

ÉTUDE ÉVALUATION ET ANALYSE DU MARCHÉ DU POWER-TO-X ET DES OPPORTUNITÉS D'INVESTISSEMENT EN ALGÉRIE

Atelier de Clôture, 18 Avril 2024

Wolfgang Eichhammer, Fraunhofer Institut pour les Systèmes et l'Innovation ISI



Fraunhofer ISI / Fraunhofer ISE

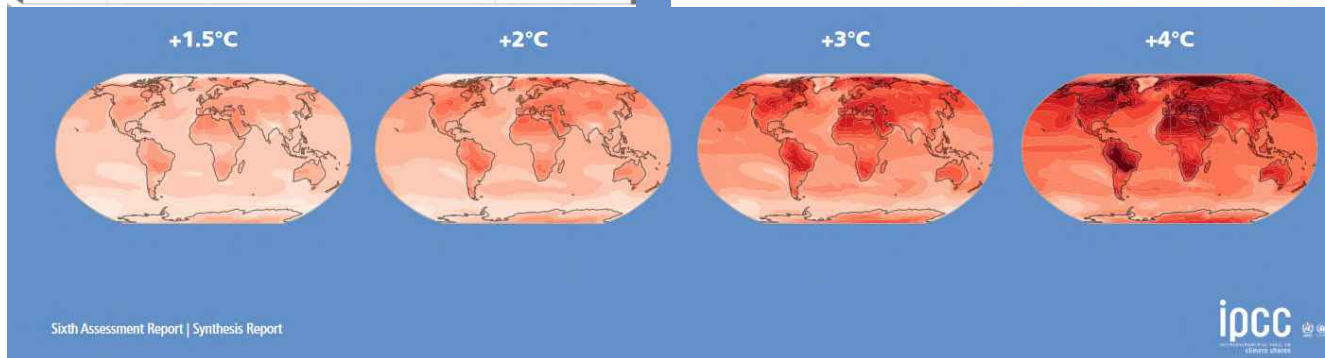
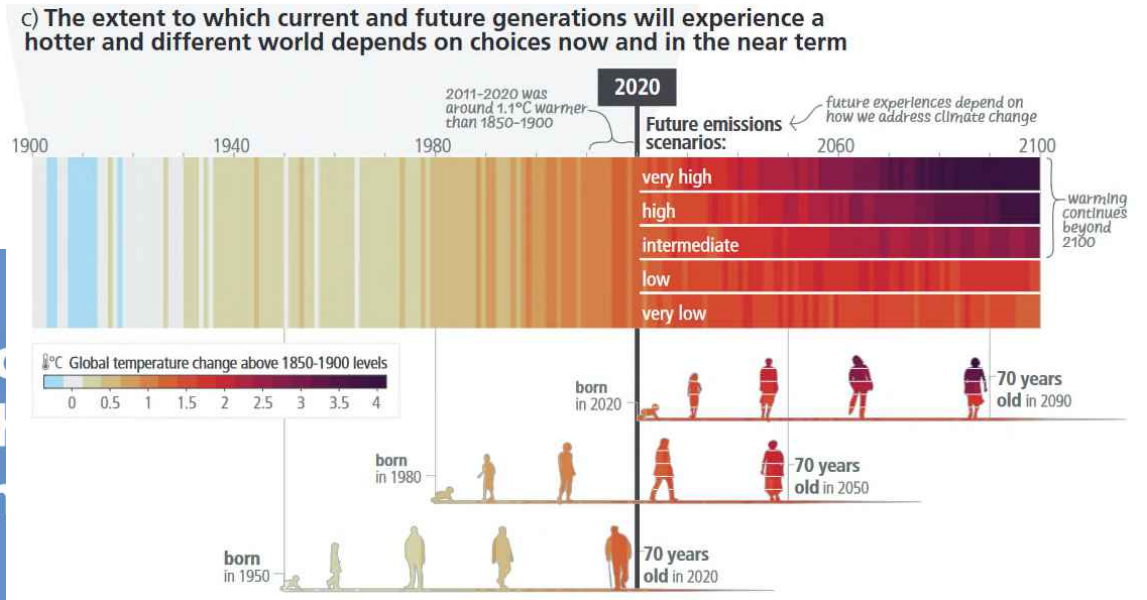
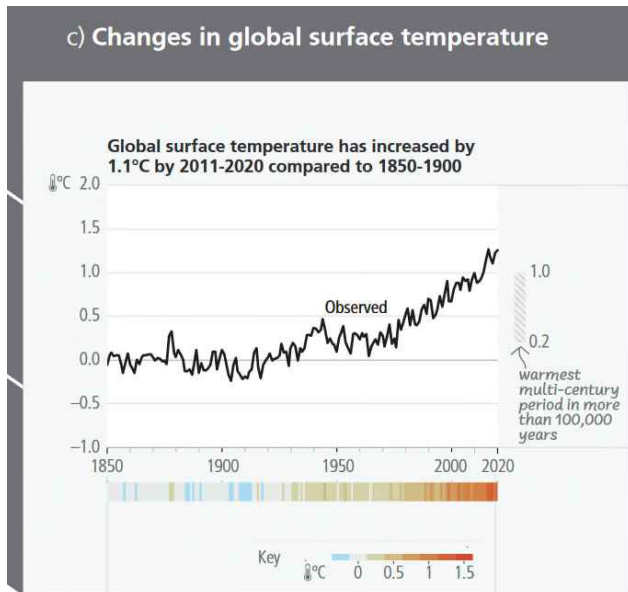
VUE D'ENSEMBLE

- Introduction: Notre étude dans le contexte mondial
- Étude de l'hydrogène dans un future développement de Algérie vers la neutralité carbone.
(Partie I)
- Étude des premiers sites de projets et d'opportunités d'investissements.
(Partie II)
- Étude de la certification de l'hydrogène vert qui pourra être importante pour une future économie Algérienne reliée à l'export de l'hydrogène.
(Partie III)

Introduction:

- Notre étude dans le contexte mondial

Effet de serre et neutralité climatique



Effet de serre et neutralité climatique

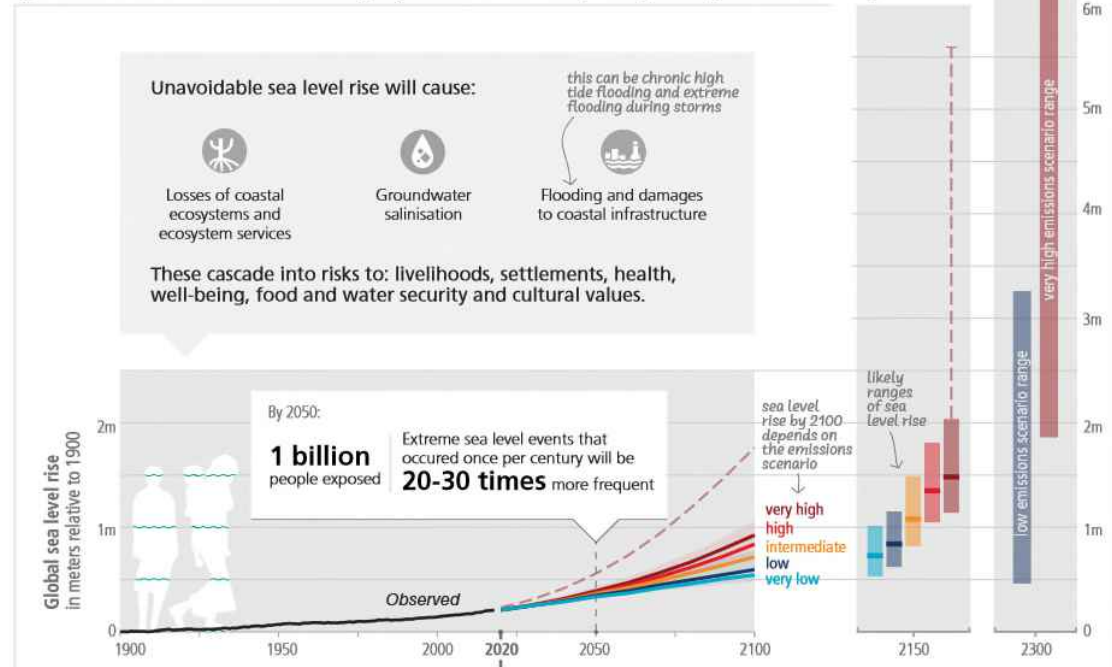
Elevation

- Beijing 63m
- Shanghai 4m
- Tokyo 17m
- Jakarta 3m
- New York 10m
- London 14m



Sea level rise will continue for millennia, but how fast and how much depends on future emissions

a) Sea level rise: observations and projections 2020-2100, 2150, 2300 (relative to 1900)



<https://www.ipcc.ch/report/ar6/syr/>

Principaux leviers pour atteindre la neutralité climatique

Les six piliers de la stratégie de transition énergétique

1. Efficacité énergétique et économies d'énergie

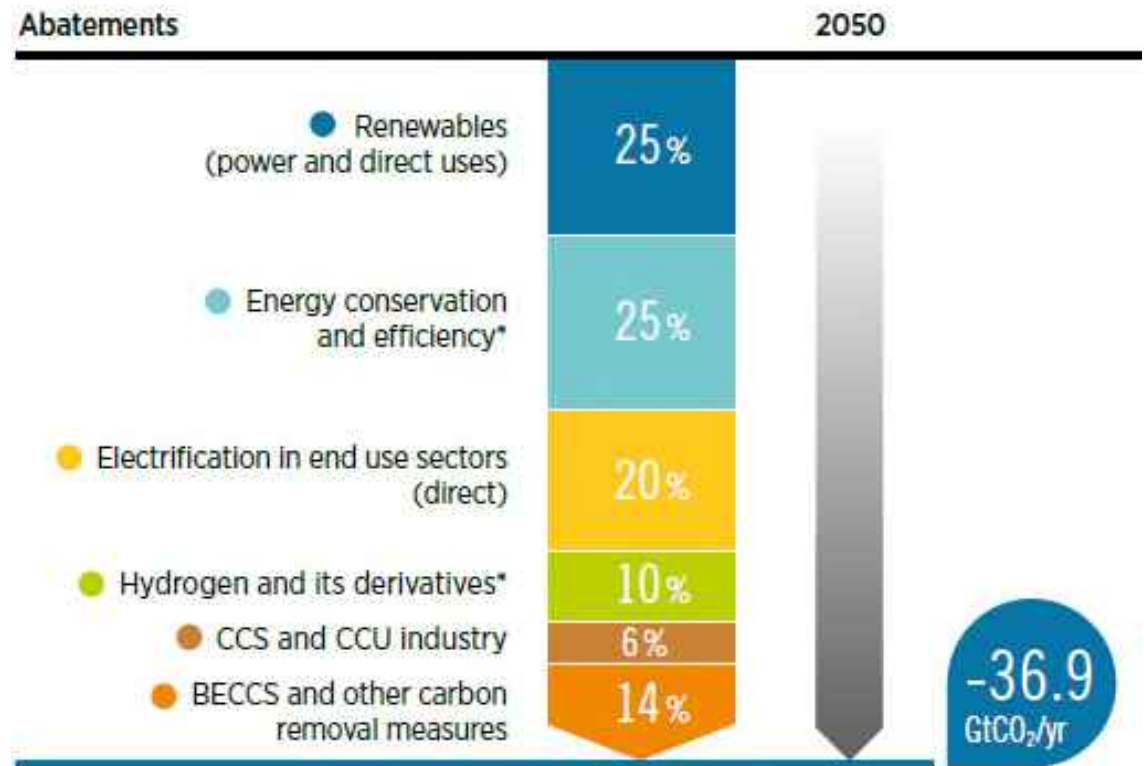
2. Énergies renouvelables

3. Électrification directe des secteurs d'utilisation finale

4. BECCS durable

5. Hydrogène et dérivés

6. Capture, stockage et utilisation du carbone (CCS / CCU) (industrie)

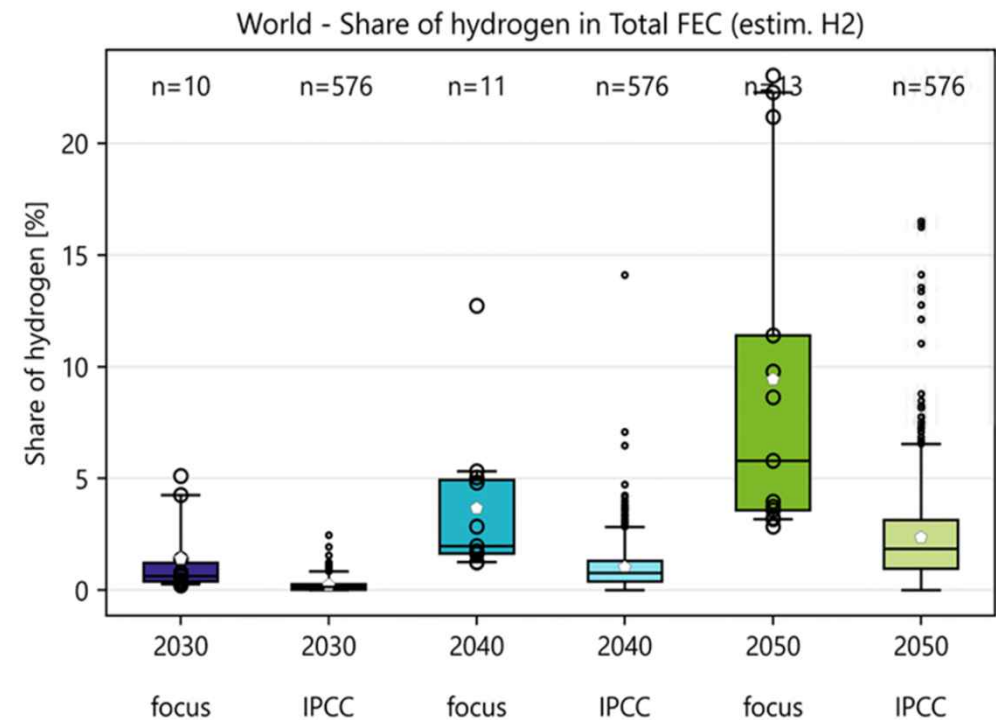


Quelle: IRENA (2021), WETO

La demande future d'hydrogène augmente considérablement dans la plupart des scénarios

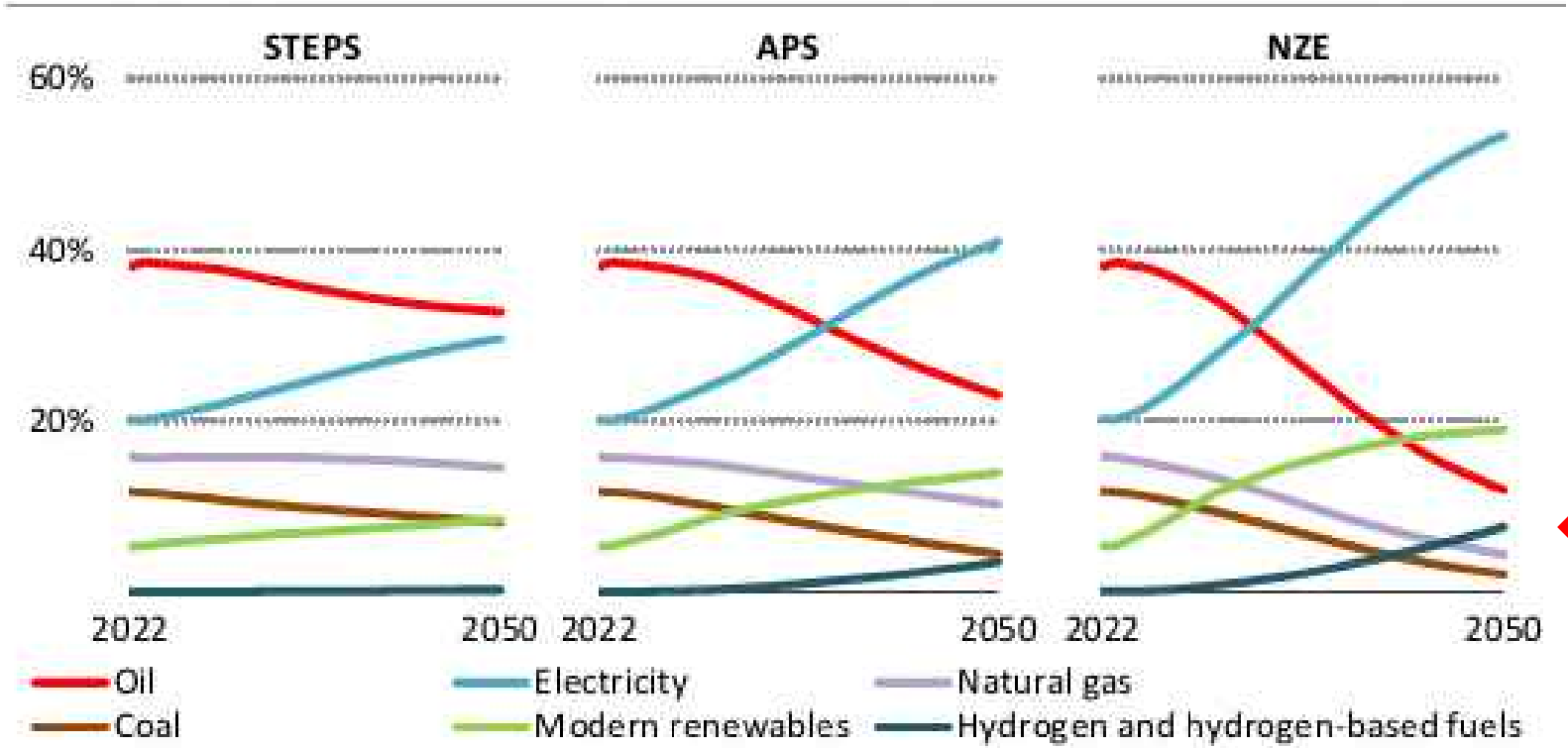
Évaluation des scénarios mondiaux de développement de la demande d'hydrogène (résultats HyPat)

- La demande mondiale d'hydrogène augmente considérablement
- Mais des résultats très divers (incertitudes quant au développement du marché)
- Demande mondiale totale d'hydrogène en 2050 : **entre 4 et 11 % de la demande finale d'énergie**
- La demande la plus forte:
 - dans le secteur des transports (transport aérien et maritime, produits dérivés),
 - suivi par le secteur industriel
 - et puis le secteur du chauffage
- **L'hydrogène sera donc une source d'énergie importante, mais pas la plus importante.**



Quelle: Riemer et al. 2022: Future hydrogen demand: A cross-sectoral, multiregional meta-analysis. HYPAT Working Paper 04/2022. Karlsruhe: Fraunhofer ISI (ed.).

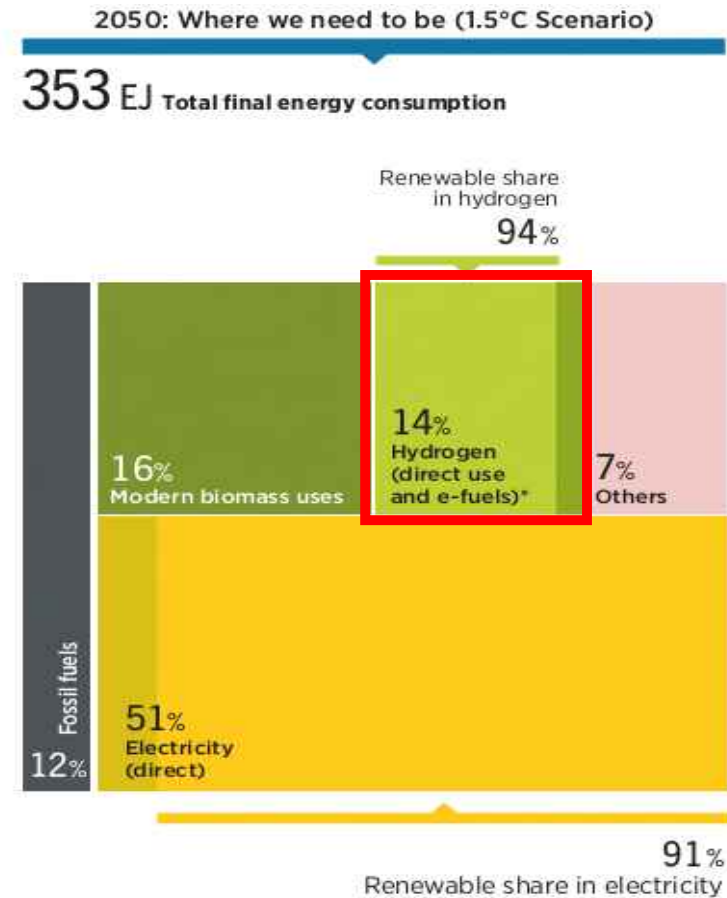
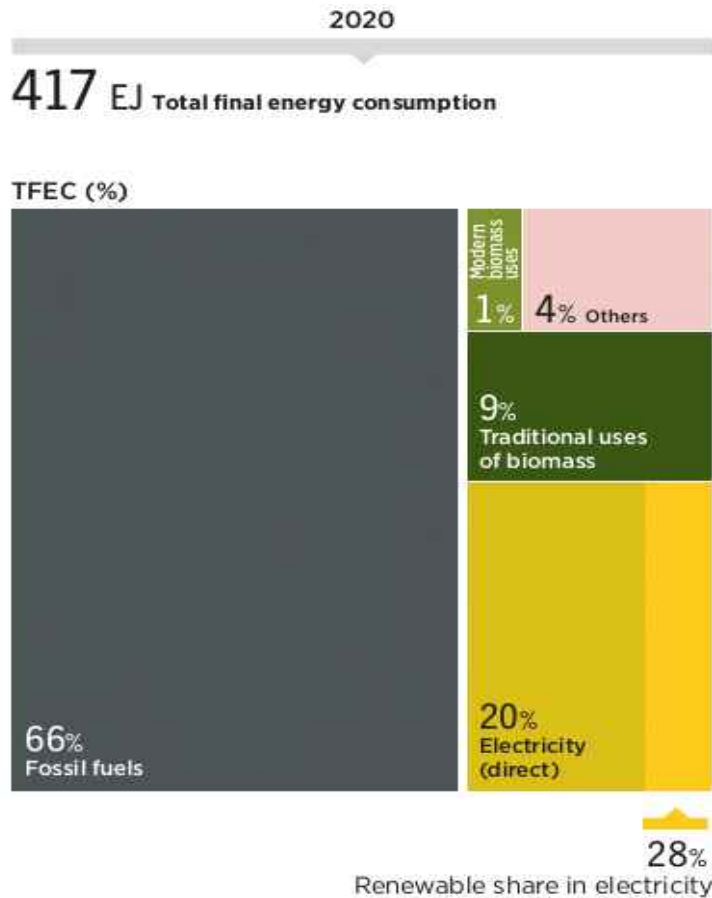
L'AIE prévoit jusqu'à 8 % d'énergie finale en 2050 dans le scénario d'émissions nettes nulles (NZE).



IEA: CC BY 4.0.

