



17/09/2025 18:00

Conférence IESF Lyon-RA : Panorama Hydrogène



CONFÉRENCE IESF LYON-RA ET SFEN RHÔNE-AIN-LOIRE : PANORAMA HYDROGÈNE

Remise en perspective des intérêts et enjeux pour la décarbonation : quel avantage compétitif pourrait apporter le nucléaire pour sa production ?



MERCREDI 17 SEPTEMBRE DE 18H À 20H

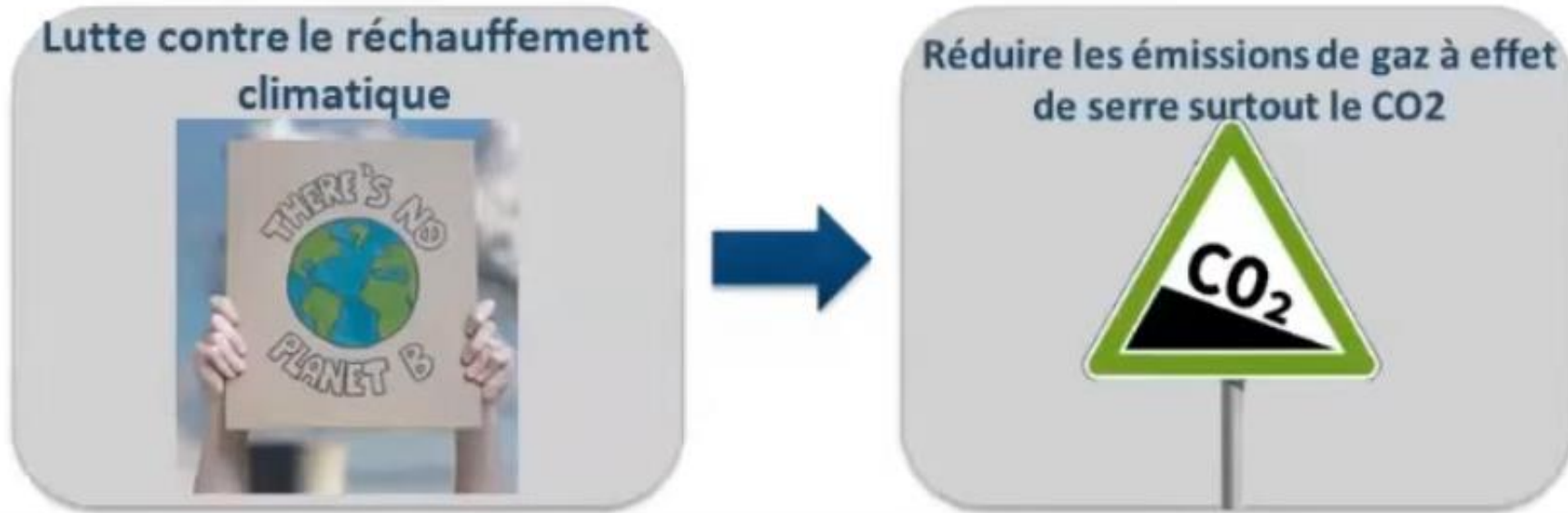
À POLYTECH LYON, 15 BD ANDRÉ LATARJET, 69100 VILLEURBANNE

Intervenant : Jean-François DHEDIN (EDF)

Le changement climatique ...

➤ Réchauffement climatique planétaire

- Principaux gaz à effet de serre : vapeur d'eau, CO₂, CH₄, N₂O
- CO₂ = 64 à 78 % du forçage radiatif d'après le bulletin 2024 de l'Organisation Météorologique Mondiale

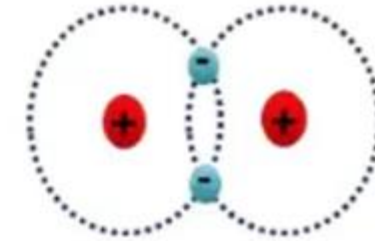


➤ Nouvelles technologies?

- Hydrogène ?

L'hydrogène ?

Hydrogène = élément chimique le plus simple (noyau = 1 H⁺ et 1 e⁻)



1	H	1
Hydrogen		1.008

« A la surface » de la Terre

Forme de l'hydrogène	Proportion estimée
Eau (H ₂ O)	~99.9 %
Composés organiques	< 0.1 %
Hydrogène gazeux (H ₂)	< 0.0001 %
Minéraux hydratés	< 0.0001 %

L'atome le plus abondant dans l'univers
mais toujours associé à un autre élément chimique.

L'amalgamation entre le dihydrogène H₂ et l'hydrogène se fait classiquement.

Diffusion rapide : traverse facilement les matériaux poreux.

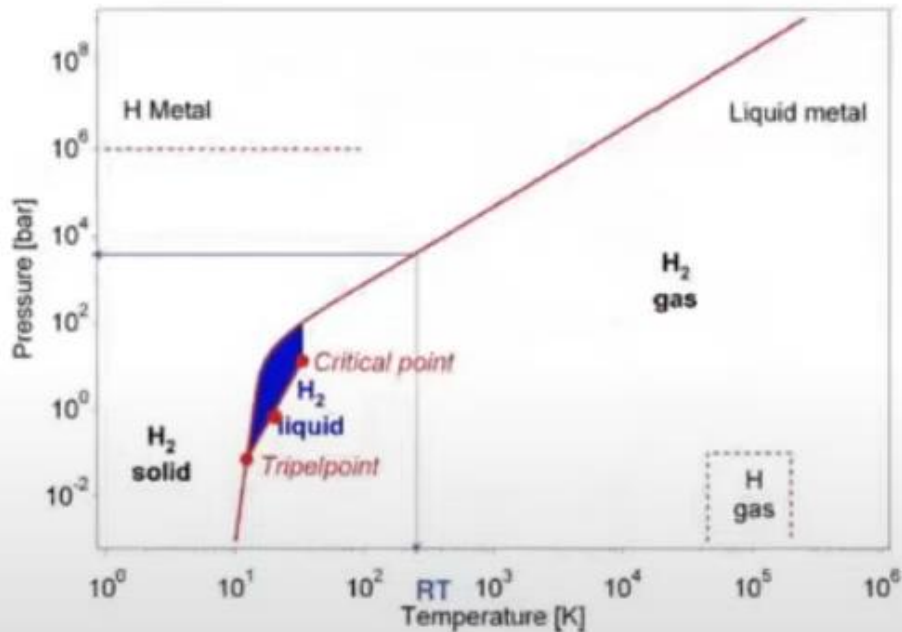


L'hydrogène ?

Dans des conditions classiques, c'est un **gaz incolore et sans odeur**.

Gaz très volatile en raison de la petite taille de la molécule H_2 (plus légère que l'air).

Température critique : **33 °K**



A pression
atmosphérique,
Température de
liquéfaction
de l'hydrogène =
- 253 °C ou 20°K

1 kgH₂ gaz
à 0°C et 1 atm
(CNTP) a un
volume de **11 Nm³**

2g/mol et 22,4 l/mol (CNTP)

L'hydrogène ?

Sa flamme est incolore et rayonne peu.

- Flamme non visible (domaine ultraviolet)
- Le rayonnement le plus visible est généralement dû à la vapeur d'eau qui résulte de la réaction de combustion, mais le cœur de la flamme très chaude (supérieure à 2000°C) est pratiquement invisible à l'œil humain.



Source: Okino, T. and al. "Ultraviolet and visible spect of hydrogen flames using an organic photoconductive imager." (2017).

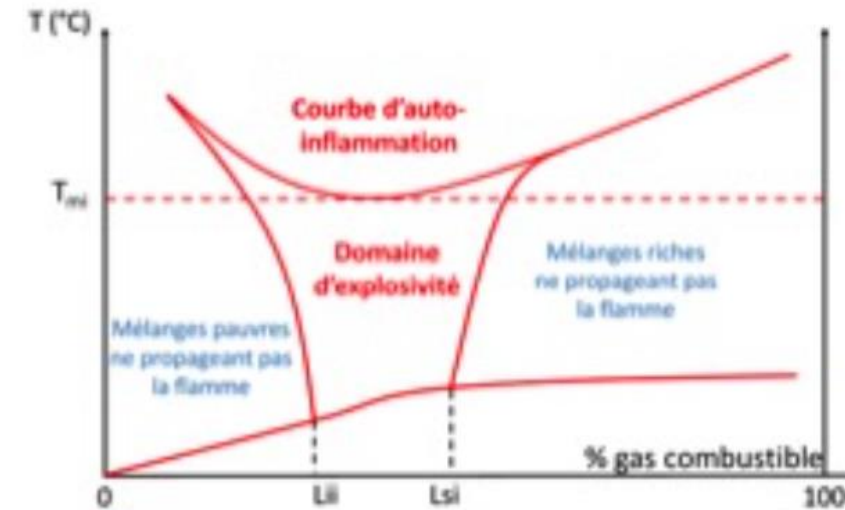
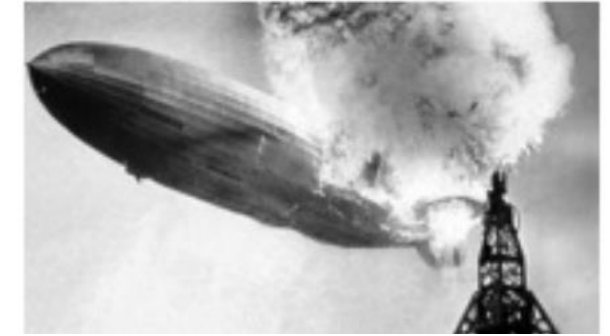
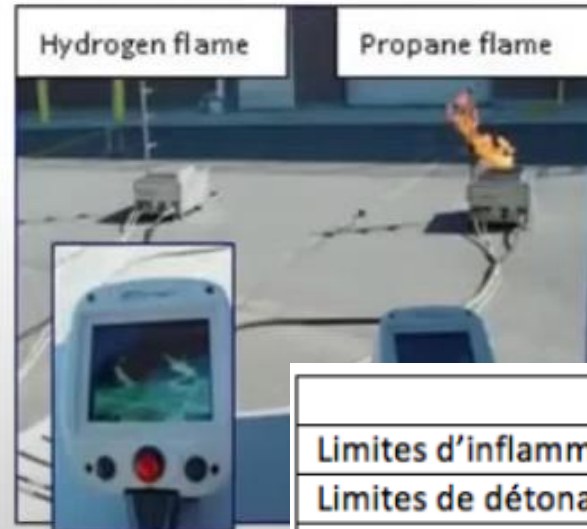


Figure 3 : Domaine d'inflammabilité



	Dihydrogène (H_2)
Limites d'inflammabilité dans l'air (L_{li} et L_{si} en % vol)	4 – 75
Limites de détonation dans l'air (% vol)	18,3 - 59
Energie minimale d'inflammation (mJ)	0,02
Température d'auto-inflammation (T_{mi} en $^{\circ}\text{C}$)	585

L'hydrogène ?

Une très bonne densité d'énergie massique :

H₂ : 33 kWh/kg

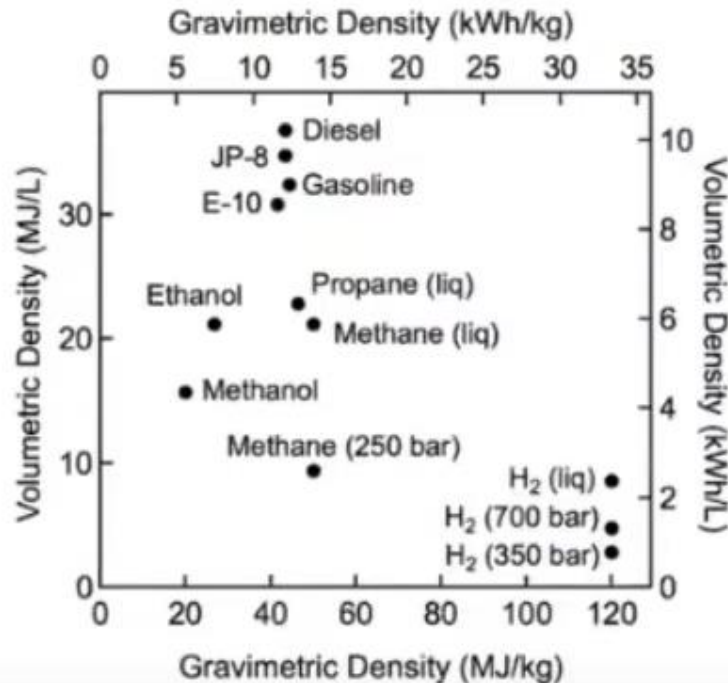
Kérosène : 12 kWh/kg

Essence et Diesel : 11 kWh/kg

MAIS une densité d'énergie volumique faible
→ problématique surtout pour les applications de transport

→ nécessité de le compresser (350 bar, 700 bar) ou de le liquéfier (-253°C, <10bars)

70 kg/m³ pour l'H₂ liquide !



Comparaison de l'énergie spécifique (énergie massique ou densité gravimétrique) et de la densité énergétique (énergie volumique ou densité volumique) de plusieurs combustibles sur la base de pouvoirs calorifiques inférieurs.

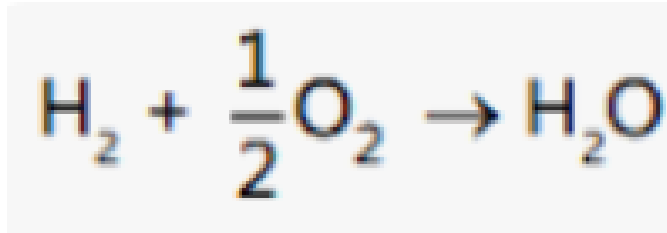
Source: www.energy.gov/eere/fuelcells/hydrogen-storage

Énergie contenue dans 1 litre de carburant (PCI)

Carburant	PCI (kWh/litre)
Hydrogène liquide	2.36
Hydrogène gazeux (350 bar)	1.31
Hydrogène gazeux (700 bar)	2.08
Kérosène	9.60
Essence	8.80
Pétrole	10.00

LES REPERES A GARDER EN TETE

Si on brûle de l'hydrogène, quelle énergie peut-on récupérer ?



Pouvoir Calorifique Inférieur (énergie thermique libérée lors de la combustion complète)

PCI Hydrogène : 33 kWh/kg

Pouvoir Calorifique Supérieur (énergie thermique libérée lors de la combustion complète yc qté de chaleur vapeur d'eau condensée) Hydrogène : 39 kWh/kg

L'HYDROGENE : COMBIEN DE DIVISIONS AUJOURD'HUI ?

Environ 100 Mtonnes / an produites dans le monde

Environ 1 Mtonne* / an produite en France

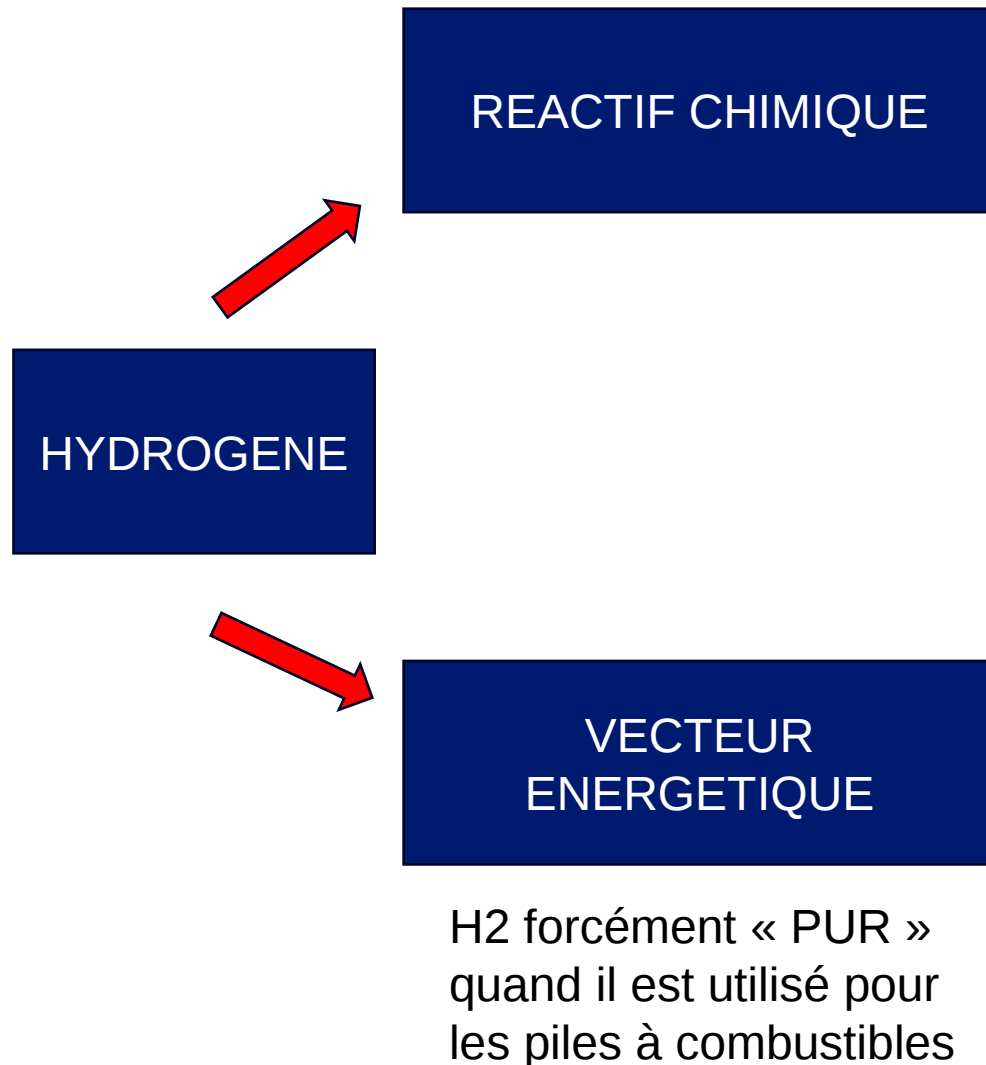
A l'origine d'environ 1 Milliard** de tonnes CO₂ /an dans le monde

* : 900 kTonnes

** : 920 Mtonnes (AIE 2023) sur 37 Mds Tonnes CO₂ fossiles émises en 2023

L'HYDROGENE : POUR QUOI FAIRE ?

AUJOURD'HUI ... ET DEMAIN LES PROPORTIONS S'INVERSENT ?



Usages 2023	MTonnes Monde	Monde (%)	MTonnes France	France (%)
Raffinage du pétrole	43	44	0,5	40
Production d'ammoniac	32	33	0,2	35
Production de méthanol	16	17	0,2	24
Autres usages industriels	5	5		
TOTAL	97	99%	0,9	99%

Usages 2023	MTonnes Monde	Monde (%)	MTonnes France	France (%)
Mobilité	< 1	< 1 %	< 0,1	< 1 %
Stockage d'énergie / Power-to-Gas				
Production d'électricité (pile à combustible)				

L'HYDROGENE : POUR LE RAFFINAGE

43 MTonnes d'H₂ dans le monde



🔍 Pourquoi l'hydrogène est utilisé dans le raffinage ?

