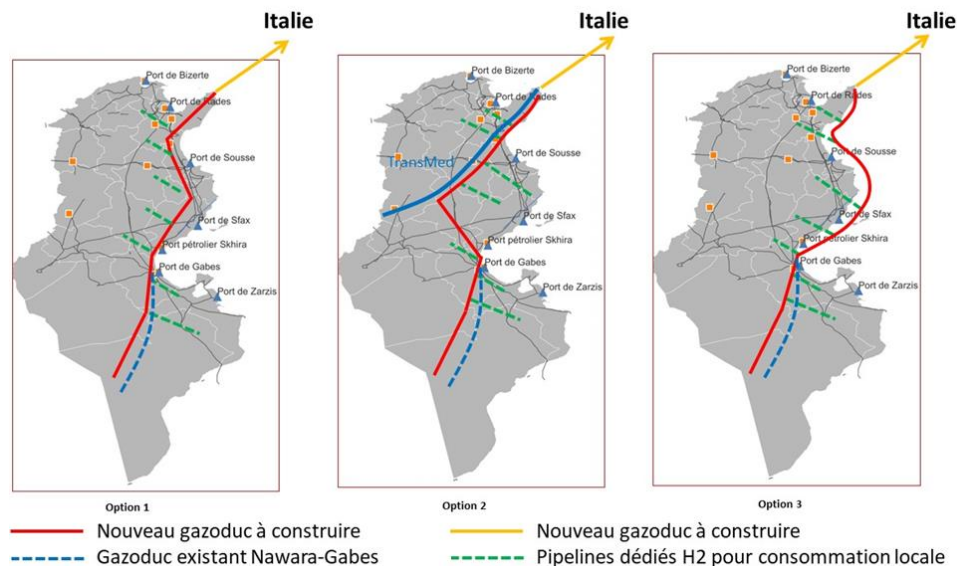


Figure 11 : Options de routing pour le backbone tunisien

L'option 1 consiste à construire un nouveau gazoduc onshore allant de Gabès jusqu'au point d'entrée en mer de TRANSMED. Afin d'éviter les problèmes d'expropriation, et notamment l'effet de retard du projet, ce nouveau gazoduc onshore pourra être intégré dans l'emprise de l'autoroute Tunis-Gabès, si cela est possible ;

L'option 2 consiste à construire un nouveau pipeline de Gabès à Haouaria s'insérant dans l'emprise du gazoduc existant de Transmed. Cette solution rapproche le réseau H₂ de plusieurs utilisateurs potentiels, en plus de la réduction des coûts financiers et des retards éventuels dus à l'expropriation. Toutefois, la disponibilité de l'emprise de Transmed reste à confirmer ;

L'option 3 consiste à construire un gazoduc en mer avec un routing « near-shore » de Gabès jusqu'à Haouaria pour rejoindre TRANSMED à son point d'entrée en mer.

Pour les trois options, il faudra prendre en compte les considérations suivantes :

- Le pipeline de Nawara – Gabès, qui dispose actuellement d'une capacité non utilisée d'environ 75%, serait utilisé dans un premier temps pour couvrir les besoins en transport d'H₂ des zones de production dans le Sud jusqu'à Gabès, et ce jusqu'à environ 2033 ;
- Cela se fera par blending après avoir mis à niveau le pipeline. Pour cela, une unité de séparation de l'H₂ du GN devrait être prévue à Gabès pour extraire l'H₂ avant son injection au gazoduc dédié Gabès-Haouaria. Au-delà de 2033, des capacités additionnelles de transport par gazoduc doivent être construites pour acheminer les productions attendues d'H₂ dans le Sud vers Gabès. Pour ce faire, il serait utile de s'insérer dans des emprises existantes ;
- Des piquages auront lieu sur le gazoduc principal construit entre Gabès et Haouaria pour alimenter le nouveau réseau dédié d'H₂ pour la consommation locale.

- Comme déjà indiqué précédemment, un gazoduc offshore devra être construit entre la Tunisie et l'Italie au même titre que le gazoduc de gaz naturel existant pour exporter l'H₂ de Haouaria vers l'Europe via l'Italie.

Estimation du coût d'investissement

Le tableau suivant présente les infrastructures à mettre en place pour le backbone d'H₂ tunisien. Celui-ci n'intègre pas les ramifications du réseau à construire pour la distribution de l'H₂ destiné à la consommation locale.

Tableau 12 : Infrastructures nécessaires pour la construction de l'H₂ backbone tunisienne

	Pipeline onshore 2 x 48" (km)	Pipeline offshore 2 x 48" (km)	Nombre de stations de compression terrestre (250 à 300 MW)	Nombre de stations de compression offshore (500 à 600 MW)
Option 1	610	155	4	1
Option 2	540	155	4	1
Option 3	150	450	1	3

Les coûts d'investissement unitaires issus de la littérature internationale se présentent comme suit :

Tableau 13 : Description des coûts d'investissement

Gazoduc/station de compression	Estimation de coût	Moyenne
Gazoduc terrestre (48")	2,8 - 3,4 M€/km	3,1 M€/km
Stations de compression terrestres	3,4 M€/MW	3,4 M€/MW
Gazoduc offshore (48")	4,8 - 5,8 M€/km	5,3 M€/km
Station de compression offshore	3,4 M€/MW	3,4 M€/MW

Source: A European Hydrogen infrastructure: vision covering 28 countries, EHB, April 2022.

Sur cette base, le coût d'investissement pour la mise en place du nouveau gazoduc, avec ses deux parties onshore et offshore, se situe entre 9,6 milliards EUR et 13,4 milliards EUR selon les options, comme le montre le tableau suivant:

Tableau 14 : Variabilité des coûts d'investissement (million USD 2022)¹⁴

	Minimum	Maximum	Moyenne
Option 1	10 004	12 066	11 035
Option 2	9 612	11 590	10 601
Option 3	11 110	13 380	12 245

Feuille de Route des investissements dans l'infrastructure de transport

La préparation de l'infrastructure de transport est très liée au plan de production de l'H₂ vert et ses dérivés, qui se présente comme suit :

	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40	41	42	43	44	45	46	47	48	49	50
Plan de production et export																											
Ammoniac vert (kt ammoniac)							100					334					583					1067					1596
Local							100					200					200					400					400
Export												134					200					300					600
Soutage international																	183					367					596
Méthanol vert (kt méthanol)												108					272					461					840
Local												46					147					295					549
Soutage international												62					125					166					291
Carburants synthétiques (kt carburants synthétiques)																	325					653					1096
Local																	269					556					971
Export																	56					97					125
Hydrogène vert (kt Hydrogène)							322					1143					2112					4297					8274
Production produit dérivés							22					98					310					581					947
Consommation locale finale												85					302					716					1327
Export H2 vert							300					960					1500					3000					6000

Figure 12 : Plan de production et export

Sur cette base, le planning suivant présente de manière estimative l'échéancier de réalisation des travaux pour la mise en place de l'infrastructure nécessaire relative au stockage et au transport de l'H₂ vert et ses dérivés.

	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40	41	42	43	44	45	46	47	48	49	50	
Mise à niveau port de Gabès																												
Augmentation de la capacité de stockage ammoniac																												
Renforcement de la jetée pour export ammoniac																												
Mise à niveau port de Zarzis																												
Construction infrastructure de stockage et export ammoniac																												
Construction infrastructure de stockage et export méthanol																												
Mise à niveau port de Skhira																												
Renforcement infrastructure stockage et chargement CS																												
Mise à niveau port de Bizerte																												
Construction capacité de stockage et soutage ammoniac																												
Construction capacité de stockage et soutage méthanol																												
Mise à niveau du pipe Nawara - Gabès																												
Construction de gazoducs // à Nawara - Gabès (48")																												
Construction du gazoduc Gabès-Haouaria																												
Construction du gazoduc offshore Haouaria-Mazara Del Vallo																												
Réseau national d'Hydrogène vert																												
Mise à niveau des réseaux existants GN																												
Réaffectation réseau GN / construction réseaux propres H2																												

Figure 13 : Echéancier de réalisation des travaux pour l'infrastructure H₂ (2024-2050)

¹⁴ Les prix sont des prix actuels (été 2023) et à prix constant. Il n'y aura pas d'améliorations de la courbe d'apprentissage (learning curve) sur les pipelines car la technologie et le marché seraient stabilisés depuis longtemps.

5.5 La stratégie du marché local

La stratégie du marché local gravite autour du secteur de l'ammoniac comme pionnier de développement et identifie la zone sud autour de Gabès pour l'installation d'une première usine de fabrication de l'ammoniac vert.

Le concept de "H₂ valley" est à la base de cette stratégie. Une vallée de l'hydrogène est en fait un écosystème où la production et la demande d'H₂V/dérivés sont concentrées et constitue donc un multiplicateur d'opportunités de business et de projets puisque cette vallée englobe toute la chaîne de valeur de l'H₂ pour une utilisation locale et potentiellement même pour l'export (en cas de proximité d'un port par exemple). Ces vallées de l'H₂ seront placées dans des Zones Economiques Spéciales (ZES) existantes (ou à créer) pour profiter des conditions économiques favorables et spécifiques pour le déclenchement du secteur. Si elles sont situées au long des corridors de transport, les vallées de l'hydrogène peuvent tirer parti de la coopération internationale. Enfin, une liste de projets stratégiques à forte valeur ajoutée à l'échelle nationale (SIP) sera préparée à travers une consultation des parties prenantes. Ces projets, idéalement placés dans les vallées de l'hydrogène, profiteront de conditions économiques et fiscales favorables pour faciliter leurs implémentations. Le projet de Gabès étant le premier, d'autres opportunités sont décrites dans les paragraphes 4.4.2.