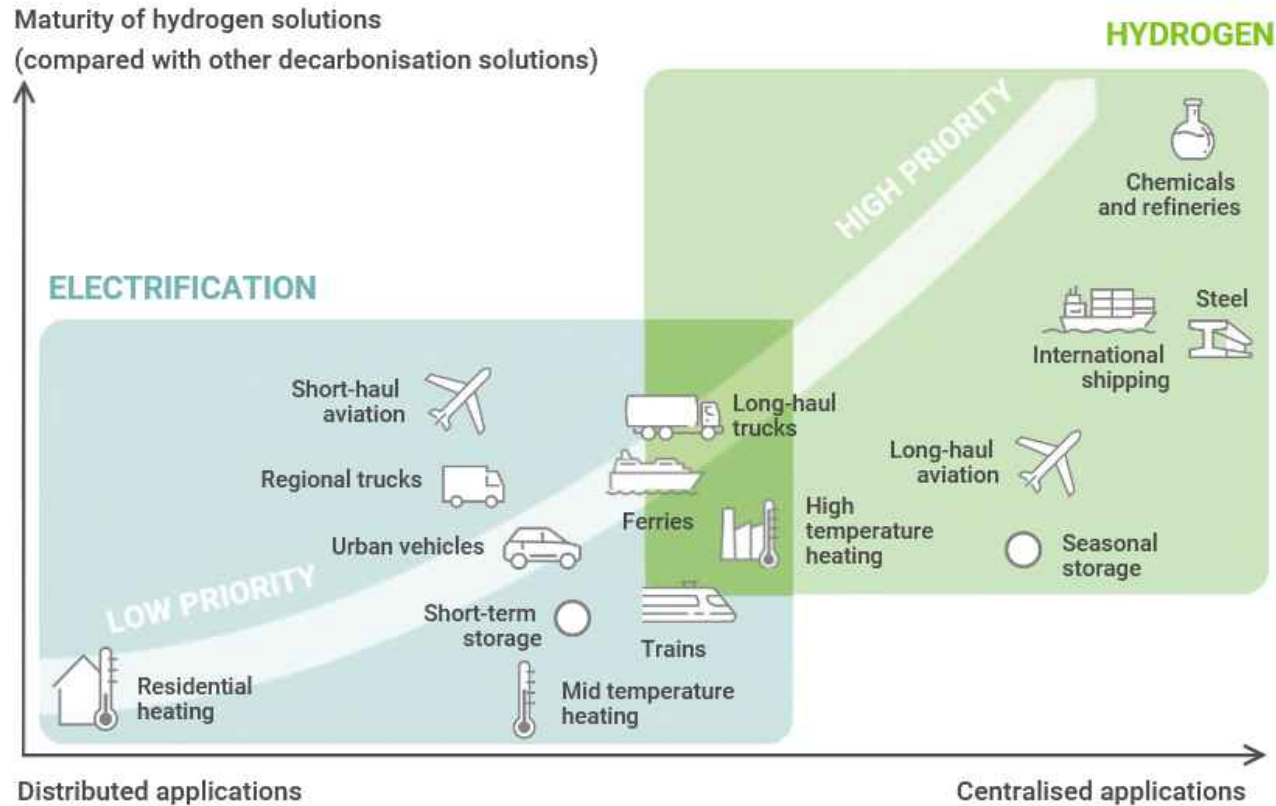
Source: IEA, World Energy Outlook 2023

L'IRENA prévoit une part très élevée de 14 % dans l'énergie finale en 2050



Source: IRENA (2023), WETO

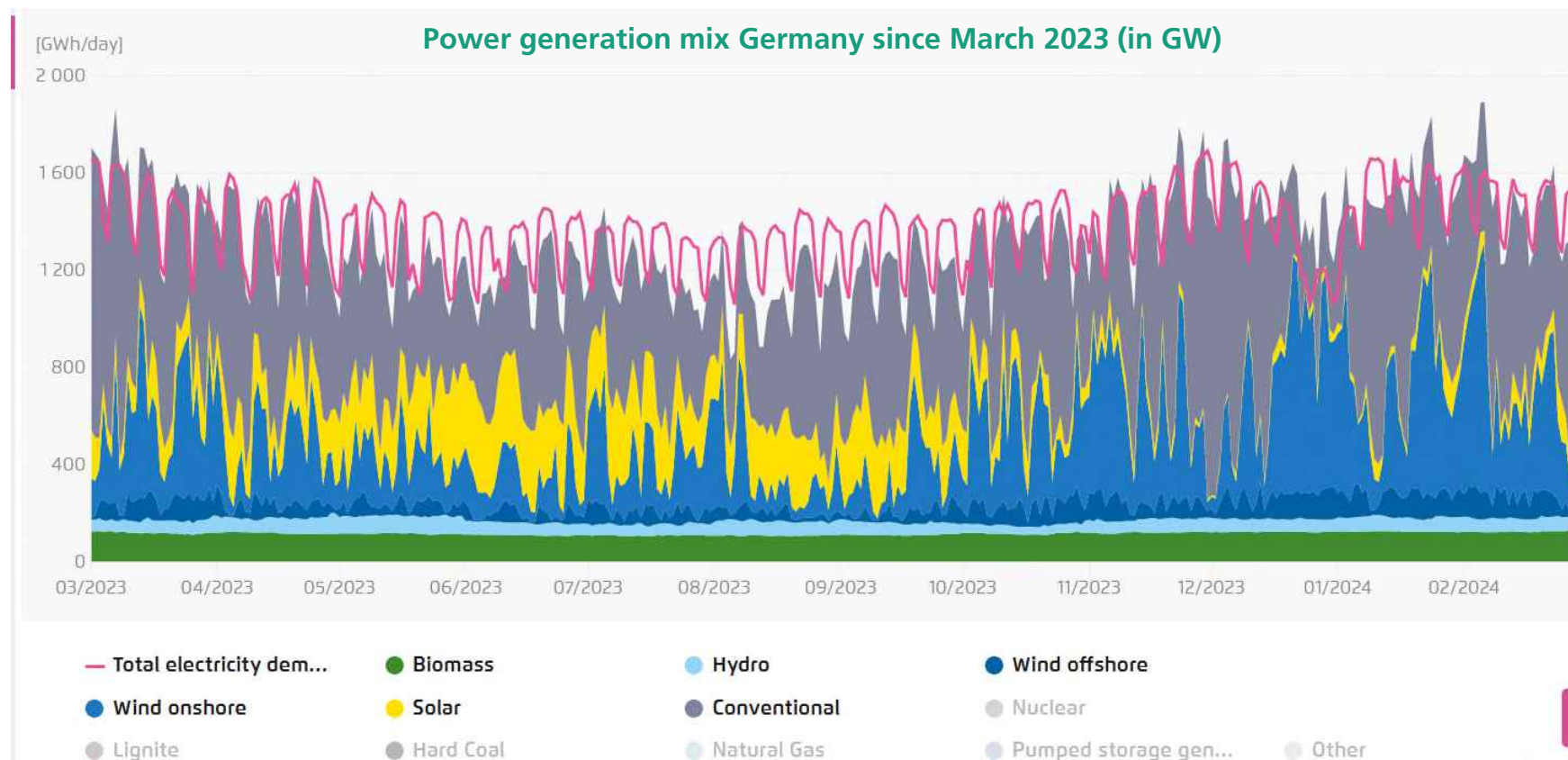
Applications possibles de l'hydrogène (vert) et des vecteurs énergétiques synthétiques



Clean hydrogen policy priority

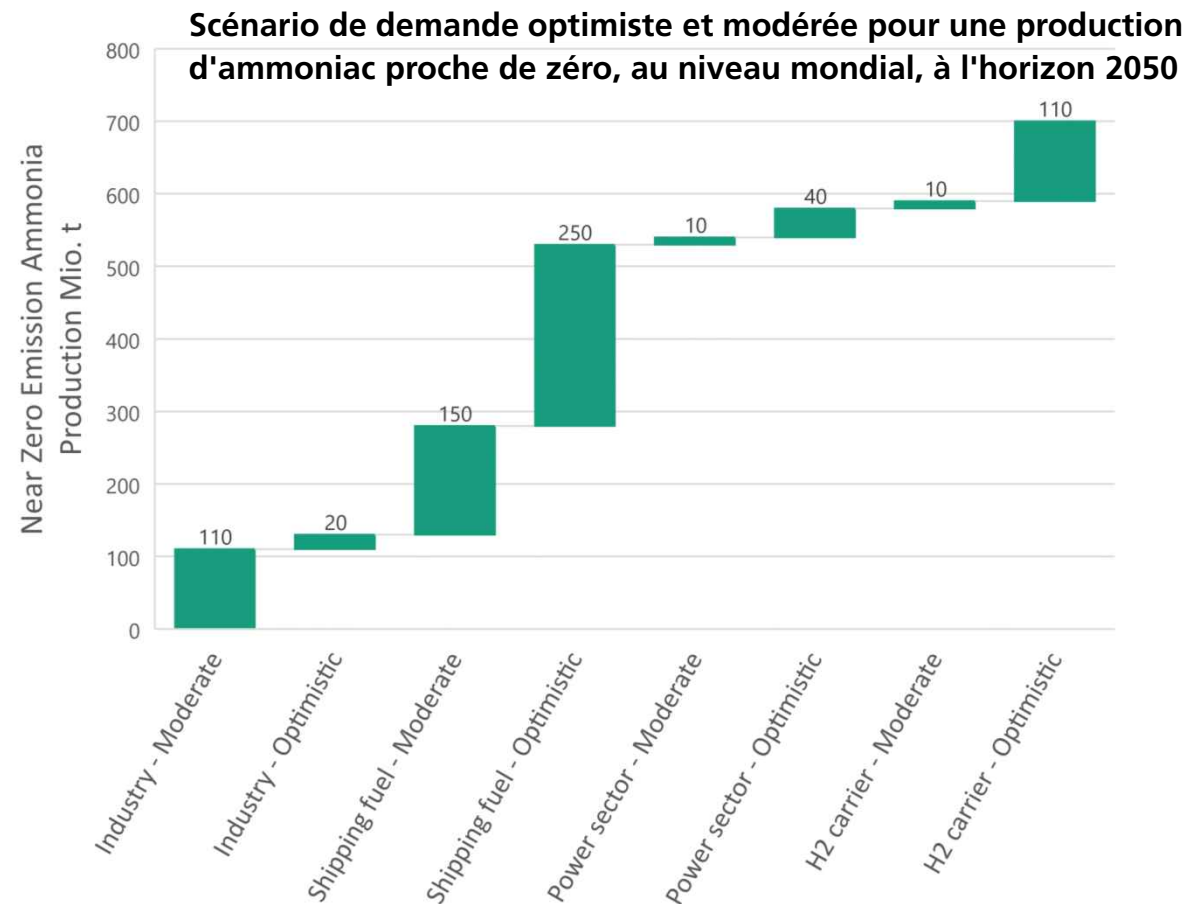
Source: IRENA (forthcoming).

Les électrolyseurs de H2 peuvent contribuer à la flexibilité du secteur de l'électricité (mais d'autres options sont également envisageables : voitures électriques, PV/stockage décentralisé, gestion de la demande...).

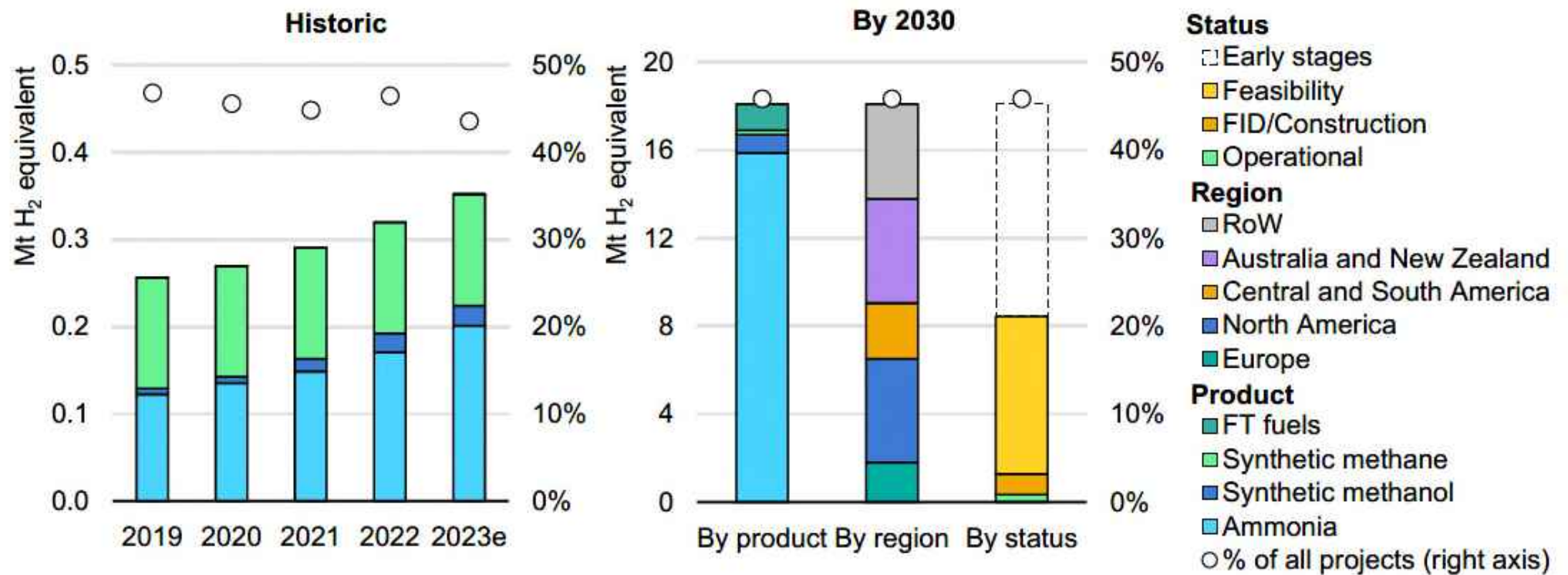


La production mondiale d'ammoniac à émissions quasi nulles est très susceptible d'augmenter dans le cadre de scénarios ambitieux de réduction du climat.

- La demande mondiale d'ammoniac vert devrait augmenter **jusqu'à 700 millions de tonnes d'ici à 2050** dans le cadre de scénarios ambitieux de réduction des émissions de gaz à effet de serre, par rapport à la **demande actuelle d'environ 183 millions de tonnes, plus de la moitié de la demande de 2050 provenant de nouvelles applications de l'ammoniac dans le domaine de l'énergie.**
- La demande la plus importante proviendra potentiellement de l'utilisation de l'ammoniac dans le **transport maritime.**
- L'écologisation du secteur industriel, en particulier des **industries chimiques et des engrais, devrait être la première application cible de l'ammoniac renouvelable**, notamment pour la modernisation des usines d'ammoniac existantes.



Les projets relatifs à l'ammoniac dominant jusqu'à présent et, dans les annonces faites d'ici à 2030, l'utilisation de l'hydrogène sera de plus en plus fréquente.



FID = final investment decision; FT = Fischer-Tropsch; RoW = rest of world.

Avantages/inconvénients des carburants à base d'hydrogène

- Les carburants et matières premières à base d'hydrogène, notamment l'ammoniac, le méthanol et les hydrocarbures synthétiques (méthane synthétique et produits Fischer-Tropsch tels que le diesel et le kérosène), sont plus faciles à stocker et à transporter que l'hydrogène pur.
- Ils peuvent souvent utiliser les infrastructures existantes, telles que les gazoducs, et les technologies d'utilisation finale, telles que les avions.
- **Cependant : la production de carburants à base d'hydrogène entraîne des coûts supplémentaires, de l'énergie et des matières premières pour convertir l'hydrogène en ces carburants.**

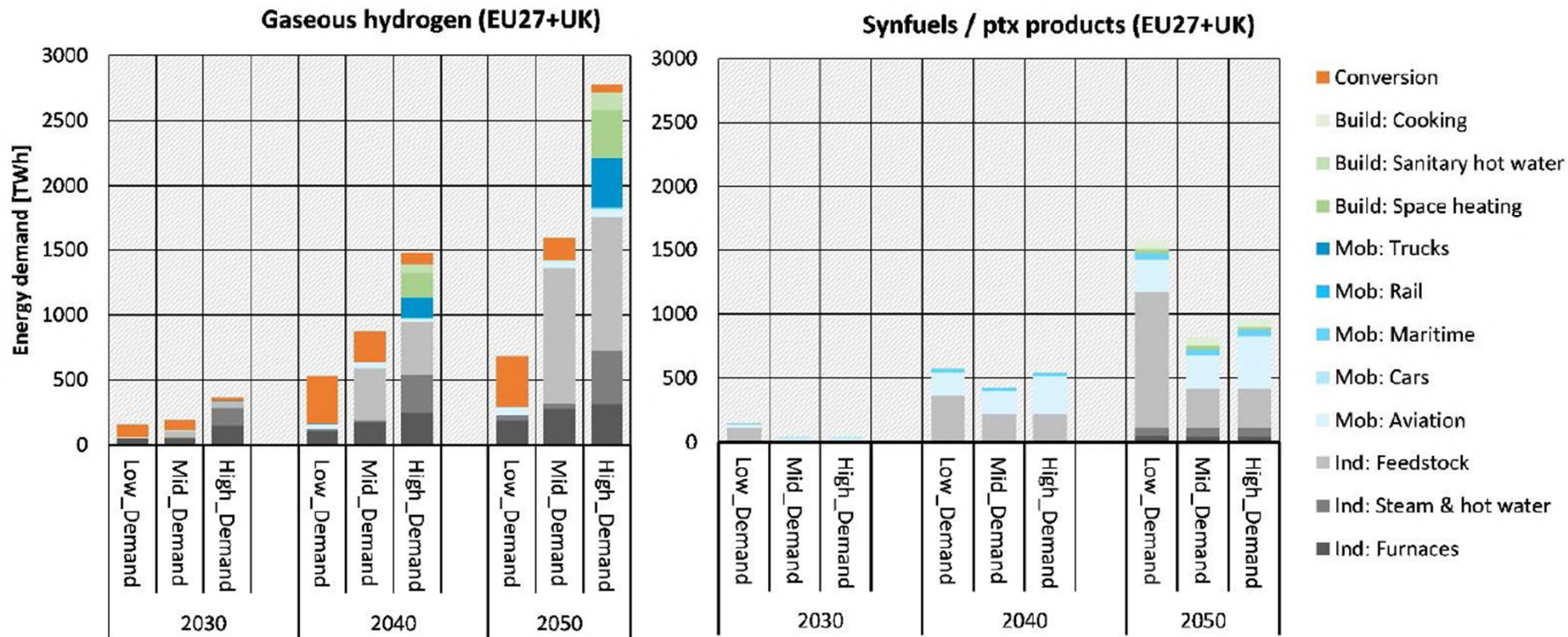
En particulier l'ammoniac:

- L'ammoniac ne nécessite pas de carbone, ce qui simplifie les chaînes d'approvisionnement et en fait un précurseur intéressant parmi les carburants à base d'hydrogène.
- En outre, l'ammoniac peut être utilisé comme vecteur d'hydrogène sur de longues distances, en tirant parti du savoir-faire existant en matière de transport d'ammoniac dans le monde entier, acquis par l'industrie des engrais.
- **Toutefois, les émissions d'oxydes d'azote (NOx) et de protoxyde d'azote (N₂O) doivent être réduites au minimum lorsque l'ammoniac est utilisé comme combustible**

La demande de H2 augmente dans l'UE

Results TransHyDE

Demande d'hydrogène (à gauche) et de carburants synthétique (à droite) dans l'industrie, les bâtiments, les transports et le secteur de la conversion, UE27+UK

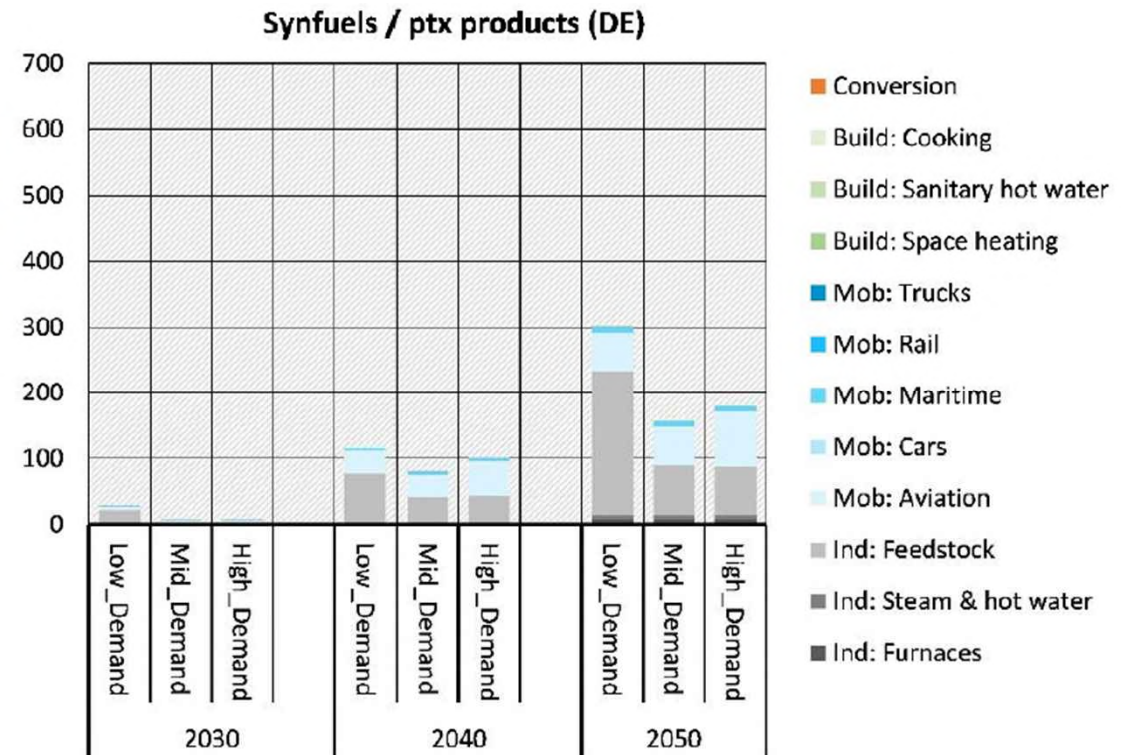
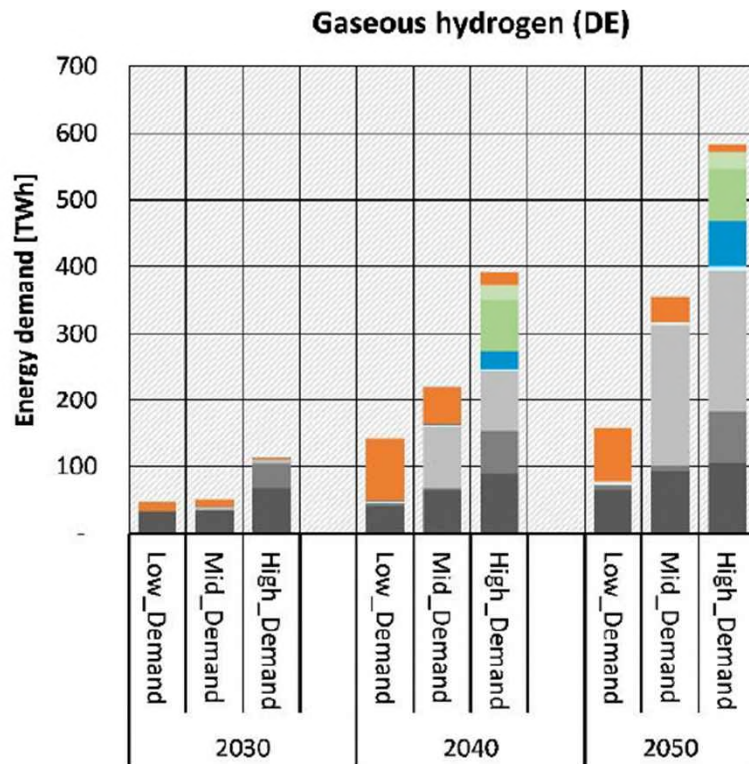


Source: TransHyDE (2024): European Hydrogen Infrastructure Planning

La demande de H2 augmente notamment en Allemagne (DE)

Resultats TransHyDE

Demande d'hydrogène (à gauche) et de carburants synthétique (à droite) dans l'industrie, les bâtiments, les transports et le secteur de la conversion, Allemagne