1. Désulfuration des carburants (**hydrotraitement**)

1. Objectif : retirer le **soufre** des produits pétroliers (diesel, essence, kérosène).
2. Raison : respecter les normes environnementales (réduction des émissions de SO₂).
3. L'hydrogène réagit avec le soufre pour former du **H₂S** (gaz sulfureux), qui est ensuite éliminé.
4. L'hydrogène aide aussi à éliminer l'azote, l'oxygène et les métaux présents dans le pétrole brut

2. Amélioration de la qualité des carburants (**hydrocracking**)

1. Objectif : transformer les fractions lourdes du pétrole brut en produits plus légers et plus utiles (essence, diesel).
2. L'hydrogène est utilisé pour **casser les grosses molécules** et saturer les hydrocarbures insaturés.

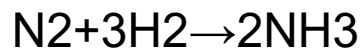
L'HYDROGENE : POUR LES ENGRAIS

32 MTonnes d'H₂ dans le monde

L'ammoniac (NH₃) est composé de :

- **Azote (N₂)** : extrait de l'air.
- **Hydrogène (H₂)** : généralement produit par **vaporeformage du gaz naturel**.

La réaction chimique est :



Cette réaction nécessite :

- **Haute pression** (~150–300 bars)
- **Haute température** (~400–500°C)
- **Catalyseur** (souvent à base de fer)

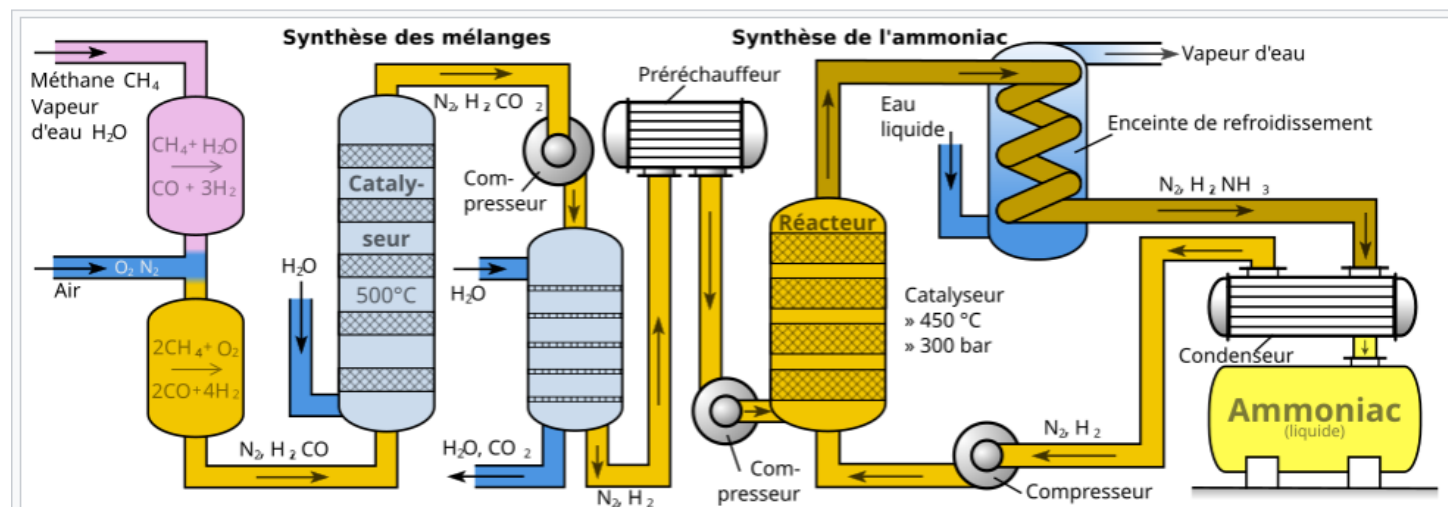
Fritz Haber et Carl Bosch



180 MTonnes d'ammoniac
(3/17 d'H₂ = 32 MTonnes H₂)
produites dans le monde en
2024 par le
procédé Haber-Bosch
très énergie-vore (1 à 2 % de
la consommation d'énergie
Mondiale et 1,6% des
Émissions mondiales CO₂)

99% de l'ammoniac est
transformé en engrais.

Procédé Haber Bosch (1913)



L'HYDROGENE : POUR LE METHANOL CH_3OH

17 Mtonnes d'H₂ dans le monde

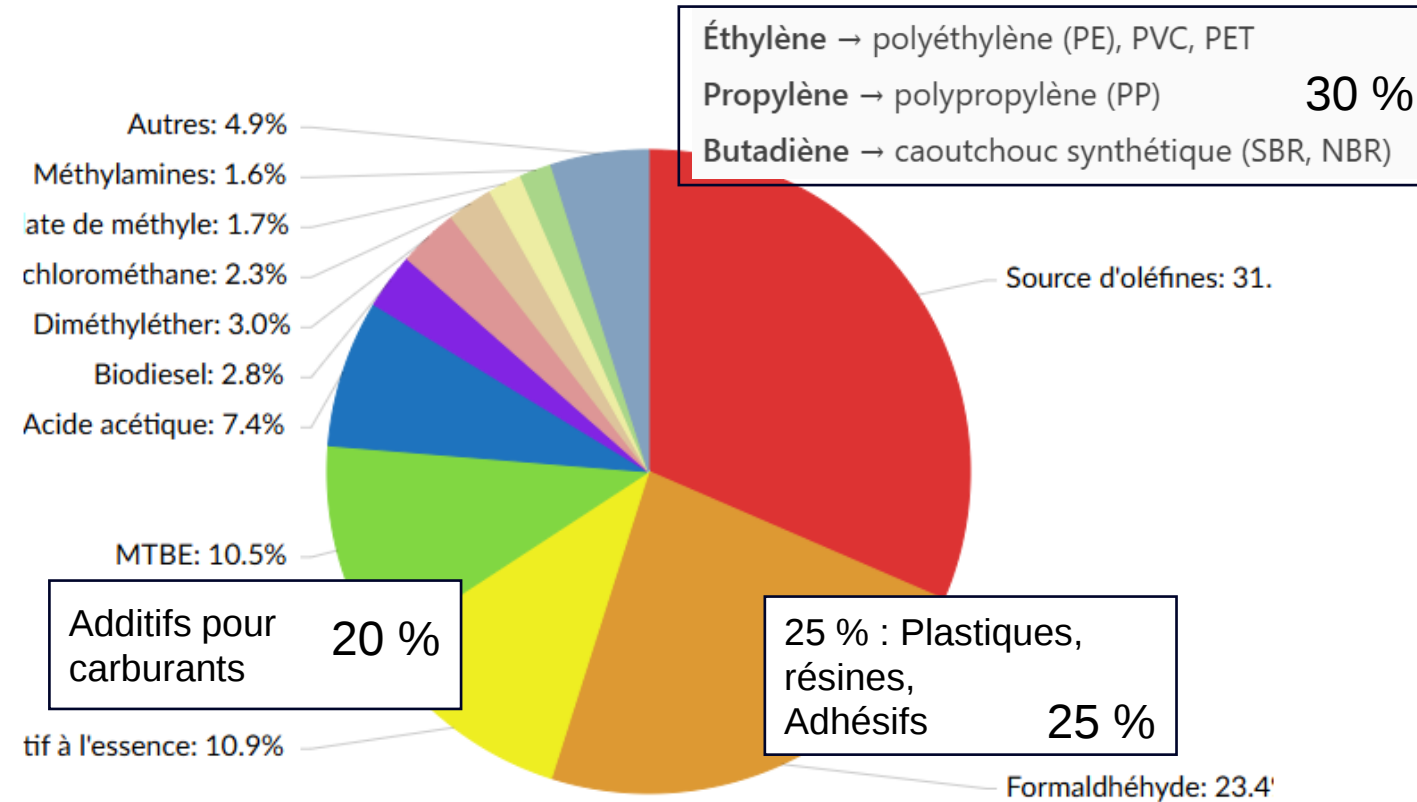
Consommations

Dans le monde, en 2021 : 106,930 millions de tonnes :

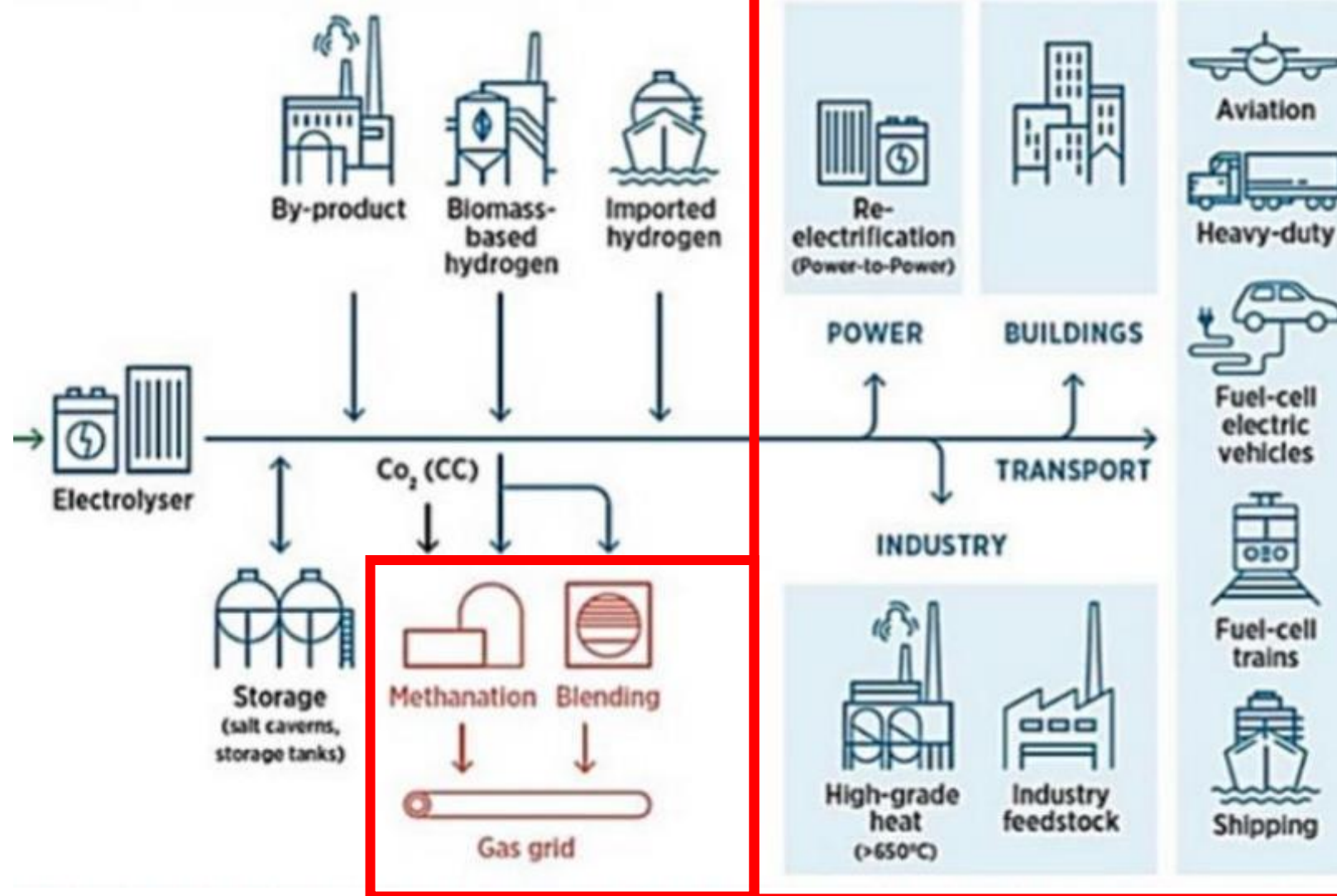
Répartition de la consommation, en 2020 :

Chine	40 %	Amérique du Nord	5 %
Asie (hors Chine)	46 %	Amérique latine	1 %
Europe	5 %	Reste du monde	3 %

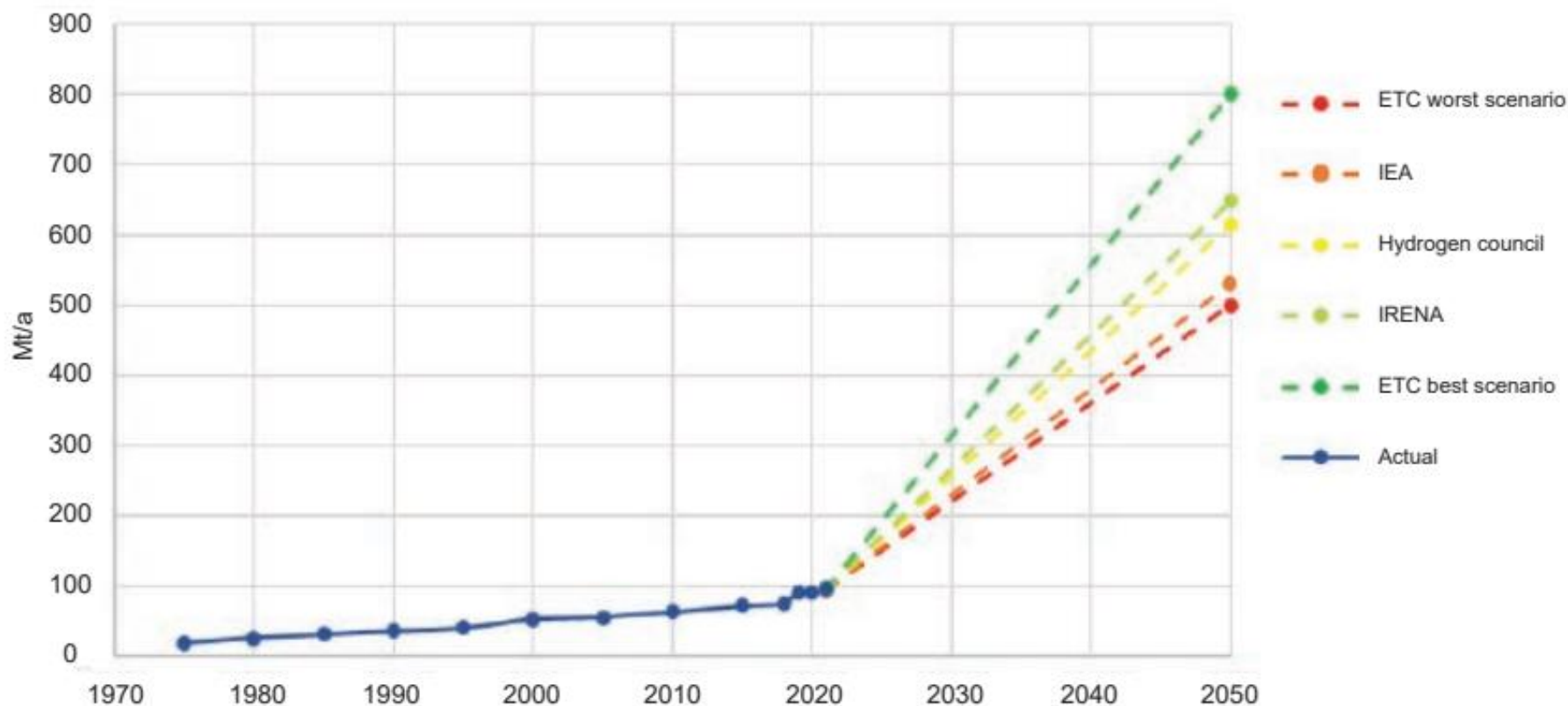
Source : MMSA



L'HYDROGENE : LES FAMEUX FUTURS USAGES POSSIBLES



UN CONSENSUS D'EXPERTS SUR LA CROISSANCE DE LA CONSOMMATION D'HYDROGENE ?



IAEA NUCLEAR ENERGY SERIES

No. NR-G-4.1

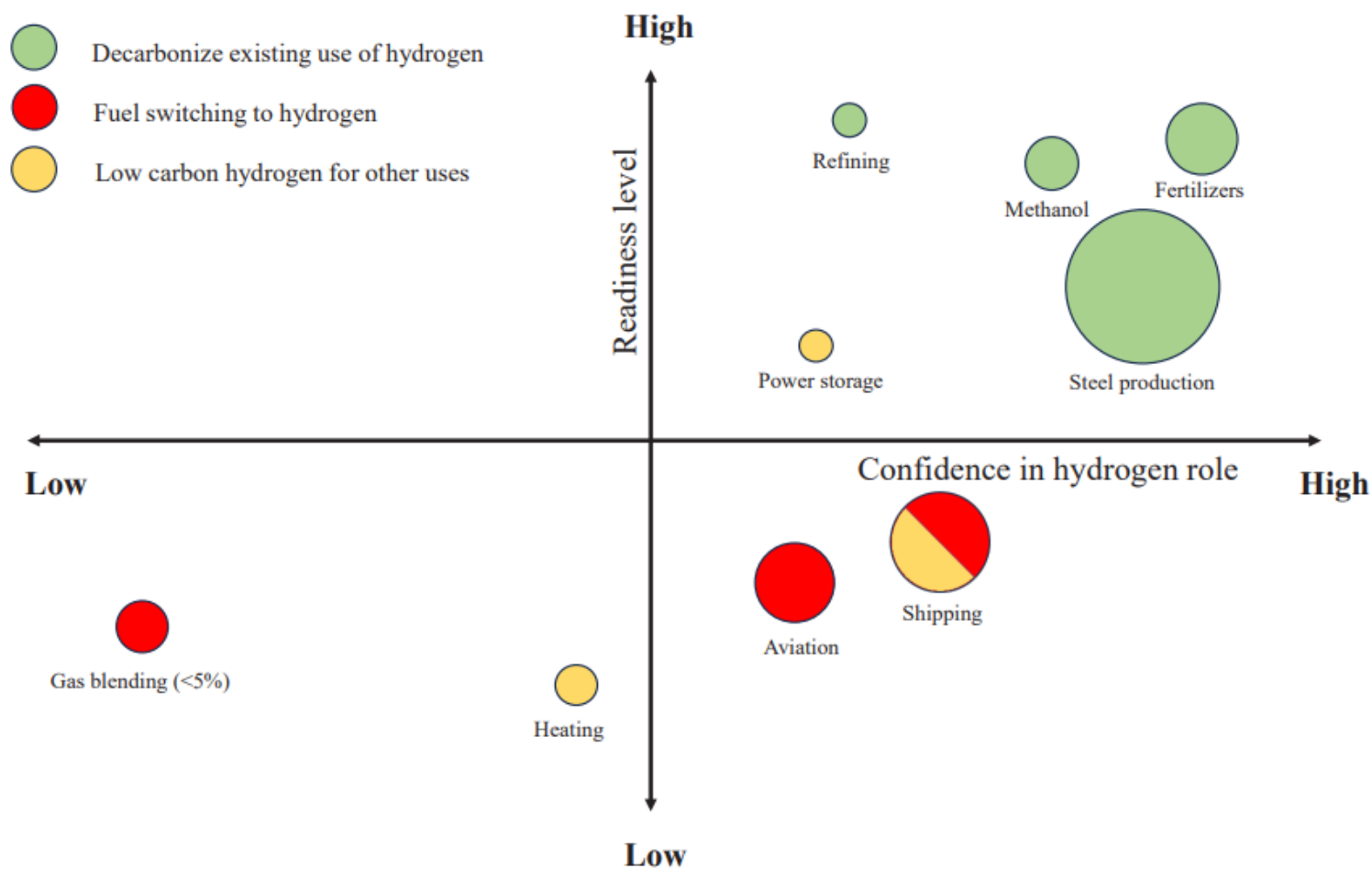
Developing a Roadmap
for the Commercial
Deployment of Nuclear
Hydrogen Production

Document publié
en septembre 2025

ETC : Energy Transition Commission

IRENA : Agence Internationale pour
les énergies Renouvelables

FIG. 2. Global hydrogen consumption between 1975 and 2021, with predicted demand to 2050 (based on data from Refs [35, 58–60]).