5.5.1 Cadre réglementaire et institutionnel

Action 1 : Cette action est en commun avec le marché de l'export (voire 4.4.1).

Création par décret d'un sous-comité de l'hydrogène au sein du MIM/gouvernement, composé de divers experts nationaux et internationaux (techniques, économiques, financiers et juridiques), qui peut soutenir le développement de la stratégie du marché local.

Action 2 : Définition de Zones Economiques Spéciales (ZES) consacrées à la production et demande d'H₂/PtX.

Le cadre réglementaire devra prévoir une phase préliminaire, d'une durée d'environ une année, afin de permettre le lancement du secteur qui envisagera la structuration de pôles industriels dans lesquels les entreprises existantes ou nouvellement établies pourront bénéficier d'allègements fiscaux et de simplifications administratives.

Ces structures (ZES) créent des conditions favorables aux instruments de financement privés et pourraient également être retenues à un stade ultérieur du développement du marché pour des catégories de projets particulières.

Action 3 : Prévisions spécifiques applicables aux projets pour autoconsommation hors du réseau.

En relation avec les ZES susmentionnées, le développement pourra être plus rapide pour les projets donnant lieu à une autoconsommation hors du réseau, car il s'agit là, même dans la réglementation existante, d'une activité libre qui n'est pas régie par des prévisions spécifiques.

Toutefois, les projets non connectés au réseau national de transport de l'électricité impliquent la mise en place d'une ligne de transport d'électricité privée et, pour cela, la réglementation devrait reconnaître certains mécanismes juridiques liés au droit de passage, des servitudes et à l'utilisation du foncier appartenant à l'état pour faciliter la mise en place de tels projets.



Action 4 : Création d'une agence foncière dédiée pour les projets d'énergies renouvelables.

Cette agence aura le statut d'un organisme public doté de la personnalité morale et d'une autonomie financière. Elle sera principalement chargée de :

- La gestion du patrimoine foncier dédié aux énergies renouvelables ;
- La mise à disposition ou location des terrains au profit des investisseurs ;
- La régularisation de la situation des terrains dédiés aux projets.

Le MIME et le Ministère des domaines de l'Etat et des affaires foncières seront impliqués.

Action 5 : Identification des zones appropriées pour le placement des électrolyseurs.

L'utilisation de l'eau de mer pour effectuer des opérations de dessalement ainsi que l'occupation du domaine public maritime pour l'installation des équipements adéquats pour le projet implique une structure juridique soit de concession, soit d'occupation temporaire.

A ce propos, dans le contexte du processus d'autorisation, la collaboration des administrations suivantes sera nécessaire :

- Le ministère de l'Agriculture et des Ressources Hydrauliques et de la Pêche ;
- L'Agence de Protection et d'Aménagement du Littoral (APAL).

Action 6 : Modifications du Décret n°64-10 du 17 Janvier 1964, portant approbation du cahier des charges relatif à la fourniture du gaz sur l'ensemble du territoire de la République, tel que modifié par le Décret n° 69-303 du 28 Août 1969.

Le cahier des charges sus indiqué doit reconnaître la possibilité d'injecter l'hydrogène au niveau du réseau national de transport de gaz. Le MIME et la STEG seront impliqués.

Action 7 : Modifications du décret-loi de création de la STEG.

Le décret-loi doit être actualisé pour reconnaître l'activité de transport de l'hydrogène à travers le réseau national de transport du gaz soit directement pour le compte de la STEG soit pour le compte de tierces personnes. Le MIME, le parlement et la STEG seront impliqués.

Action 8 : Développement de projets wind-to-hydrogen offshore.

L'intégration de l'hydrogène dans un parc éolien permet de contribuer à résoudre les problèmes d'intermittence du vent et d'adapter la production en fonction de la disponibilité des ressources, des besoins opérationnels et des facteurs de marché.

En particulier, la production offshore wind-to-hydrogen représente le développement le plus intéressant. Bloomberg NEF estime qu'un prix moyen de l'éolienne off-shore pour production d'hydrogène sera d'environ 7 \$/kg en 2025, et atteindra 1 \$/kg d'ici 2050 ¹⁵.

L'hydrogène offshore devrait soutenir la production courante à grande échelle dans trois domaines principaux :

¹⁵ <https://about.bnef.com/blog/offshore-wind-to-hydrogen-sounds-a-starting-gun/>

- Augmenter le nombre de sites éoliens ayant une meilleure qualité, éventuellement en fonctionnant en mode insulaire, où les turbines sont indépendantes de la connexion au réseau ;
- Maximiser la quantité d'énergie éolienne convertie en hydrogène en réduisant les pertes de transmission ;
- Réduire les coûts grâce à la modularisation et à la montée en puissance.

Pour réaliser les projets wind-to-hydrogen offshore plusieurs solutions structurelles sont possibles :

- a. Eolien offshore + électrolyseur onshore ;
- b. Eolien offshore + électrolyseur offshore sur une plateforme centrale ;
- c. Éolien offshore + électrolyseur offshore intégré à chaque turbine éolienne.

Dans ce contexte il faudra considérer que l'implantation d'un projet éolien dans les zones territoriales maritimes nécessite une convention avec l'Etat tunisien.

Cette convention fixera les lieux d'implantation des éoliennes offshore, les caractéristiques techniques des équipements, la technologie utilisée, etc.

Une étude de faisabilité et une étude d'impact environnemental seront nécessaires pour la mise en place du projet et l'obtention de l'accord de l'Agence de protection et d'aménagement du littoral (APAL) pour l'exploitation du littoral.

5.5.2 R&D et développement de compétences

Recherche & Développement

Il est recommandé de développer un programme national de R&D sur l'H₂V pour soutenir/financer les programmes de développement technologique dans les universités, les centres de recherche et le secteur privé. Les axes de ce programme national de R&D devraient être en phase avec les activités prévues dans la FdR et les chaînes de valeurs correspondantes. Ainsi, le programme pourrait couvrir les axes suivants (liste non exhaustive):

- L'hybridation des technologies renouvelables et optimisation de la production électrique pour l'alimentation des électrolyseurs ;
- Les technologies de dessalement d'eau de mer ;
- Les technologies d'électrolyse de l'eau ;
- Les processus chimiques de production des dérivés de l'hydrogène vert ;
- Les usages de l'hydrogène dans le transport et les autres secteurs annexes et connexes.

De ce fait, il est fortement recommandé de mettre en place une forte unité intégrée de R&D au sein de la technopole de Gabès qui travaillera en étroite collaboration avec les industriels de la zone (notamment le GCT) et les établissements universitaires de l'université de Gabès. Dans ce cadre, il est aussi recommandé de mettre en place une plateforme technologique de R&D et de test des technologies liées à l'hydrogène vert, à l'instar de celle de Ben Guerir au Maroc.

Afin de rester ouvert à l'innovation technologique, il est important de mettre en place des coopérations internationales en matière de R&D. A titre d'exemple, le Clean Hydrogen Partnership a récemment étendu la participation aux pays africains dans son programme R&D

ciblé sur l'H₂. Un exemple intéressant est le projet JUST GREEN AFRH2ICA¹⁶ (février 2023 - janvier 2025) qui a reçu un financement du programme de recherche et d'innovation Horizon Europe de l'Union Européenne avec l'appui du Clean Hydrogen Partnership et de ses membres, Hydrogen Europe et Hydrogen Europe Research. De plus, la vallée de l'hydrogène prévue dans la stratégie nationale donnera la possibilité de participer à la *Mission Innovation Hydrogen Valley Platform*¹⁷, la plateforme internationale qui rassemble les vallées de l'hydrogène existantes dans le monde et offre l'opportunité pour des échanges et pour un networking avec d'autres vallées sur la préparation des projets à large échelle. La Tunisie pourrait s'inscrire dans la liste et contribuer aux travaux.

Formation et renforcement des capacités

L'hydrogène vert est un sujet nouveau en Tunisie, comme dans la plupart des pays en développement. Pour cela, il existe un faible niveau d'information et de sensibilisation, ce qui est compréhensible compte tenu de la phase de développement précoce. Il est donc nécessaire de mener des actions spécifiques pour sensibiliser les spécialistes et les décideurs sur les opportunités et les besoins en H₂V en Tunisie. Il est nécessaire de sensibiliser toutes les parties prenantes liées à l'H₂V en Tunisie, en commençant par l'élaboration des stratégies, des cadres réglementaires et de la législation avant de se consacrer aux aspects techniques pour les industriels et les autres techniciens.

Les actions de renforcement des capacités doivent être multiples et complémentaires, intégrant :

- Ateliers et webinaires d'information et de sensibilisation ;
- Intégration de la thématique hydrogène vert dans les cursus universitaires d'ingénierie, notamment ceux qui enseignent déjà les sciences des énergies renouvelables ;
- Formation professionnelle pour aider à augmenter l'offre de main-d'œuvre qualifiée pour assurer une mise en œuvre efficace des projets d'H₂V et de PtX ;
- Intégration du concept de la transition énergétique juste dans les cours universitaires pertinents à l'H₂V/PtX.

La Tunisie dispose déjà d'une bonne infrastructure universitaire qui offre des formations dans des domaines connexes à la chaîne de valeur de l'H₂V, tels que les ER, le dessalement, la chimie, la mécatronique, etc. Ces établissements peuvent facilement intégrer des programmes d'enseignement pour soutenir la mise en œuvre de la stratégie d'H₂V.