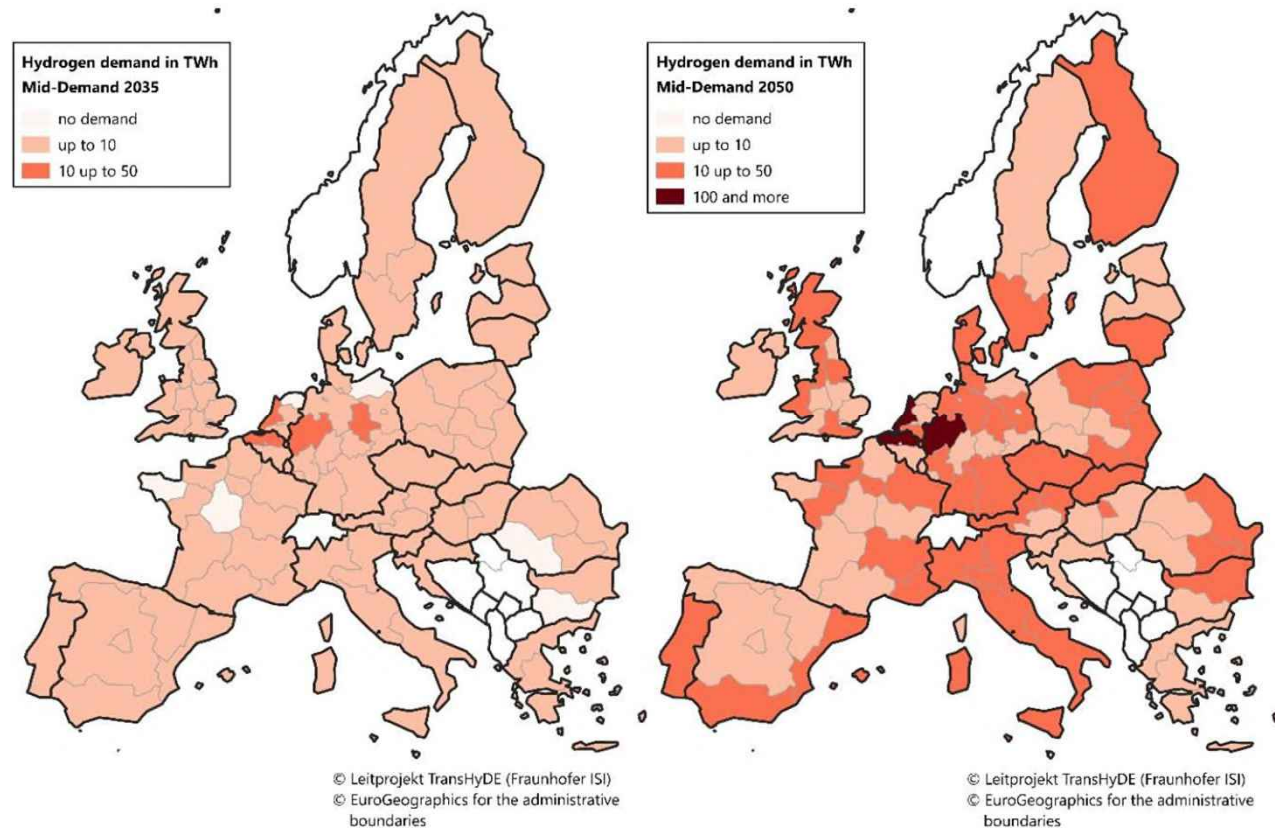


Source: TransHyDE (2024): European Hydrogen Infrastructure Planning

La demande en H2 est inégalement répartie et concentrée au centre de l'UE

Resultats TransHyDE

Demande d'hydrogène pour l'industrie, les transports et les bâtiments dans le scénario *Demande Moyen* (hors secteur de la conversion et hors produits ptx) par région pour l'UE27+UK



Source: TransHyDE (2024): European Hydrogen Infrastructure Planning

Un réseau H2 solide en Europe est essentiel

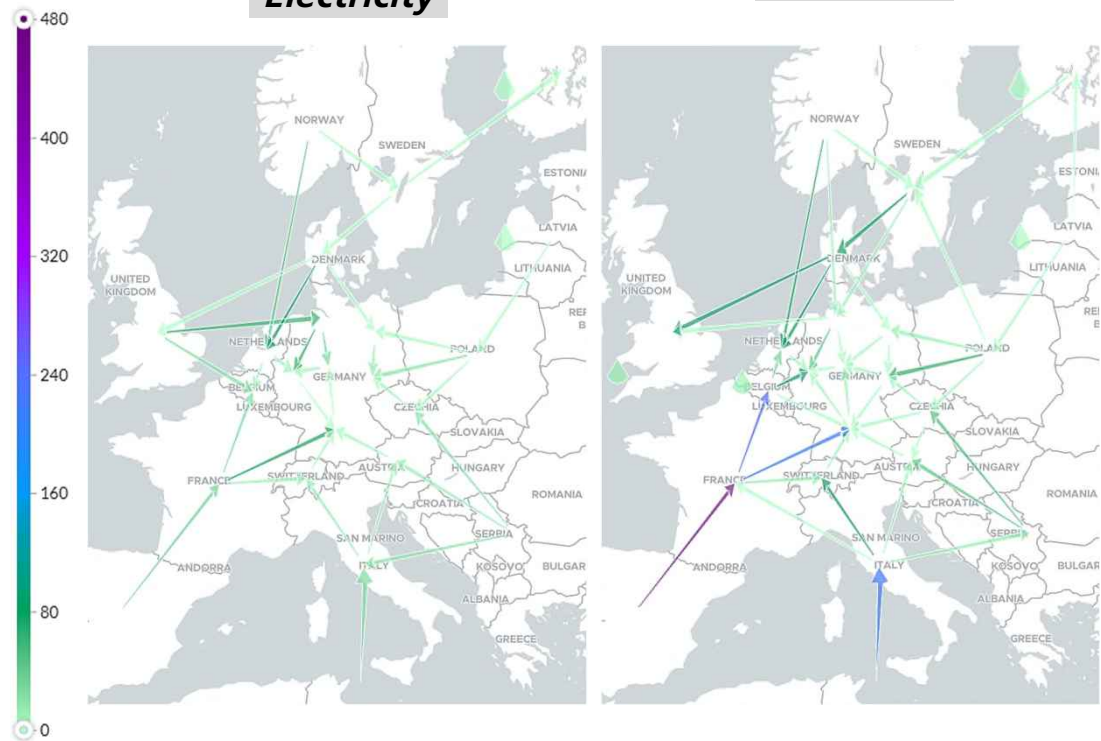
Results d'une étude pour le Ministère de l'Énergie et l'Économie en Allemagne (BMWK)

H2 trade 2045

**T45-
Electricity**

Trading flows TWh

T45-H2



- Dans tous les scénarios, un réseau européen de l'hydrogène est créé en Europe.
- Des connexions solides entre les périphéries et l'Europe centrale, ainsi que des axes nord-sud en Allemagne.
- Structure du réseau de l'hydrogène très similaire à celle du gaz naturel, différences dans les volumes d'échanges.
- L'Italie s'approvisionne en hydrogène dans la région MENA (principalement par gazoducs : seuls de très faibles volumes d'importations d'hydrogène pur par bateau vers l'Europe).
- Les produits dérivés proviennent principalement d'autres régions du monde.
- Conclusion : une infrastructure européenne de l'hydrogène est essentielle et devrait être conçue pour desservir les différentes régions d'exportation.

Intégration d'une économie de l'hydrogène dans les structures de gouvernance globales de la transformation du système énergétique

Les **impacts environnementaux** d'une économie de l'hydrogène - combinés à de faibles rendements de la production à l'utilisation - nécessitent son intégration dans les structures de gouvernance de la transformation du système énergétique via un **principe hiérarchique en quatre étapes** :

- Le principe de "**l'efficacité énergétique d'abord**" pour minimiser la demande
- Priorité à la **décarbonisation du secteur de l'électricité**,
- Priorité à **l'utilisation d'alternatives basées sur des sources d'énergie renouvelables offrant des services similaires mais avec un impact environnemental moindre** (par exemple, utilisation directe de l'électricité, biomasse durable, biocarburants et biogaz, en tenant compte de leur disponibilité limitée et des critères de durabilité).
- Utilisation **d'hydrogène et de produits synthétiques**, une fois que les trois premières étapes, le cas échéant, ont été épuisées.

Intégration dans les structures de gouvernance de la transformation du système énergétique pour les pays demandeurs et producteurs d'hydrogène

Où en est la production d'hydrogène vert et comment pourrait-elle évoluer d'ici 2030 ?

Commissioning year
 < 2000 to > 2030

Unknown projects*

Select regions
 0 selected

Technology

Electrolysis

Fossil fuels with CCUS

Other

Status

Concept

Demonstration projects

Feasibility study

FID/Under construction

Operational

Project capacity (kt H₂/yr)

> 5 000

1 000-5 000

250-500

150-250

50-150

< 50



Data for **578** projects

1 100

Installed electrolysis capacity by 2030 (MW)

189

Low-emissions hydrogen production capacity by 2030 (kt H₂/yr)

Commissioning year
 < 2000 to > 2030

Unknown projects*

Select regions
 0 selected

Technology

Electrolysis

Fossil fuels with CCUS

Other

Status

Concept

Demonstration projects

Feasibility study

FID/Under construction

Operational

Project capacity (kt H₂/yr)

> 5 000

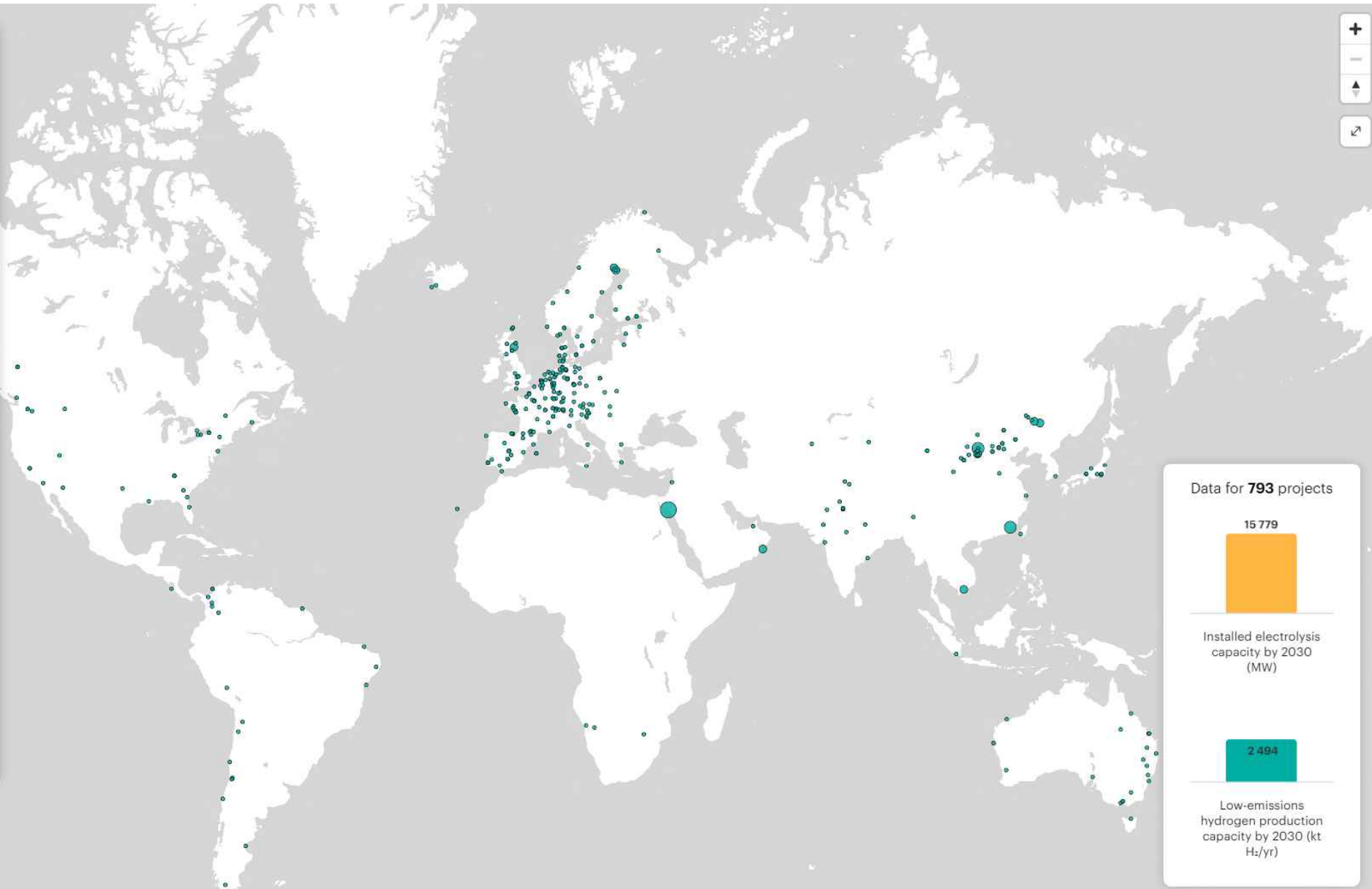
1 000-5 000

250-500

150-250

50-150

< 50



Data for **793** projects

15 779

Installed electrolysis capacity by 2030 (MW)

2 494

Low-emissions hydrogen production capacity by 2030 (kt H₂/yr)

Commissioning year
 < 2000 to > 2030

Unknown projects*

Select regions
 0 selected

Technology

Electrolysis

Fossil fuels with CCUS

Other

Status

Concept

Demonstration projects

Feasibility study

FID/Under construction

Operational

Project capacity (kt H₂/yr)

> 5 000

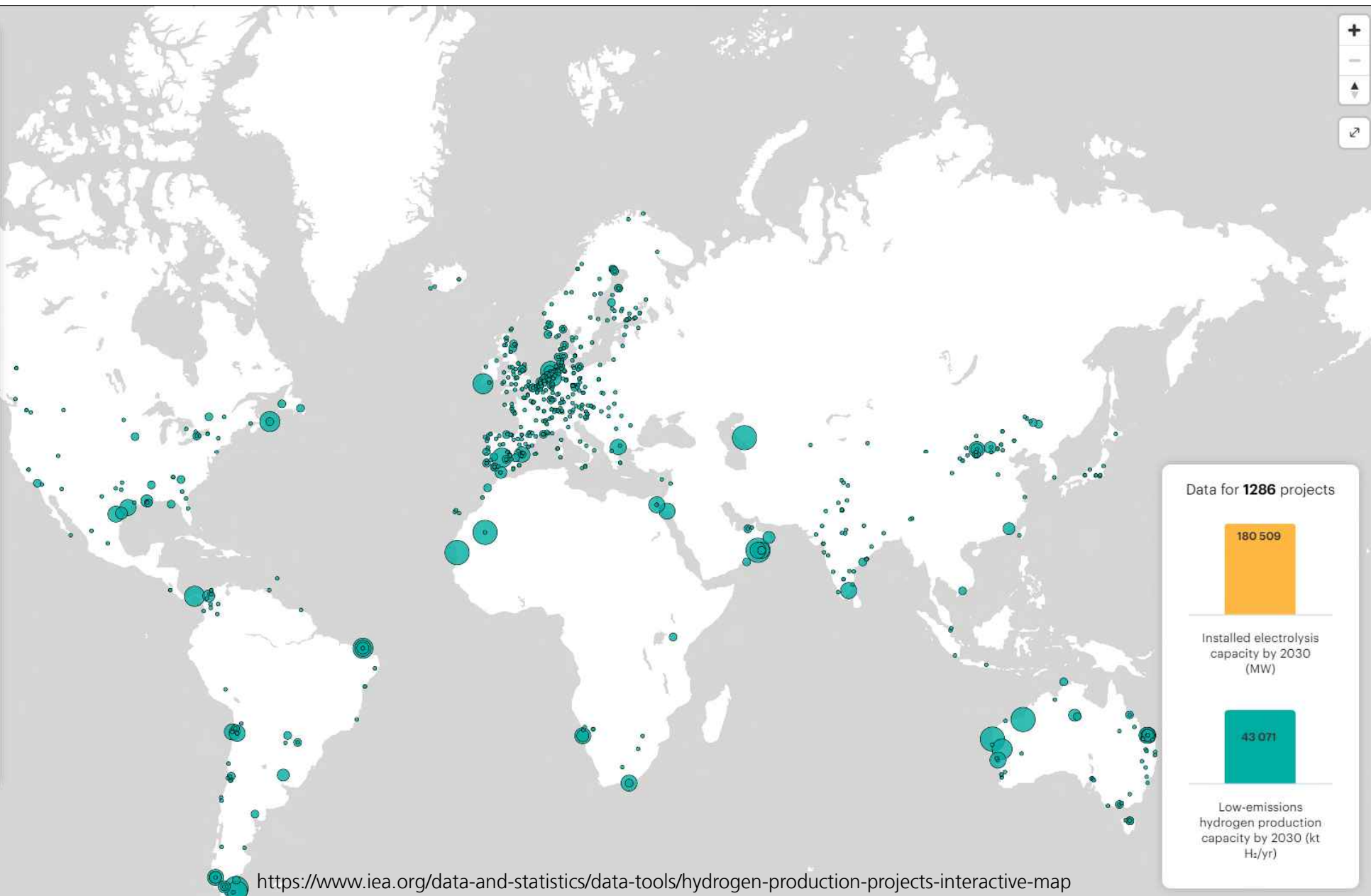
1 000-5 000

250-500

150-250

50-150

< 50



Data for **1286** projects

180 509

Installed electrolysis capacity by 2030 (MW)

43 071

Low-emissions hydrogen production capacity by 2030 (kt H₂/yr)

<https://www.iea.org/data-and-statistics/data-tools/hydrogen-production-projects-interactive-map>

Commissioning year
 < 2000 to > 2030

Unknown projects*

Select regions
 0 selected

Technology

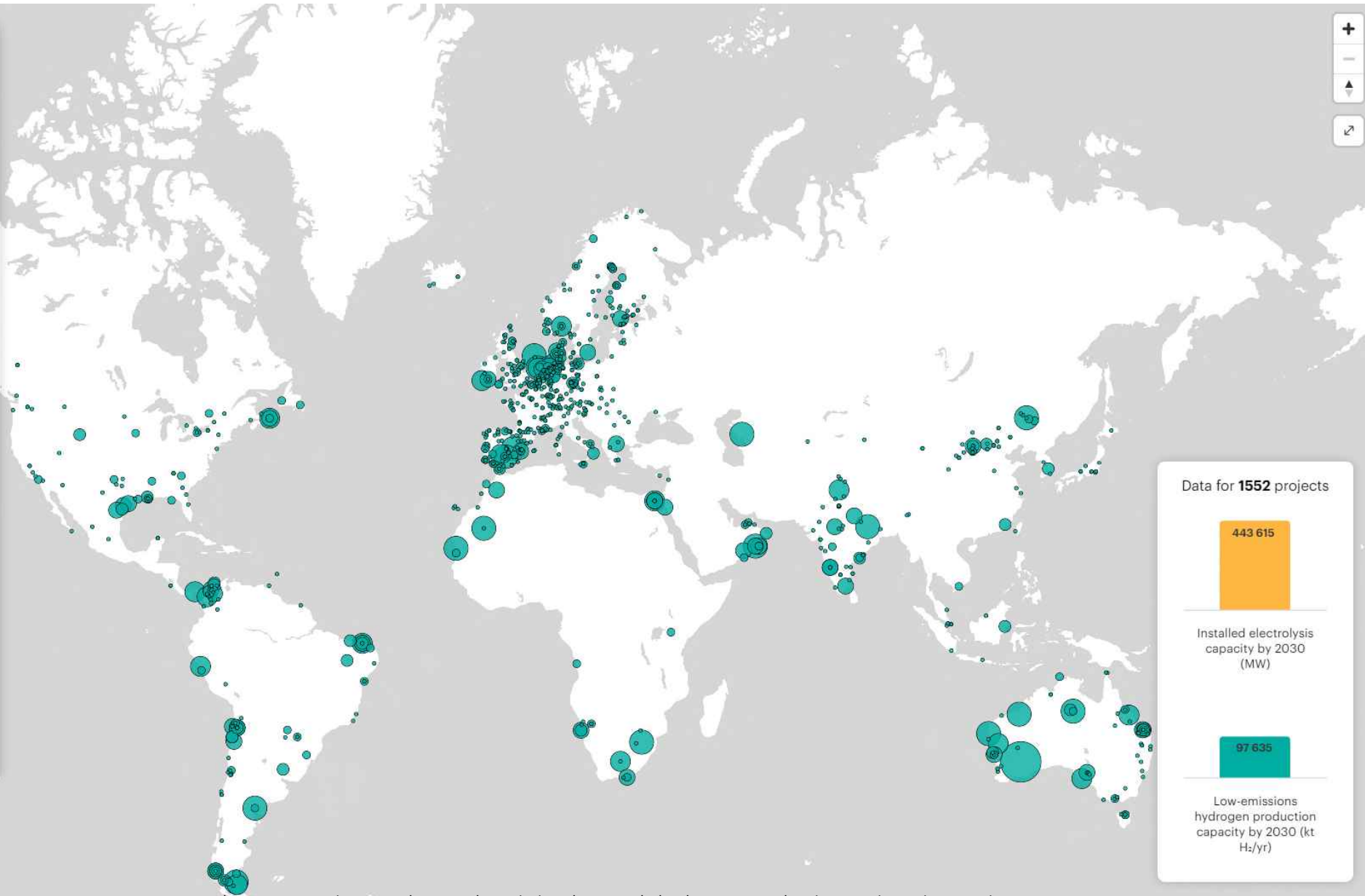
- Electrolysis
- Fossil fuels with CCUS
- Other

Status

- Concept
- Demonstration projects
- Feasibility study
- FID/Under construction
- Operational

Project capacity (kt H₂/yr)

- > 5 000
- 1 000-5 000
- 250-500
- 150-250
- 50-150
- < 50



Data for **1552** projects

443 615

Installed electrolysis capacity by 2030 (MW)

97 635

Low-emissions hydrogen production capacity by 2030 (kt H₂/yr)

Commissioning year
 < 2000 to > 2030

Unknown projects*

Select regions
 0 selected

Technology

Electrolysis

Fossil fuels with CCUS

Other

Status

Concept

Demonstration projects

Feasibility study

FID/Under construction

Operational

Project capacity (kt H₂/yr)

> 5 000

1 000-5 000

250-500

150-250

50-150

< 50



Data for **91** projects

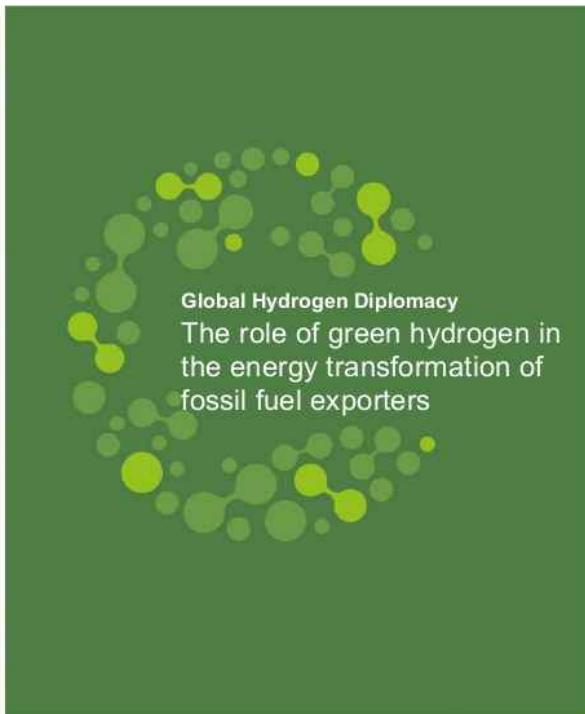
12 497

Low-emissions hydrogen production capacity by 2030 (kt H₂/yr)

Aspects spécifiques des pays producteurs d'énergies fossiles

 **Fraunhofer**
ISI

Financed by
giz
GIZ - German
International
Cooperation
GmbH



- Études sur trois pays: Arabie Saudite, Kazachstan, Nigéria
- Impact de la neutralité carbone sur l'économie
- Potentiel de l'économie de l'hydrogène en compensation

Un marché à fort potentiel avec de nouvelles opportunités et de nouveaux défis

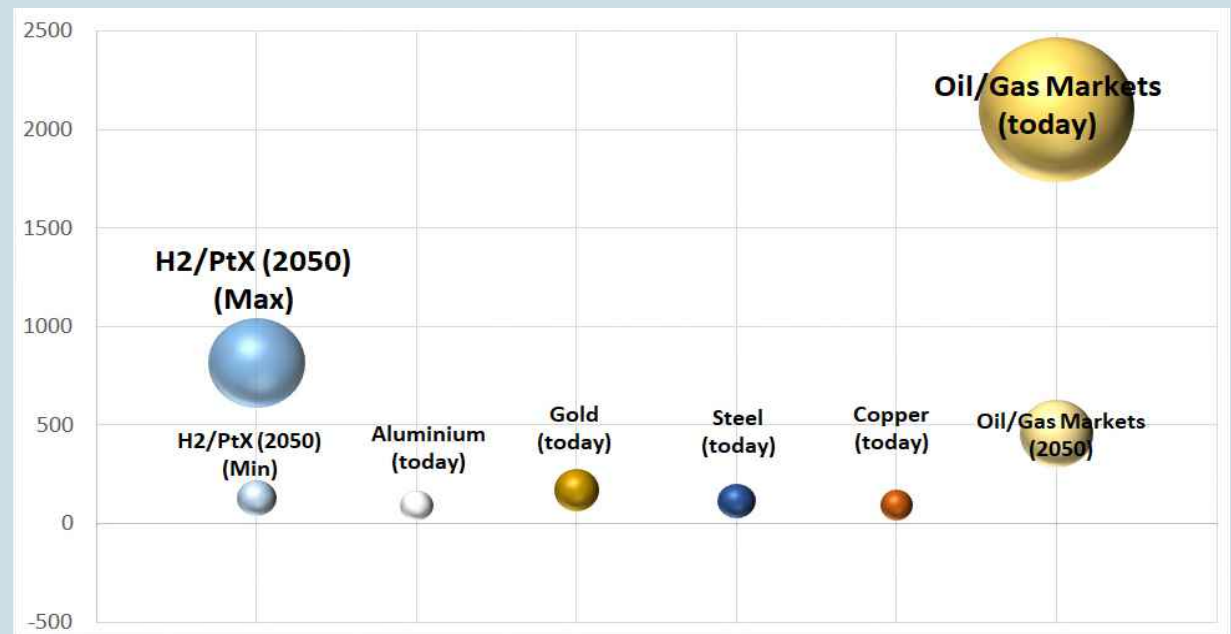
Marché potentiel

À long terme, il est probable que le marché se situe entre 100 et 700 milliards d'euros par an.