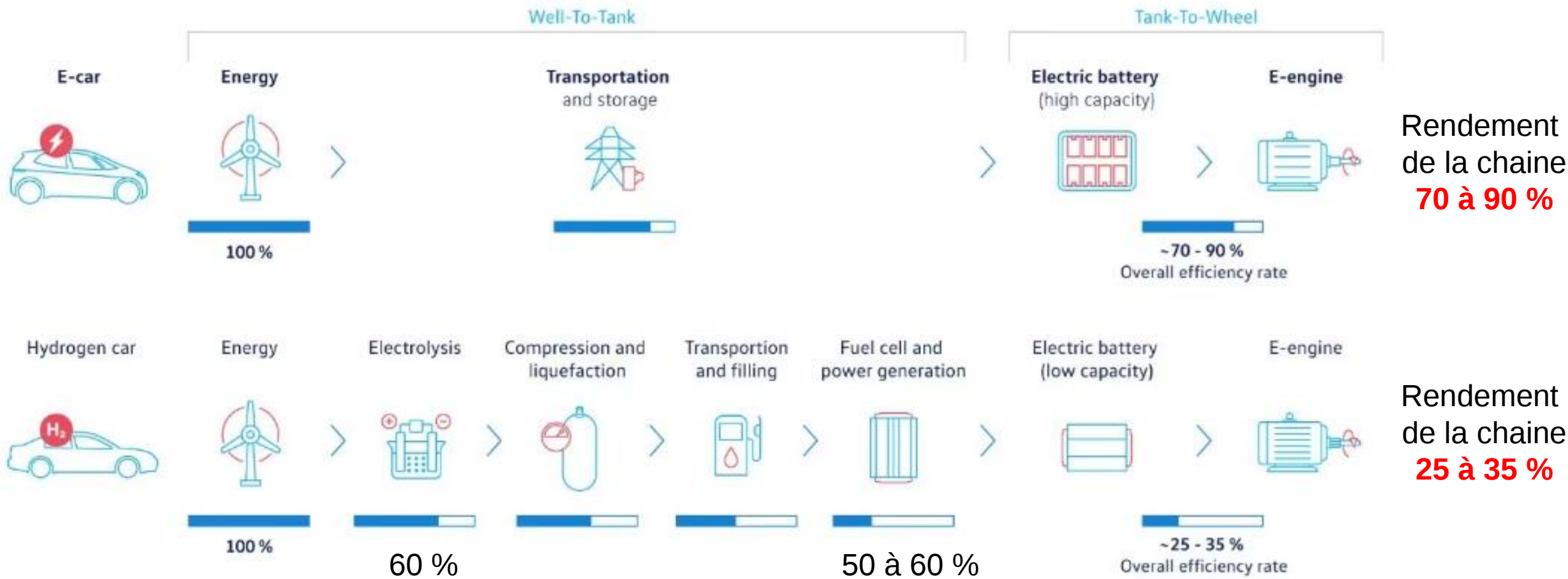


Developing a Roadmap for the Commercial Deployment of Nuclear Hydrogen Production

FIG. 5. Potential uses of hydrogen in a low carbon economy by 2050 (based on data from Refs [51, 59]).

Hydrogen and electric drive

Efficiency rates in comparison using eco-friendly energy

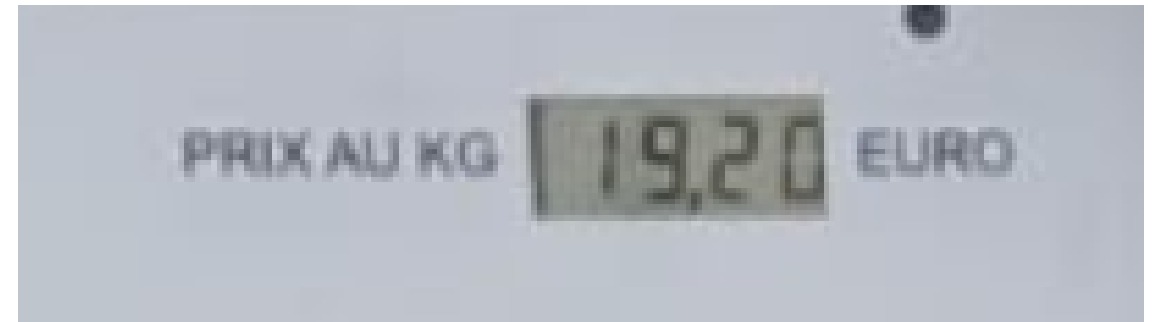


Source Volkswagen



Toyota Mirai

Puissance	134 kW
Vitesse max	175 km/h
Autonomie	650 km
Réservoirs H2	5.6 kg
Prix	71 500 €



Prix à la pompe relevé à la station Hydrogène
de Porte de Saint-Cloud à Paris
Début septembre 2025

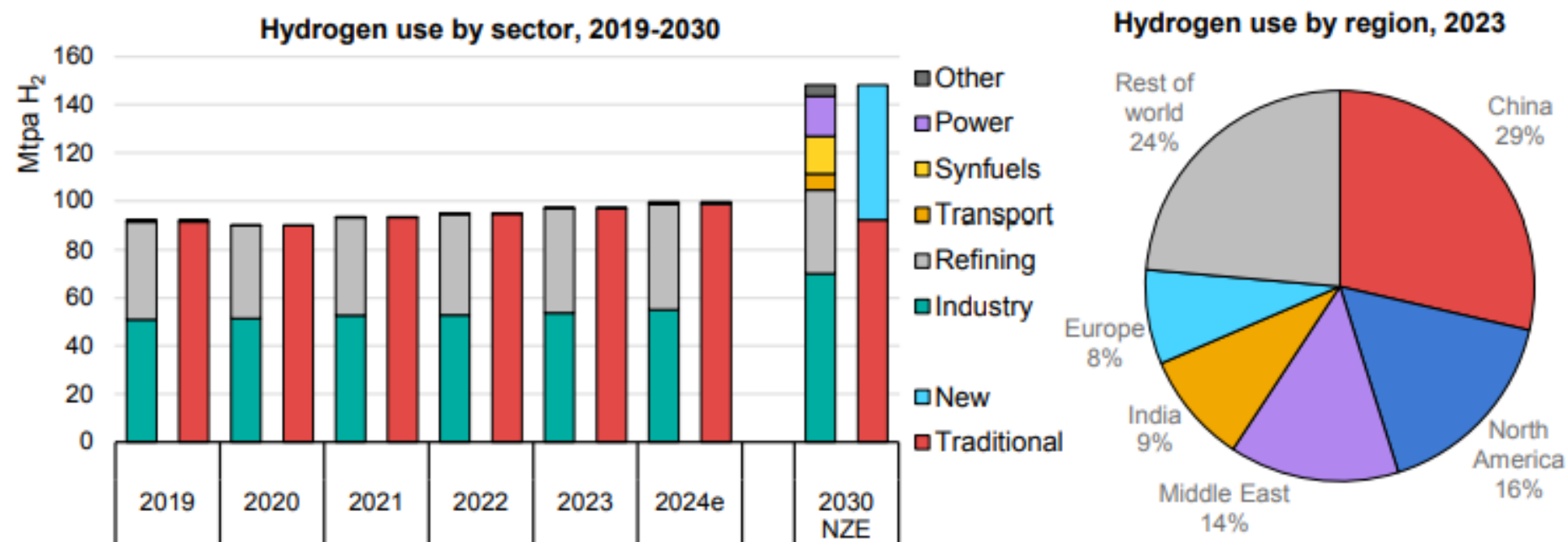


Global Hydrogen Review 2024

International
Energy Agency



Figure 2.1 Hydrogen demand by sector and by region, historical and in the Net Zero Emissions by 2050 Scenario, 2019-2030

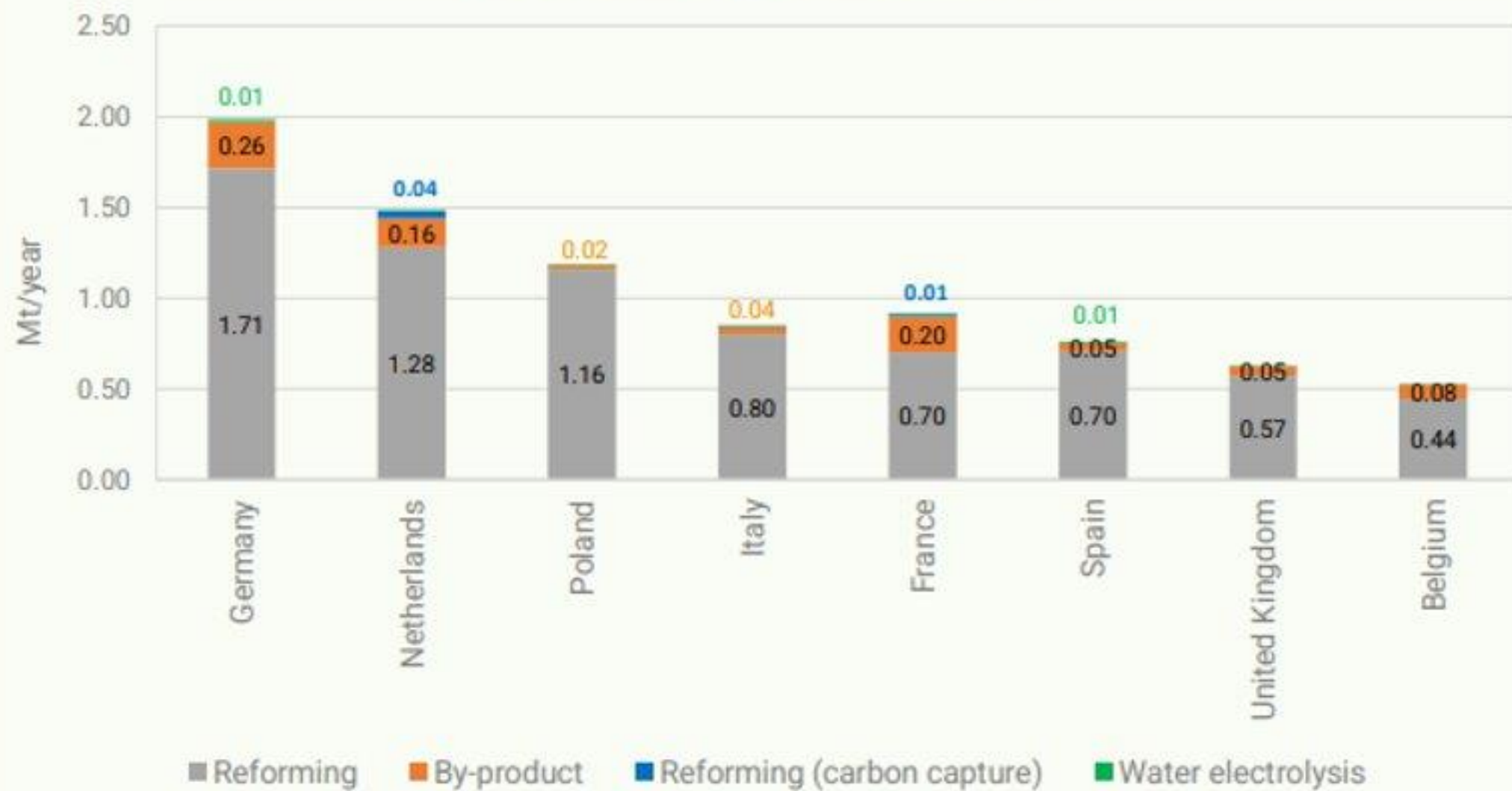


IEA. CC BY 4.0.

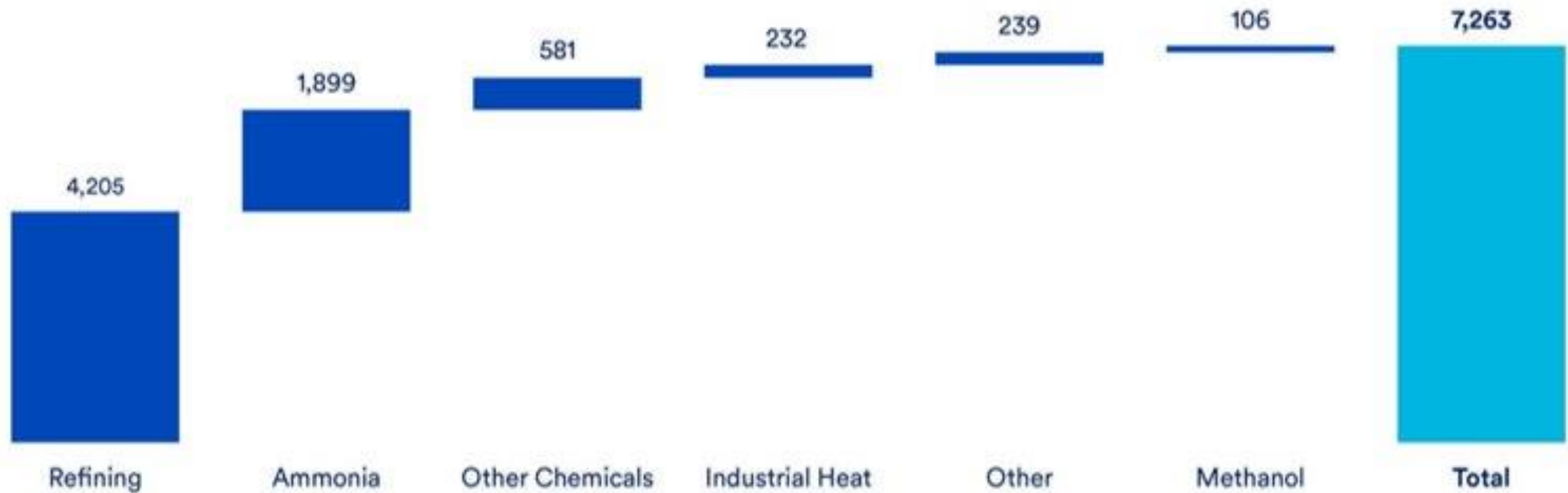
Notes: NZE = Net Zero Emissions by 2050 Scenario. "Other" includes buildings and biofuels upgrading. 2024e = estimate for 2024. The estimated value for 2024 is a projection based on trends observed until June 2024.

Hydrogen demand reached 97 Mt in 2023 but remained highly concentrated in traditional applications in industry and refining.

Top 8 EU countries in hydrogen production capacity by production process in 2023



EU Hydrogen Consumption Per Sector (kt/y) in 2023



COMMENT OBTENIR L'HYDROGENE ?

Hydrogène gris	Hydrogène produit à partir de gaz naturel dans un processus appelé vapo-reformage, dans lequel de la vapeur à haute température et haute pression est utilisée pour fractionner le gaz naturel (émission d'environ 11 kgCO ₂ /kgH ₂ produit). Coût estimatif : 1,5 €/kg (*). $\text{CH}_4 + 2\text{H}_2\text{O} \rightarrow \text{CO}_2 + 4\text{H}_2$
Hydrogène bleu	Hydrogène gris couplé avec un processus de captage / stockage ou utilisation du CO ₂ produit. Coût estimatif : 2 €/kg (*).
Hydrogène vert	Hydrogène fabriqué par électrolyse à l'aide d'électricité renouvelable (solaire, éolien, hydraulique) : 2,5 à 5,5 €/kg (*).
Hydrogène rose ou jaune	Hydrogène fabriqué par électrolyse à l'aide d'électricité d'origine nucléaire Rose : électricité exclusivement nucléaire (contrat avec une centrale) Jaune : électricité provenant d'un mix électrique incluant du nucléaire

L'ADEME et la Commission Européenne (*) utilisent une autre terminologie :

L'hydrogène renouvelable (Clean Hydrogen or Renewable Hydrogen) qui recouvre principalement l'hydrogène vert

l'hydrogène bas-carbone (Low-Carbon Hydrogen) recouvre l'hydrogène bleu et rose/jaune (y compris celui produit à partir de sources d'énergies non renouvelables mais respectant le seuil de 3 kgCO₂eq/kgH₂ équivalent au réseau français)

l'hydrogène carboné (Fossil-based Hydrogen) désigne l'hydrogène gris.

(*) : source : « A hydrogen strategy for a climate neutral Europe » - 08/07/2020 – European Commission

L'OUTSIDER : l'hydrogène Blanc

L'**hydrogène blanc**, aussi appelé **hydrogène natif** ou **hydrogène géologique**, est un **hydrogène naturellement présent dans le sous-sol terrestre**, sans avoir besoin de le produire industriellement. C'est une ressource **naturelle et renouvelable à l'échelle géologique**, en pleine **redécouverte et évaluation technologique**.

PLANÈTE • ÉNERGIES

Des gisements d'hydrogène détectés dans trois régions de France

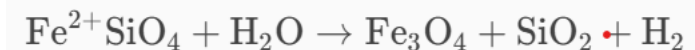
« Le Bassin aquitain, le piémont pyrénéen et le bassin houiller lorrain apparaissent comme des zones à potentiel », selon le ministère de l'économie et de l'industrie, sans qu'on sache encore si le gaz est exploitable.