¹⁶ <https://just-green-afrh2ica.eu/>

¹⁷ <https://h2v.eu/>

6 LE FINANCEMENT DE LA FDR

La stratégie financière à mettre en place pour atteindre les objectifs de la Feuille de Route hydrogène de la Tunisie se structure autour de trois axes prioritaires :

1. Le financement et la réduction des risques du marché local de l'ammoniac vert et de l'infrastructure de production et d'exportation ;
2. La signature d'un accord-cadre et d'engagements d'achat avec l'Union Européenne pour sécuriser ces investissements ;
3. La constitution d'une task force mandatée par l'Etat pour mettre en œuvre la Feuille de Route.

Une vision générale est décrite dans la figure ci-dessous.

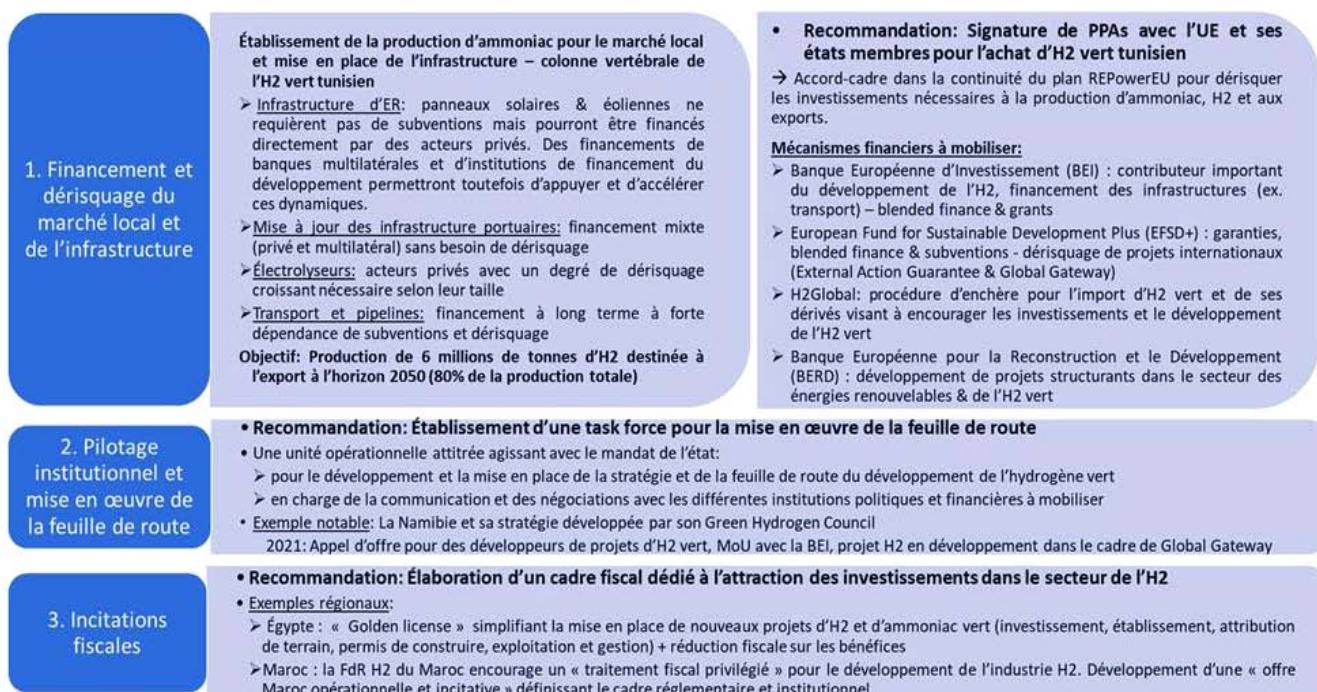


Figure 14 : Sommaire de la stratégie financière.

6.1 Financer et dé-risquer le marché local et l'infrastructure

La stratégie financière se doit d'appuyer non seulement le financement de l'infrastructure nécessaire à la production (ex. électrolyseurs et infrastructures de production d'énergie renouvelable) et au transport de l'H2V par pipelines reliant la Tunisie à l'Europe, mais également le développement préalable du marché local et la production d'ammoniac vert.

Il s'agit ainsi d'assurer le financement et le dé-risquage de la colonne vertébrale infrastructurelle de l'hydrogène tunisien et de son marché local d'ammoniac vert. Ceux-ci s'articuleront autour de trois axes de financement et de réduction des risques :

- **AXE 1** : des financements de la part d'acteurs privés ne nécessitant pas de subventions ou interventions de la part de banques multilatérales ;

- **AXE 2** : un financement mixte avec l'appui de banques multilatérales et éventuellement des subventions pour dé-risquer ces investissements ;
- **AXE 3** : un financement à long terme dépendant fortement des subventions et de la réduction des risques.

Le financement des infrastructures de production d'énergie renouvelable (solaire et éolienne) nécessaires à la production d'hydrogène vert ne requiert pas de subventions mais pourra être apporté directement par des acteurs privés. Ces infrastructures énergétiques faisant partie de la colonne vertébrale de la production d'hydrogène vert tunisien constituent ce premier axe de financement à majorité privée. Des financements de la part de banques multilatérales et d'institutions de financement du développement permettront toutefois d'appuyer et d'accélérer ces dynamiques.

Les électrolyseurs, qui constituent la base de toute la production d'hydrogène vert, vont, quant à eux, reposer sur un financement dépendant des axes de financement et de dé-risquage 1 et 2, puisqu'ils pourront être amortis assez rapidement par la production d'hydrogène. L'incertitude qui existe actuellement autour de cette technologie en développement dont le prix devrait diminuer au fil des années, à mesure que son potentiel se concrétise, diminuera ainsi le degré de dé-risquage requis pour l'investissement dans les électrolyseurs. Ce degré de dé-risquage variera, toutefois, en fonction de la taille des électrolyseurs.

L'infrastructure de transport et notamment la construction de nouveaux pipelines et la mise à jour des pipelines existants pour assurer les exportations d'hydrogène vert vers l'Europe constitueront ce troisième axe de financement à long terme. La modernisation des infrastructures portuaires pourrait, quant à elle, être placée dans les axes de financement 1 et 2.

6.1.1 Accords et engagements d'achat avec l'Union Européenne

En l'absence d'un marché de l'hydrogène européen et international à ce jour, ces investissements visant à assurer des exportations d'hydrogène vert vers l'Europe ont besoin d'être appuyés par la signature d'un accord-cadre avec l'Union Européenne (UE) dans lequel cette dernière s'engage non seulement à l'achat d'hydrogène vert tunisien à travers des PPAs (*Power Purchase Agreements*) par ses états membres, mais également à fournir des garanties de-risquant les investissements nécessaires à la production et au transport d'hydrogène vers l'Europe.

Un tel accord-cadre se placerait dans la continuité du plan REPowerEU, qui propose de compléter les objectifs de production d'hydrogène européens avec l'import de 10 millions de tonnes d'hydrogène vert par an d'ici à 2030. La commission européenne (CE) a ainsi estimé les investissements nécessaires à la chaîne de valeur internationale à hauteur de 500 milliards d'euros afin de permettre ces 10 millions de tonnes d'importations d'hydrogène vert et ses dérivés.¹⁸ Bien que la majorité de ces investissements seraient portés par des acteurs privés, **la Banque européenne d'investissement (BEI), le Fonds européen de développement durable Plus (FEDD+) le mécanisme H₂Global, et la Banque européenne pour la reconstruction et le développement (BERD)** seront des acteurs clés dans cette démarche.

¹⁸ <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/HTML/?uri=COM:2023:156:FIN>



La réduction des risques par le biais du FEDD+ (ou d'autres mécanismes de garantie qui pourront être mobilisés) constitue un élément clé dans la mobilisation des institutions de financement (BEI et BERD). Cet instrument devra être mis à disposition par le biais d'accords politiques entre la Tunisie et l'UE.

6.1.2 Le Fonds européen de développement durable Plus

Le **Fonds européen de développement durable Plus (FEDD+)** fait partie de la structure d'investissement de l'action extérieure de l'UE à travers des garanties, des financements mixtes mobilisant des subventions européennes, et d'autres mécanismes visant à réduire les risques des projets (p.ex. assistance technique pour améliorer la qualité des projets et le développement de réformes appropriées). Le FEDD+ est l'outil de financement central de la stratégie européenne Global Gateway qui vise à réduire le déficit d'investissement au niveau mondial. Global Gateway constitue également le cadre par lequel l'UE soutient les investissements dans l'hydrogène vert afin de favoriser les transitions énergétiques dans les pays partenaires.

Le FEDD+ permet ainsi de de-risquer les investissements, en particulier dans des marchés et environnements incertains, et à lever des ressources financières du secteur privé en partenariat avec la BEI et d'autres institutions financières européennes en faveur d'investissements favorisant le développement durable, notamment dans le domaine des énergies renouvelables. Le cadre d'investissement comprend 53,4 milliards EUR d'External Action Guarantee, avec une capacité de garantie de plus de 130 milliards d'euros pour les opérations menées par le FEDD+. Avec le secteur privé et l'effet de levier, cela pourrait permettre de lever plus de 500 milliards EUR sur la période 2021-2027.¹⁹

Les garanties et subventions du FEDD+ sont obtenues par la soumission de demandes de programmes auprès de la Commission par des institutions financières européennes et internationales. La Commission choisit pour cela des projets qui offrent le meilleur impact sur le développement et qui contribuent le plus aux objectifs de l'UE. Ces prêts et portefeuilles d'investissements peuvent venir en soutien à la fois au secteur public et au secteur privé.²⁰

6.1.3 Mécanismes financiers de l'UE

Du fait de l'importance de l'exportation vers l'Europe, la mise en œuvre de la Feuille de Route nécessite non-seulement un accord-cadre avec l'UE et la signature de PPA pour assurer et dé-risquer les investissements et le développement de la filière hydrogène en Tunisie mais également la mobilisation des institutions et mécanismes financiers européens pour le financement et le dé-risquage des investissements dans les infrastructures, ainsi que l'apport d'un soutien initial au marché local. C'est en particulier le cas pour la Banque Européenne d'Investissement, la Banque Européenne pour la Reconstruction et le Développement (BERD) et H2Global qui sont des forces structurantes de l'action financière externe de l'UE.