Nouvelles dépendances à l'importation (et risques ?)

Partenariat et relations à long terme avec des pays producteurs de H2 démocratiquement, politiquement et économiquement stables.

Marchés H2/PtX comparés à d'autres marchés mondiaux de matières premières (milliards d'USD)



Source: <https://www.ibisworld.com/global/market-size/global-oil-gas-exploration-production/> (oil/gas markets); own calculations for H2 and metal commodities

Opportunités économiques



Renewable and Sustainable Energy Reviews

Volume 182, August 2023, 113304






Points forts de l'étude:

- Liste de codes SH de 36 composants technologiques pour la production de H2 vert hors réseau.
- Les composants identifiés et les biens connexes sont comparativement complexes à produire.
- La Chine a réalisé une augmentation unique au monde des exportations concernées entre 1995 et 2019.
- Dans la région MENA, la Tunisie et la Turquie obtiennent les meilleurs résultats en matière de complexité verte liée à l'H2.
- Les exportateurs de combustibles fossiles ont une complexité industrielle économique et verte inférieure à la moyenne.

Economic complexity of green hydrogen production technologies - a trade data-based analysis of country-specific industrial preconditions


Viktor Paul Müller^{a,b}  , Wolfgang Eichhammer^{a,b}

Show more 

 Add to Mendeley  Share  Cite

<https://doi.org/10.1016/j.rser.2023.113304> 

[Get rights and content](#) 

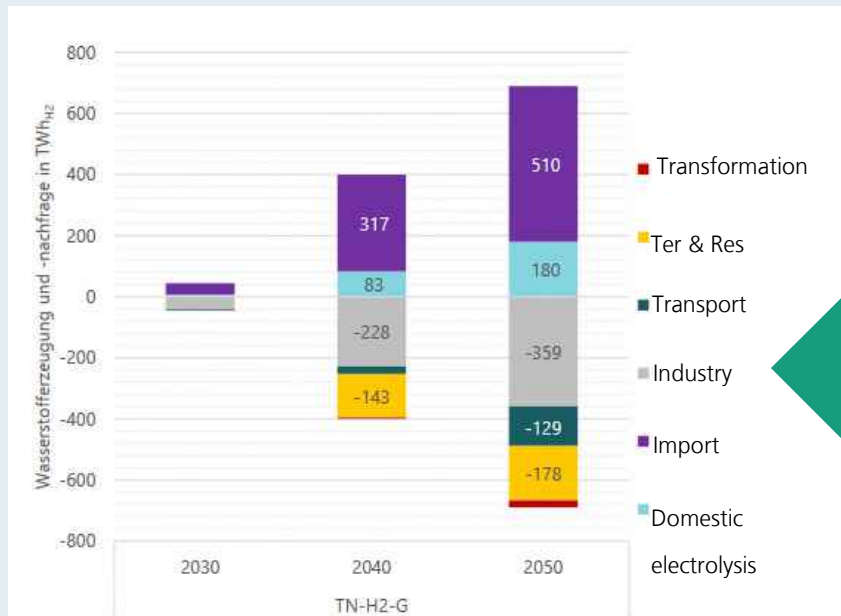
Under a Creative Commons [license](#) 

 open access

“Green H2 Product Space” and the “Close to Green H2 Product Space”

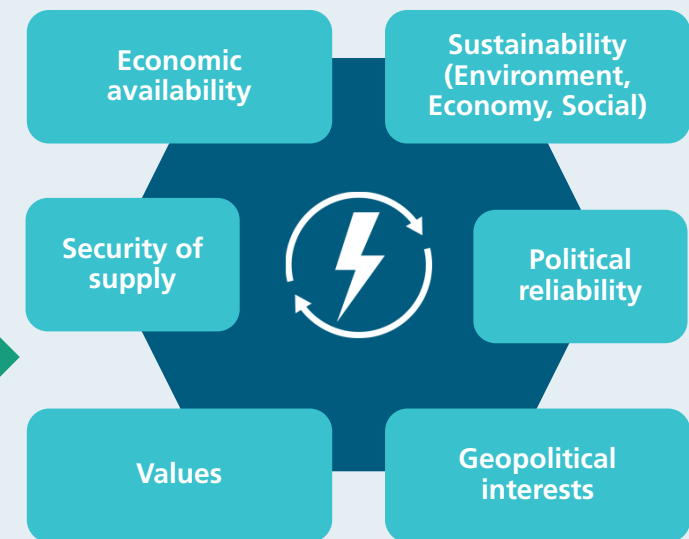
De nouveaux partenariats énergétiques sont nécessaires et requièrent de nouvelles approches en matière d'évaluation

Production et demande de H2 dans un scénario H2 - Allemagne 2030-2045



Source: Langfristszenarien für den Klimaschutz, Studie im Auftrag des BMWK

L'hexagone cible dans les partenariats énergétiques

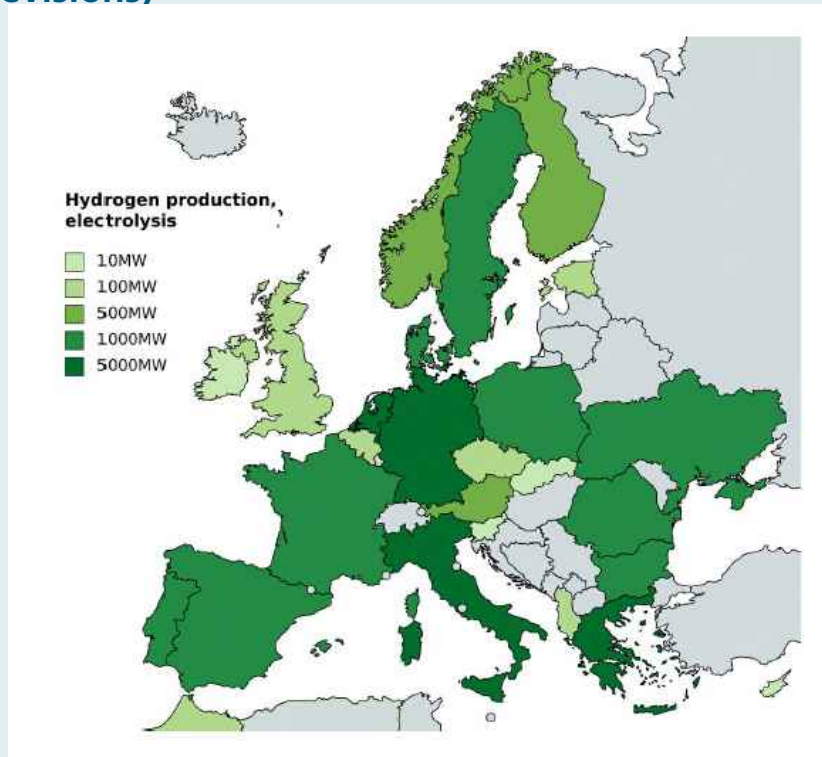


Nous restons dépendants des importations d'énergie

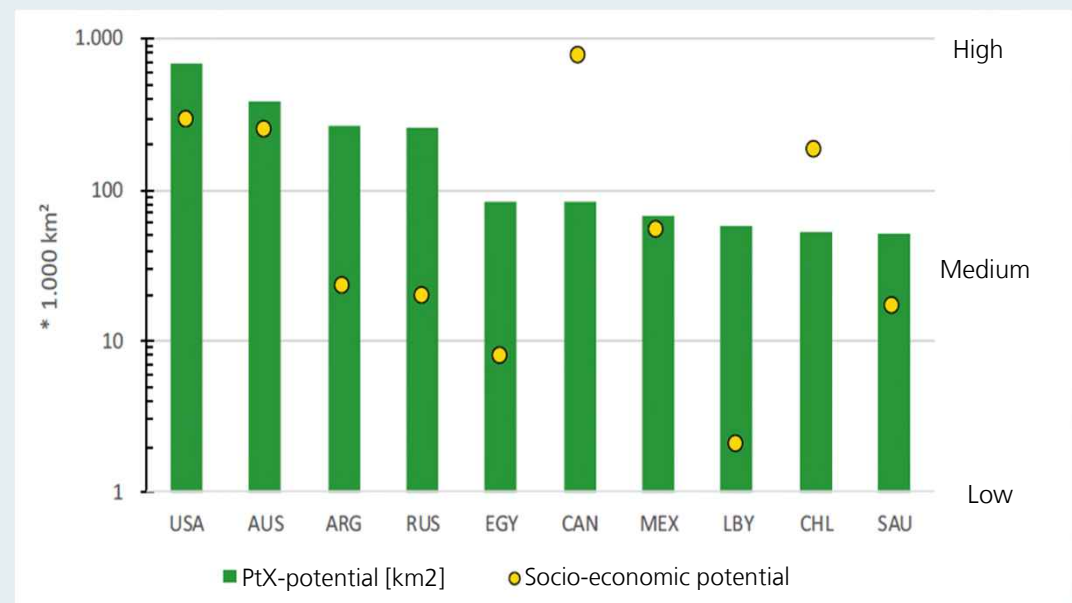
Pays de production potentiels pour l'hydrogène (vert) et ses dérivés



Production d'hydrogène dans l'UE en 2030 (prévisions)



Producteurs potentiels d'hydrogène



MENA et Europe de l'Est, pays de l'OPEP, pays en développement et émergents (Afrique, Amérique du Sud), États-Unis, Chine, Australie

La conversion des pipelines existants est l'option de transport la plus rentable

Conversion de pipelines existants

est l'option de transport H2 la moins chère pour les courtes distances (< 5 000 km).

L'épine dorsale européenne H2

comprend un réseau de gazoducs de 23 000 km et ne sera construit que bien après 2030.

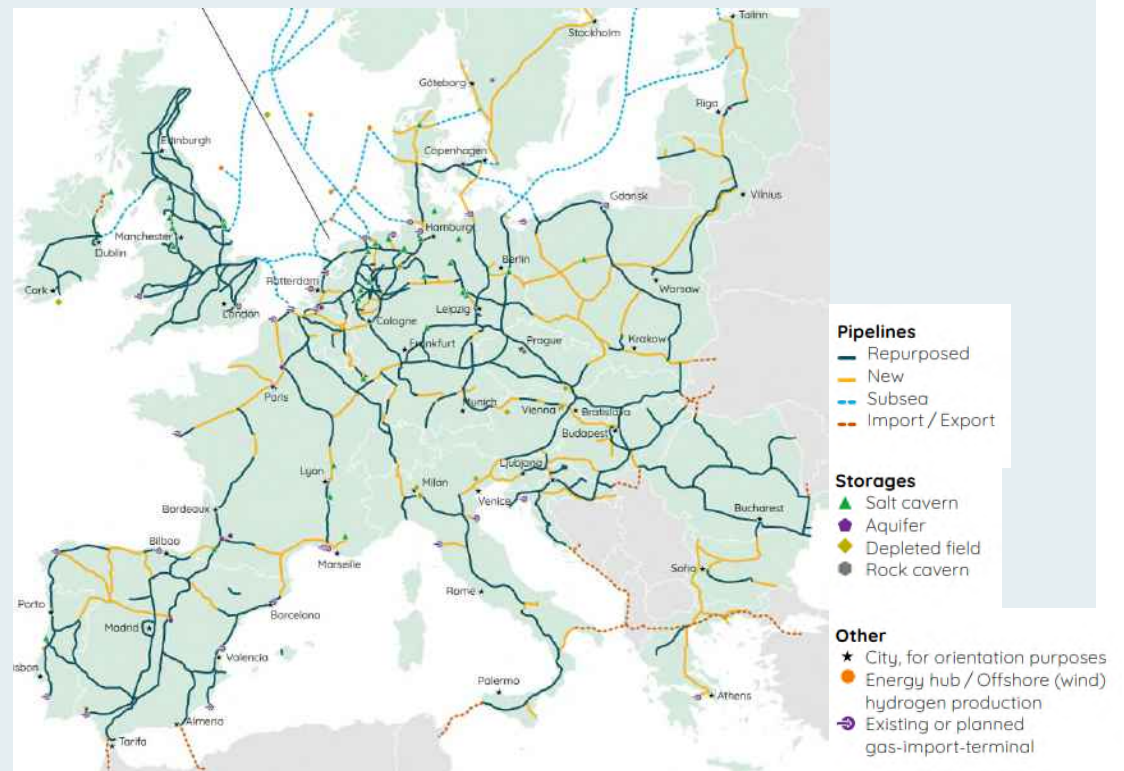
75 % des pipelines H2

sur la base des conversions de gazoducs.

Les pipelines convertis sont exploités à < 50 %

de capacité pour réduire la fragilisation et les besoins en énergie pour la compression.

L'épine dorsale européenne H2



Source: Gas for Climate (2021), TransHyDe project, Fraunhofer IEG

Source: Gas for Climate (2022), TransHyDe project, Fraunhofer IEG

Plates-formes d'exportation et d'importation avec des plages de connexion à un oléoduc

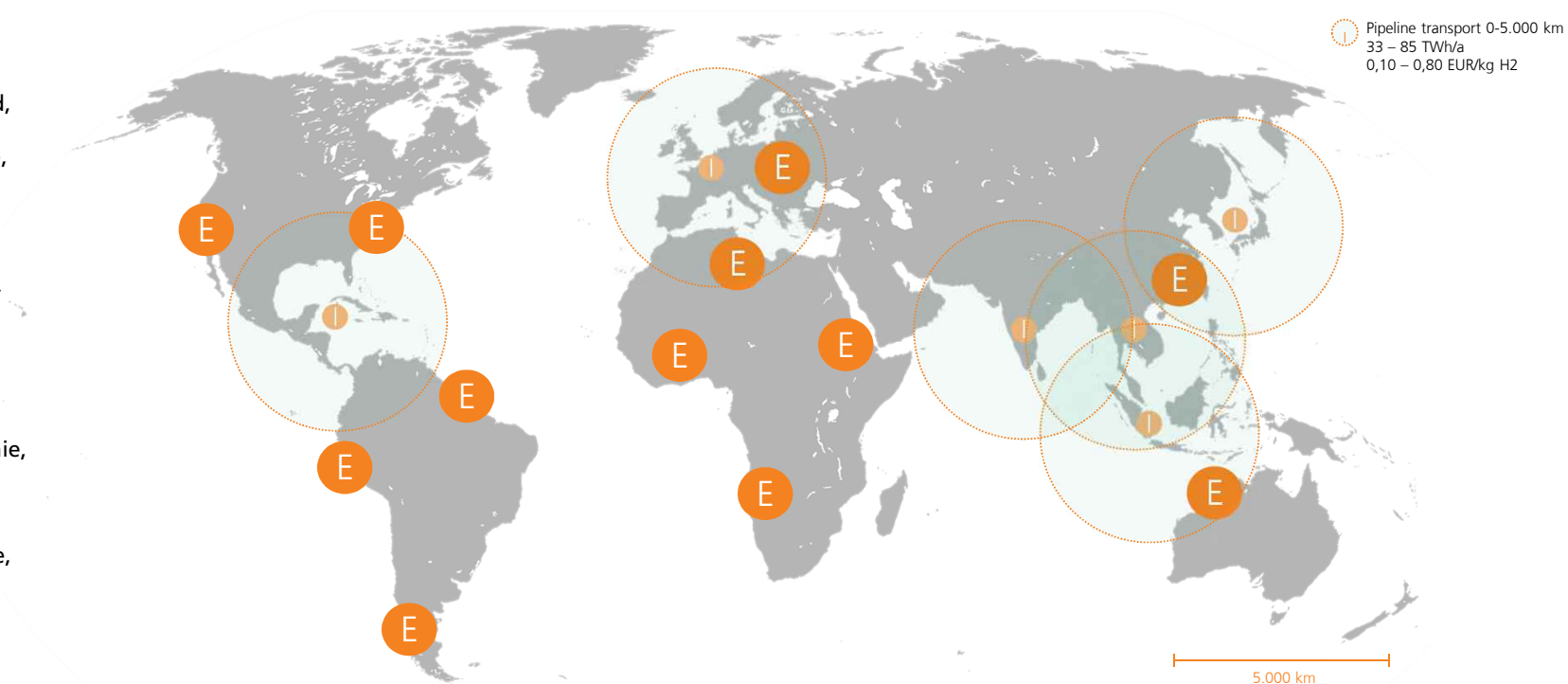
La diversification est importante - de nombreux pays d'exportation potentiels se situent en dehors de la filière économique.

Import: *

- Asie : Japon, Corée du Sud, Thaïlande, Vietnam, Indonésie, (Inde), Malaisie,
- Allemagne/Europe

Export: *

- Amérique du Sud : Chili, Argentine, Brésil
- Amérique du Nord : États-Unis, Canada
- MENA : Maroc, Égypte, Algérie, Arabie Saoudite, États du Golfe
- Afrique subsaharienne : Éthiopie, Kenya, Mauritanie, Namibie, Niger
- Asie : Kazakhstan, Chin
- Autres pays : Australie, Nouvelle-Zélande, Turquie, Ukraine



Politiques - Comment l'utilisation de l'hydrogène et du PtX est-elle encouragée ?

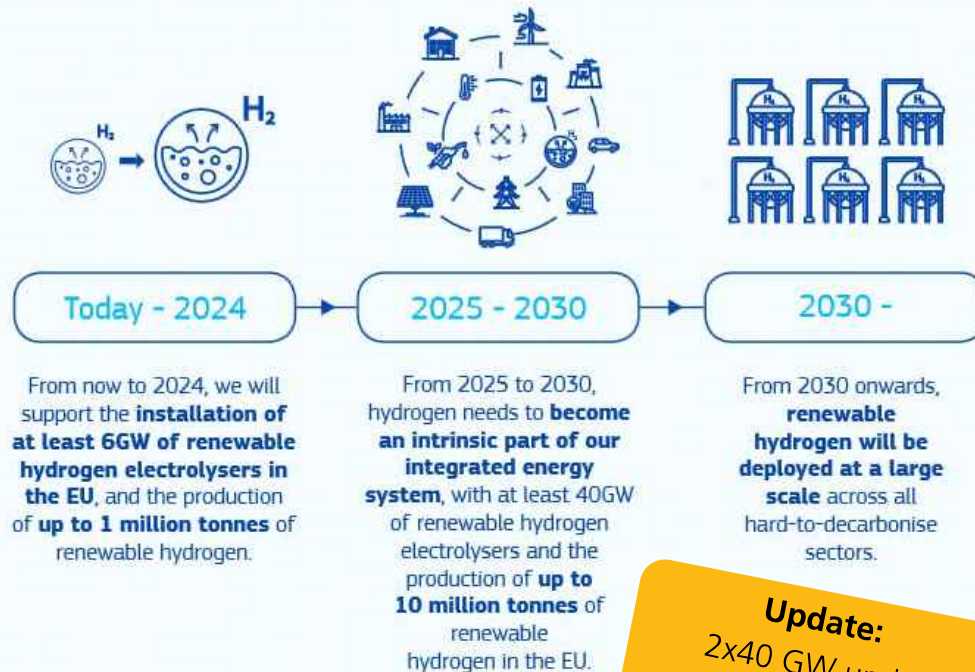
A Hydrogen Strategy for a climate neutral Europe

#EUGreenDeal

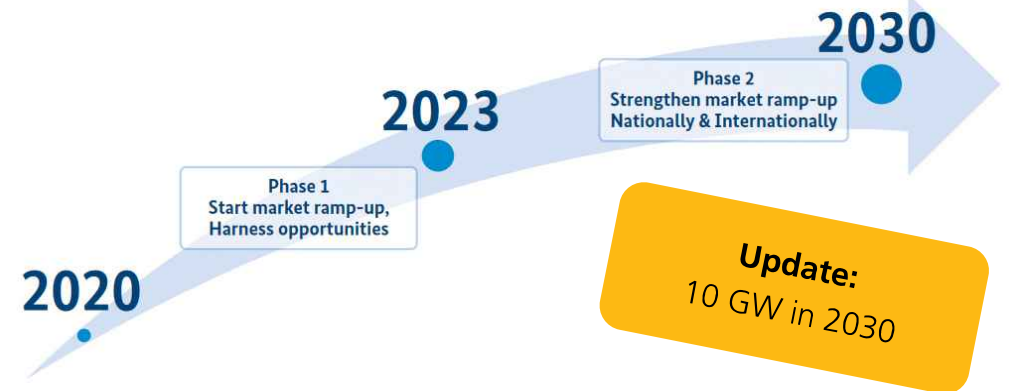
National Hydrogen Strategy

Germany

The path towards a European hydrogen eco-system step by step :



Update:
2x40 GW under
REPower EU



- > **up to 5 GW of generation capacity** including offshore and onshore energy generation facilities
- > **14 TWh of green hydrogen production** = 20 TWh of renewables-based electricity
- > **additional 5 GW of capacity** are to be added, if possible **by 2035** and no later than 2040

Les systèmes d'incitation à la production et à l'utilisation de l'hydrogène font largement défaut et doivent être mis en place.

Les coûts déterminent la viabilité économique de H2 et PtX

Les facteurs d'influence importants sont le prix du CO2 pour les alternatives fossiles, la dégressivité des coûts pour les énergies renouvelables et les prix de l'électricité, la pénétration du marché et le CAPEX des électrolyseurs, ainsi que les coûts d'investissement.

Absence de systèmes d'incitation

créer des conditions de marché attrayantes pour la production et le transport d'hydrogène (en particulier dans les pays exportateurs).