Le Monde avec AFP

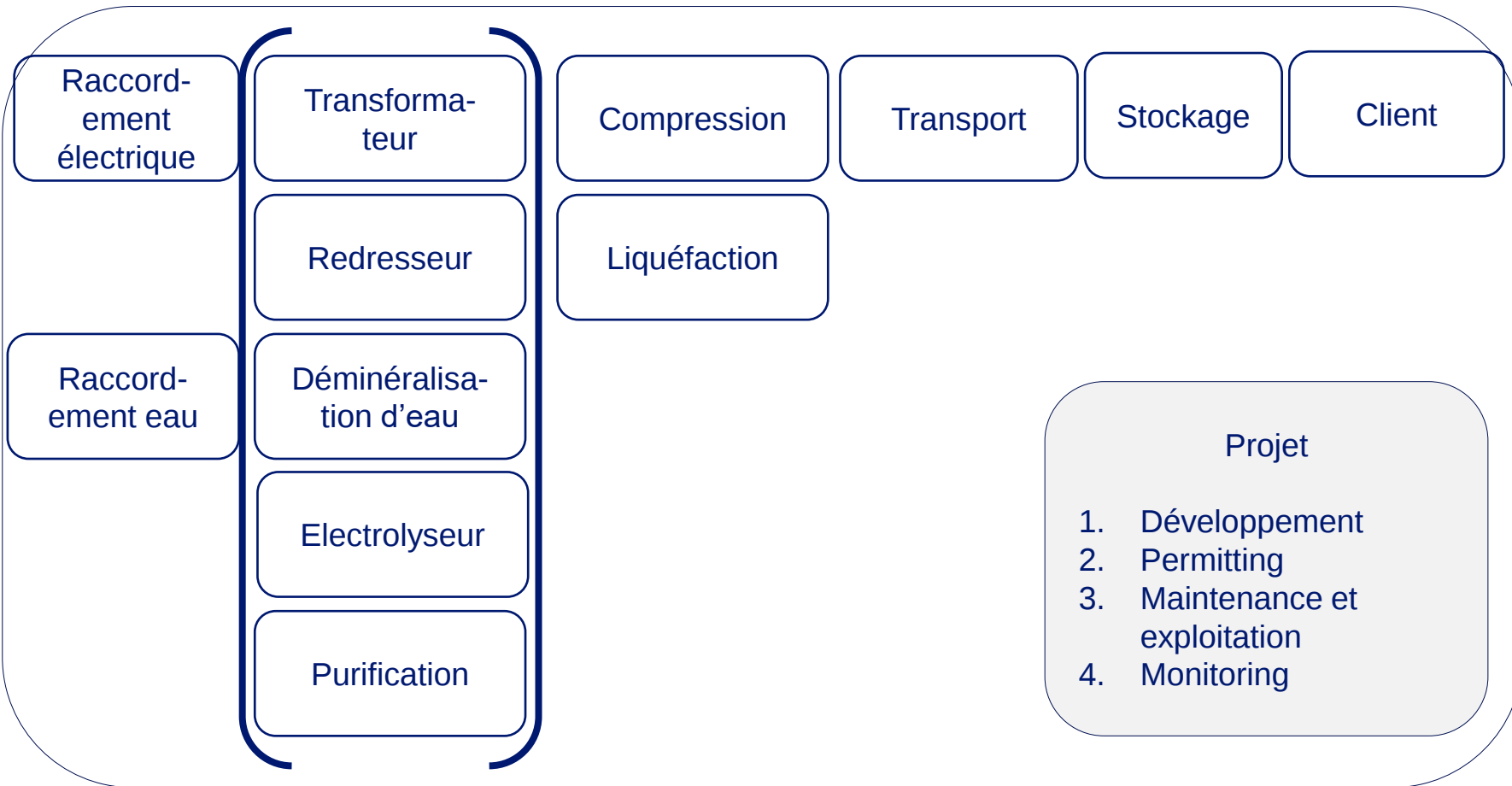
Publié le 30 juin 2025 à 20h09, modifié le 30 juin 2025 à 21h02 - 🔊 Lecture 1 min.

Il est généré dans la croûte terrestre par des processus **géochimiques** naturels, comme :

- **Oxydation de minéraux ferreux (serpentinisation),**
- **Dégazage profond** du manteau terrestre.



Décomposition par brique des fonctions nécessaires à la production et distribution d'hydrogène électrolytique



Deux possibilités : production centralisée versus décentralisée

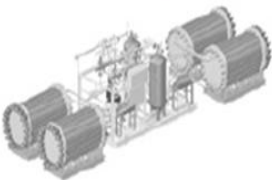
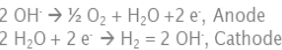
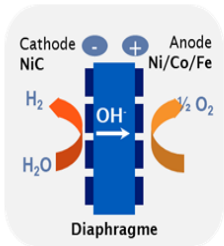
Paramètres clés :

- Coût H₂
- Production hors site + coûts de transport versus coût de production sur site
- Contenu en CO₂ du H₂
- Prise en compte de toute la chaîne de valeur de l'hydrogène
- Disponibilité des ressources énergétiques primaires

3 Principales Technologies d'électrolyse

Top (°C) : 60 - 80

Alcalin



Avantages	Inconvénients
80 000 h de durée de vie des stack validée	Production d'H2/m2 cellule faible
Technologie mature & éprouvée	Flexibilité & réactivité limitée (20% - 100% Pmax)
Absence de métaux nobles → CAPEX faible	

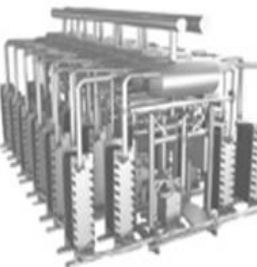
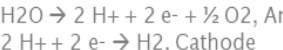
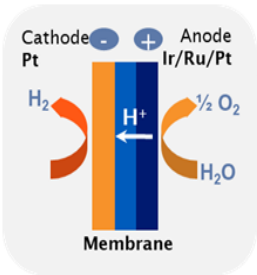
Maturité Industrielle

TRL 9

Top (°C) : 50 - 60

PEM

Proton Exchange Membrane



Avantages	Inconvénients
Production d'H2/m2 cellule élevée	Durée de vie plus faible 70 000 h (non encore validée pour 10 MW+)
Flexibilité & réactivité élevée (0% - 100% Pmax)	CAPEX élevé compte tenu de l'utilisation de métaux nobles

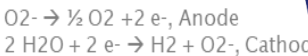
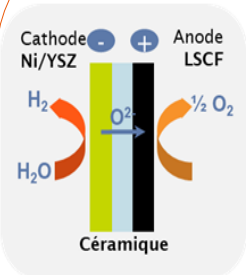
Maturité Déploiement

TRL 8-9

Top (°C) : 800 - 850

SOEC

Solid Oxide Electrolyzer Cell



Avantages	Inconvénients
Fonctionnement réversible en pile à combustible & en électrolyse du CO2	Flexibilité & réactivité limitée - idem alcalin
Haut rendement de conversion électrique	Maturité plus faible : Dégradation à optimiser (20 000 h validées exp.)
Absence de métaux nobles	

Maturité Recherche

TRL 6-7

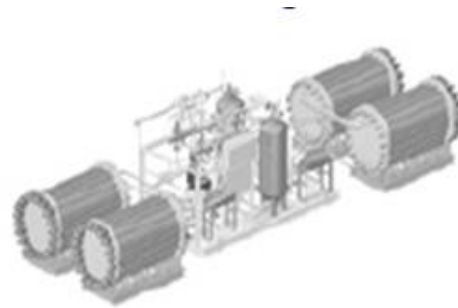
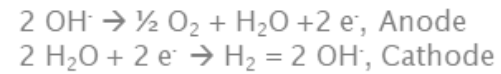
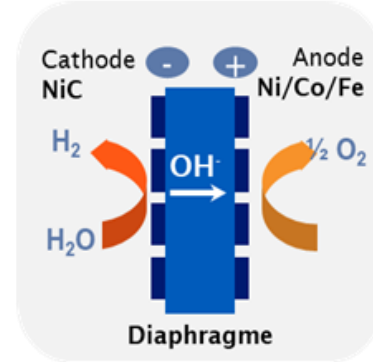
3 Principales Technologies d'électrolyse

Top (°C) : 60 - 80

TECHNOLOGIE ALCALINE :
LA PLUS MATURE
INDUSTRIELLEMENT

(90 % des projets en France,
dans le monde ...)

H₂O liquide



Alcalin

Avantages

Inconvénients

80 000 h de
durée de vie des
stack validée

Technologie
mature &
éprouvée

Absence de
métaux nobles →
CAPEX faible

Production
d'H₂/m² cellule
faible

Flexibilité &
réactivité limitée
(20% - 100%
P_{max})

Maturité Industrielle

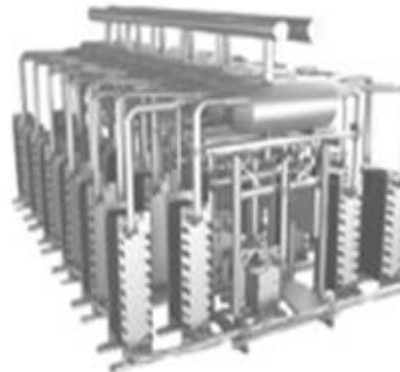
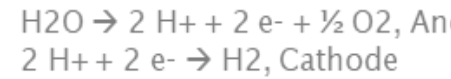
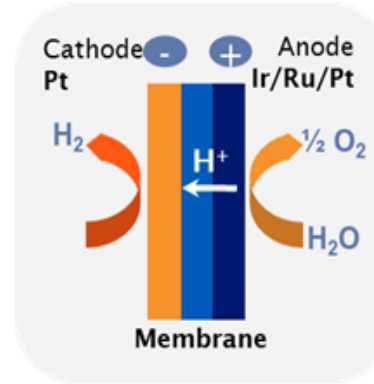
TRL 9

3 Principales Technologies d'électrolyse

Top (°C) : 50 - 60

TECHNOLOGIE PEM :
LA PLUS REACTIVE

H2O liquide



PEM Proton Exchange Membrane

Avantages

Inconvénients

Production
d'H₂/m² cellule
élevé

Durée de vie plus
faible 70 000 h
(non encore validée
pour 10 MW+)

Flexibilité &
réactivité élevée
(0% - 100% P_{max})

CAPEX élevé
compte tenu de
l'utilisation de
métaux nobles

Maturité Déploiement

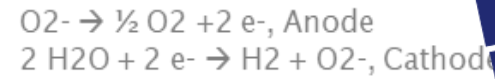
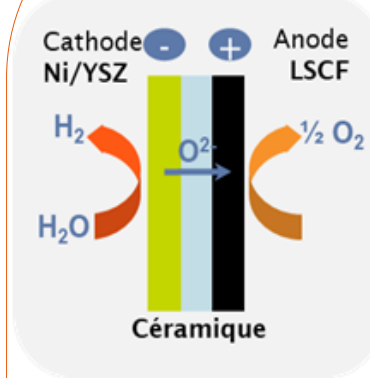
TRL 8-9

3 Principales Technologies d'électrolyse

Top (°C) : 800 - 850

TECHNOLOGIE SOEC
(ou EHT : Electrolyse Haute
Température) :
LA PLUS PROMETTEUSE
POUR LE NUCLEAIRE !

H₂O vapeur



SOEC Solid Oxide Electrolyser Cell

Avantages

Inconvénients

Fonctionnement réversible en pile à combustible & en électrolyse du CO₂

Haut rendement de conversion électrique

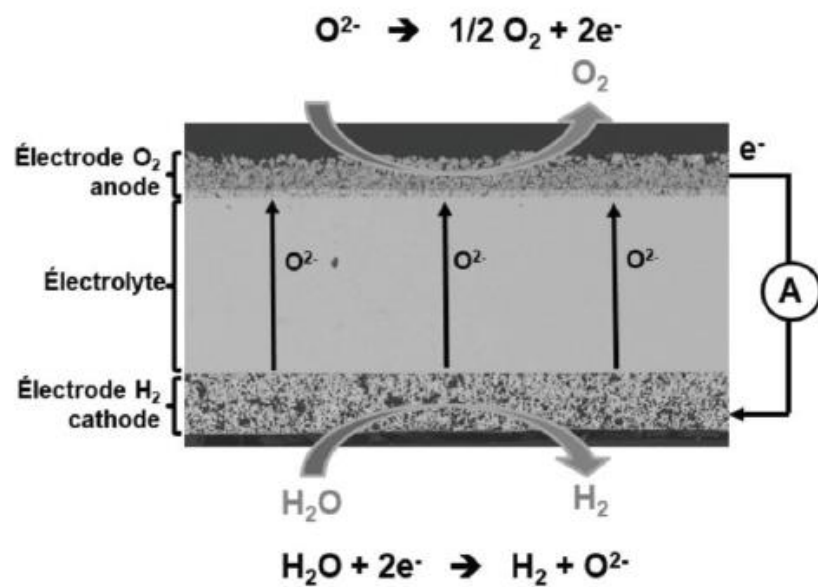
Absence de métaux nobles

Flexibilité & réactivité limitée - idem alcalin)

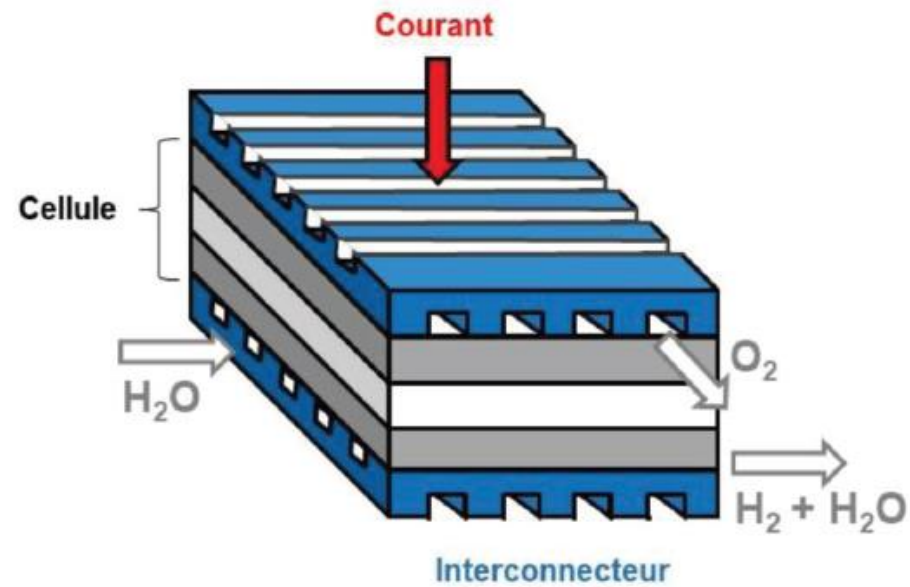
Maturité plus faible : Dégradation à optimiser (20 000 h validées exp.)

Maturité Recherche

TRL 6-7



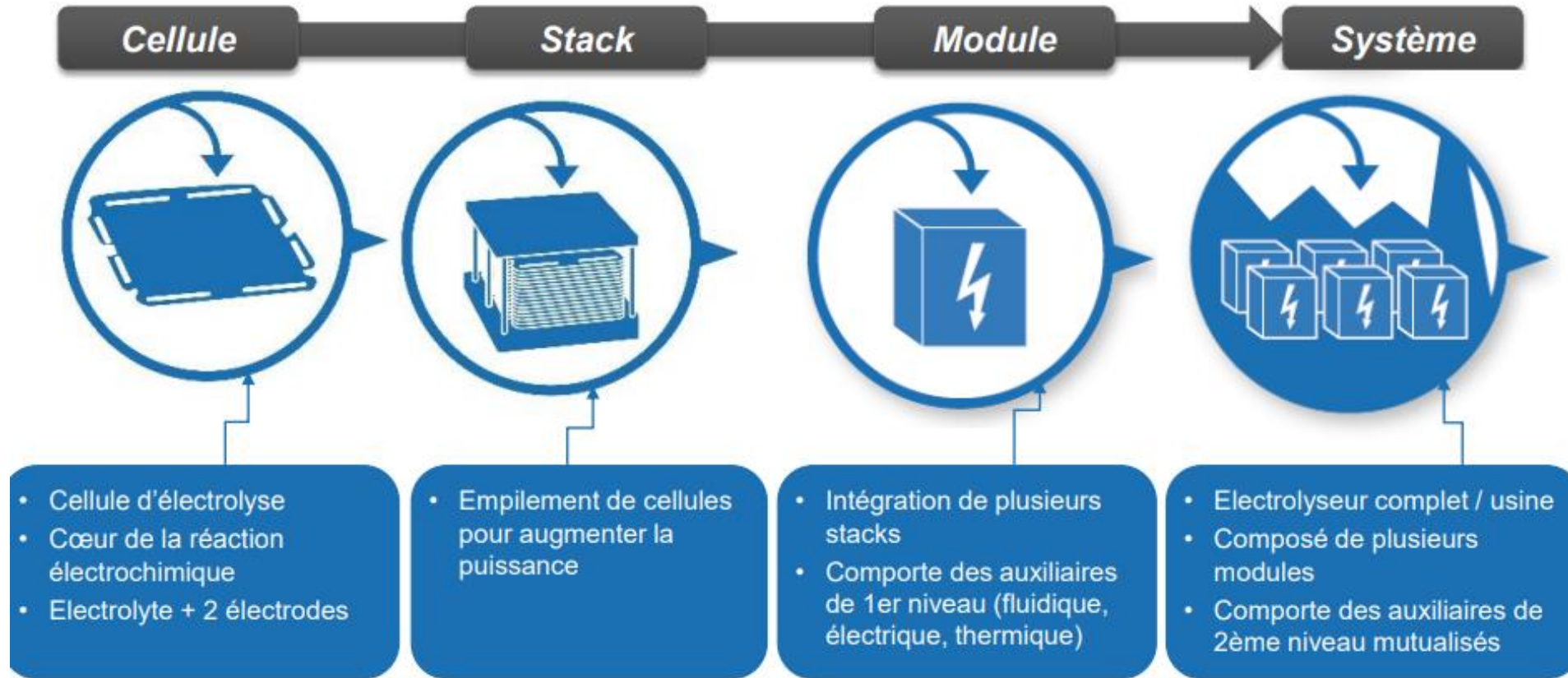
a)



b)

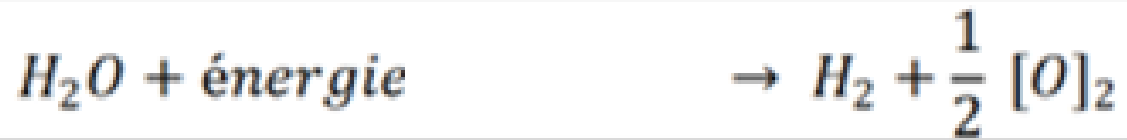
Figure 3 - a) Coupe d'une cellule et représentation schématique des demi-réactions aux électrodes. b) Représentation schématique d'un motif élémentaire, constitué d'une cellule et de deux demi-interconnecteurs.