¹⁹ https://international-partnerships.ec.europa.eu/funding-and-technical-assistance/funding-instruments/european-fund-sustainable-development-plus-efsd_en

²⁰ https://international-partnerships.ec.europa.eu/funding-and-technical-assistance/funding-instruments/european-fund-sustainable-development-plus-efsd_en

6.1.4 La Banque Européenne d'Investissement

La **Banque Européenne d'Investissement (BEI)** est un contributeur important du développement de la filière hydrogène en Europe, soutenant des projets visant à atteindre les objectifs de productions d'hydrogène de l'UE définis par la Commission Européenne. Sur les 8 dernières années, la BEI a fourni un soutien financier direct de plus de 550 millions d'euros dans les technologies de l'hydrogène, contribuant ainsi à la mobilisation de plus de 1,2 milliards d'euros d'investissements totaux.²¹

Le rôle de la BEI est particulièrement intéressant pour le financement des infrastructures de transport d'hydrogène. En février 2023, la BEI annonçait sa volonté de financer le futur pipeline d'hydrogène vert reliant le Portugal, l'Espagne et la France. Le vice-président de la BEI a notamment rappelé la position de la BEI en matière de financement dans le domaine énergétique. Celle-ci se consacre au transport d'électricité, de gaz bas-carbone, et des formes d'énergie du futur.²²

Dans ce contexte d'intérêt particulier pour l'hydrogène, la BEI s'est récemment associée à l'Union Africaine et l'Alliance Solaire Internationale (International Solar Alliance) pour un rapport de recherche sur « L'extraordinaire potentiel de l'hydrogène vert en Afrique. » Ce rapport dresse une Feuille de Route pour le développement de l'hydrogène vert africain par électrolyse d'eau de mer dessalée et d'énergie solaire s'est concentré sur le potentiel du Maroc, de la Mauritanie et de l'Égypte.²³

Le soutien de la BEI est également envisageable dans le développement des capacités de production d'énergies renouvelables. Au Maroc, la BEI soutient par exemple le projet NOOR Atlas à hauteur de 129 millions EUR. Ce projet de construction de sept centrales solaires photovoltaïques pour une puissance installée totale de 240MW joue un rôle important dans la transition énergétique marocaine et pourrait également être utilisé pour la production d'hydrogène vert.²⁴

6.1.5 La Banque Européenne pour la Reconstruction et le Développement (BERD)

La BERD est très impliquée dans la région MENA, où elle se présente comme un partenaire important des pays dans le développement de projets structurants dans le secteur des énergies renouvelables et de l'hydrogène vert. La BERD pourrait ainsi jouer un rôle important dans le soutien et la structuration initiale du marché local d'ammoniac vert.

En 2022, la BERD a signé en Égypte un MoU avec le ministère de l'électricité et de l'énergie renouvelable et le ministère du pétrole et des ressources minières, afin de soutenir le développement de la stratégie nationale d'hydrogène bas-carbone et d'établir le potentiel et la faisabilité d'une chaîne d'approvisionnement d'hydrogène, ainsi que les changements de

²¹ <https://www.eib.org/fr/press/news/eib-looking-to-invest-in-hydrogen-projects>

²² <https://www.euractiv.com/section/politics/news/european-investment-bank-may-finance-iberian-gas-pipeline/>

²³ <https://www.eib.org/attachments/press/africa-green-hydrogen-flyer.pdf>

²⁴ <https://www.eib.org/en/projects/pipelines/all/20160665>



régulation nécessaires.²⁵ De plus, la BERD a accordé en 2022 un prêt de \$80 millions à « l'Egypt Green » pour le développement du premier complexe d'hydrogène vert du pays, dans la Zone Économique du Canal de Suez, afin de soutenir la construction d'un électrolyseur de 100 MW.²⁶

6.1.6 H2Global

Alors que les accords, les garanties, le financement et les prélèvements doivent être coordonnés entre la Tunisie et l'UE dans son ensemble, des projets privés distincts pourraient utiliser H2Global comme un instrument supplémentaire de facilitation de la montée en puissance du secteur de l'hydrogène.

H2Global est une procédure d'enchère double mise en place par le Gouvernement fédéral allemand pour l'import d'hydrogène vert et de ses dérivés et qui vise à encourager et accélérer les investissements et le développement d'un marché d'offre et de demande d'hydrogène vert et de ses dérivés au niveau européen et mondial.

En décembre 2021, le ministère fédéral des affaires économiques et de l'action climatique a ainsi annoncé mettre 900 millions EUR à disposition de cette plateforme. Le gouvernement fédéral prévoit de mettre 3,5 milliards EUR de plus à disposition de ce mécanisme pour un autre round d'appel d'offres.²⁷ Actuellement, H2Global est en train d'évaluer le premier appel d'offre publié à la fin de 2022 et ciblé sur l'ammoniac.

6.2 Établissement d'une task force pour la mise en œuvre de la Feuille de Route

Le pilotage et la mise en œuvre de la Feuille de Route requièrent une unité opérationnelle attitrée, renforcée par un mandat de l'état pour le développement et la mise en place de la stratégie et de la Feuille de Route du développement de l'hydrogène vert. Cette task force serait également chargée de la communication et des négociations avec les différentes institutions politiques et financières de l'Union Européenne.

Le schéma suivant fournit une séquence temporelle des mesures décrites.

²⁵ <https://www.ebrd.com/news/2022/ebd-assesses-lowcarbon-hydrogen-in-egypt.html>

²⁶ <https://www.ebrd.com/news/2022/ebd-supports-first-green-hydrogen-facility-in-egypt.html>

²⁷ <https://www.bmwk.de/Redaktion/EN/Pressemitteilungen/2022/12/20221208-federal-ministry-for-economic-affairs-and-climate-action-launches-first-auction-procedure-for-h2global.html>

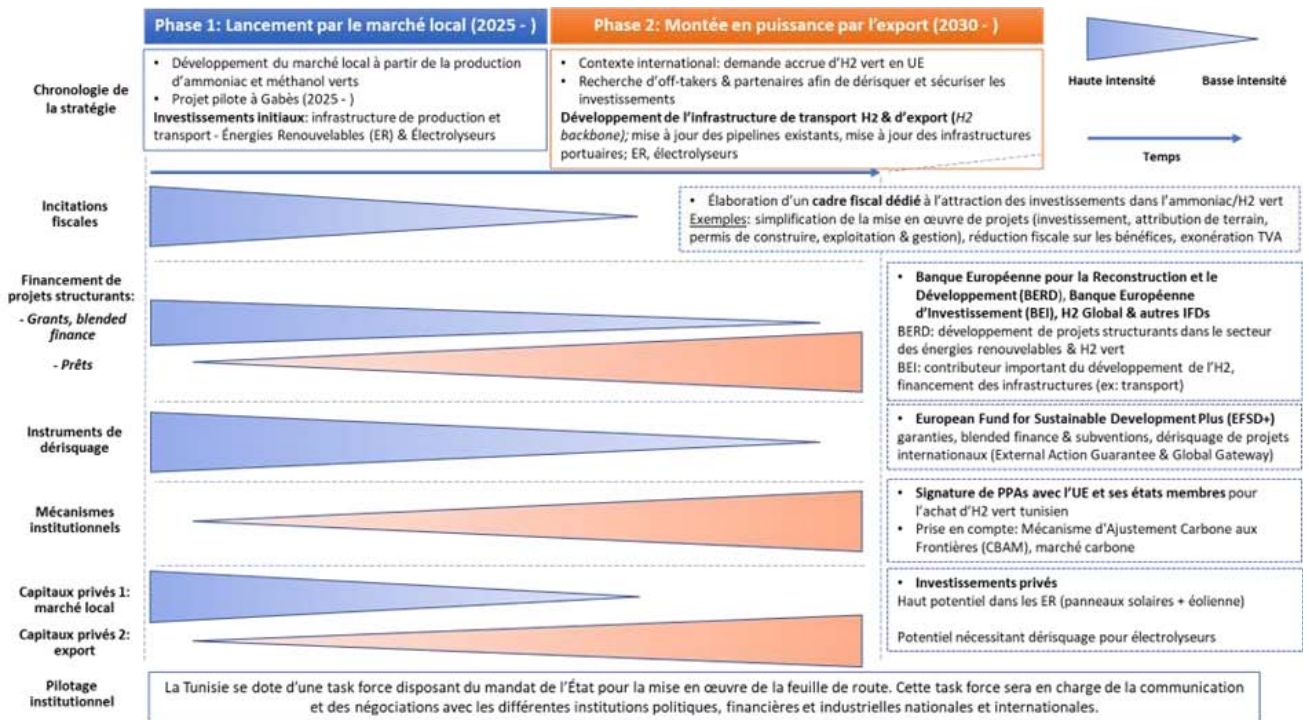


Figure 15 : Chronologie de la stratégie de financement

6.3 Incitations fiscales

En termes de mesures de financement et de réduction des risques, la Tunisie est invitée à élaborer un cadre fiscal dédié pour accélérer les investissements dans le secteur de l'hydrogène. Ce cadre fiscal peut s'inspirer d'exemples d'autres juridictions régionales existantes et plus avancées dans le développement de projets liés à l'hydrogène.