Régimes existants (sélection) :



Emission Trading System



Innovation Fund



Important Project of Common European Interest



Carbon Contracts for Difference



Inflation Reduction Act



Net Zero Industry Act

Rappel des objectifs de l'étude

- Étudier l'hydrogène dans un future développement de Algérie vers la neutralité carbone. (Partie I)
- Étudier les premiers sites de projets et d'opportunités d'investissements. (Partie II)
- Étudier la certification de l'hydrogène vert qui pourra être important pour une future économie Algérienne reliée à l'export de l'hydrogène. (Partie III)

Partie I de l'étude:

- Scenarios pour l'Algérie sans/avec export d'hydrogène

1-PRÉSENTATION ET DISCUSSION DES DÉFINITIONS DE SCÉNARIOS ÉNERGÉTIQUES

Table des matières

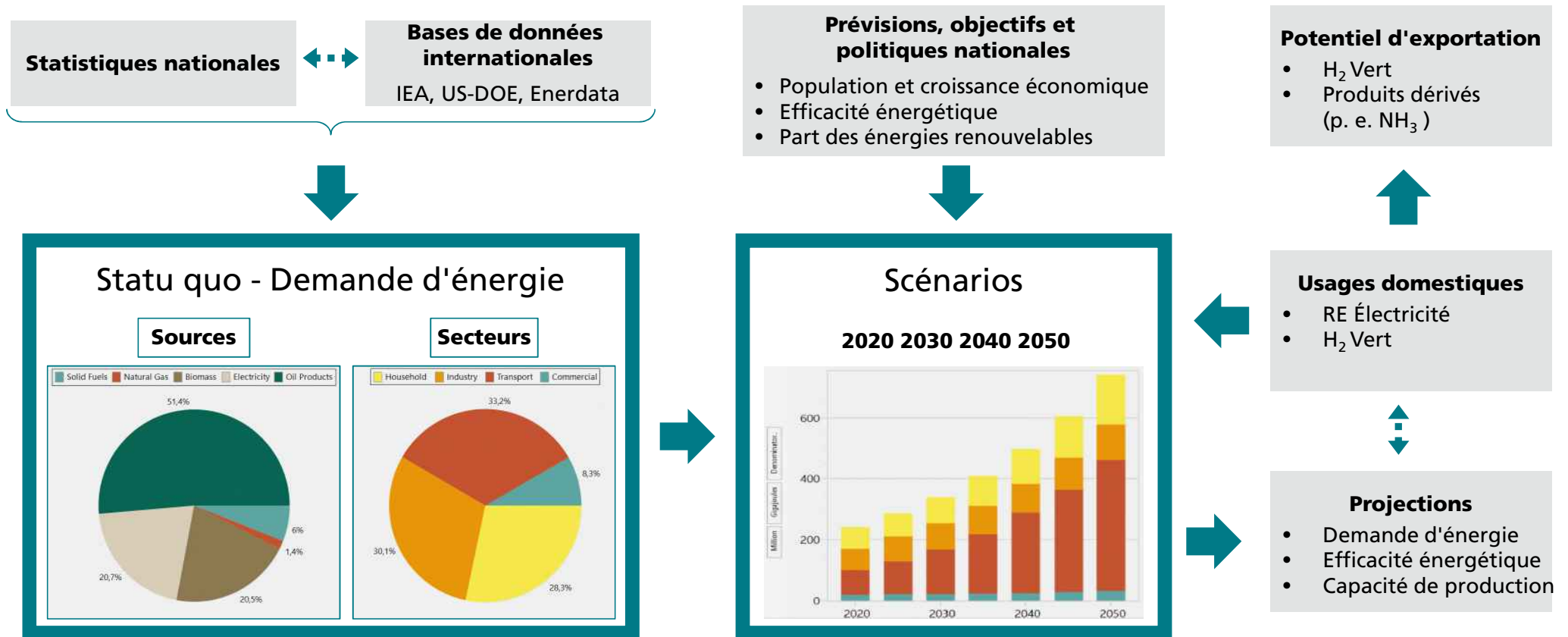
- A. Définition des scénarios
- B. Aperçu méthodologique (LEAP)
- C. Projection de la demande d'énergie finale
- D. Développement du secteur de l'électricité
 - Paramètres d'optimisation
 - Résultats de l'optimisation

A) Définition des scénarios

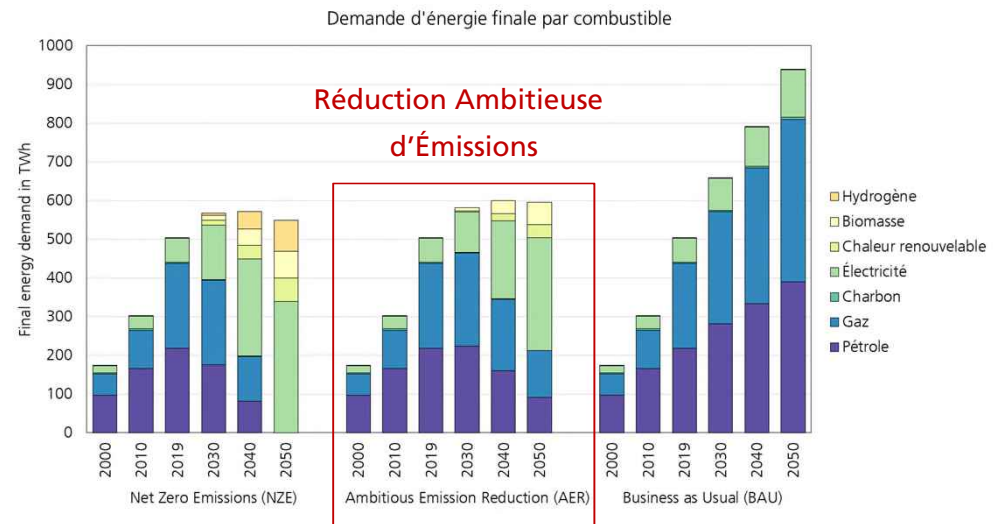
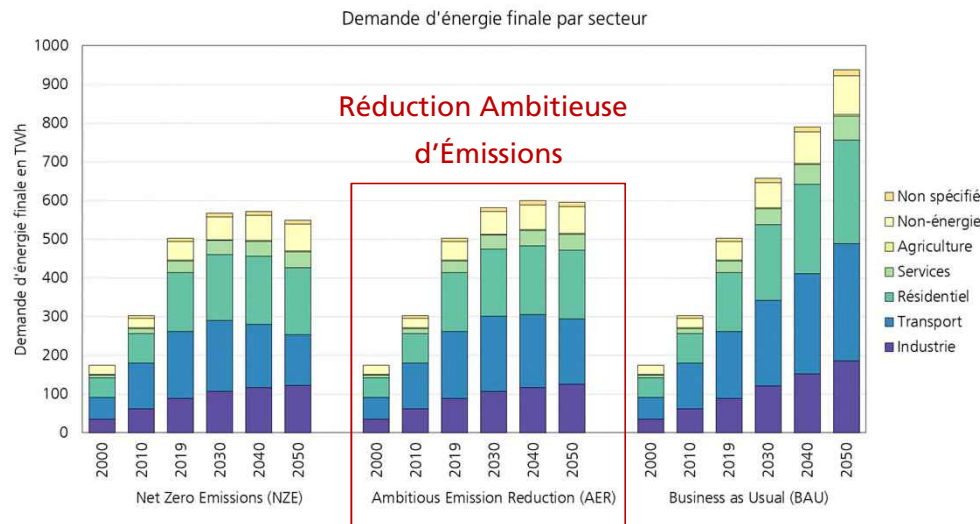
	2050: 216 Mt CO ₂ equ.	2050: 60 Mt CO ₂ equ.	2050: 0 Mt CO ₂ equ. net
Scénario	Status quo (BAU)	Réductions ambitieuses des émissions (AER) / (AER+)	Émissions nettes nulles en 2050 (NZE) / (NZE+)
Demande d'énergie finale	Intensités énergétiques et parts de combustibles constantes	Augmentation efficacité énergétique 65% renouvelables 2050	Augmentation efficacité énergétique 100% renouvelables 2050
Secteur électrique	Optimisation au moindre coût sans objectifs d'émissions *	Optimisation au moindre coût 85% d'électricité renouvelable 2050*	Optimisation au moindre coût Émissions nettes nulles 2050*
Exportation d'hydrogène	Non	Non	Oui (2025 : 0 TWh, 2035 : 15 TWh, 2050 : 100 TWh)

* pour les extensions de capacité au-delà des plans nationaux annoncés

B) Aperçu méthodologique de modélisation des systèmes énergétiques avec LEAP



C) Projection de la demande finale d'énergie - par secteur et combustible



- Les améliorations de l'efficacité énergétique entraînent une baisse de la demande d'énergie finale pour AER et les NZE par rapport au scénario BAU
- La différence de demande d'énergie finale entre AER et NZE est la plus importante dans le secteur des transports, en raison de la plus grande part de BEV et des gains d'efficacité implicites qui en résultent
- La part restante des combustibles fossiles en 2050 dans AER est compensée dans NZE par un mélange d'électricité, d'hydrogène, de biomasse et de chaleur renouvelable.

D) Développement du secteur de l'électricité Ajouts de capacité en utilisant l'optimisation du moindre coût

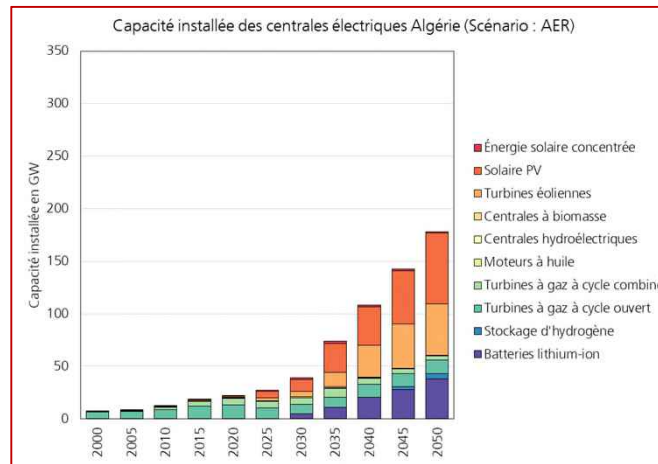
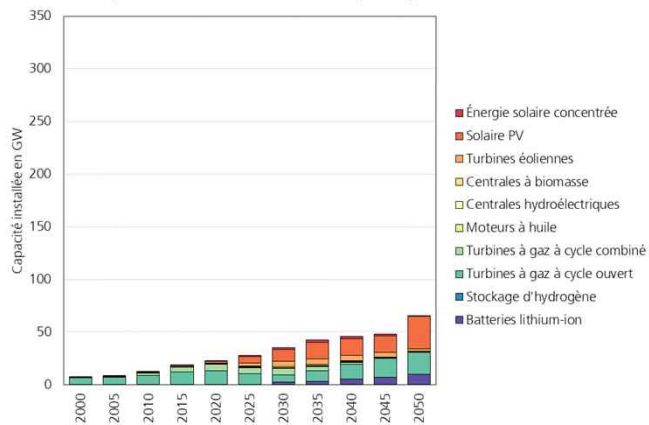
- Poursuite de l'expansion de la production d'électricité basée sur
 - optimisation au moindre coût avec le modèle NEMO
 - hypothèses techno-économiques pour les différentes technologies de génération
 - séries temporelles pour la disponibilité des EnR et la courbe de charge du système électrique
 - modification de l'objectif d'exportation de l'hydrogène vert

D) Expansion du secteur de l'électricité

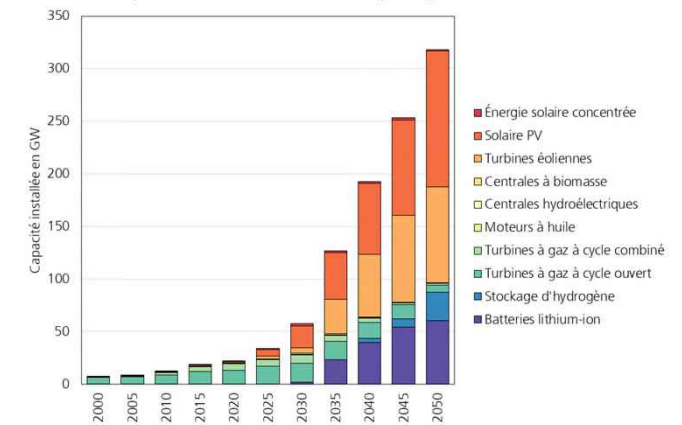
Résultats - Capacité installée par scénario

Réduction Ambitieuse d'Émissions

Capacité installée des centrales électriques Algérie (Scénario : BAU)



Capacité installée des centrales électriques Algérie (Scénario : NZE)



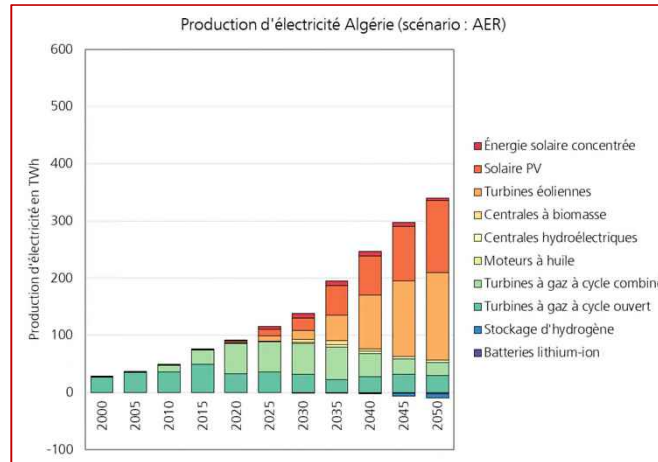
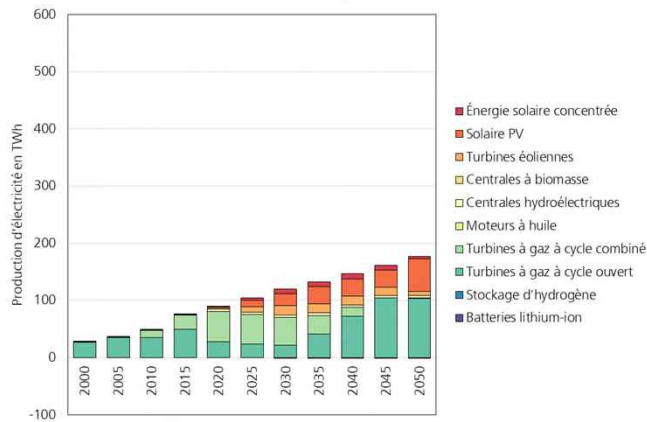
- La capacité totale installée en 2050 dans AER (178 GW) est 2,7 fois plus élevée que dans le scénario BAU (66 GW) et même 4,8 fois plus élevée dans le scénario NZE (318 GW)
- Les augmentations de capacité les plus importantes dans AER et NZE concernent l'énergie solaire PV, suivie par turbines éoliennes et le stockage en batterie à court terme
- La principale différence entre AER et NZE réside dans le rôle du stockage de l'hydrogène pour le stockage saisonnier (élevé dans NZE, limité dans AER)

D) Expansion du secteur de l'électricité

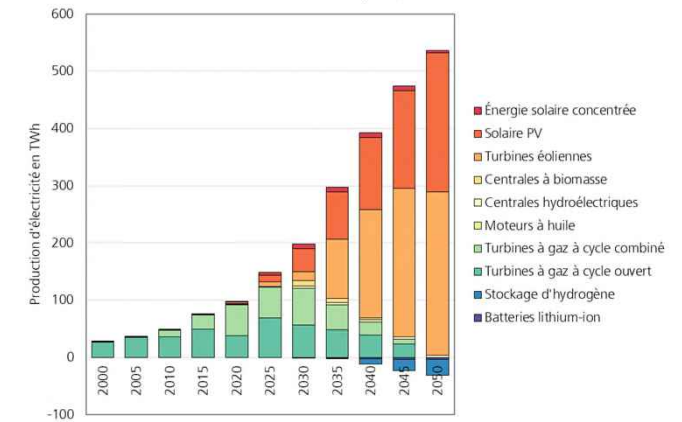
Résultats - Production d'électricité par scénario

Réduction Ambitieuse d'Émissions

Production d'électricité Algérie (scénario : BAU)



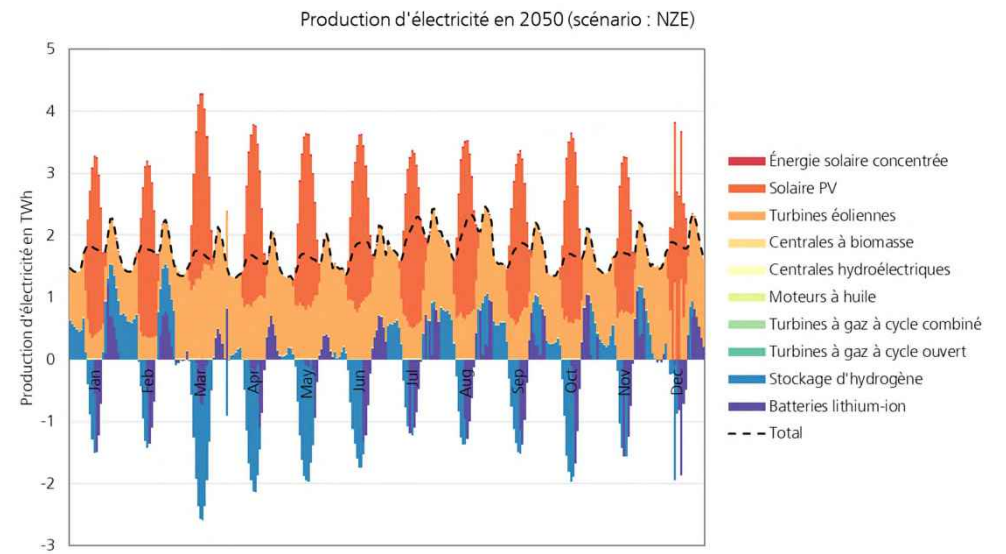
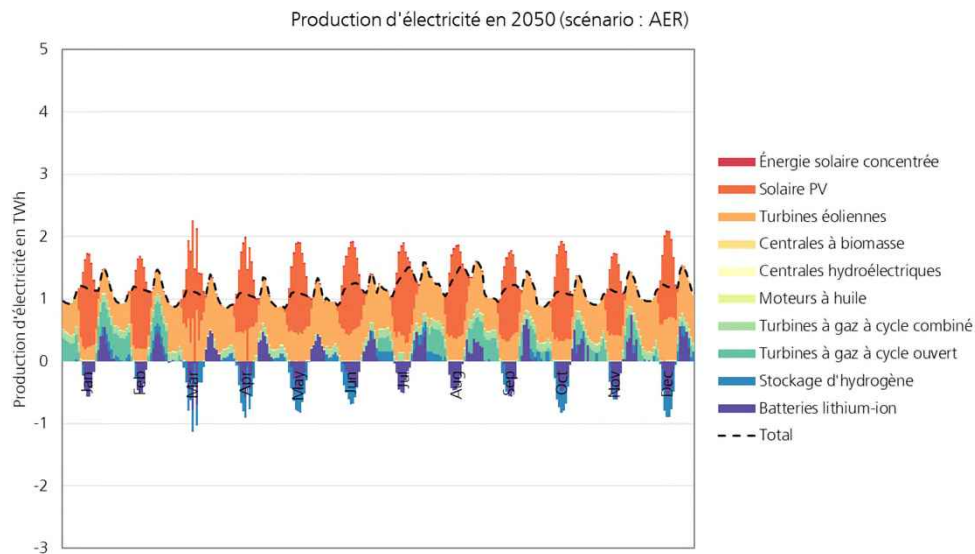
Production d'électricité Algérie (scénario : NZE)



- La production totale d'électricité en 2050 dans AER (340 TWh) est 1,9 fois plus élevée que dans le scénario BAU (176 TWh), et même 3,0 fois plus élevée dans le scénario NZE (536 TWh)
- Alors que pour NZE 100% de l'électricité est produite à partir de sources renouvelables (principalement éoliennes et solaires), pour AER 15% sont encore basés sur le gaz naturel
- Les barres bleues négatives indiquent les pertes de transformation dues à l'efficacité du stockage saisonnier de l'hydrogène (conversion/reconversion de l'électricité en hydrogène).

D) Expansion du secteur de l'électricité

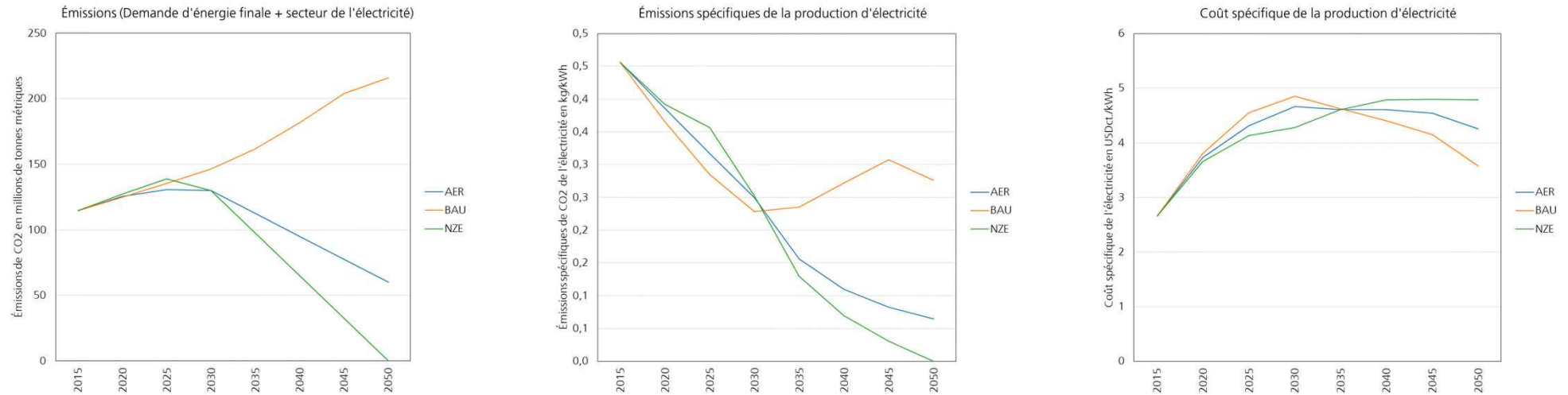
Résultats - Production d'électricité par scénario



- La répartition horaire de l'électricité en 2050 pour AER et NZE montre deux différences principales
 - AER : utilisation de turbines à gaz lorsque le solaire photovoltaïque et l'éolien ne peuvent pas répondre à la demande, utilisation limitée du stockage saisonnier de l'hydrogène.
 - NZE : utilisation accrue du stockage saisonnier de l'hydrogène pour compenser les turbines à gaz.

D) Expansion du secteur de l'électricité

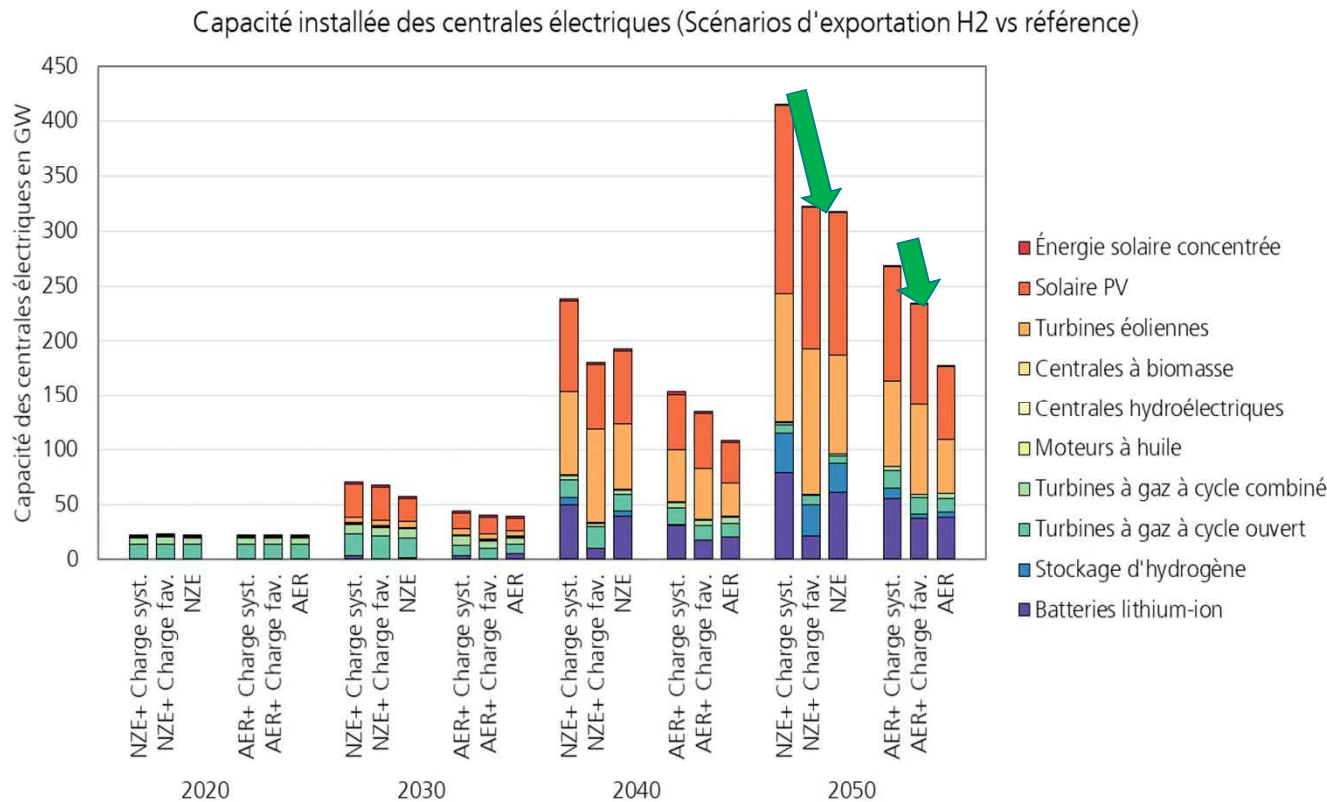
Résultats - coût et émissions pour différents scénarios



- Les émissions totales des secteurs de la demande finale d'énergie et de la production d'électricité diffèrent sensiblement pour les trois scénarios après 2025 (2050: 0 Mt NZE, 60 Mt AER, 216 Mt BAU)
- Les émissions spécifiques liées à la production d'électricité diminuent pour tous les scénarios ; initialement, le scénario BAU présente les émissions les plus faibles en raison des objectifs nationaux élevés en matière d'ajout d'ER et de la croissance modérée de la demande d'électricité ; entre 2030 et 2035, cette situation change et le scénario NZE présente les émissions spécifiques les plus faibles, suivi par le scénario AER
- Le coût spécifique de l'électricité augmente légèrement pour tous les scénarios ; la forte augmentation du scénario BAU au début est à nouveau due aux objectifs élevés d'ajout d'énergies renouvelables ; à long terme, le scénario NZE entraîne un coût légèrement plus élevé que les scénarios ARE et BAU (cependant, aucun prix du CO2 n'est inclus!)