L'électrolyseur : un peu de vocabulaire : de la cellule au système



Technologie modulaire:

- Un stack peut contenir un nombre variable de cellules en fonction de la puissance visée
- Les cellules peuvent avoir différentes tailles en fonction de la puissance visée
- Pour augmenter la puissance, la taille du stack peut être ajustée
- Possibilité d'avoir plusieurs stacks dans un module et plusieurs modules dans un système : flexibilité



$$\Delta H = \Delta G + T \cdot \Delta S$$

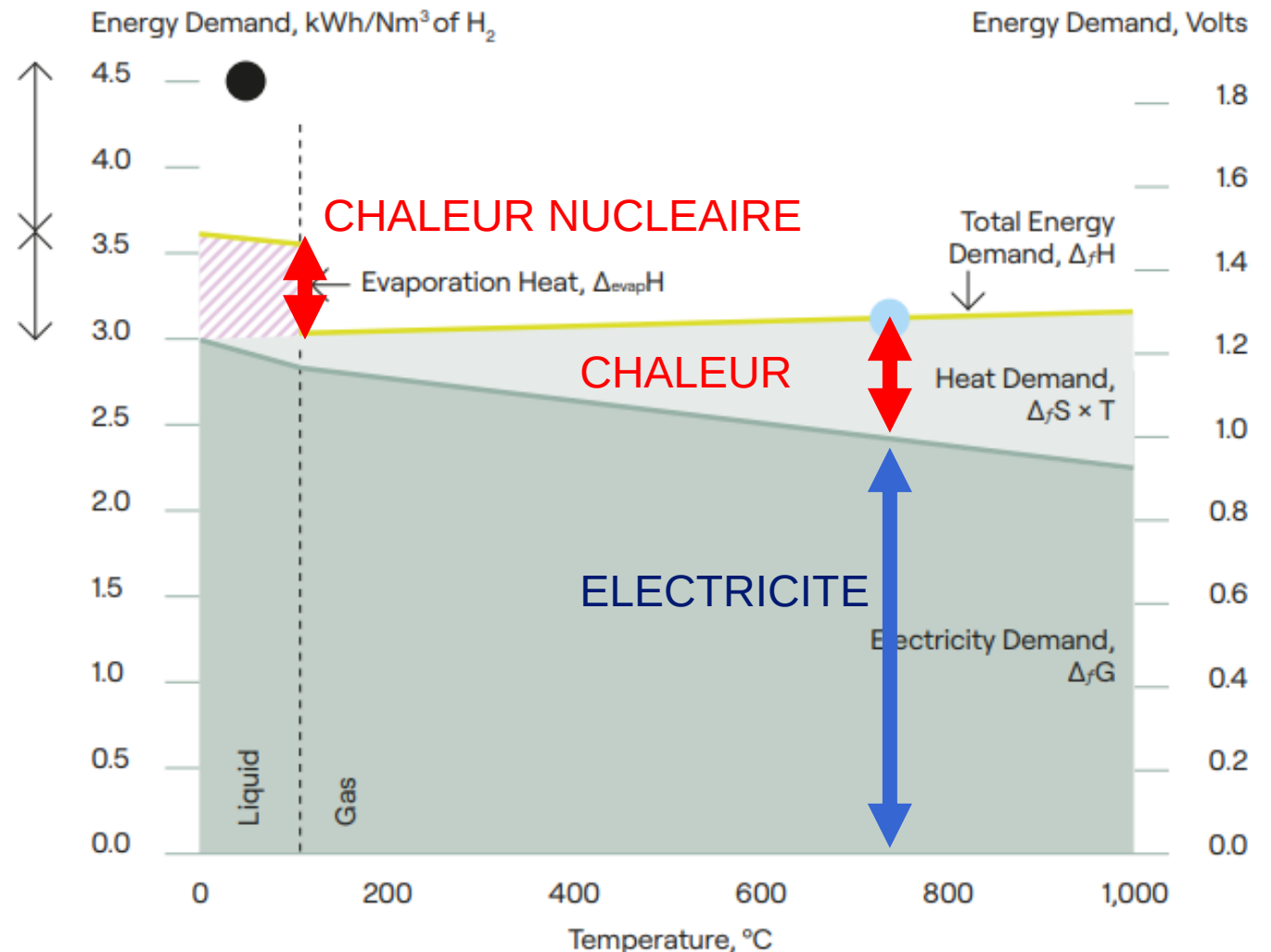
ENTHALPIE DE REACTION (l'énergie pour faire la réaction) = ELECTRICITE + CHALEUR

Certain gain from SOEC compared to alkaline and PEM operation at better kinetics and conductivity

Potential gain if steam is imported

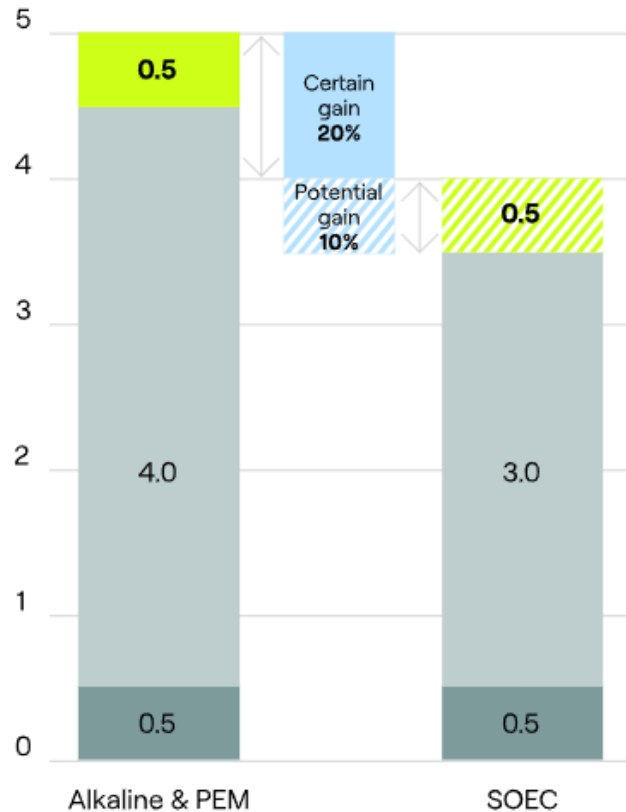
ΔH représente l'énergie totale qu'il faut fournir ou qui est libérée lorsqu'une réaction chimique se produit à pression constante.

- Total Energy Demand, $\Delta_f H$
- Alkaline & PEM
- SOEC
- ▨ Evaporation Heat, $\Delta_{\text{evap}} H$
- Heat Demand, $\Delta_f S \times T$
- Electricity Demand, $\Delta_f G$



SOEC'S ADVANTAGE OVER ALKALINE AND PEM TECHNOLOGIES

Efficiency in kWh/Nm³ of Product Hydrogen



■ Balance of Plant
■ Electrolysis
■ Heat of Evaporation

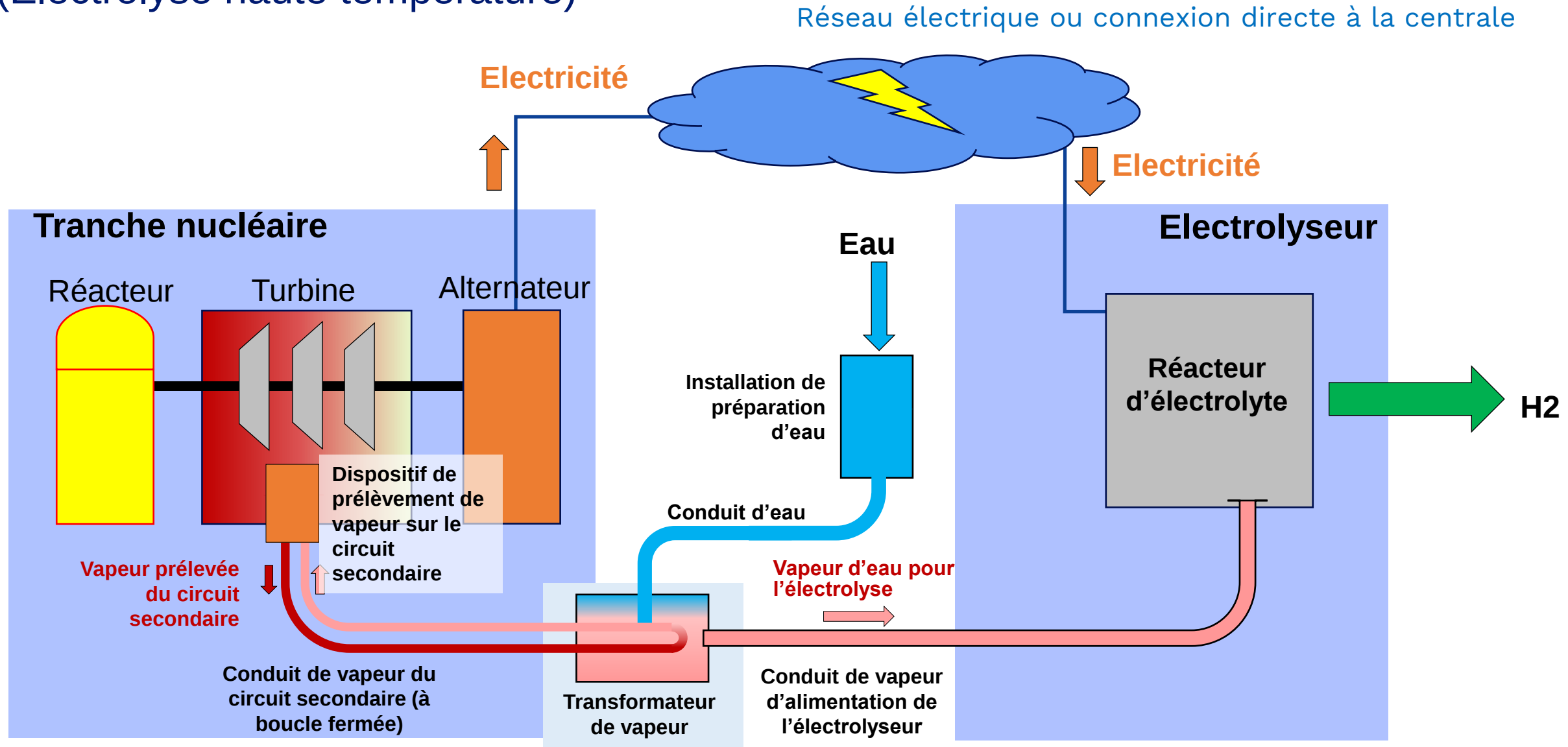


En résumé, pour produire 1 kg H₂ :

En technologie alcaline ou PEM, il faut environ
55 kWh d'électricité

En technologie EHT, il faut environ
41 kWh d'électricité + 9 kWh de chaleur nucléaire (pour passer l'eau de 20°C à 150°C à pression atmosphérique)

COUPLAGE NUCLEAIRE – H2 (Electrolyse haute température)

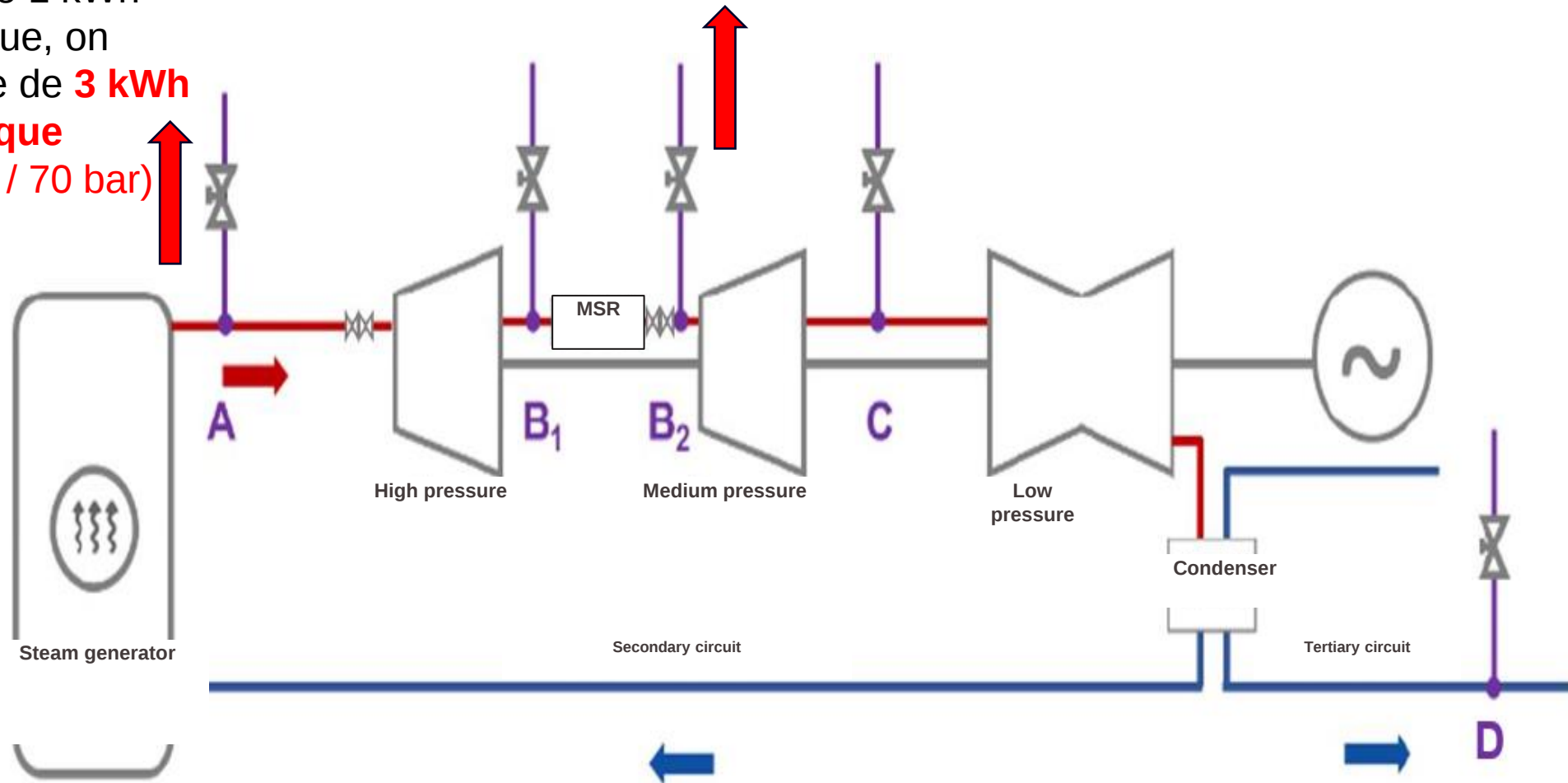


LE NUCLEAIRE C'EST D'ABORD DE LA CHALEUR ...

Evitons de « perdre » le facteur de conversion en électricité ...

Avec ce piquage,
en renonçant à
produire 1 kWh
électrique, on
dispose de **3 kWh
thermique**
(280°C / 70 bar)

Avec ce piquage, en renonçant à produire 1 kWh électrique,
on dispose de **5 kWh thermique** (180°C – 10 bar)



Repères en technologie alcaline ...

REPERES EN ENERGIE

Hydrogène	Energie électrique nécessaire pour le produire avec une technologie alcaline
1 kg	55 kWh
1 kT	55 GWh
1 Million de tonnes	55 TWh

REPERES EN PUISSANCE

Puissance électrolyseur en technologie alcaline	Hydrogène produit (95 % disponibilité)
1 MW	150 tonnes/an ou environ 400 kg/jour

REGLE DE TROIS POUR LA FRANCE

Hydrogène (vapo-réformé hors co-produit)	TWh /an	TWh élec France 2024	% prod élec France 2024	Puissance électrolyseurs installés	Nombre d'EPR2
700 kT/an	38,5	536	7%	4,7 GW	2,8

11,5 millions de tonnes de CO₂ par an, soit 3 % des émissions nationales

L'avantage concurrentiel du nucléaire : la techno EHT (Electrolyse Haute Température)

REPERES EN ENERGIE

Pour 1 kWhe consommé, SOEC produit 28% (=55/43) de H2 en plus

Hydrogène	Energie (alcalin)	Energie (EHT)
1 kg	55 kWhe	41 kWhe + 9 kWth = 43 kWhe eq
1 kT	55 GWhe	43 Gwhe
1 Million de tonnes	55 TWhe	43 TWhe

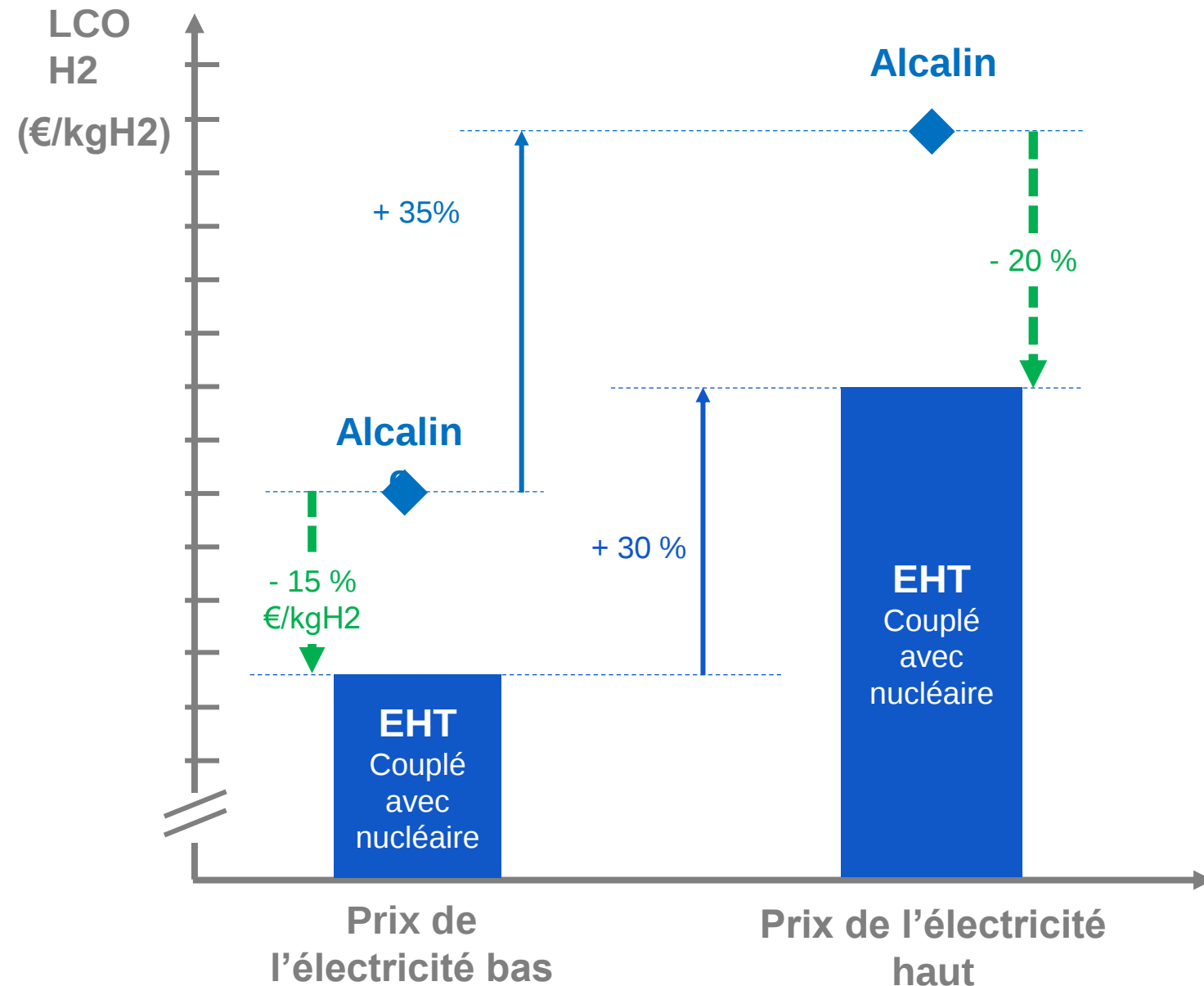
REPERES EN PUISSANCE

Puissance électrolyseur	Hydrogène produit alcalin (95 % disponibilité)	Hydrogène produit EHT (95 % disponibilité)
1 MWe	150 tonnes/an ou environ 400 kg/jour	190 tonnes/an ou environ 500 kg/jour