6.3.1 Marché carbone

Pour le moment, la perspective du marché carbone, particulièrement pour les pays en développement, est tributaire du rythme de mise en œuvre des dispositions de l'Accord de Paris qui prévoit dans son article 6 la création d'un marché carbone au niveau mondial à travers un mécanisme appelé le Mécanisme pour le Développement Durable. Plus particulièrement, l'accord de Paris prévoit deux approches : un mécanisme coopératif non fondé sur le marché (mécanisme 6.2) et un mécanisme de marché (mécanisme 6.4)

Le mécanisme 6.4 consiste à échanger des réductions d'émissions (certifiées) entre les entreprises pour se conformer à leurs obligations d'atténuation dans le cadre des objectifs de la CDN et/ou de neutralité carbone assignés par les réglementations de leurs pays.

Le mécanisme 6.2 permet à des pays d'échanger leurs résultats d'atténuation entre eux afin d'atteindre leur CDN. Concrètement, un pays pourra décider de renoncer à une partie de ses efforts d'atténuation pour les céder à un autre pays. On parle de « résultats d'atténuation transférés au niveau international » (ITMO).

Les modalités pratiques de mise en œuvre de ce marché carbone sont en train d'être définies progressivement dans le cadre du Rulebook de l'accord de Paris.

La Tunisie a déjà exprimé dans sa CDN sa volonté d'avoir recours dans la mesure du possible au marché carbone pour booster l'atteinte des objectifs d'atténuation. Dans ce sens, le marché carbone pourra servir pour améliorer la rentabilité des projets d'H₂V en assurant des revenus additionnels à ces projets.

Par ailleurs, les principaux partenaires commerciaux de la Tunisie, comme l'UE, ont révisé leurs réglementations en matière d'émissions selon des normes plus strictes. Ils ont également introduit des règles pour motiver les contenus à faible ou zéro carbone avec les partenaires commerciaux, à la fois en termes de produits échangés (Carbon Border Adjustment Mechanism – **CBAM** / Mécanisme d'Ajustement Carbone aux Frontières - **MACF**) mais aussi avec les moyens de transport utilisés (ex. maritime). Cela profitera à son tour aux partenaires commerciaux pour attirer les investissements financés par le secteur privé. La prise en compte des certificats d'émission à vendre dans le cadre du Système d'Échange de Quotas d'Émission/SEQE (flux de revenus) provenant d'origines hors UE dépend de l'alignement des systèmes d'échange de droits d'émission.

6.3.2 Révisions sur ETS

En juin 2022, le Parlement européen a adopté une nouvelle législation révisant le système d'échange de quotas d'émission de l'Union européenne (UE SEQE)²⁸. Les principales composantes des nouvelles règles comprennent une suppression progressive des certificats gratuits d'ici 2032 et un système de bonus-malus à partir de 2025 pour les installations les plus efficaces de leur secteur.

Un autre élément particulièrement pertinent pour les partenaires commerciaux maritimes de l'UE est l'inclusion du transport maritime dans l'UE SEQE. Le Parlement européen a l'intention de couvrir 100 % des émissions des routes intra-européennes à partir de 2024, mais également 50 % des émissions des routes extra-européennes depuis et vers l'UE de 2024 jusqu'à la fin de 2026. À partir de 2027, les émissions de toutes les routes doivent être prises en compte à 100% avec d'éventuelles dérogations pour les voyages depuis/vers des pays non-membres de l'UE.

L'implication de ces réglementations pourrait donner un nouvel élan à un changement de carburant maritime pour décarboner le potentiel d'ouverture pour H₂ et PtX.

6.3.3 Mécanisme d'Ajustement Carbone aux Frontières – MACF/CBAM

La MCAF envisage de réduire le risque de fuite de carbone. Cela signifie que la délocalisation d'entreprises à forte intensité d'émissions vers des pays en dehors de l'UE sans ou avec une tarification du carbone plus faible doit être découragée, tandis que les entreprises de l'UE ne doivent pas être défavorisées. La mesure politique vise également à encourager les partenaires commerciaux à adapter leurs politiques climatiques à adopter des normes similaires à celles de l'UE.

²⁸ https://climate.ec.europa.eu/eu-action/eu-emissions-trading-system-eu-ets/use-international-credits_en#

Les propositions initiales du MCAF incluait les biens des secteurs considérés comme présentant un plus grand risque de fuite de carbone, tels que le **fer et l'acier**, les **raffineries**, le **ciment**, les **produits chimiques** organiques de base et **les engrais**. En outre, les derniers amendements étendront le champ d'application initialement proposé pour inclure également les produits chimiques organiques, les polymères plastiques, l'hydrogène et l'ammoniac. Une période de transition pour la déclaration dans le cadre de la MCAF est envisagée de 2023 à fin 2026. La mise en œuvre effective du règlement est prévue pour la période allant de début 2027 à 2032²⁹. Les importateurs de l'UE devront payer la taxe sur le carbone dans le cadre du MCAF en achetant certificats MCAF couvrant les émissions « intégrées » dans les produits qu'ils importent et soumettent des déclarations MCAF annuelles. Les prix des certificats seront équivalents à un prix de marché moyen des quotas de l'UE SEQUE dans la semaine précédant à l'opération d'importation. De plus, les importateurs devront être spécifiquement agréés pour participer au système.

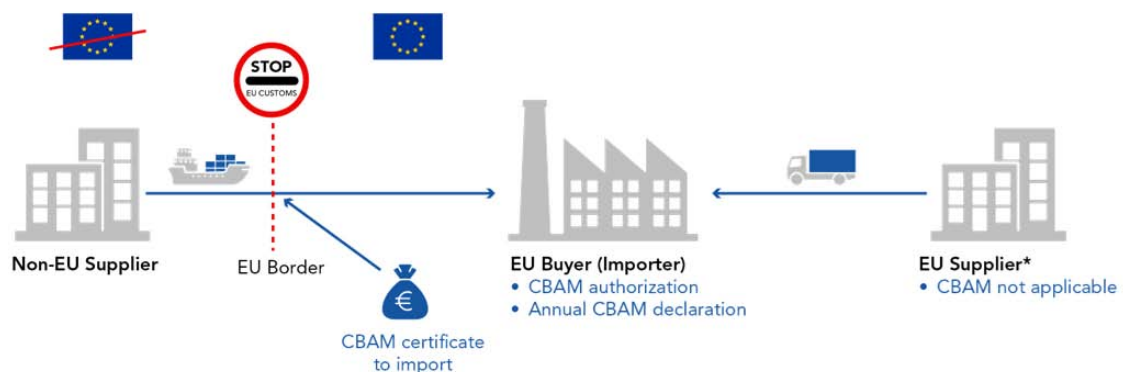


Figure 16 : Illustration simplifiée du CBAM (source: www.conference-board.org)

En parallèle, un mécanisme d'ajustement des exportations est envisagé pour mettre en œuvre un système d'allocations gratuites dans le cadre du SEQUE pour les fabricants de l'UE pour les émissions dans le cadre de la fabrication de produits couverts par la MCAF³⁰, qui sont destinés à l'exportation vers des pays non-membres de l'UE sans mécanismes de tarification du carbone similaires au SEQUE de l'UE.

L'impact du MCAF sur les **chaînes d'approvisionnement** et les **stratégie d'investissement** associées devrait être significatif. Cela signifie que les partenaires commerciaux doivent repositionner les principaux acteurs impliqués en conséquence.

²⁹ European Parliament adopts carbon legislation package, final negotiations with EU Member State representatives expected soon, EY Global, 2022

³⁰ Électricité, ciment, acier, engrais, aluminium

6.3.4 Relations de l'UE avec les marchés internationaux du carbone

L'article 6 de l'Accord de Paris reconnaît l'intérêt des marchés internationaux du carbone afin de permettre l'échange d'émissions entre nations et régions économiques. Outre les systèmes d'échange de quotas d'émission de l'UE (SEQE), il existe des systèmes nationaux et infranationaux en cours de développement ou en fonctionnement aux États-Unis et au Canada ainsi qu'en Chine, au Japon, en Corée du Sud, en Suisse et en Nouvelle-Zélande. La Commission européenne coopère ou fournit une assistance technique aux systèmes en Chine et en Corée du Sud³¹. L'International Carbon Action Partnership (ICAP) rassemble des pays et des régions dotées de systèmes de plafonnement et d'échange obligatoires pour le transfert d'expériences et de connaissances. Des informations sur les instruments des marchés du carbone sont disponibles sur Partnership for Market Readiness-Platform (PMR) partagée par 17 pays se préparant à la mise en œuvre.

L'alignement des systèmes d'échange de droits d'émission est donc une **condition préalable**. Il s'agit de permettre la liaison des systèmes de négociation compatibles une fois la conformité assurée. Les critères de l'UE SEQE sont la compatibilité des systèmes, une application obligatoire et un plafond absolu sur les émissions. L'UE SEQE et la Suisse ont lié leurs systèmes d'échange en 2017. Cela a abouti à la reconnaissance mutuelle des quotas d'émission de l'UE et de la Suisse.