Expansion du secteur de l'électricité

Capacités installées avec/sans exportations de H2



- Renouvelables: accroissement important des capacités électriques
- Par rapport aux scénarios sans exportations d'hydrogène, la capacité globale du secteur de l'électricité en 2050 augmente
- Mais : **l'allocation flexible de l'électrolyse peut contribuer à réduire la demande de stockage dans le système.**

Partie II de l'étude:

- Études approfondies des sites

2 – ETUDES APPROFONDIES

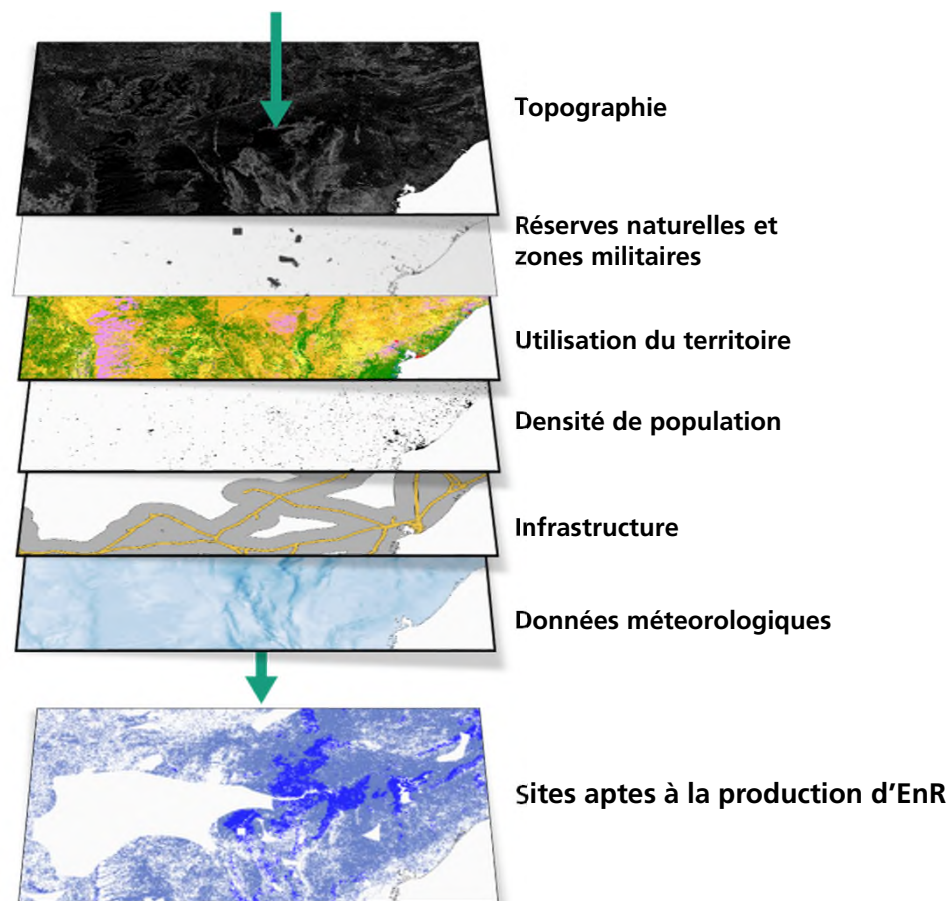
Table des matières

- A. Rappel méthodologique de sélection des sites
- B. Rappel : Critères d'exclusion géographiques
- C. Rappel : Potentiels solaire et éolien / superposition
- D. Rappel : Sites retenus suite à l'atelier II
- E. Sites étudiés en détail : Arzew et Hassi R'Mel
- F. Étude détaillée Arzew
- G. Etude détaillée Hassi R'Mel
- H. Autres avantages monétaires et non monétaires

A. Méthodologie de l'analyse SIG / Aptitude du territoire

Identification des sites sous haute résolution spatiale

- Sur la base des résultats de l'analyse préliminaire, les restrictions et limitations géographiques et techniques pour la construction d'éoliennes terrestres et de centrales photovoltaïques au sol sont déterminées
- Les sites et zones à restrictions doivent être identifiés géographiquement à l'aide de données actuelles et exclues de toute analyse ultérieure par superposition booléenne
- **L'analyse par superposition** permet de déterminer les zones et les sites adaptés à la génération d'énergies renouvelables en Algérie



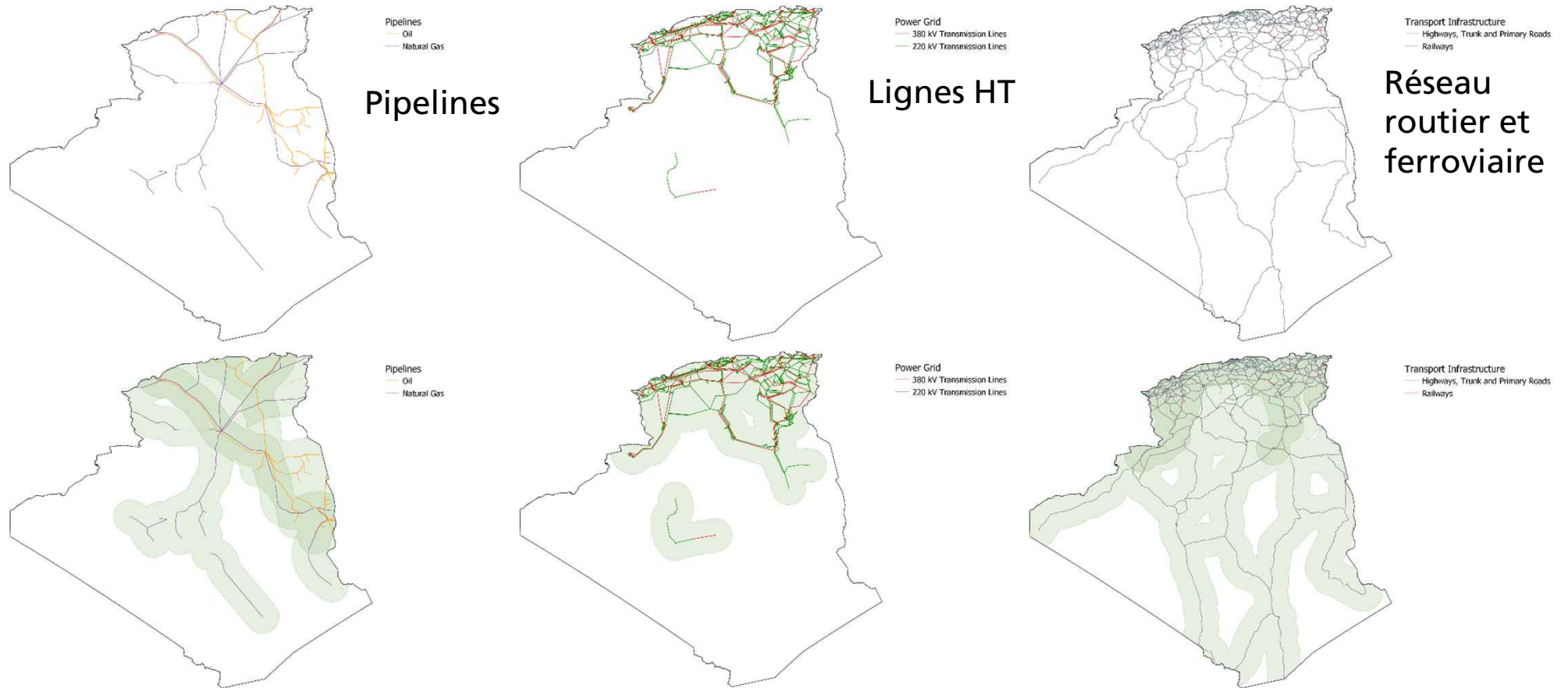
B. Critères pour la détermination des sites EnR (Critères d'exclusion géographiques)

Critère	Éoliennes terrestres Centrales photovoltaïques au sol
Topographie (Inclinaison)	< 5°
Réserves naturelles	Exclusion
Zones militaires	Exclusion
Utilisation du territoire	Exclusion de <ul style="list-style-type: none"> • zones aquatiques, neige et glace • forêts • terres agricoles • zones urbaines • zones humides
Densité de population	< 150 pers./km ²
Infrastructure (lignes haute tension, pipelines, réseau routier et ferroviaire)	Distance de 100 km maximum
Autres critères	Accès aux ports, aéroports et aux voies navigables

Détermination des paramètres spécifiques géographiques (Vitesse du vent, irradiation solaire)

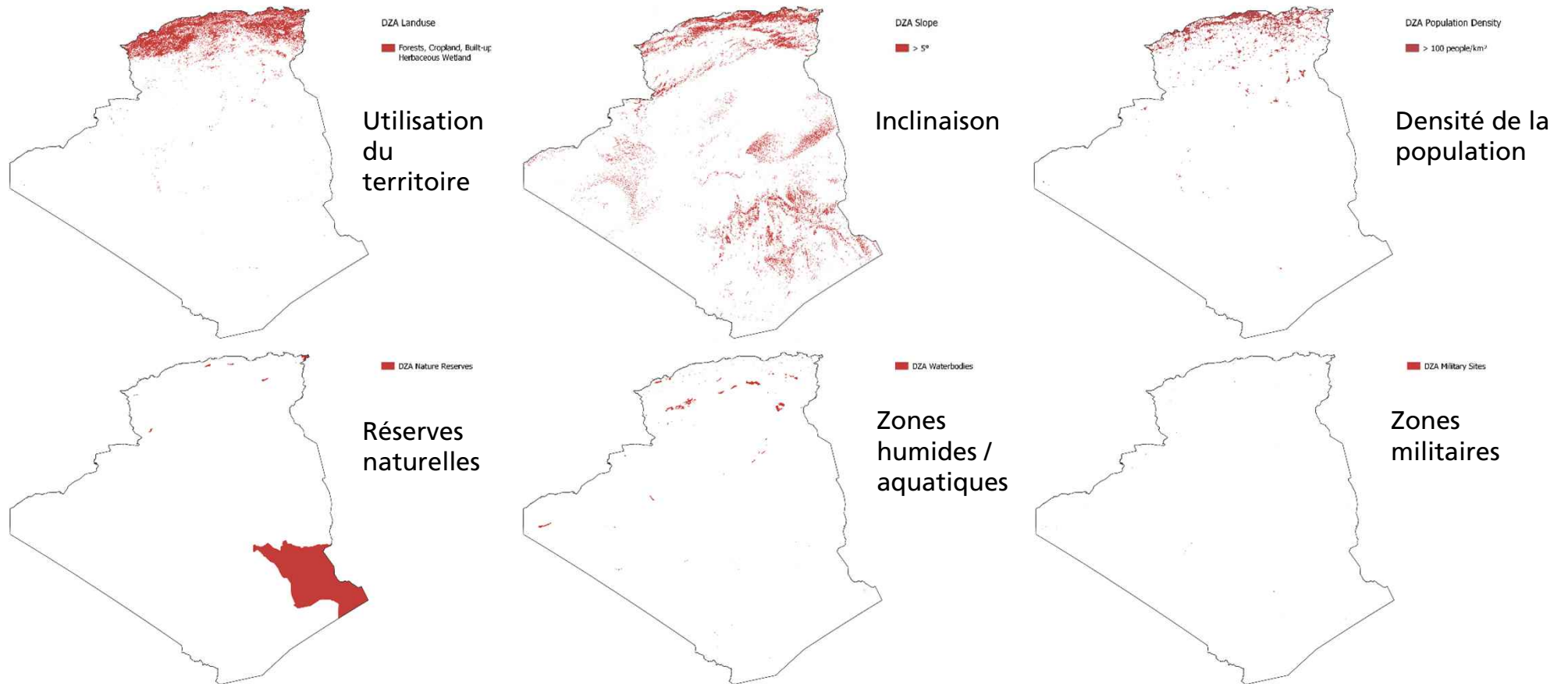
C. Sites potentiels pour la production d'EnR

Inventaire de l'infrastructure



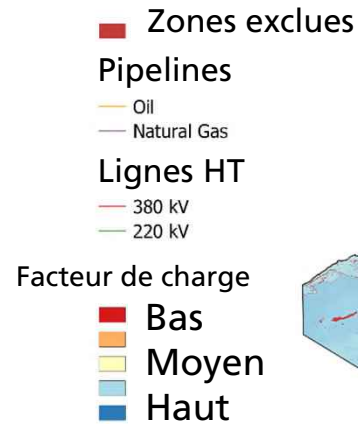
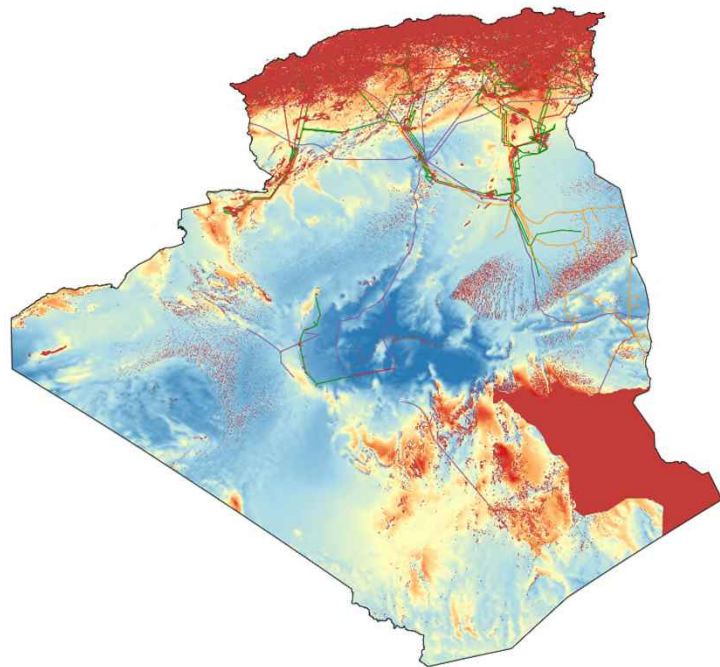
C. Sites potentiels pour la production d'EnR

Exclusion systématique des zones inadaptées

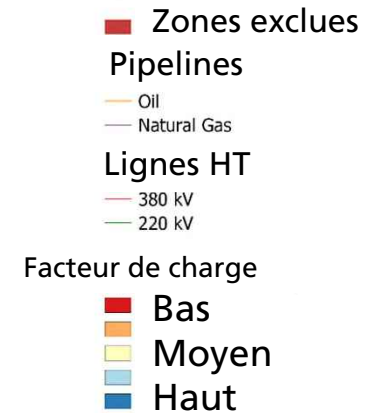
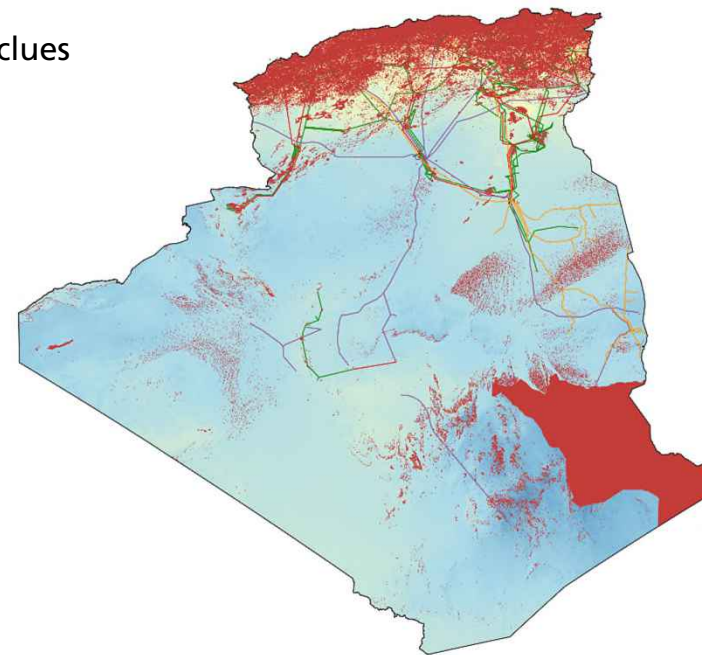


C. Potentiel de l'énergie éolienne et de l'énergie solaire photovoltaïque et zones exclues (superposition)

Énergie éolienne

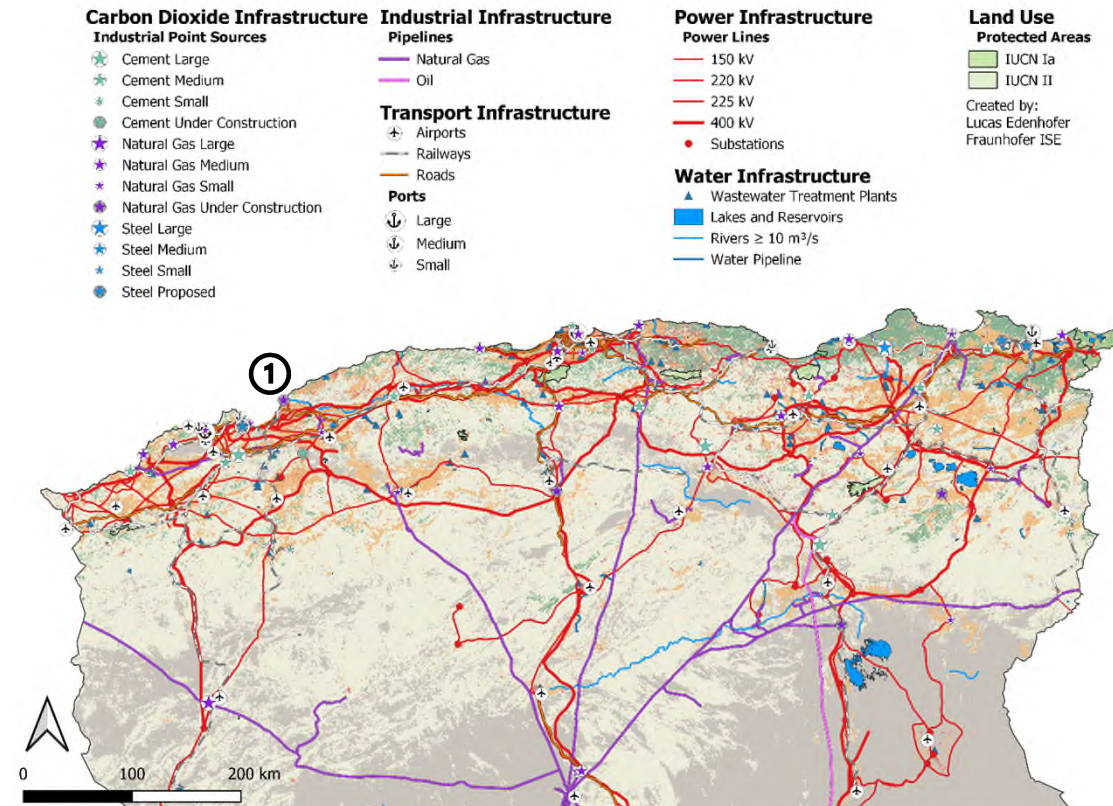


Énergie solaire photovoltaïque



D. Propositions pour deux sites de production PtX - Site 1: Arzew (suite aux échanges entre les Ateliers II et III) (2030)

- Site judicieux en raison de
 - L'excellente infrastructure industrielle
 - Disponibilité d'eau issue du dessalement
 - Capacité d'absorption de l'hydrogène dans la production d'ammoniaque ou de méthanol
 - Proximité aux ports
 - Disponibilité de main d'œuvre et de matériel
 - Son potentiel EnR tout à fait correct
- Données techniques envisageables
 - Taille de l'électrolyseur : env. 50 MW
 - Taux de fonctionnement 60-70 %
 - Connexion « de secours » au réseau électrique RIM (éviter des arrêts durant la phase de familiarisation)
 - Implantation des EnR à proximité
- Sujets d'étude:
 - Coût de l'hydrogène produit
 - Analyse des possibles utilisations de l'hydrogène et des implications dans les industries qui l'emploieront
- À l'horizon de 2030



D. Propositions pour deux sites de production PtX - Site 2: Entre El Bayadh et Ghardaïa, options vers le Sud (suite aux échanges entre les Ateliers II et III) (2030-2040)

■ Atouts

- Très bon potentiel solaire et éolien → coût EnR bas
- Proximité envers les lignes HT et les pipelines
- Gisements de GN → infrastructure industrielle, routière, ferroviaire
- Bonne disponibilité des surfaces

■ Inconvénients

- Difficulté d'accès à l'eau
- Évacuation de l'EnR dans le réseau : limitée
- Évacuation de l'hydrogène dans des pipelines : coûteux
- Éloignement des consommateurs et des ports

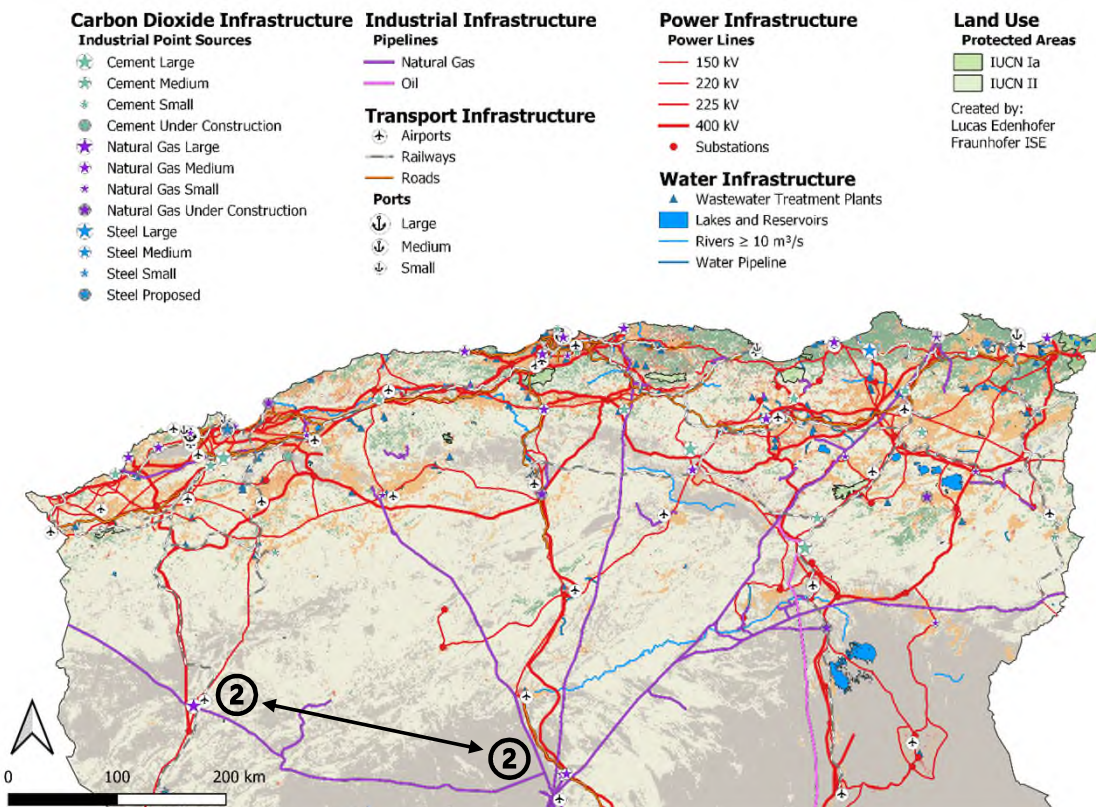
■ Données techniques envisageables

- Taille de l'électrolyseur : 1 GW, étudier séparation géographique des EnR et de l'électrolyse
- Connexion au réseau électrique RIM ou « réseau insulaire »