REGLE DE TROIS POUR LA FRANCE

Hydrogène (hors coproduit)	TWh /an	TWh élec France 2024	% prod élec France 2024	Puissance électrolyseurs installés	Nombre d'EPR2
700 kT/an	38,5 (alcalin) 30,1 (EHT)	536	7% (alcalin) 5,6 % (EHT)	4,7 GW (alcalin) 3,7 GW (EHT)	2,8 (alcalin) 2,2 (EHT)

L'Electrolyse Haute Température peut donner un avantage compétitif au nucléaire en utilisant Electricité et **Chaleur**



Electrolyse Haute Température couplée au nucléaire est plus compétitive que l'électrolyse alcaline

Plus l'électricité est chère, plus l'Electrolyse Haute Température est compétitive par rapport à l'alcalin

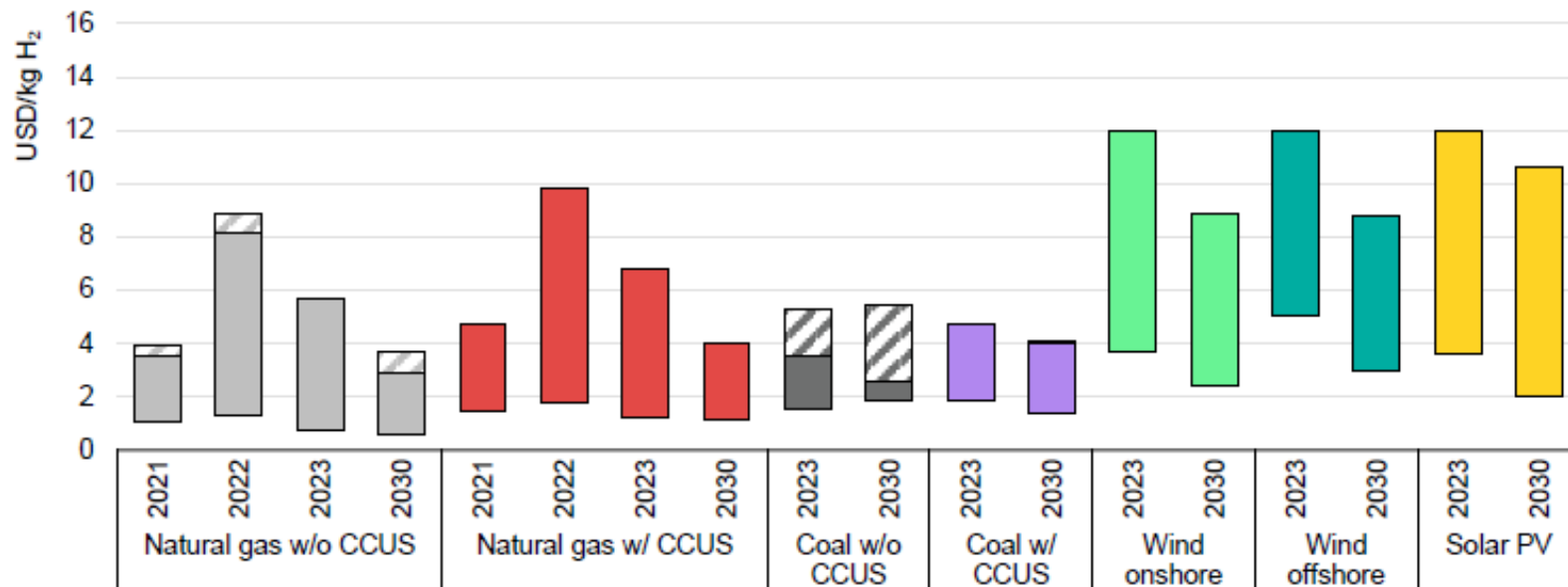
Le coût CAPEX des électrolyseurs varie entre 2000 k€/kW (alcalin) et 2500 k€/kW (PEM)

Le coût de revient de l'H2 est entre 2 et 12 €/kgH2 (grande dispersion !)

iea

CLEANENERGY
HYDROGEN
INITIATIVE

Figure 3.11 Hydrogen production cost by pathway, 2023, and in the Net Zero Emissions by 2050 Scenario, 2030



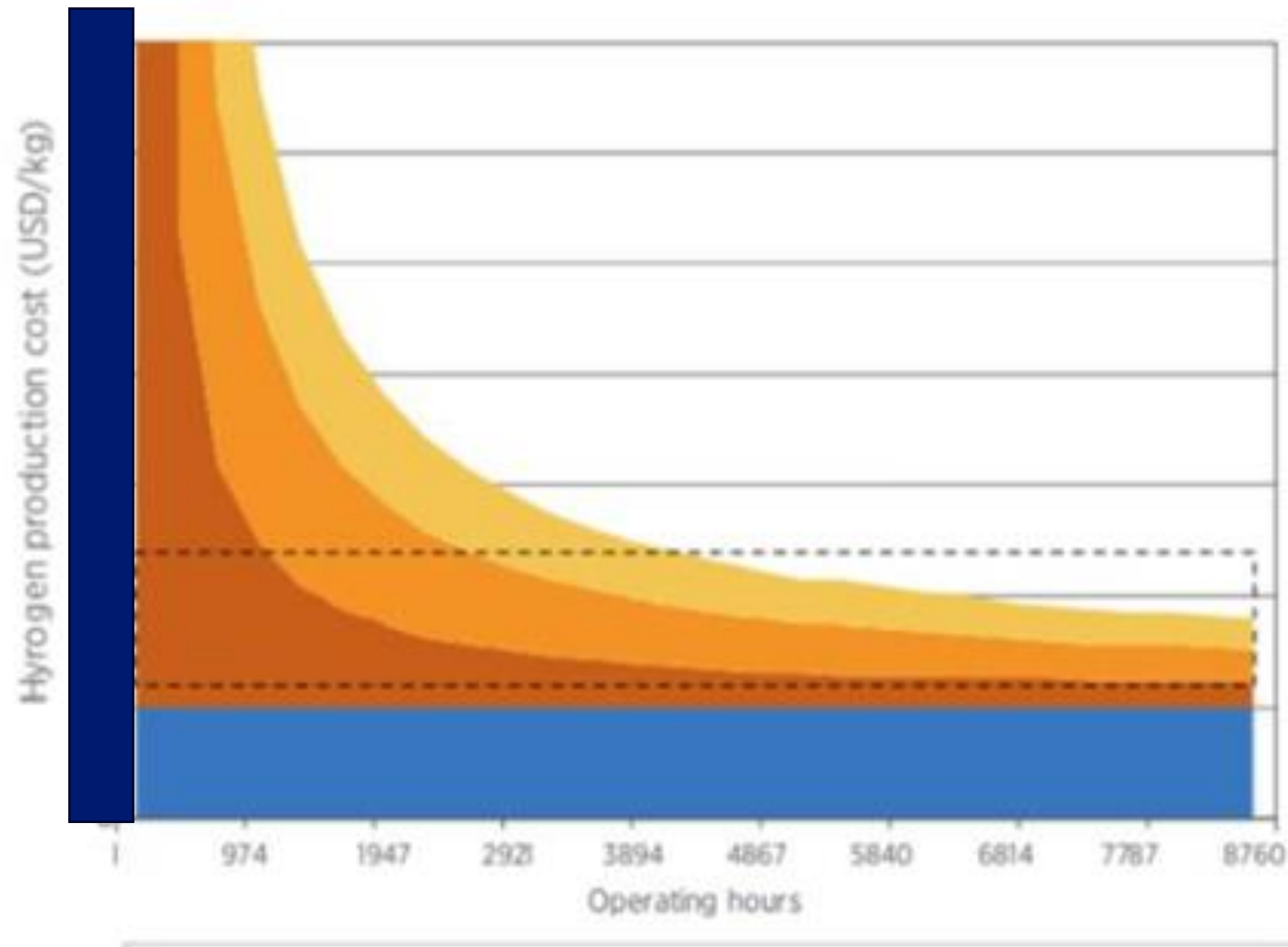
IEA. CC BY 4.0.

Global Hydrogen
Review 2024

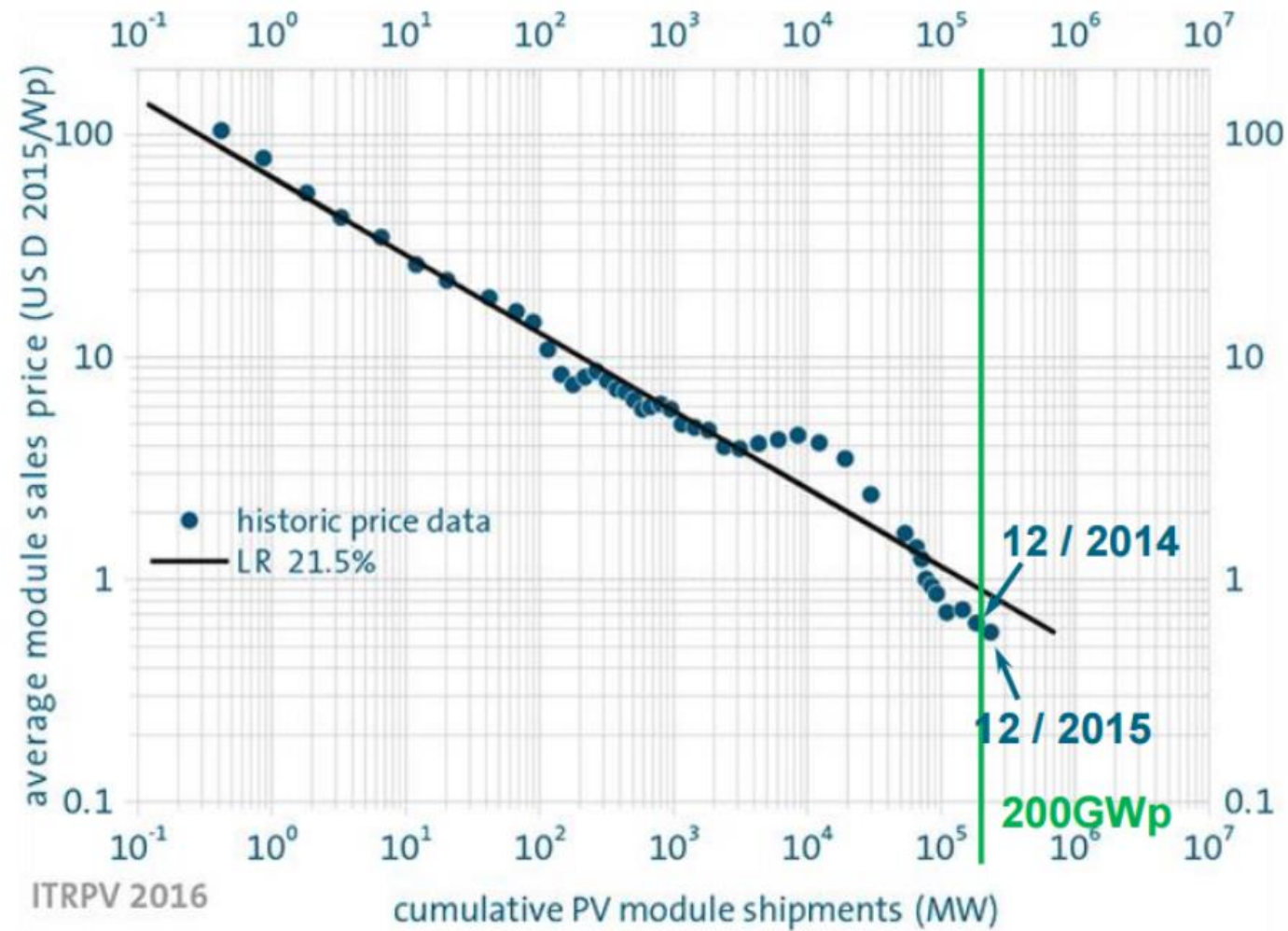
In 2023, the capital cost for an installed electrolyser (including the equipment, gas treatment, plant balancing, and engineering, procurement and construction cost, and contingencies) ranged between USD 2 000/kW for alkaline and USD 2 450/kW for PEM electrolyzers.

Des électrolyseurs qui seraient des électro-intensifs pilotables ?

... oui mais les développeurs de projet veulent tourner à plein régime ...



Quel learning curve CAPEX pour les électrolyseurs ? Ici l'exemple du solaire ...



This graph shows a learning factor of 21.5% from 1976 through 2015. Short-term fluctuations are partly due to supply chain issues. Source: International Technology Roadmap for Photovoltaic

Cependant le coût de l'hydrogène électrolytique c'est déjà celui de l'électricité ...

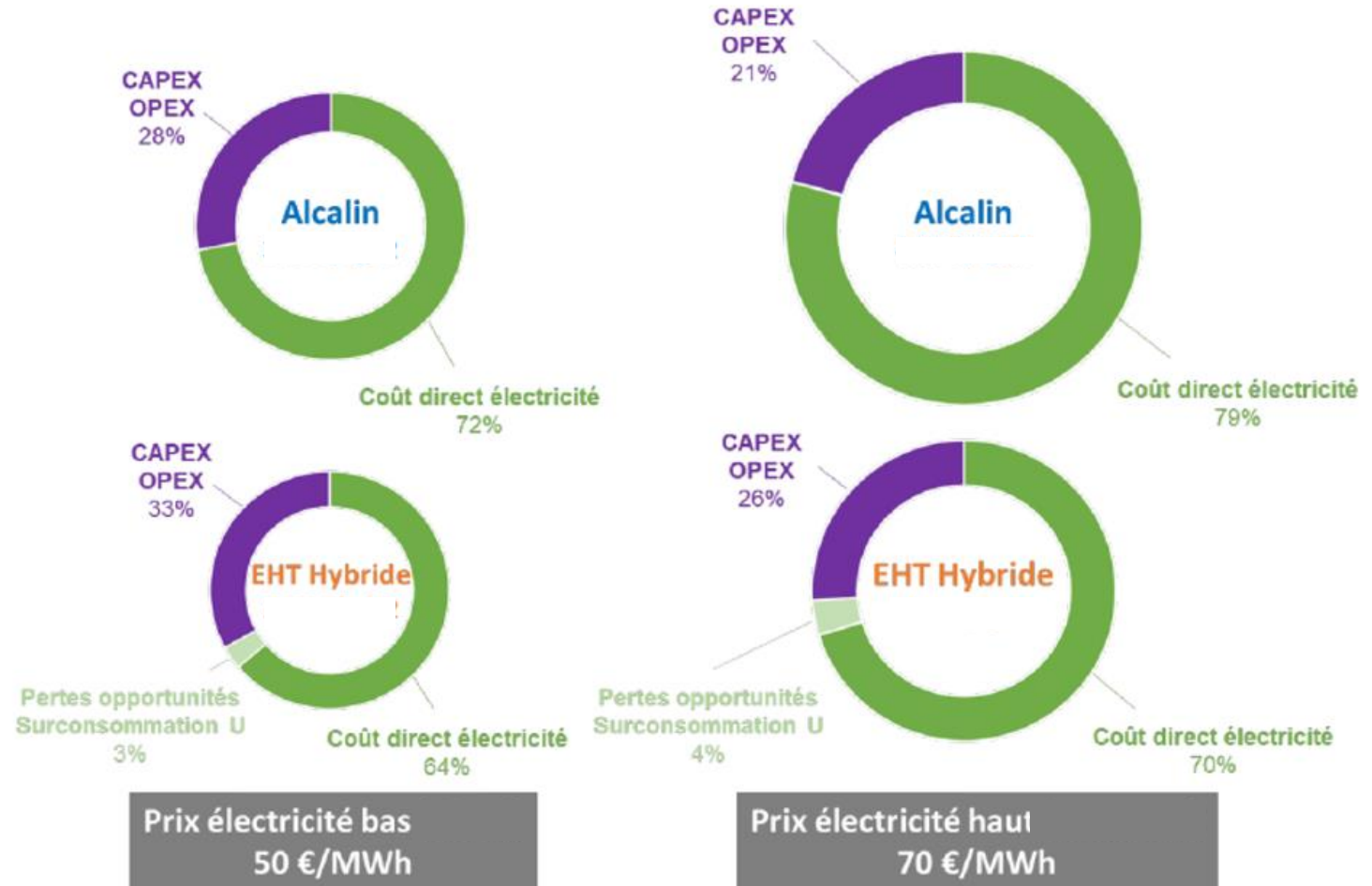
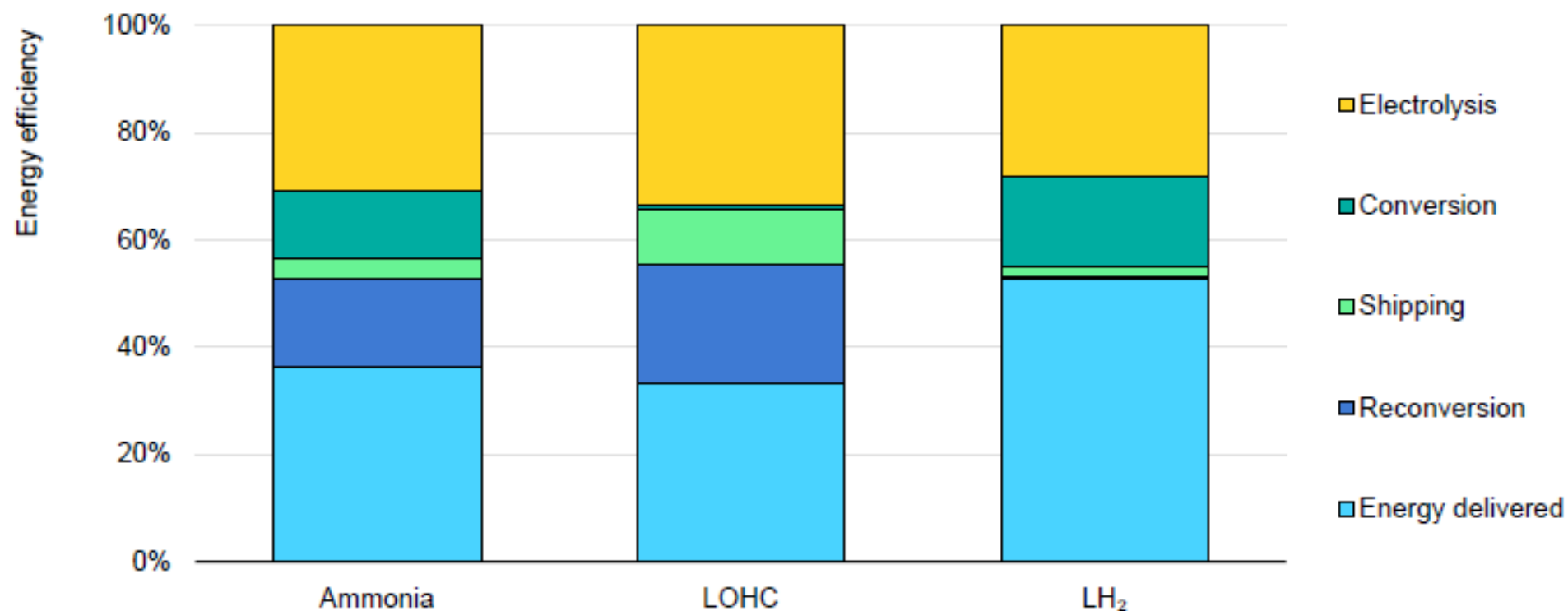


Figure 32 : Répartition des parts des CAPEX et des OPEX dans le coût du LCOH2 suivant la technologie d'électrolyseurs et suivant le prix de l'électricité

Les pertes lors du transport de l'H₂ par bateau



IEA. CC BY 4.0.