La Tunisie, en tant que signataire de l'Accord de Paris, a initié un certain nombre d'actions en faveur de la décarbonisation conformément à ses contributions déterminées au niveau national. Elle a été soutenue dans ces efforts tant sur une base multilatérale que bilatérale.

Le pays a reçu une subvention de 3,1 millions de dollars du PNUD sur la proposition de préparation au marché tunisien (MRP) en 2020. Dans le cadre de ce programme, un certain nombre de mesures ont été lancées dans les domaines suivants :

- Analyses d'impact de la suppression des subventions énergétiques sur le développement socio-économique (politiquement critique mais très sensible également pour ses implications budgétaires) ;
- Évaluations d'impact de la tarification du carbone sur le développement socio-économique ;
- Mise à jour des objectifs d'atténuation dans les secteurs de l'énergie et de l'électricité ;
- Amélioration des bases de données d'information sur l'énergie ;
- Conception et mise en œuvre d'un système de rapport et de vérification des mesures (MRV) pour la production d'électricité ;
- Mise en place d'une taxe carbone pour soutenir le Fonds de transition énergétique ;
- Introduction d'un système de paiement basé sur les résultats pour soutenir le développement de l'électricité renouvelable ;
- Expérimentation et formation sur l'utilisation d'un système d'échange de droits d'émission dans le cadre d'accords volontaires du secteur du ciment.

Sur une base bilatérale, le gouvernement allemand a apporté son soutien par le biais du projet Global Carbon Market mis en œuvre par la GIZ également en Tunisie. Le projet visait en particulier la suppression des obstacles réglementaires dans le secteur cimentier tunisien pour éviter la décarbonisation grâce à la mise en place d'un système de déclaration et de vérification

³¹ https://climate.ec.europa.eu/eu-action/eu-emissions-trading-system-eu-ets/international-carbon-market_en

des mesures (MRV). Le secteur du ciment est à l'origine de 14% des émissions de la Tunisie. Le projet met également l'accent sur le renforcement des capacités pour la négociation de l'article 6 par le biais de formations, de publications et de liaison.

L'élaboration de réglementations nationales en matière de surveillance des émissions et d'harmonisation avec la coopération internationale au titre des processus relevant de l'Article 6 constituera un instrument stratégique pour soutenir à la fois la décarbonation et le financement du secteur émergent de l'hydrogène.

7 LA TRANSITION ENERGETIQUE JUSTE

Bien qu'il existe plusieurs définitions de la transition économique juste (TEJ), elle fait généralement référence à des stratégies, des politiques ou des mesures visant à garantir que nul ne soit laissé pour compte (« nobody is left behind ») pendant le chemin de la transition vers des économies et des sociétés durables et à bas contenu d'émissions de carbone. Le cadre pour une transition juste définit une vision partagée de cette transition, des principes pour la guider, ainsi que des politiques et des dispositifs de gouvernance pour concrétiser cette transition.

Plusieurs pays ont déclaré leur engagement à la neutralité carbone en 2050 ou sont en train de définir ce qu'une transition juste signifie dans leur contexte. Il n'y a pas de modèle universel pour une TEJ, car elle doit refléter les réalités locales et être basée sur l'engagement des parties prenantes. Toutefois, il existe un corpus croissant d'expériences à partir desquelles on pourra apprendre et planifier. Il y a des *best practices* qui peuvent être prises en considération, par exemple :

- le **Just Transition Framework** en Afrique du Sud, qui apporte la coordination et la cohérence à la planification de la transition juste dans le pays ;
- **Le mécanisme pour une transition juste de l'UE**. Il comprend un financement et un soutien technique aux États membres pour « garantir que la transition vers une économie climatiquement neutre se déroule de manière équitable ».

Le Fonds pour une transition juste dans le cadre du mécanisme pour une transition juste de l'UE (17,5 milliards d'euros aux prix de 2018) appuie les pays de l'UE dans leur transition verte, atténuant les coûts socio-économiques induits par la transition, soutenant la diversification économique et la reconversion des territoires, soutenant les PME, assurant la reconversion et l'aide à la recherche d'emploi, entre autres mesures.

Au niveau global, une transition juste nécessite un soutien international aux pays en développement tenant compte de leurs réalités, capacités et priorités.

La TEJ proposée est axée sur les éléments suivants :

- Développement économique en forte liaison avec le développement industriel juste grâce à l'H₂V et ses dérivés;
- Création d'emplois vert et à fort contenu technique et réduction du chômage;
- Implication des communautés locales au Sud du pays ;
- Égalité du genre et l'inclusion sociale (EGIS) comme éléments transverses des outputs et outcomes du cadre logique et qui sera suivi et évalué lors de la mise en œuvre, comme le montre la Figure 2.

La stratégie nationale intègre une transition énergétique juste qui à la fois incorpore l'H₂V et les dérivés dans une optique de développement économique durable, but ultime de la FdR (Figure 2 : Le cadre logique de la Feuille de Route). Sur cette base, la SN a été élaborée en respectant les orientations des autres politiques nationales pertinentes en matière d'énergie, industrie, transport, développement économique et social, environnement, avec lesquelles elle devra être intégrée en vue d'une transition juste. Cette intégration se concrétise avec un premier objectif dans la mise en œuvre de la FdR, c'est à dire l'inclusion de l'H₂V/PtX dans la prochaine actualisation de la CDN en 2025 (voir la Figure 5) pour en augmenter l'ambition.

Une analyse approfondie des politiques nationales sectorielles a été livrée dans les rapports de démarrage et de benchmarking. Une attention particulière a été accordée à la stratégie de la transition énergétique afin que le développement du secteur de l'H₂V/PtX n'impacte pas le processus de décarbonation du système énergétique national (électrification directe à travers les ER). Au contraire, la SN accompagnera l'électrification des usages finaux en multipliant les opportunités de commerce avec la production d'H₂V et de molécules vertes. En fait, la stratégie nationale du secteur de l'énergie vise à atteindre une part de 50% d'ER dans le mix de production électrique en 2035 (80% en 2050), en partant d'une ligne de base de moins de 4% (en 2021). Par conséquent, le déploiement des ER nécessaires à la production d'H₂V et ses dérivés a été conçu dans une logique hors du réseau électrique dans le court-terme. A plus long terme, le wheeling peut être une solution ultérieure de stockage énergétique au-delà de 2035, sauf peut-être pour des projets spécifiques à convenir avec le fournisseur d'électricité.

Les aspects sociaux de la mise en œuvre de la FdR sont fondamentaux pour l'adhésion de la société civile et des communautés locales à la stratégie de développement du secteur H₂V/PtX. Les communautés locales au sud du pays seront les plus concernées car la plupart des installations des ER, voire même les électrolyseurs, seront situées dans leur territoire.

En ce qui concerne l'emploi, le chômage est particulièrement concentré dans ces régions méridionales du pays. Le renforcement des capacités prévu par la SN permettra de développer de nouvelles compétences de haut niveau technique à travers :

- La reconversion et le perfectionnement des employés afin qu'ils soient mieux outillés pour les accompagner dans la transition ;
- L'alignement du système de développement des compétences sur les besoins futurs en main-d'œuvre, particulièrement axés sur la création de nouvelles opportunités d'emplois (verts) pour faire face aux emplois détruits par le remplacement des combustibles fossiles par les nouvelles technologies propres et soutenir ainsi la transition juste;
- Le développement des compétences de base par le biais du système éducatif afin d'améliorer la capacité d'adaptation de l'ensemble de la main-d'œuvre.

Le renforcement de l'emploi sera même un instrument pour faire face à l'inadéquation entre la demande et l'offre de compétences et l'émigration des professionnels hautement qualifiés (OECD 2022).

Une estimation des emplois qui pourrait être créés a été présentée plus haut (voir cadre logique en Figure 2 et Figure 3).

La communication jouera un rôle fondamental pour le succès de la mise en œuvre de la FdR et de la SN pour informer la société civile sur les opportunités et les mesures de sauvegarde sociales et environnementales qui ont été prévues dans le cadre réglementaire de l'H₂V/PtX. Par exemple, le développement de projets de production d'H₂V/PtX pourrait offrir des bénéfices en termes d'approvisionnement d'eau potable et pour l'irrigation à un coût plus bas à travers un redimensionnement des ER et des systèmes de dessalement. Cette-ci représente

même une opportunité de renforcement de l'adaptation aux changements climatiques. Ces opportunités devront être proprement présentées et discutées avec les parties prenantes et les communautés locales. Les thèmes cruciaux de l'exploitation foncière et de l'utilisation de l'eau ont été pris en charge dans la FdR et la stratégie. Le cadre réglementaire proposé dans la section 4.3 intègre les éléments du foncier et de l'impact environnemental dans une procédure d'évaluation des projets qui garantit que ces aspects soient pris en compte en conformité avec des standards internationaux, tout en appuyant l'accélération du déploiement des ER et des installations de production et usage de l'H₂V et ses dérivés.

Du point de vue économique, les communautés locales devront être impliquées dans la mise en œuvre et l'exploitation des projets dès la phase initiale de préparation et bénéficier des revenus pour assurer un développement local et une transition juste grâce au marché de l'H₂V et ses dérivés. Cet aspect a été intégré dans le système de Suivi, Evaluation et Apprentissage (SEA) en accompagnement de la SN. Un indicateur spécifique a été prévu pour assurer que la participation économique des communautés locales soit suivie dans le pilotage des projets.