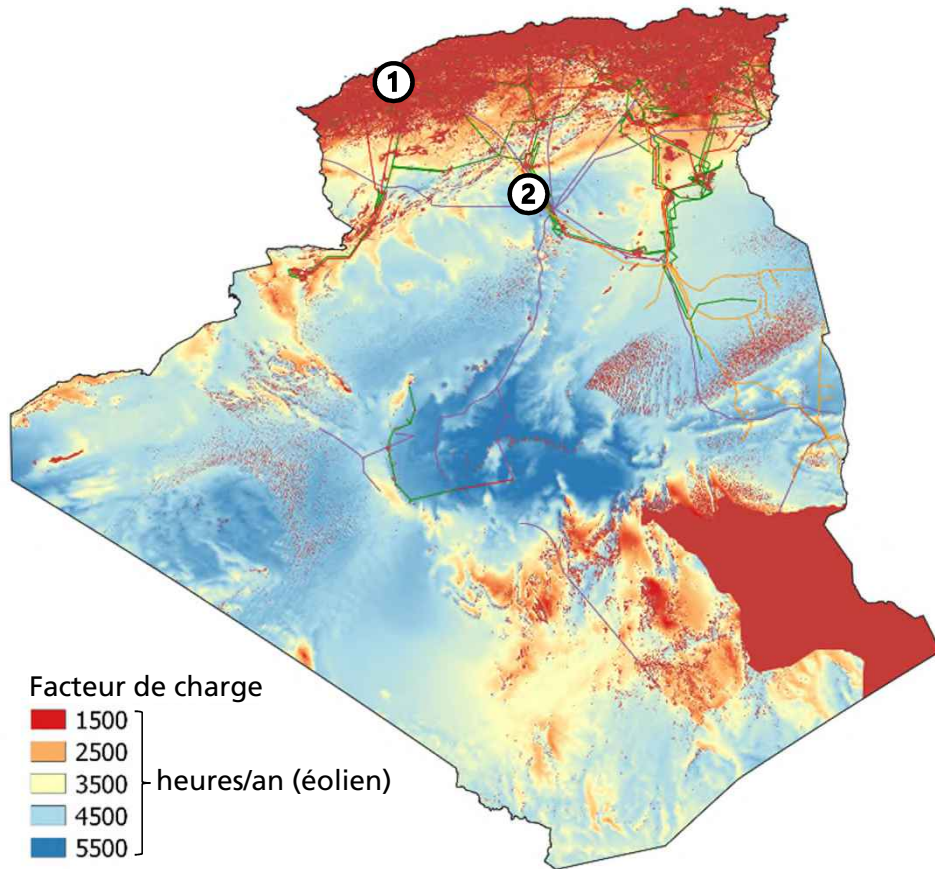
■ Sujets d'étude:

- Coût de l'électricité (« LCOE »)
- Optimisation du coût de l'hydrogène en fonction des lignes HT à construire ou étendre, des pipelines à poser, des hypothèses pour l'exportation

■ À l'horizon de 2030-2040



E. Sites étudiés en détail : Arzew (2030) et Hassi R'Mel (2030-2040)



① Arzew/Oran

- Potentiel éolien et PV corrects
- À proximité de pipelines et des lignes HT
- Au bord de la mer
- Très bonne infrastructure (aéroports, routes, logements etc.)
- Main d'œuvre à disponibilité pour la construction et l'opération
- Capacité d'absorption de l'hydrogène dans la production d'ammoniaque ou de méthanol

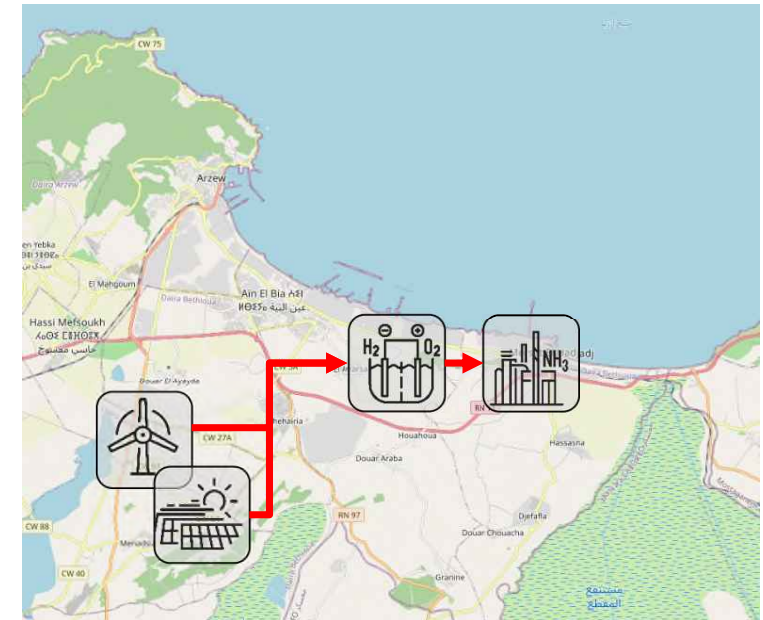
② Hassi R'Mel

- Choix du site après évaluation des discussions entre l'Atelier II et III
- Sur le corridor défini au préalable, meilleur potentiel éolien et PV
- À proximité de pipelines et des lignes HT
- Infrastructure de base aéroport, routes, logements etc.)
- Disponibilité d'une base opérationnelle pour la phase de construction
- Relativement loin de la côte

F. Site 1 : Arzew (court terme 2030)

- Électrolyse 50 MW
- Éolien et PV à proximité pour renforcer le caractère de démonstrateur. Transmission par le réseau avec surcoût marginal également possible.
- Optimisation « moindre coût de l'installation »
- Analyse des options [PV], [éolien] et [PV+éolien] pour la production d'hydrogène → couplage avec un électrolyseur de 50 MW

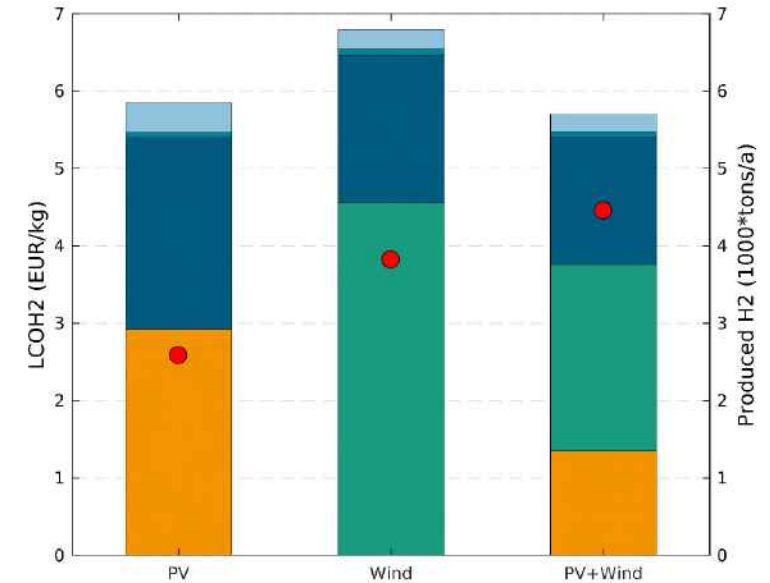
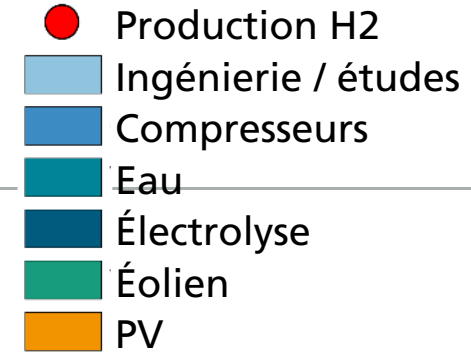
	CAPEX (EUR/kW)	OPEX (% _{CAPEX} /a)	Durée de vie (a)
PV	900	1,8	30
Éolien	1600	4,8	25
Électrolyse	1000	2	25



F. Site 1 : Arzew (court terme 2030)

- Les coûts de l'hydrogène sont dominés par la partie EnR
- Coût le plus avantageux pour un mix PV/éolien
- Augmentation considérable de la production d'hydrogène dès que l'éolien fait partie du système
→ forte augmentation du facteur de charge
- Ces capacités et résultats sont optimisés pour le moindre coût

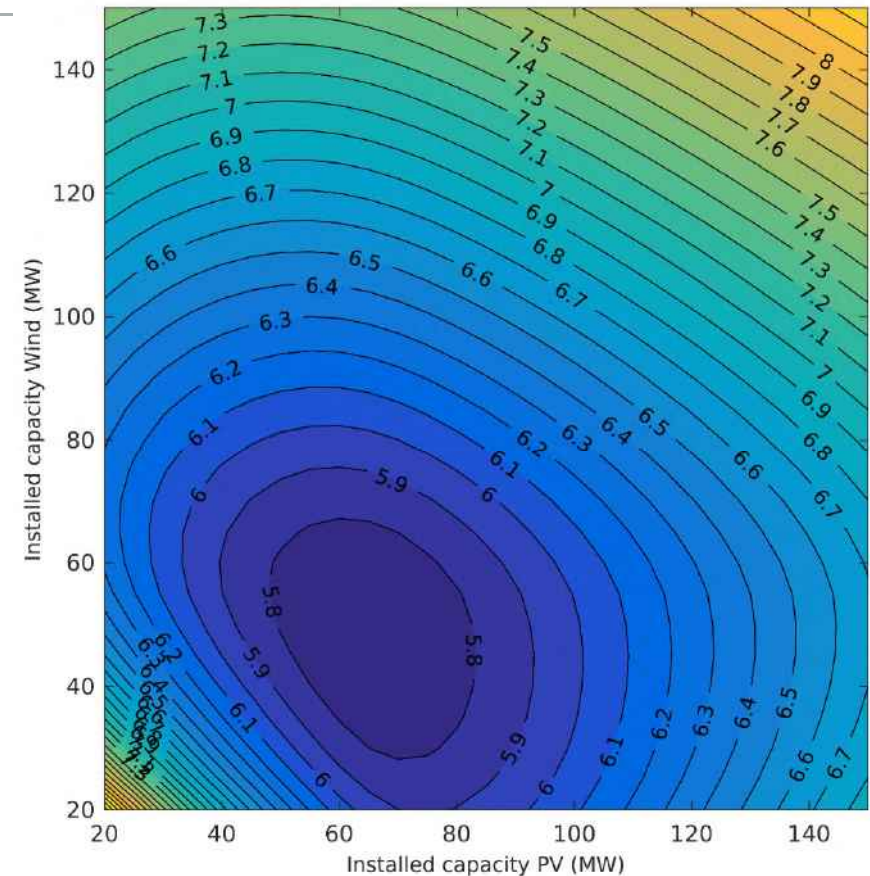
	PV	Éolien	PV+Éolien
PV [/MW]	82	-	65
Éolien [/MW]	-	79	49
LCOH ₂ [/EUR/kg]	5,85	6,8	5,7
Facteur de charge [/h]	2670	3950	4610
Frais d'investissement [/M€]	133	186	196



F. Site 1 : Arzew (court terme 2030)

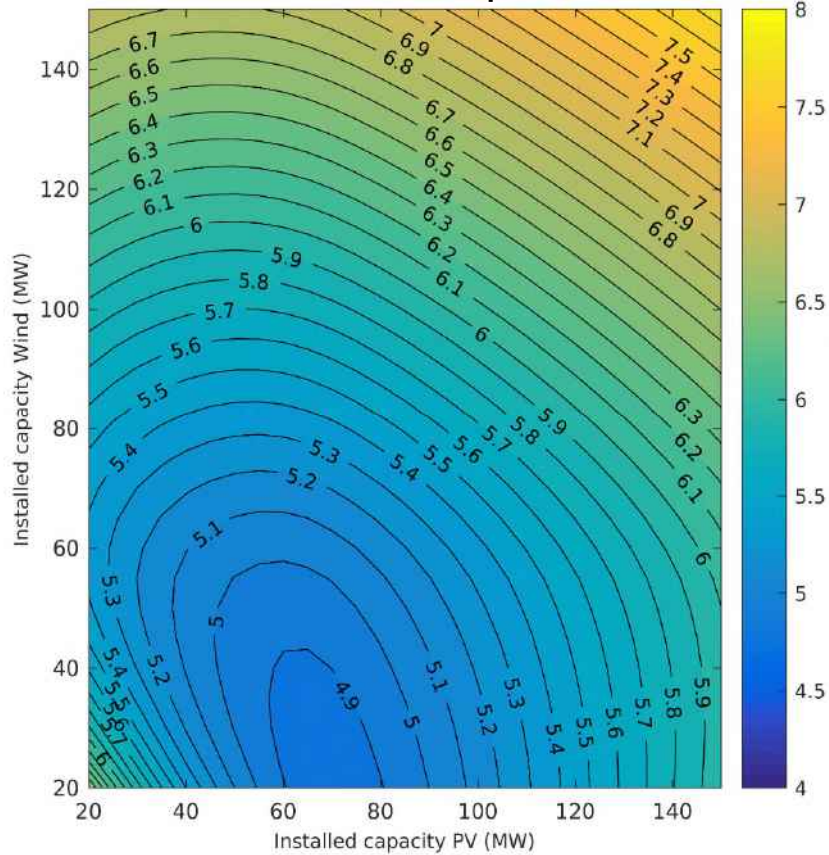
- Les coûts de l'hydrogène sont dominés par la partie EnR
- Coût le plus avantageux pour un mix PV/éolien
- Augmentation considérable de la production d'hydrogène dès que l'éolien fait partie du système
→ forte augmentation du facteur de charge
- Ces capacités et résultats sont optimisés pour le moindre coût

	PV	Éolien	PV+Éolien
PV [/MW]	82	-	65
Éolien [/MW]	-	79	49
LCOH ₂ [/EUR/kg]	5,85	6,8	5,7
Facteur de charge [/h]	2670	3950	4610
Frais d'investissement [/M€]	133	186	196

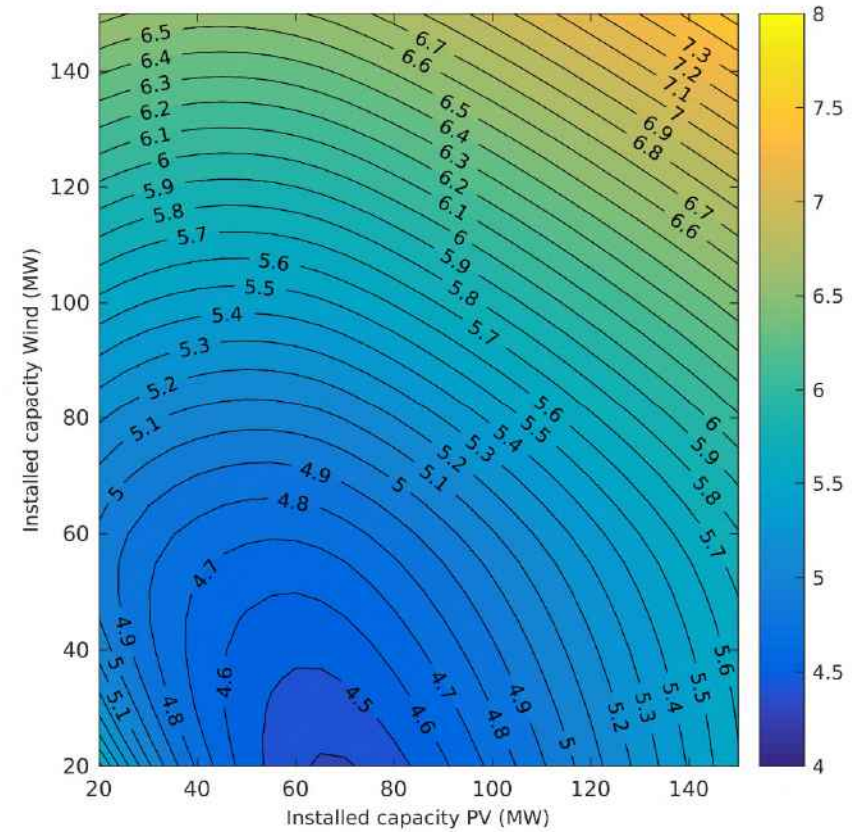


F. Site 1 : Arzew (court terme 2030)

35 M€ de prime



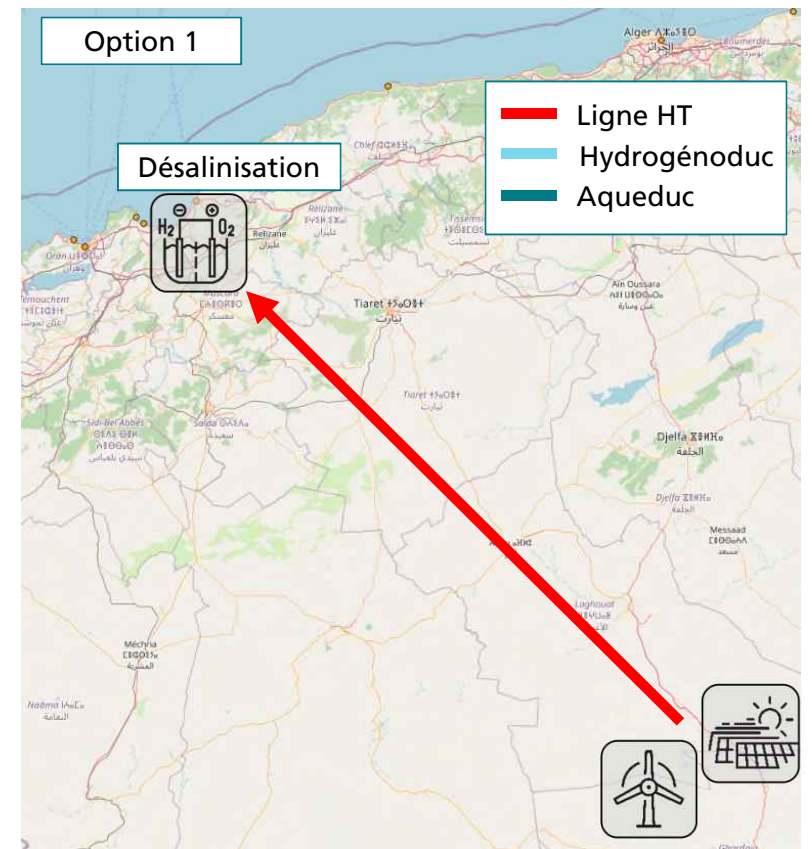
50 M€ de prime



G. Site 2 : Hassi R'Mel (long terme 2030-2040)

- Site EnR à Hassi R'Mel
- Destination de l'hydrogène : Arzew
 - Exportation directe ou conversion puis exportation
- Électrolyse 1 GW
 - Option 1 : sur la côte, transport de l'électricité
 - Option 2 : près des EnR, transport de l'eau et de l'hydrogène

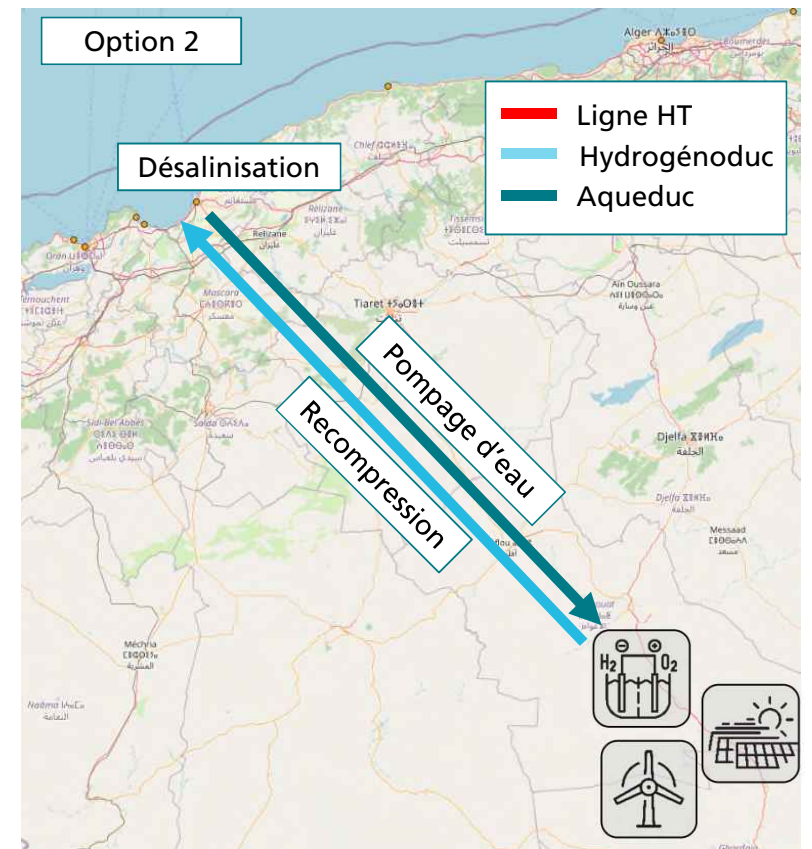
	CAPEX (EUR/kW)	OPEX (% _{CAPEX} /a)	Durée de vie (a)
PV	650	1,9	30
Éolien	1450	3,0	25
Électrolyse	750	2	25



G. Site 2 : Hassi R'Mel (long terme 2030-2040)

- Site EnR à Hassi R'Mel
- Destination de l'hydrogène : Arzew
 - Exportation directe ou conversion puis exportation
- Électrolyse 1 GW
 - Option 1 : sur la côte, transport de l'électricité
 - Option 2 : près des EnR, transport de l'eau et de l'hydrogène