Notes: LOHC = Liquid organic hydrogen carrier; LH₂ = Liquefied hydrogen. Bars with a range start from the lower bound instead of the axis. Range of energy consumption captures potential technology improvement to 2050. Values that are expected to change less over time are shown as bars starting from the axis. Values are based on large-scale commercial facilities. Distance of 10 000 km assumed for shipping. Values for LOHC reflect the potential use of different chemical compounds as carriers. Ammonia could be directly used in some applications, which would make the reconversion step unnecessary.

Un cadre réglementaire européen et français qui voudrait faire bouger les choses ... pour l'hydrogène vert et même bas carbone ...

Avec des ambitions politiques qui ont du mal à se traduire sur le terrain ... ?

Ecosystème réglementaire européen

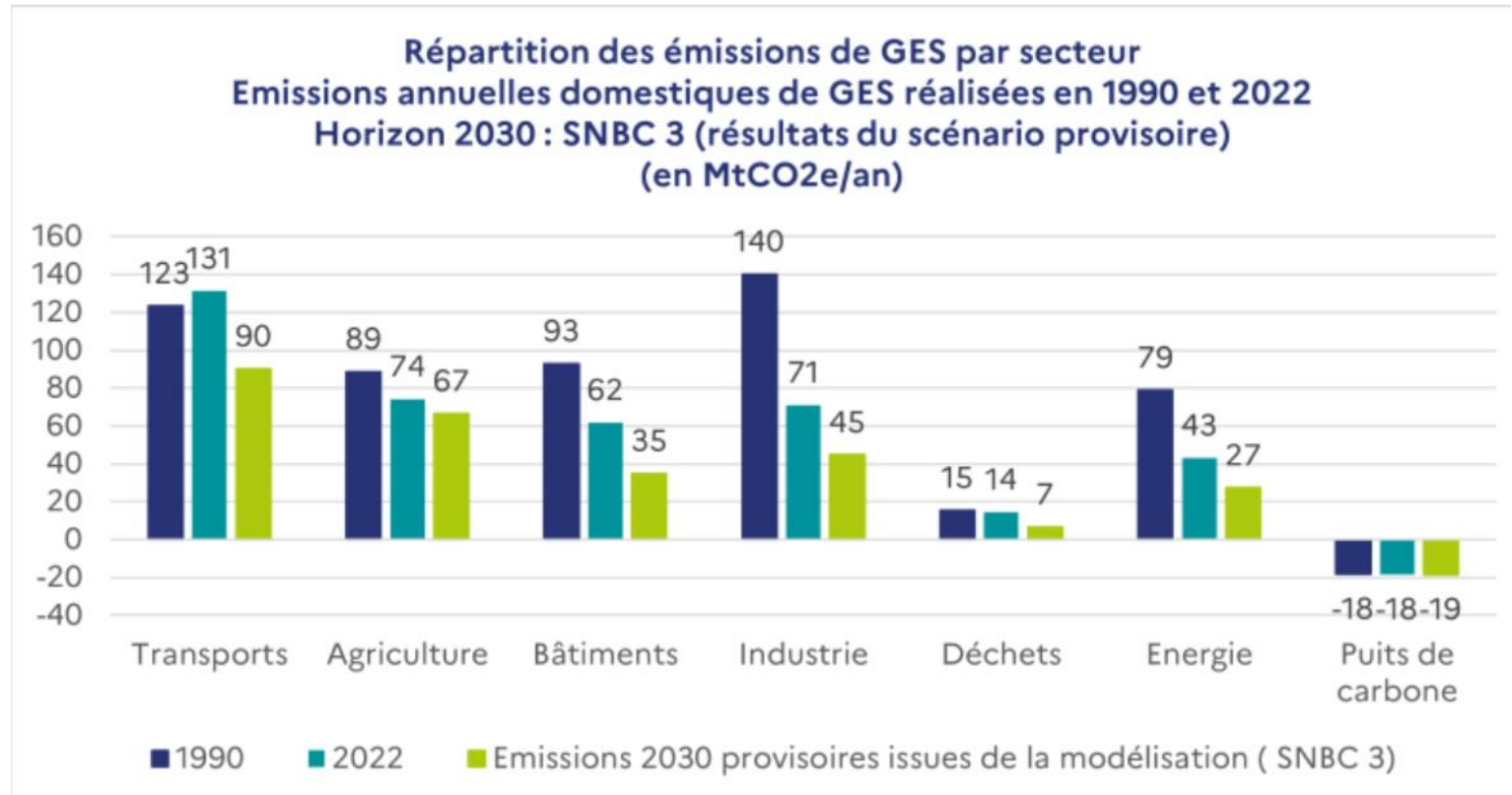
Cadre	Contenu	Date
RePower EU	Cibles de 10 MT H2 renouvelables produites en Europe + 10 MT H2 importées à l'horizon 2030.	Mai 2022
EU Taxonomy & Sustainable Finance	Accès aux financements pour la chaîne hydrogène (électrolyseurs, transport, stockage)	2020
EU-Emission Trading System (ETS)	Bourse des quotas d'émissions carbone	2005
Renewable Energy Directive III + actes délégués RFNBO (Renewable Fuels of Non Biological Origin)	Définition de l'hydrogène renouvelable (traçabilité de l'électricité, additionalité), seuil d'émission qui rend l'H2 produit par le réseau français éligible	2023
Actes délégués pour le low-carbon H2	Définition de l'hydrogène bas carbone (yc bleu et électr. avec 3,38kgCO2/kgH2, pas de PPA nucléaire)	Juillet 2025
Refuel EU Aviation	Imposition de quotas de Sustainable Aviation Fuel	2024
FuelEU Maritime	Promouvoir l'usage de fuel bas carbone et renouv.	2023
H2 and decarbonized Gas package	Création cadre marché et règles accès réseaux	2024
IPCEI H2, Innovation Fund, H2 bank	Soutien à l'innovation et aux projets hydrogène	

Ecosystème réglementaire français

Cadre	Contenu	Date
SNBC Stratégie Nationale Bas Carbone	La trajectoire de décarbonation de la France (neutralité carbone 2050). L'hydrogène y apparaît comme levier transversal pour industrie, transport lourd, stockage.	SNBC 3 non publiée
PPE Programmation Pluriannuelle de l'Énergie	Définit les priorités énergétiques à 10 ans (électricité, gaz, chaleur, hydrogène). Fixe des objectifs quantitatifs de déploiement de l'hydrogène bas-carbone.	2020 – PPE3 non publiée
Stratégie Nationale Hydrogène	Vise le développement d'une filière industrielle française de l'hydrogène décarboné avec usages dans l'industrie et la mobilité lourde, soutien R&D.	2020 et SNH 2 en 2025

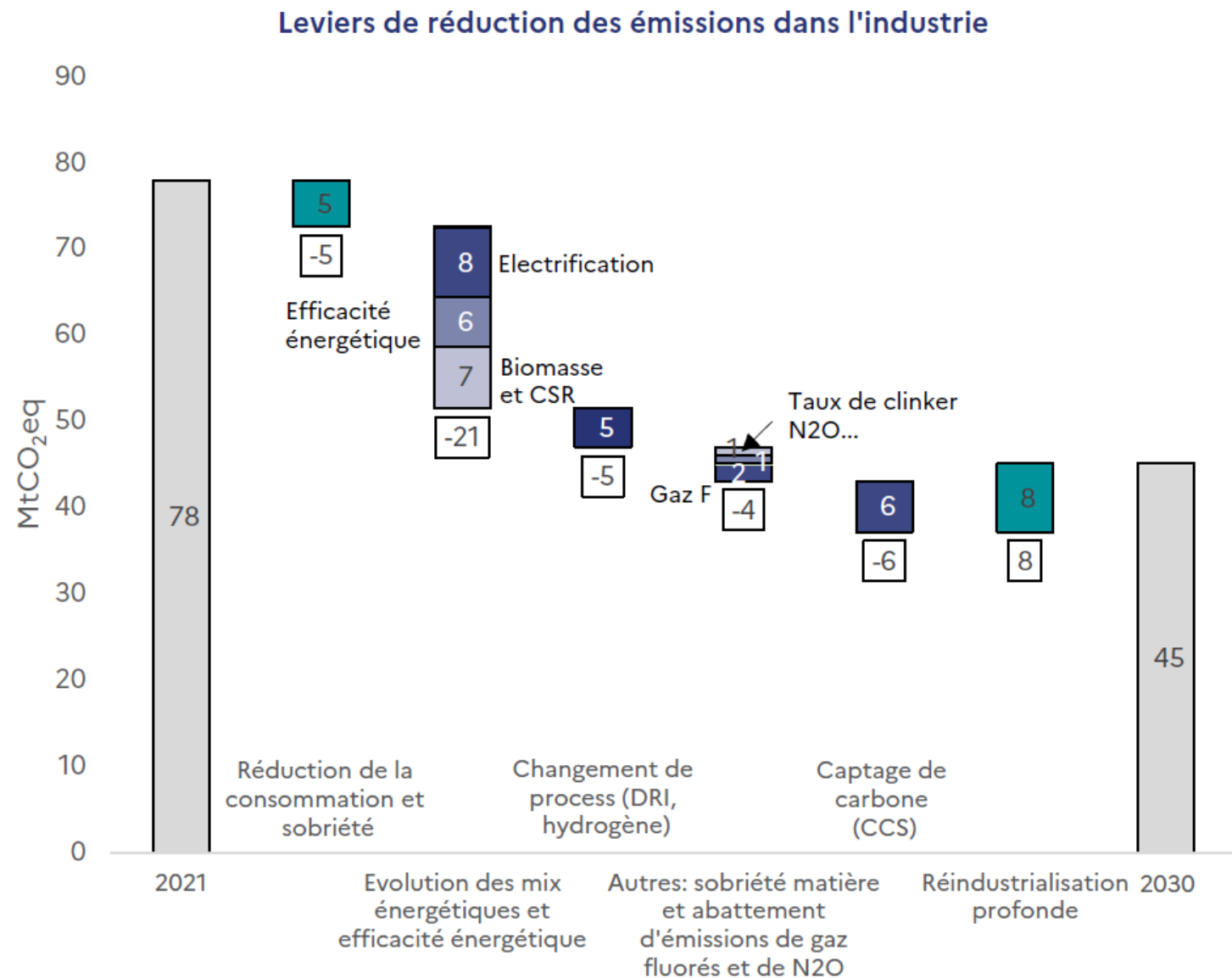
La SNBC 3 modifiera les budgets carbone (plafonds d'émissions) pour les périodes 2024-2028, 2029-2033 en cohérence avec cette nouvelle ambition et arrêtera le 5e budget carbone pour la période 2034-2038. La SNBC3 comportera par ailleurs des budgets carbone indicatifs pour l'empreinte carbone^[1] et les sources internationales^[2].

PROJET DE SNBC3



Le recours à l'hydrogène sera soutenu par des aides à l'investissement ou au fonctionnement, notamment dans le cadre du projet important d'intérêt européen commun (PIIEC) hydrogène et de l'appel d'offre de soutien à la production d'hydrogène électrolytique décarboné : cela permettra de faire face aux surcoûts importants, liés aux investissements initiaux et à l'utilisation d'électricité. Ce soutien sera néanmoins conditionné aux usages prioritaires de l'hydrogène, au vu de l'important volume d'électricité que mobilise la production par électrolyse. Les économies

PROJET DE SNBC3



Énergie

Décarbonation

France 2030

Industrie

Stratégie nationale hydrogène (SNH II) : le Gouvernement publie sa mise à jour



Publié le : 16 avr 2025

Comparatif synthétique

Thème	Version 2020 (SNH I)	Version 2025 (SNH II)	
Financement (€)	9 milliards d'ici 2030	Maintien de l'enveloppe + mécanismes spécifiques (4 Md€)	
Capacités d'électrolyse	Objectif initial élevé ($\geq 6,5$ GW)	4,5 GW à l'horizon 2030 ; 8 GW en 2035	
Filière industrielle	Création de 50 000-150 000 emplois envisagée	Bilan réaliste : 8 000 emplois attendus	
Sites de production	Ambition de 4 giga-usines	3 sites confirmés (Fos-sur-Mer, Vallée de la Chimie, Havre)	
Projets structurants	Initiation de la filière	~20 projets structurants lancés (PIIEC)	
Infrastructures	Peu évoqué	Développement de hubs + transport hydrogène renforcé	

Le bilan des progrès réalisés pour l'H2 renouvelable et bas carbone



Global Hydrogen Review 2024

International
Energy Agency

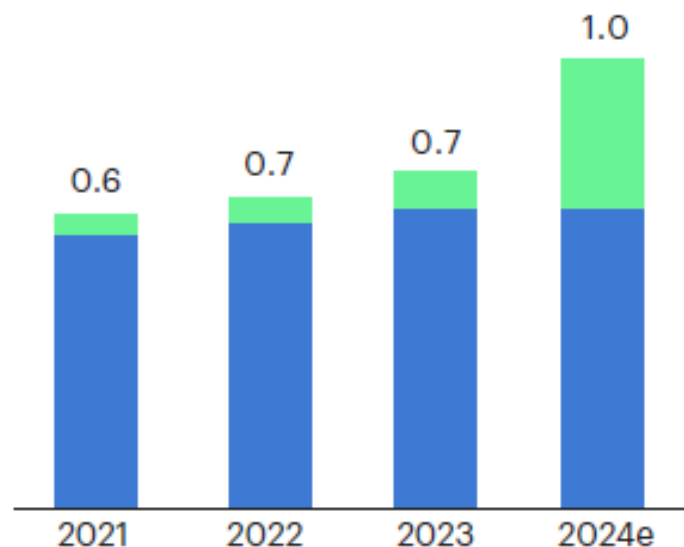


Production

Low-emissions hydrogen

Mtpa

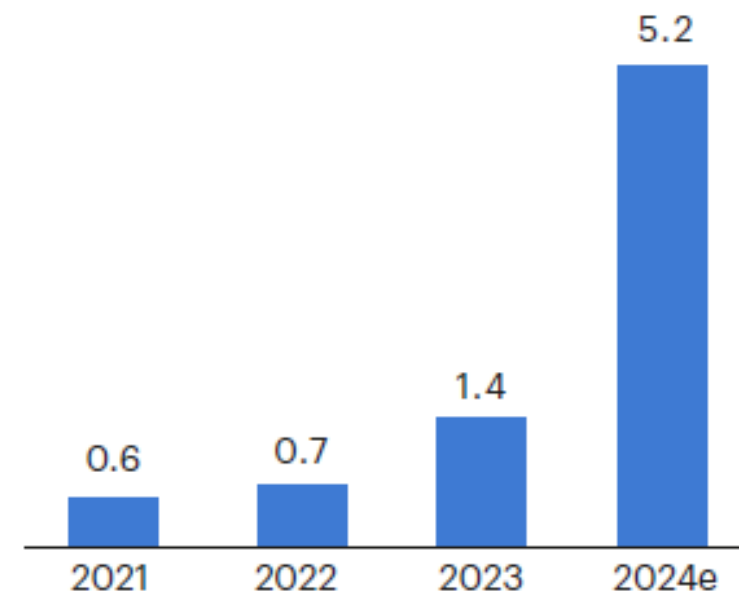
● Renewables ● Fossil fuels with CCUS



50%
growth
since 2021

Electrolyser installed capacity

GW



9x
growth
since 2021

iea

CLEAN ENERGY
MINISTERS
Advancing Green Energy Together

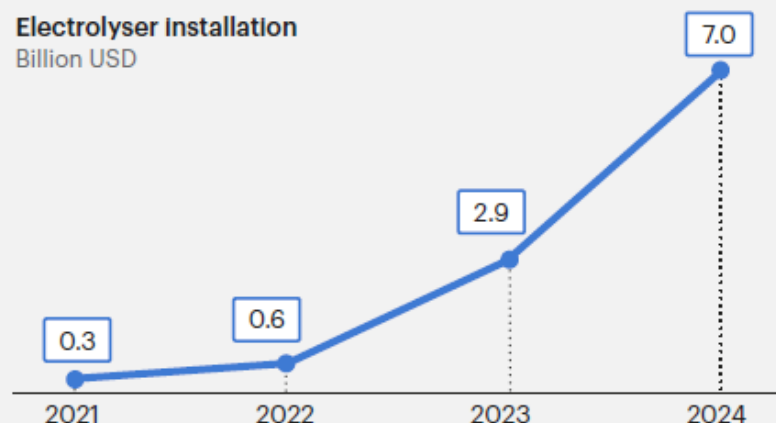
HYDROGEN
INITIATIVE
Accelerating Hydrogen Deployment

Global Hydrogen Review 2024

Investment

Electrolyser Installation

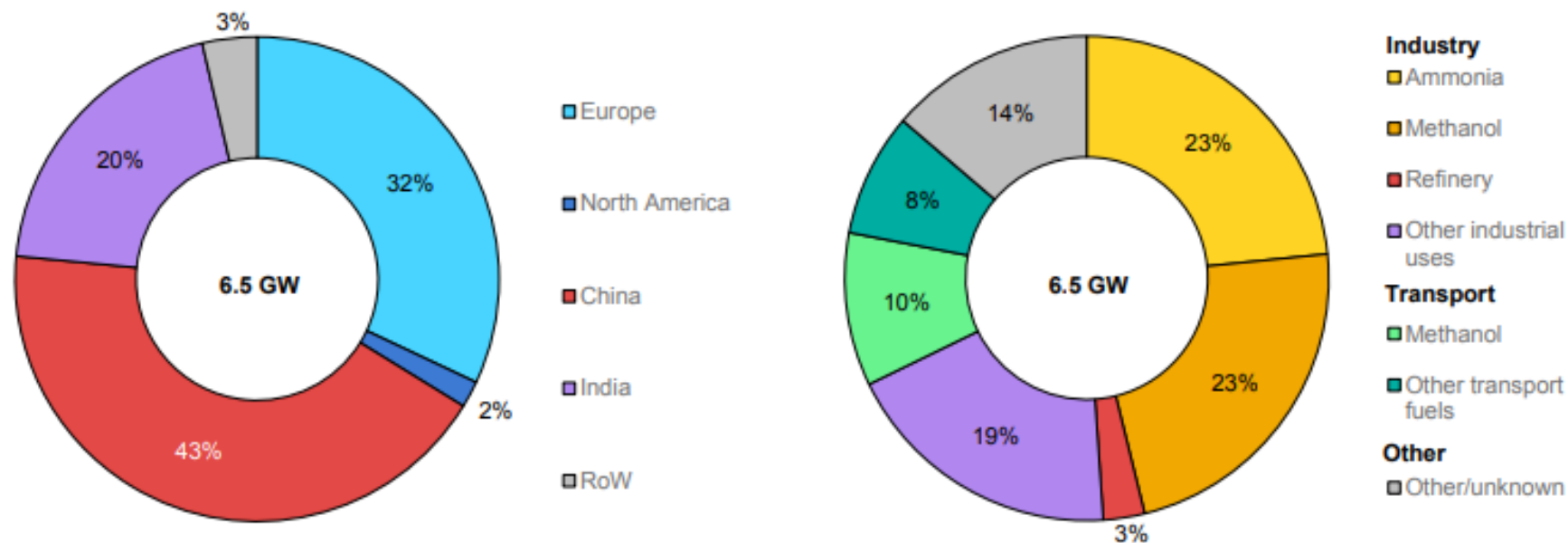
Billion USD



**70 % des capacités
Installées en Chine**

6,5 GW, ça fait environ 1 Mt H2 par an ...