Enfin, la structure de la TEJ dans le cadre de la stratégie nationale H₂V/PtX permettra de renforcer l'éligibilité de la Tunisie à la finance verte internationale. Dans ce contexte, l'accord-cadre avec la UE sera le volant pour mobiliser les capitaux internationaux qui sont nécessaires à la réalisation du plan d'action.

8 RISQUES

Le tableau suivant synthétise les principaux risques identifiés en ce qui concerne la mise en œuvre de la stratégie ainsi que les mesures de leur atténuation.

Tableau 15 : Risques et mesures d'atténuation

RISQUES	DESCRIPTION	MESURES DE MITIGATION
Risques relatifs au cadre réglementaire et institutionnel	Le manque d'un cadre réglementaire et institutionnel dédié à l'H ₂ V/PtX est une barrière au développement des projets, aux investissements dans le secteur et au déploiement des technologies H ₂ V/PtX par le secteur privé.	Une analyse des écarts des cadres actuels a été conduite dans le contexte du travail de la stratégie et des actions ponctuelles pour les compléter sont proposées (chapitre 4, 5). Les recommandations sont en particulier formulées pour le développement des ER dédiées, la régulation, les codes et standards (RCS) et les politiques dédiées. Au niveau institutionnel une structure dédiée à H ₂ V/PtX a été prévue pour atténuer ces risques.
Risques économiques et financiers		
Coût du capital	Le coût du capital est déterminé par l'évaluation des risques des	Avec les deux sources de capitaux, les ensembles de sécurités respectifs comprenant des garanties (des gouvernements, des institutions d'assurance nationales ou multinationales ou d'autres organisations axées sur le

RISQUES	DESCRIPTION	MESURES DE MITIGATION
	<p>investisseurs et des prêteurs. Le risque de marché et le risque pays sont des facteurs qui ont une influence sur le coût des fonds provenant des capitaux propres et des prêts. Les deux paramètres de coût sont combinés pour former un coût moyen pondéré du capital (WACC).</p>	<p>développement) permettent d'atténuer le risque potentiel et contribuent ainsi à baisser le coût de financement des projets et infrastructures.</p> <p>L'accord cadre avec l'UE proposé (paragraphe 5.2) prévoit des mécanismes de garanties de l'UE pour faire face à ce risque.</p>
<p>Risques de la demande et risques du prix</p>	<p>Le déterminant clé du succès commercial pour les opérateurs de production, de transport ou d'utilisation de l'H₂V sont les volumes à traiter ainsi que le niveau et l'adaptabilité des prix dans un horizon de long terme requis pour un investissement rentable.</p>	<p>Les engagements de prélèvement convenus dans des contrats à long terme par les acteurs respectifs du marché sont des instruments habilitants dans ce cadre.</p> <p>Les utilisateurs d'H₂V et ses dérivés sont à la fois les acheteurs des produits (H₂V/PtX) et les usagers des infrastructures de transport d'H₂. Les garanties gouvernementales ou multilatérales peuvent fournir une strate supplémentaire de sécurité, ce qui contribue à réduire les risques et, par conséquent, le coût du capital et par la même le prix du marché de l'H₂V et PtX (voir paragraphe 5.2).</p>
<p>Le coût de l'H₂V (LCOE/LCOH)</p>	<p>Les différentes composantes des CAPEX et des OPEX sont soumises à des degrés d'incertitude variables. Des exemples sont le coût de l'eau dessalée ou le coût des droits fonciers.</p> <p>Il y a aussi des incertitudes sur la baisse anticipée des coûts des technologies, notamment des électrolyseurs, qui dépendra des</p>	<p>L'allocation des éléments de coût pertinents pour la production d'H₂ et de ses dérivés doit être transparente à la fois en termes de disponibilité, de niveaux de coût et d'évolution des coûts. Un cadre juridique approprié est indispensable pour garantir la confiance des investisseurs.</p> <p>Une veille minutieuse de la « learning curve » des technologies est nécessaires en vue d'adapter les scénarios de développement au fur et à mesure.</p>

RISQUES	DESCRIPTION	MESURES DE MITIGATION
	progrès technologiques et de la célérité du développement du marché mondial de l'H ₂ V.	
Accès à la finance verte	En raison de son rôle crucial dans la transition énergétique vers la neutralité carbone, le secteur H ₂ /PtX doit pouvoir profiter du financement dans le cadre des initiatives croissantes de la finance verte.	Afin de garantir l'éligibilité aux sources de financement vertes, toutes les activités d'investissement doivent être contrôlées pour la certification par les normes internationales et en particulier par les normes européennes qui devraient prises en compte dans le cadre juridique national (Sauvegarde environnementales et sociales, garantie d'origine, etc.) . Un système de garantie dans le cadre de l'accord avec l'UE favorisera l'accès aux différentes sources de finance verte.
Manque de finance local	Les institutions financières locales connaissent le cadre financier national des entreprises mais pourraient manquer de sources de capitaux et de confiance pour intervenir en tant que prêteurs dans le secteur H ₂ émergent.	La SN est attractive pour les sources de financement locales, mais n'en dépend pas pour initier l'essor du secteur H ₂ V/PtX. Les acteurs principaux visés seront les institutions et instruments de finance de développement provenant des sources multilatérales (SFI, BERD) et de l'UE (BEI, FEDD+). Ils fournissent des garanties et participent aux structures de financement pour susciter l'intérêt du secteur bancaire national.
Risques sociaux		
Acceptation sociale	Ce sont des risques liés à la transition énergétique juste et incluent l'acceptation sociale des projets d'H ₂ V/PtX qui souvent rencontrent des résistances à cause de plusieurs facteurs en fonction de la typologie des projets : par exemple, la compétition potentielle avec le	Une stratégie de communication a été proposée dans la FdR comme mesure pour accroître l'acceptation sociale. Les mesures spécifiques de dé-risquage proposées sont : <ul style="list-style-type: none"> • création d'emplois verts et à haut contenu technique grâce à des actions de renforcement de capacités et R&D ; • un cadre réglementaire qui régleme le foncier et l'exploitation de l'eau. • La transparence des procédures et des traitements des projets ; • L'implication des communautés locales dans les revenus des projets. • L'affectation d'une partie de la redevance perçue par l'Etat aux actions de développement, etc.

RISQUES	DESCRIPTION	MESURES DE MITIGATION
	<p>développement des ER pour le secteur électrique, l'utilisation du foncier et de l'eau, le remplacement d'emplois détruits dans les secteurs conventionnels (basé sur les énergies fossiles)</p>	
<p>Risques liés aux technologies H₂V/PtX</p>	<p>Le secteur de l'H₂/PtX est encore dans sa phase initiale de développement mondial. En conséquence, il existe encore des risques concernant la durabilité et l'efficacité de ces technologies (par ex. électrolyseurs et piles à combustible)</p>	<p>Le système de garantie internationale de l'UE prendra en charge ce risque. La structure dédiée, en coopération avec les partenaires européens, devra sélectionner les fournisseurs de technologies les plus fiables pour limiter ce risque.</p>

9 ANNEXES

9.1 Principales études ultérieures à mener

La mise en œuvre de la stratégie nécessite plusieurs études préalables à caractère structurel. Parmi les études les plus importantes, on citera notamment :

- L'étude stratégique pour le dessalement et l'alimentation en eau des projets de production de l'H₂ vert ;
- L'étude des besoins d'adaptation et d'extension des ports pour l'exportation des produits dérivés de l'H₂ vert ;
- L'étude des infrastructures de transport de l'hydrogène par gazoducs ;
- L'étude de l'utilisation de l'hydrogène et ses dérivés dans le transport routier.

a) L'étude stratégique pour le dessalement et l'alimentation en eau des projets de production de l'H₂ vert

La production d'hydrogène devrait être au plus proche des lieux de production de l'électricité éolienne et PV, donc plutôt dans le sud-ouest du pays, loin de la côte. L'eau devrait donc être transférée de la côte vers l'intérieur du pays. Idéalement, les unités de dessalement devraient être installées sur la côte et ensuite l'eau dessalée transférée par canalisation jusqu'aux unités d'électrolyse placées le plus proche possible des installations d'ER.

L'objectif global de cette étude est de définir l'approche et la configuration pour fournir cette eau dessalée aux différents projets de production d'H₂ vert d'ici 2050.

Plus particulièrement, l'étude doit aborder les éléments suivants :

- Définition des trajectoires indicatives des conduites d'eau dessalée vers les centres de production d'H₂ vert ;
- Dimensionnement des conduites et estimations des pertes de transmission et évaporation;
- Définition des besoins en pompage en tenant compte de nivellements ;
- Etude stratégique d'impact environnemental et social ;
- Mode d'investissement et de financement des infrastructures d'eau ;
- Calcul économique du coût de m³ d'eau livré ;
- Tarification de l'eau fournie ;
- Analyse du surdimensionnement potentiel des unités de dessalement (et relatives ER) pour fournir à d'autres besoins sociaux et économiques (irrigation, industrie, eau potable) ;
- Cadre institutionnel et réglementaire de l'investissement et de l'exploitation des infrastructures, etc.

b) Etude de mise à niveau des ports pour l'exportation des produits dérivés de l'H₂ vert

Les ports auront un rôle central à jouer dans le développement de l'export des produits dérivés de l'H₂Vert. Cependant, les volumes et les caractéristiques des activités peuvent varier d'un port à l'autre impliquant des stratégies et des moyens d'action différents.

Pour cette raison, des études approfondies devraient être menées sur le système portuaire tunisien en général et particulièrement sur chacun des ports candidats (Gabès, Zarzis, Shira et Bizerte), en complète concertation avec l'OMMP.