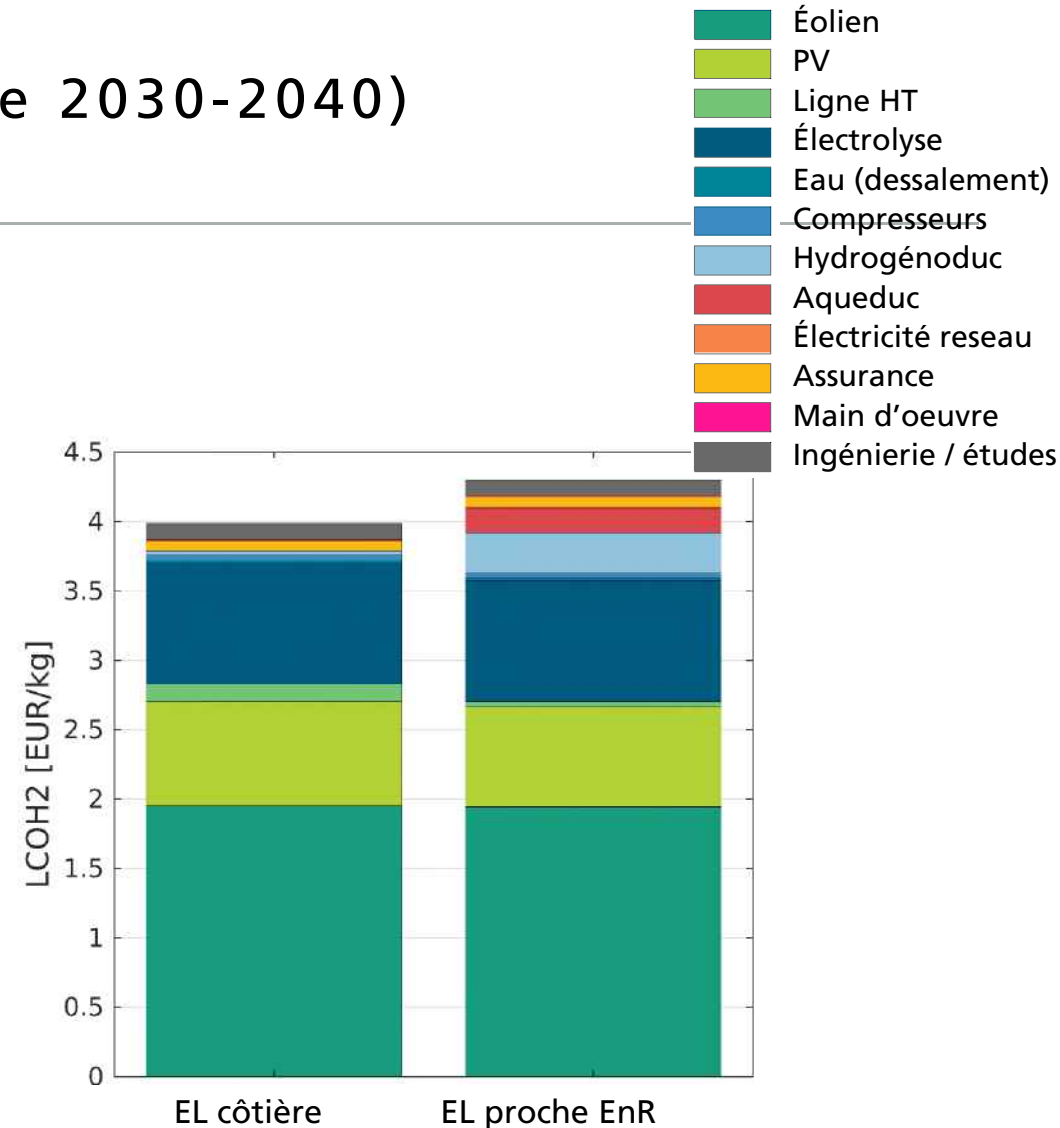
	CAPEX (EUR/kW)	OPEX (% _{CAPEX} /a)	Durée de vie (a)
PV	650	1,9	30
Éolien	1450	3,0	25
Électrolyse	750	2	25



G. Site 2 : Hassi R'Mel (long terme 2030-2040)

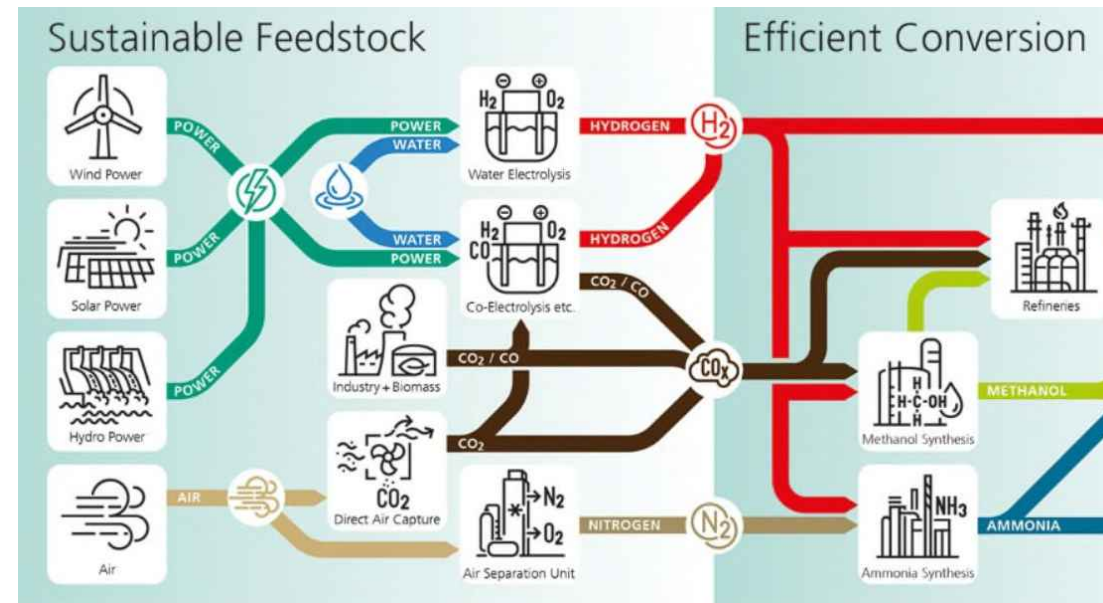
- Dégradation du coût en fonction de la distance entre électrolyse et port
- Plage des LCOH entre 4,0 et 4,3 €/kg
- Discontinuité dans la courbe : recompression nécessaire après 200 km env.
- Résultats pour l'optimisation du moindre coût :

Description	EL côtière	EL proche EnR	Unité
Éolien	1290	1295	MW
PV	1287	1240	MW
LCOH	4,0	4,3	€/kg
Hydrogène produit	110 997	111 815	tonnes
Facteur de charge électrolyse	5908	6120	h



G. Conclusions Site 2 : Hassi R'Mel

- Selon nos calculs, pour la taille considérée (1 GW), il est plus avantageux **de transporter les électrons** et non pas les molécules
 - L'équilibre basculera du côté du transport de l'hydrogène pour les installations de plus grande taille
 - Défi corollaire : transport ou accès à l'eau
 - Utilisation d'eaux usées peu compétitive tant que l'accès à l'eau de mer désalinisée est possible
 - Besoin d'études concernant le **rétrofit** de gazoducs GN
- Exportation : **produits à haute valeur ajoutée** permettent une rentabilité plus rapide



H. Autres avantages monétaires et non monétaires

Monétaires

- Approvisionnement en eau potable des communes limitrophes du projet
- Production d'oxygène à des fins médicales et industrielles
- L'énergie excédentaire peut être utilisée pour le développement urbain dans la région du projet

Non monétaires

- Emploi local pendant la construction et l'exploitation
- Potentiel de projets de mobilité verte dans la région (bus à hydrogène)
- Motivation pour l'établissement d'un mécanisme de certification d'énergie verte
- Banc d'essai pour tous les défis administratifs et réglementaires
- Soutien de la mise en place d'effectifs académiques et opérationnels dans le domaine de l'hydrogène vert

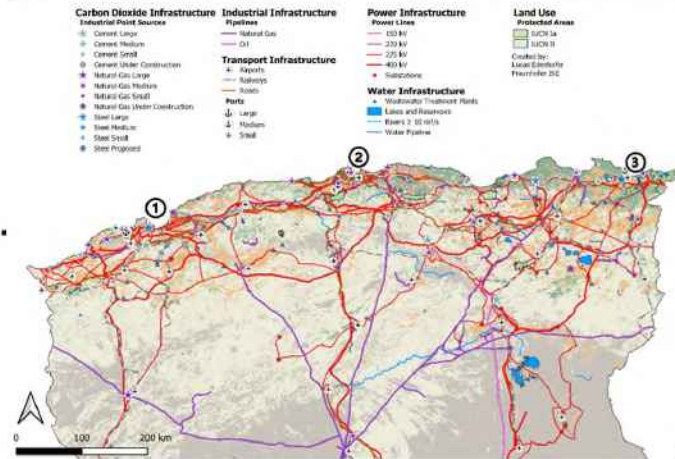
MH6

KfW added slide

Mohamed Hosny; 01.05.2023

Résumé: Choix des sites pour l'analyse détaillée par un processus interactif en 3 Ateliers

Tissu industriel au Nord de l'Algérie



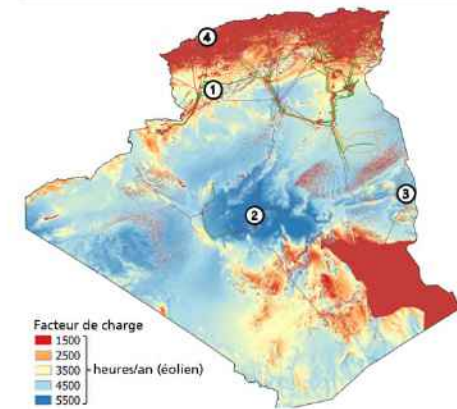
① Arzew/Oran

- Potentiel éolien et PV corrects
- À proximité de pipelines et des lignes HT
- Au bord de la mer
- Très bonne infrastructure (aéroports, routes, logements etc.)
- Main d'œuvre à disponibilité pour la construction et l'opération
- Capacité d'absorption de l'hydrogène dans la production d'ammoniaque ou de méthanol

② Hassi R'Mel

- Choix du site après évaluation des discussions entre l'Atelier II et III
- Sur le corridor défini au préalable, meilleur potentiel éolien et PV
- À proximité de pipelines et des lignes HT
- Infrastructure de base aéroport, routes, logements etc.)
- Disponibilité d'une base opérationnelle pour la phase de construction
- Relativement loin de la côte

Sites choisis après la première analyse SIG



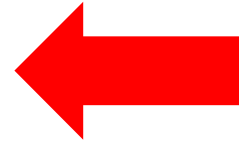
- ① El Bayadh
 - Fort potentiel éolien et PV
 - À proximité de pipelines et des lignes HT
 - Eloignement modéré de la côte (< 300km)
- ② In Salah
 - Très fort potentiel éolien, fort potentiel PV
 - À proximité de pipelines et des lignes HT locales
 - Loin de la côte
- ③ In Amenas
 - Fort potentiel éolien, très fort potentiel PV
 - À proximité de pipelines
 - Loin de la côte et des lignes HT
- ④ Oran
 - Potentiel éolien moyen, bon potentiel PV
 - À proximité de pipelines et des lignes HT
 - Au bord de la mer

Partie III de l'étude:

- Statu quo de la certification de l'hydrogène dans l'UE

La certification de l'hydrogène dans l'UE

1. Défis posés par la certification de l'hydrogène
2. Éléments de la certification
3. Contexte réglementaire
4. Certification hybride
5. Projets et normes actuels
6. Autres facteurs d'influence sur les systèmes de certification
7. Discussion: Implications pour les exportations de produits Ptx de l'Algérie vers l'Europe



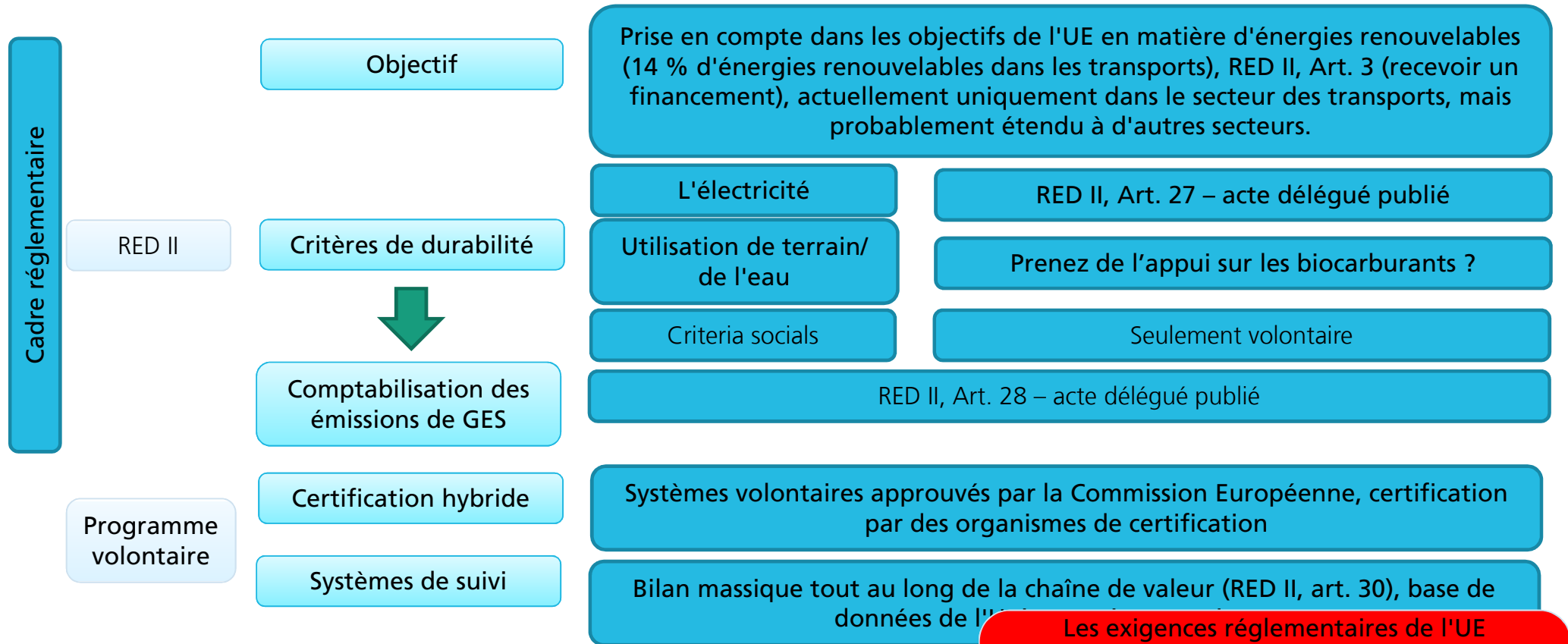
- Vérifier que l'hydrogène contribue à la réduction des émissions

La production d'hydrogène, même à partir d'électricité renouvelable, peut encore avoir une influence négative sur la durabilité....

- si les systèmes d'énergie renouvelable (SER) existants sont utilisés pour la production d'hydrogène au lieu d'être utilisés dans des **application d'électrification directe.**
- si l'installation de nouvelles SER pour les exportations d'hydrogène ralentit les **efforts généraux de décarbonisation du pays,**
- en raison **des effets indirects sur l'utilisation des sols**
- en raison **de l'utilisation de l'eau.**

Certification de l'hydrogène dans l'UE

■ Éléments de la certification



Les exigences réglementaires de l'UE s'appliquent aux producteurs de l'UE et aux producteurs hors de l'UE qui souhaitent exporter vers l'UE afin de contribuer aux objectifs de l'UE en matière d'énergies renouvelables.



Certification de l'hydrogène dans l'UE

- **Le premier acte** clarifie le principe d'"additionnalité" pour l'hydrogène énoncé dans la directive de l'UE sur les énergies renouvelables.
- Fournissant un cadre pour le calcul des émissions de gaz à effet de serre sur l'ensemble du cycle de vie des installations de production d'hydrogène renouvelable, **le deuxième acte** prend en considération les émissions associées au prélèvement d'électricité sur le réseau, au traitement et au transport de ces combustibles jusqu'au consommateur final.

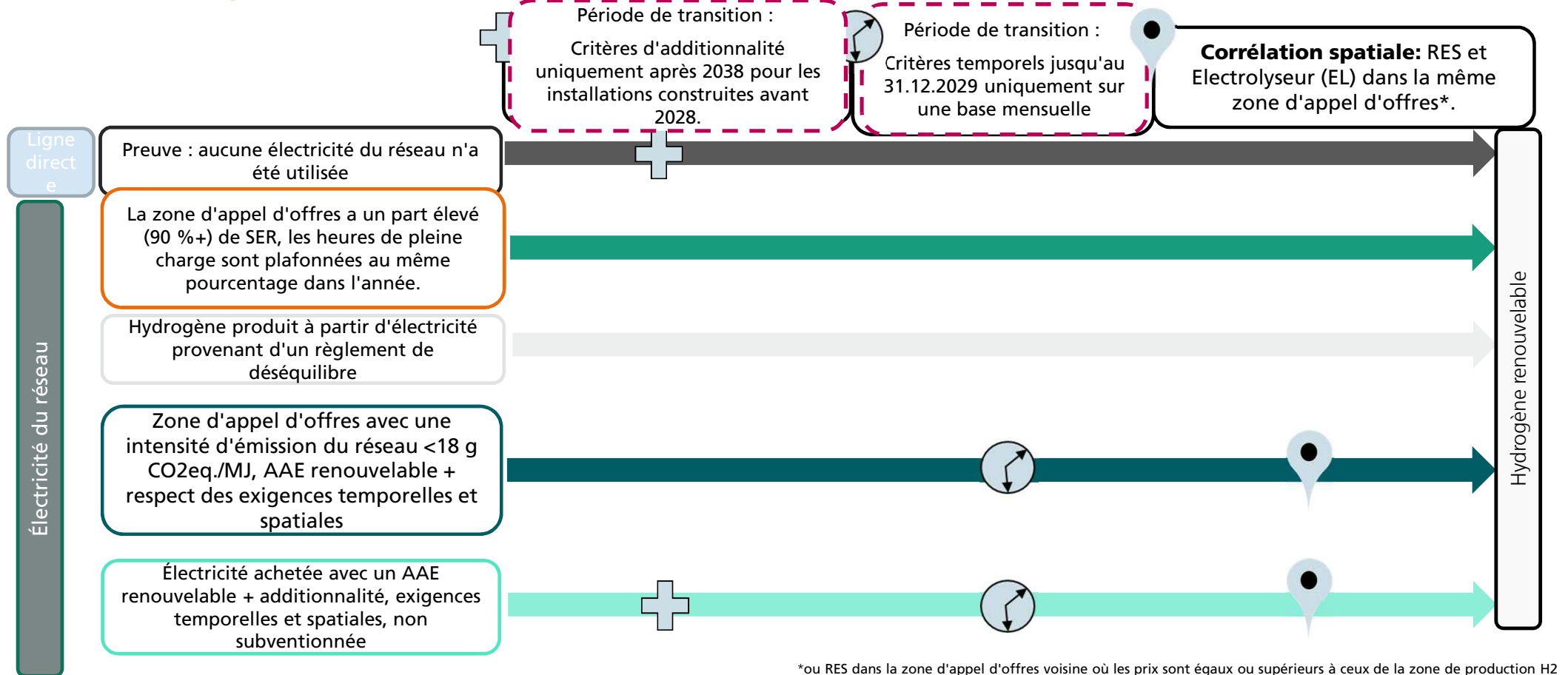
NEWS ANNOUNCEMENT | 20 June 2023 | Directorate-General for Energy

Renewable hydrogen production: new rules formally adopted



Certification de l'hydrogène dans l'UE

■ Acte délégué relatif aux critères applicables à l'électricité renouvelable (art. 27)



Systemes de certification pour l'hydrogène vert

- Les exigences réglementaires de l'UE s'appliquent aux producteurs de l'UE et aux producteurs hors de l'UE qui souhaitent exporter vers l'UE.
- Les pays exportateurs sélectionneront un système de certification volontaire approuvé par la Commission européenne. Cela réduit la charge administrative pour les pays exportateurs, puisqu'ils n'ont pas à faire la distinction entre les différents systèmes nationaux, mais peuvent utiliser un seul système applicable à l'échelle de l'UE et reconnu par la Commission européenne (EC 2023).
- Tant que le réseau électrique algérien n'est pas conforme aux objectifs élevés de décarbonation définis dans les cas 1 et 2 discutés, le cas le plus susceptible de s'appliquer à l'Algérie est le cas 4. Cela signifie que les critères d'additionnalité, spatiaux et temporels s'appliquent pour que l'hydrogène algérien soit considéré comme entièrement renouvelable dans l'UE.
- **Prendre avantage des périodes de transition!**

Conclusions de l'étude



Fraunhofer Institute for Systems and
Innovation Research ISI

- Notre étude a permis d'inscrire et de discuter l'économie future de l'hydrogène **dans un développement global et national vers la neutralité carbone.**
- **Deux sites de projets prometteurs** ont été analysés **dans un processus interactif avec les acteurs de l'hydrogène en Algérie** et permet d'avancer rapidement sur les prochaines étapes.
- La discussion des aspects de certification pour hydrogène dans l'Union Européenne qui pourra être un marché prometteur pour l'Algérie permet (comme pour le gaz naturel aujourd'hui) permet **d'intégrer les exigences des marchés futures à l'export de l'hydrogène.**

Perspectives



Fraunhofer Institute for Systems and
Innovation Research ISI

- **Développement d'une approche concrète pour le premier site de production de l'ordre de 50-100 MW.**
- **Analyses des produits dérivés pour le site de production en tenant compte des infrastructures et des sites de production existants (ammoniac, méthanol, kérosène verts, LOHC).**
- **Analyse du premier site dans la perspective 2030/2050.**

MERCI POUR VOTRE ATTENTION

Prof. Wolfgang EICHHAMMER

Viktor Mueller

Dr. Inga Boie

Competence Centre Energy Policy and Energy Markets
Fraunhofer Institute for Systems and Innovation Research ISI
Breslauer Strasse 48 | 76139 Karlsruhe | Germany

Phone +49 721 6809-158 | Fax +49 721 6809-272

wolfgang.eichhammer@isi.fraunhofer.de

<http://www.isi.fraunhofer.de>

Max Hadrich, M.Sc.

Head of Group Power to Liquids

Hydrogen Technologies

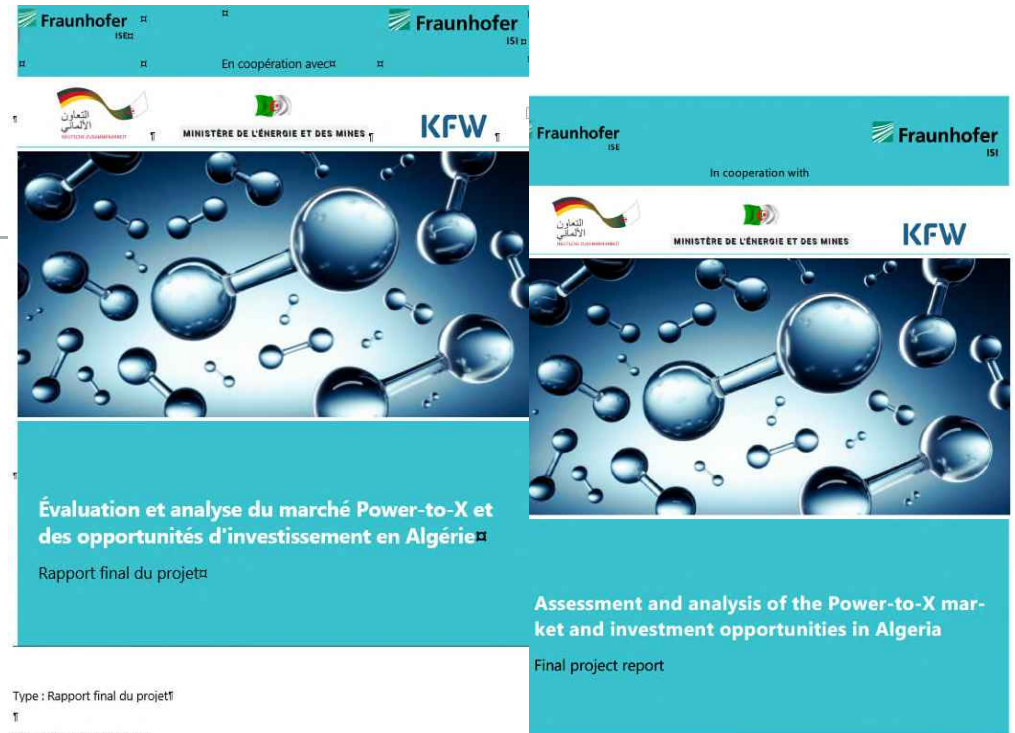
Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems ISE

Heidenhofstr. 2, 79110 Freiburg, Germany

Phone +49 761 4588-2207

Mobile +49 173 358 5136

max.hadrich@ise.fraunhofer.de



Type : Rapport final du projet

†

Lieu : Karlsruhe/Freiburg

Date : Octobre 2023

Type: Final project report

Location: Karlsruhe/Freiburg

Date: October 2023