Ces études devraient porter, entre autres, sur les aspects suivants :

- Analyse du trafic de navires internationaux en méditerranée et évaluation des possibilités de captage pour le soutage en ports tunisiens ;
- Perspectives de développement du trafic des navires et évolution possible des taux d'occupation de chacun des ports ;
- Capacité des ports à recevoir des installations de production d'ammoniac, de méthanol vert et de carburants synthétiques : disponibilité du foncier au sein et/ou à proximité du port, infrastructures industrielles existantes, etc. ;
- Besoin en réhabilitation et extension des infrastructures portuaires existantes : Plans d'eau du port, ouvrages d'accostage et quais, entreposages, manutention, etc. ;
- Vocations possibles et complémentarité entre les ports : spécialisation, système de transport entre les ports (cabotage, trains et camions) ;
- Intégration urbaine des ports et possibilités d'approvisionnement local en produits PTL (mobilité, zones industrialo-portuaires, etc.) ;
- Cadre réglementaire et institutionnel pour l'utilisation des ports pour la production et l'export des PtX : sécurité, normes et standards, gouvernance, modalités d'implication du secteur privé (concession, etc.), etc. ;
- Analyse des sources potentielles de production d'électricité verte : disponibilité de foncier avec un bon gisement éolien et PV, mode de transport d'électricité verte vers les installations dans le port, etc. ;
- Approvisionnement en CO₂ pour la production de méthanol et de carburants synthétiques : sources, modes de transport, etc.
- Études d'impact environnemental et social de la production et la manutention des PtX dans les différents ports visés.

c) L'étude des infrastructures de transport de l'hydrogène par gazoducs

L'étude aura pour objectif de définir le schéma de développement du réseau d'H₂ et les conditions de son usage par les porteurs de projets de production de l'H₂ vert ainsi que les consommateurs locaux et les acheteurs internationaux.

Les études de pré faisabilité de projets de gazoducs sont souvent assez coûteuses et longues, compte tenu de la multiplicité des aspects à étudier. À titre non exhaustif, ces études devraient couvrir, entre autres, les aspects suivants :

- Etude des opportunités de sécurisation d'un accord d'export avec l'UE et définition des objectifs à moyen et long terme ;
- Définition de scénario de tracés pour les nouveaux gazoducs : itinéraires, besoins en expropriation, besoins en stations de compressions, etc. ;
- Elaboration d'une stratégie de construction de capacités de transport en fonction de l'objectif d'export à fixer : dimensionnement de besoin en transport d'hydrogène, nombre de lignes de gazoduc à construire, leurs capacités et leur phasage de mise en service ;
- Etudes des besoins en réhabilitation du gazoduc Nawara Gabes pour permettre un blending à 75% d'H₂ vert ;

- Etude de pré faisabilité d'un séparateur d'Hydrogène à la sortie du gazoduc de Nawara ;
- Étude d'opportunité de transformation partielle de TRANSMED en hydrogène pure (onshore et offshore) : études techniques, faisabilité contractuelle et économique, planification du changement d'usage tout en tenant compte des perspectives d'exportation algérienne de gaz naturel, etc. ;
- Planification des échéances de mise en service des différentes lignes de gazoduc en fonction des scénarios de développement du marché, etc. ;
- Études économiques des scénarios : Évaluation des coûts d'investissement et exploitation, rentabilité, impact économique, etc. ;
- Études d'Impact Environnemental et Social, etc.

d) L'étude de l'utilisation de l'hydrogène et de ses dérivés dans le transport

La Feuille de Route prévoit une part importante pour l'utilisation de l'H₂ vert et de ses dérivés pour le transport terrestre, maritime et aérien au niveau national. L'hydrogène serait utilisé sous diverses formes :

- Le méthanol dans le transport terrestre lourd et le transport maritime ;
- L'H₂ vert pour le transport lourd de marchandise et autobus ;
- Les carburants synthétiques pour le transport terrestre et aérien et en substitution des produits pétroliers conventionnels.

L'objectif de cette étude est essentiellement de définir les conditions techniques, réglementaires, normatives et économiques pour l'utilisation de l'H₂ vert et ses dérivés dans les différents types de transport. A titre indicatif, l'étude devrait permettre de traiter les volets suivants :

- Evaluation et choix des technologies les plus appropriées pour l'utilisation de l'hydrogène vert dans le transport (pile à combustible vs usage d'hydrogène comprimé) ;
- Définition et dimensionnement des infrastructures à mettre en place pour l'alimentation des véhicules, notamment pour l'hydrogène comprimés ;
- Evaluation des coûts/bénéfices et définition des modalités tarifaires ;
- Elaboration des normes de qualité et de sécurité ;
- Définition du cadre réglementaire et institutionnel du développement du transport de l'hydrogène et ses dérivés, etc.
-

9.2 Sites pour la production des ER

Tableau 16 : Localisation des sites PV

SITE	LATITUDE (°N)	LONGITUDE (°E)	FACTEUR DE CHARGE (%)	SURFACE (KM ²)	POTENTIEL (MW)	CUMUL PUISSANCE	PÉRIODE
1	33,46	9,9	18,5	37	2.409	2.409	2030
2	33,22	9,88	18,68	42	2.701	5.110	2030
3	32,97	9,86	18,71	42	2.701	7.811	2035
4	33,47	10,22	18,2	36	2.370	10.181	2035
5	33,22	10,2	18,57	37	2.397	12.578	2040
6	32,97	10,18	18,81	37	2.424	15.002	2040
7	32,72	10,16	18,95	38	2.442	17.444	2040-2050
8	32,48	10,15	19,02	42	2.701	20.145	2040-2050
9	32,23	10,13	19,12	38	2.454	22.599	2040-2050
10	31,98	10,11	19,07	42	2.701	25.300	2040-2050
11	31,74	10,09	19,05	38	2.454	27.754	2040-2050
12	31,5	10,05	19,15	30	1.935	29.689	2040-2050
13	31,73	9,81	19	29	1.893	31.582	2040-2050
14	32,23	9,81	18,97	42	2.701	34.283	2040-2050
15	31,98	9,8	18,96	38	2.442	36.725	2040-2050
16	31,49	9,76	19,03	38	2.454	39.179	2040-2050
17	32,03	9,58	18,9	11	693	39.872	2040-2050
18	31,49	9,45	18,96	42	2.701	42.573	2040-2050
19	32,97	10,5	18,47	36	2.340	45.405	2040-2050
20	32,72	10,48	18,72	37	2.427	47.832	2040-2050
21	32,23	10,44	18,87	37	2.436	50.268	2040-2050
22	31,98	10,43	19,15	42	2.701	52.969	2040-2050
23	31,24	10,05	19,1	36	2.334	55.303	2040-2050

Tableau 17 : Localisation des sites éoliens onshore

SITE	LATITUDE (°N)	LONGITUDE (°E)	FACTEUR DE CHARGE (%)	SURFACE (KM ²)	POTENTIEL (MW)	PUISSANCE INSTALLÉE	CUMUL PUISSANCE INSTALLÉE (MW)	PÉRIODE INSTALLATION
1	33,76	9,72	41,88	403	2.637	2420	2420	2030
2	33,5	9,7	44,14	383	2.684	2300	4720	2030-2035
3	33,24	9,69	45,32	433	2.701	2597	7317	2030-2035
4	32,98	9,67	45,56	417	2.701	2500	9817	2030-2035
5	32,71	9,99	43,52	417	2.698	2500	12317	2035-2040
6	32,71	9,65	45,96	438	2.701	2628	14945	2035-2040
7	32,46	9,28	43,05	333	2.393	2000	16945	2040-2050
8	32,45	9,97	43,73	417	2.701	2500	19445	2040-2050
9	32,45	9,63	46,1	417	2.675	2500	21945	2040-2050
10	32,19	9,62	44,61	400	2.590	2400	24345	2040-2050
11	32,19	9,95	40,48	417	2.698	2500	26845	2040-2050
12	31,96	9,67	43,82	200	1.396	1200	28045	2040-2050
13	31,93	9,93	45,96	417	2.701	2500	30545	2040-2050
14	31,67	9,92	44,69	400	2.666	2400	32945	2040-2050
15	31,63	9,56	43,74	250	1.813	1500	34445	2040-2050
16	31,41	9,9	45,92	399	2.701	2394	36839	2040-2050

9.3 Liste des documents et études consultés

- 1) Vision 2035 – version préliminaire (juillet 2022)
- 2) Stratégie Nationale bas Carbone « SNBC » du secteur de l'énergie, ANME/PNUD, 2020
- 3) Stratégie du secteur de l'énergie à l'horizon 2035, MIME/PNUD, 2022
- 4) Chiffres clés énergie 2021, MIME/ONEM, 2022
- 5) Bilan National de l'Energie 2021 provisoire, MIME/ONEM, 2022
- 6) CDN actualisée, MALE/PNUD, 2021
- 7) Deuxième Rapport Biennal "BUR" & Politiques et mesures d'atténuation des émissions des GES de la Tunisie, MALE/PNUD, 2016
- 8) Study on the opportunities of "Power-to-X" in Tunisia, GIZ, 2021
- 9) Stratégie industrielle et d'innovation à l'horizon 2035, MIME, 2022
- 10) Etude du plan directeur national des transports à l'horizon 2040, Min. Transport, 2019
- 11) Notes et analyses de ITCEQ, ITCEQ, décembre 2020
- 12) Rapport de synthèse de l'étude Eau 2050, Institut Tunisien des Etudes Stratégiques, 2011