Figure 3.6 Electrolysis capacity that reached final investment decision between September 2023 and August 2024, by region and sector



IEA. CC BY 4.0.

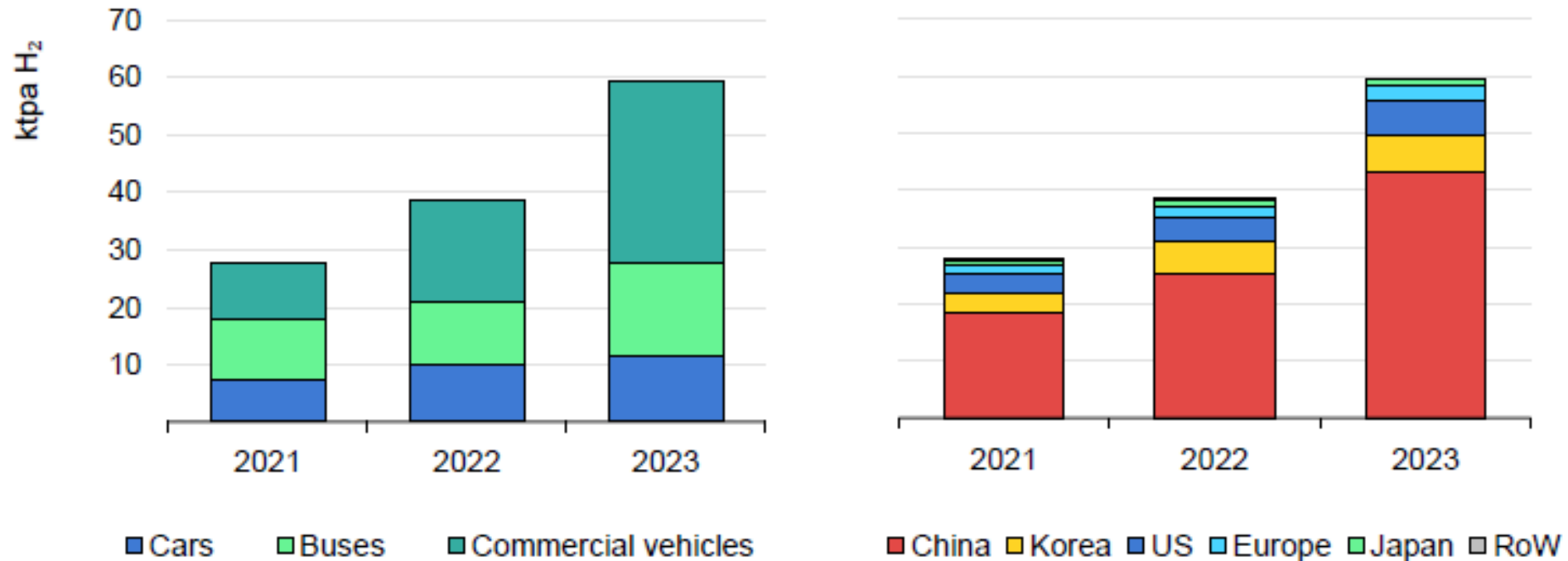
Notes: RoW= Rest of the world. "Other transport fuels" includes synthetic hydrocarbons and all other hydrogen-based products used as fuels in transport, except synthetic methanol. "Other industrial uses" include iron and steelmaking, high-temperature heating, and other industrial uses not disclosed. "Other/unknown" refers to all other uses not mentioned above, and undisclosed final uses.

Source: [IEA Hydrogen Production Projects Database](#) (October 2024).

Traditional uses of hydrogen in industry and the production of hydrogen-based fuels for transport are the sectors dominating FIDs for electrolyser projects.

Le transport sur route, c'est 60 kT d'H2 au niveau mondial (0,06 % production mondiale)

Figure 2.8 Hydrogen consumption in road transport by vehicle segment and region, 2021-2023



Le transport sur mer

il existe déjà environ 50 navires prêts à être alimentés au méthanol en service aujourd'hui et plusieurs navires qui fonctionnent à l'hydrogène liquide.

Toutefois, **le carnet de commandes de navires compatibles avec les carburants alternatifs s'est étoffé**, avec plus de 290 navires fonctionnant au méthanol, près de 30 navires fonctionnant à l'ammoniac et une trentaine de navires fonctionnant à l'hydrogène en commande en septembre 2024.

La majorité des navires fonctionnant au méthanol commandés sont des porte-conteneurs, tandis que les vraquiers et les pétroliers dominent les commandes de navires fonctionnant à l'ammoniac.

Figure 3.1 Hydrogen production by technology and by region, 2021-2024

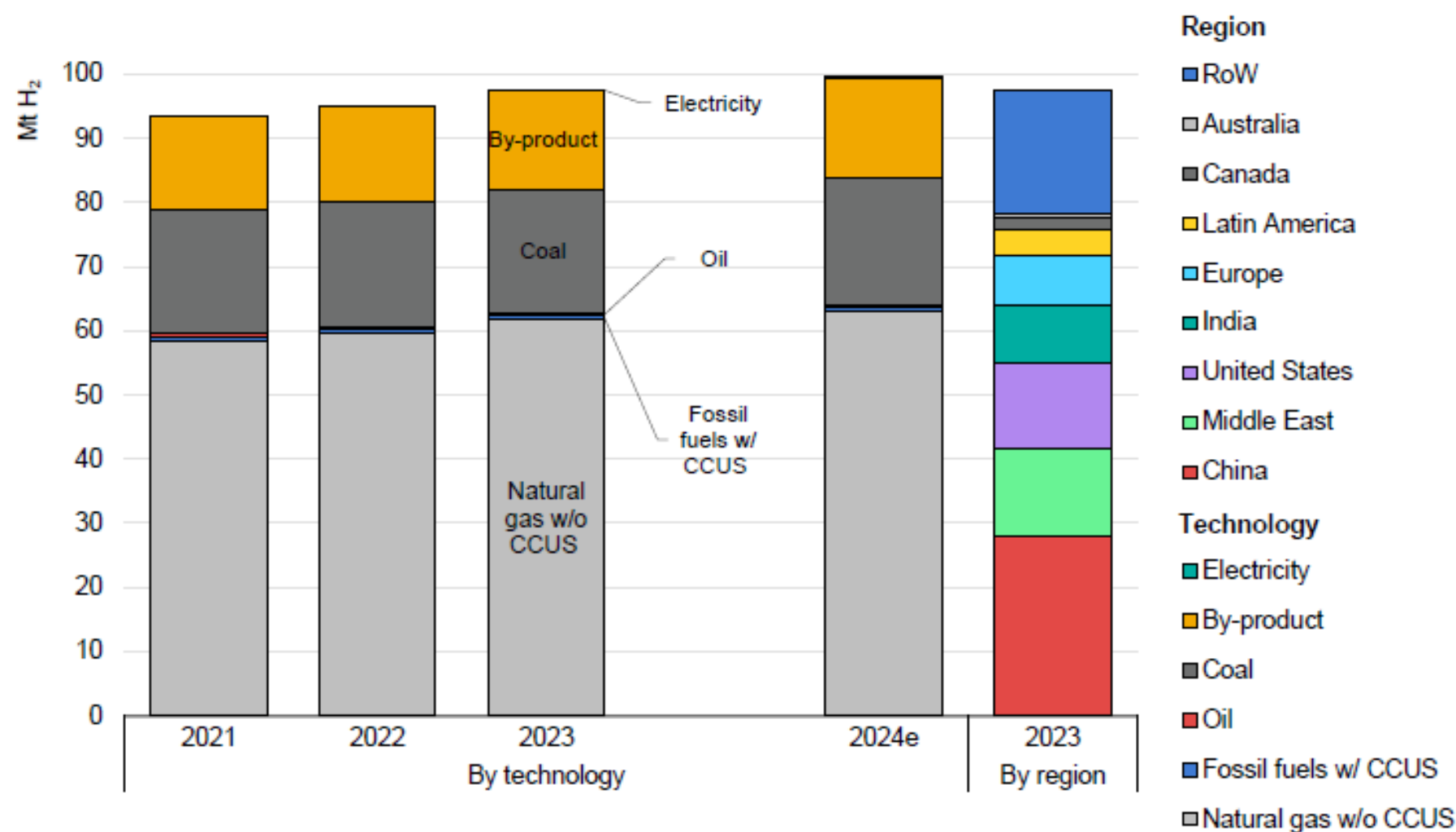
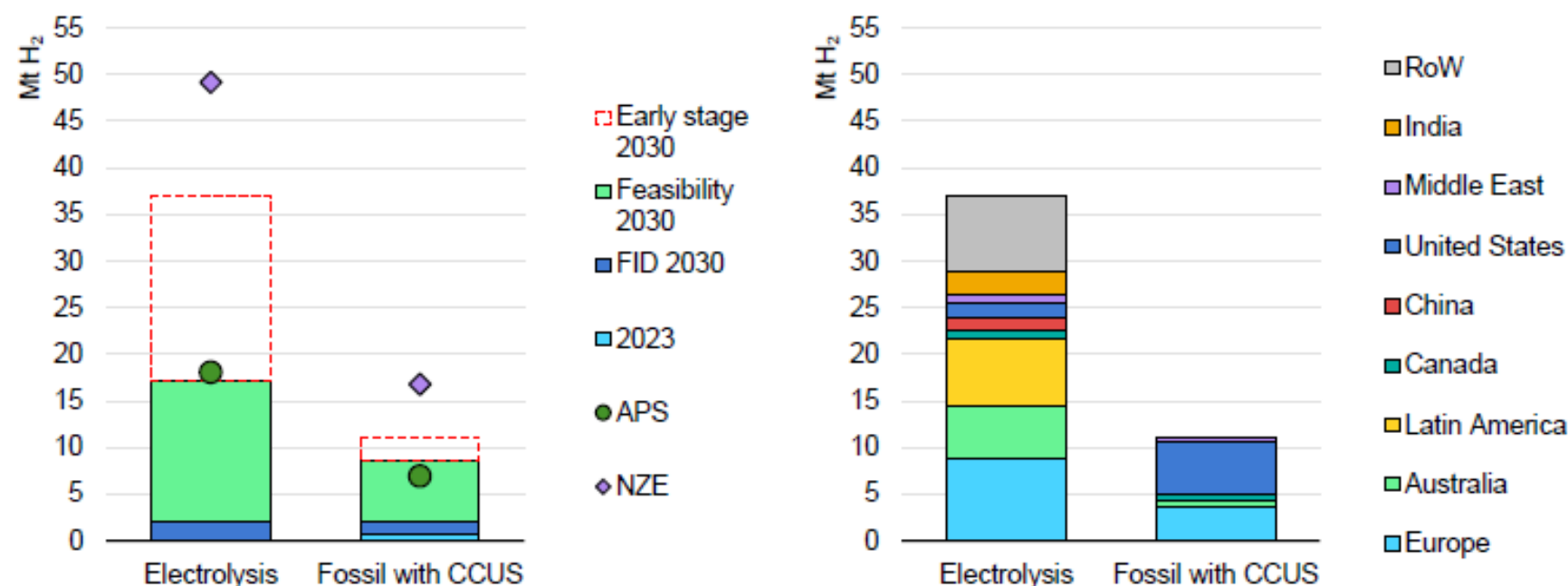


Figure 3.2 Low-emissions hydrogen production by technology, status and region based on announced projects and in the Announced Pledges and Net Zero Emissions by 2050 Scenarios, 2030

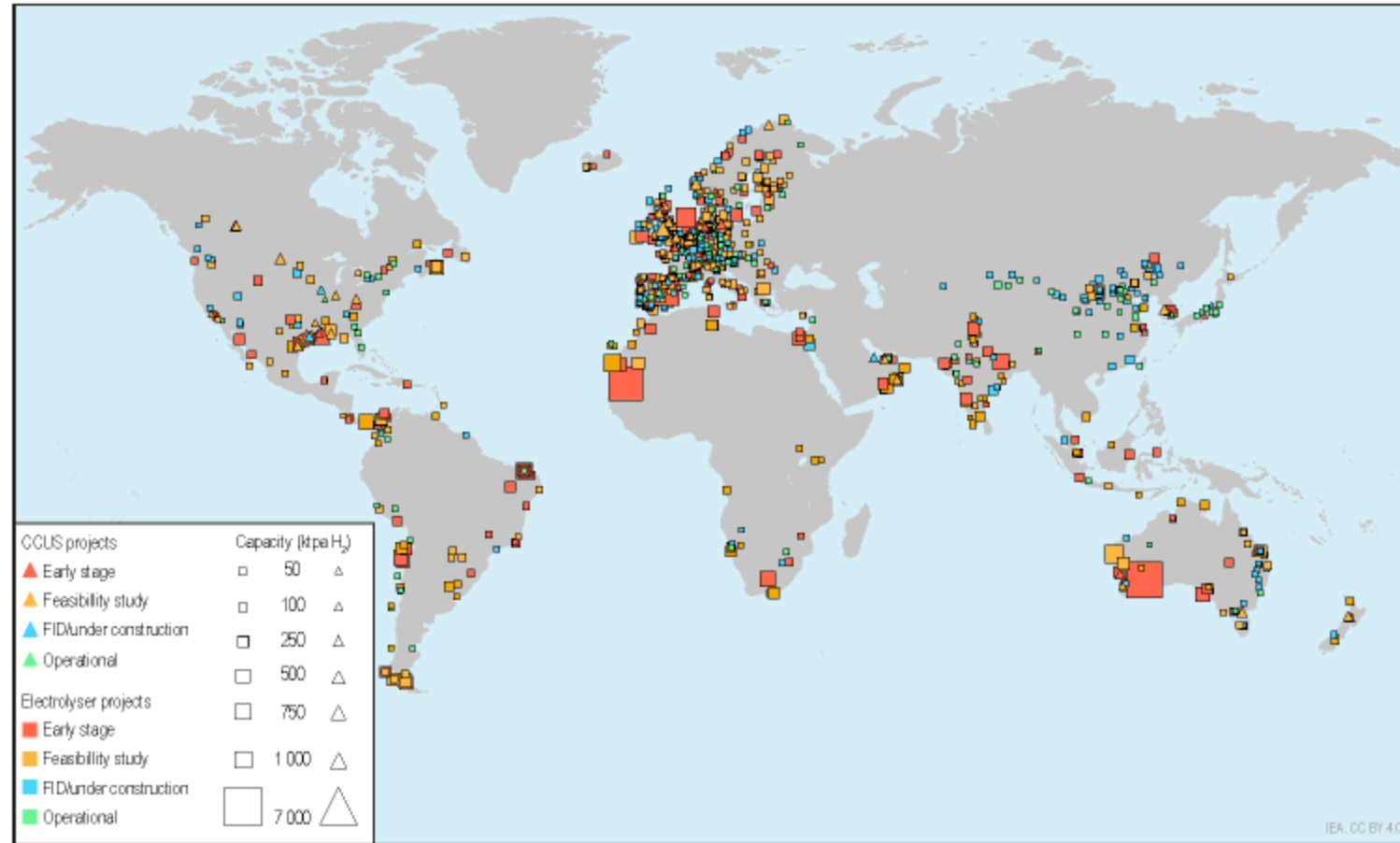


IEA. CC BY 4.0.

Notes: APS = Announced Pledges Scenario; NZE = Net Zero Emissions by 2050 Scenario; FID = final investment decision; RoW = rest of world. The '2023' label refers to operational projects, and the label FID 2030 includes projects that are under construction and projects that have reached FID. "Feasibility" includes projects undergoing a feasibility study; "Early stage" includes projects at early stages of development, such as those in which only a co-operation agreement among stakeholders has been announced. The right-hand side figure includes operational projects and projects that have taken FID, at advanced planning and at early stages.

Source: [IEA Hydrogen Production Projects Database](#) (October 2024).

Figure 3.3 Map of announced low-emissions hydrogen production projects, 2024



Notes: CCUS = carbon capture, utilisation and storage; FID = final investment decision.

Source: [IEA Hydrogen Production Projects Database](#) (October 2024).

A larger number of projects have been announced in Africa, Latin America and India in the past year, while the majority of operational capacity is in China, Europe and the United States.

Exemple de news récentes sur l'hydrogène ...

Ca souffle le chaud et le froid en permanence en alternant

Bonnes nouvelles

et

Mauvaises nouvelles

TRAIN À HYDROGÈNE

Pourquoi l'Allemagne abandonne le train à hydrogène

08.08.2023 - 13:00 - MICHAËL TORREGROSSA

PARTAGER



Première compagnie ferroviaire au monde à avoir lancé une ligne de trains à hydrogène en Allemagne, LNVG se tourne finalement vers l'électrique à batteries.

C'est un sérieux revers pour tous les promoteurs du train à hydrogène. Première compagnie au monde à [avoir lancé avec Alstom](#) une flotte de trains à pile à combustible avec un total de 14 rames en circulation, LNVG a finalement choisi de se tourner vers l'électrique à batteries pour équiper ses lignes non électrifiées.

Une question de coûts

Sans remettre en cause la technologie dans son communiqué, LNVG rappelle que différentes alternatives ont été étudiés, dont l'hydrogène et l'électrique à batteries. « *Les trains sans fil (à batteries, ndlr) sont moins chers à exploiter* » conclut l'opérateur.

16 juillet 2025

Stellantis met fin à son programme de développement de la technologie de pile à combustible à hydrogène

- En l'absence de perspectives à moyen terme pour le marché de l'hydrogène, Stellantis met un terme à son programme de développement de la technologie de pile à combustible.
- La production en série des utilitaires Stellantis Pro One à hydrogène sur les sites d'Hordain en France et Gliwice en Pologne, est arrêtée.
- Stellantis discute avec ses partenaires des alternatives pour Symbio.

(Symbio : producteur de piles à H2)

A vendre, McPhy a perdu son pari d'une gigafactory d'électrolyseurs à Belfort

Aurélie Barbaux

30 janvier 2025 \ 17h30

Pour lire l'intégralité de cet article, [abonnez-vous à L'Usine nouvelle - édition Abonné](#)

Malgré 114 millions d'euros de soutien public, le fabricant français d'électrolyseurs n'a pas réussi à produire des électrolyseurs de forte puissance dans sa gigafactory de Belfort. L'entreprise est à vendre.

L'électrolyseur made in France se fait attendre. Soutenus par les pouvoirs publics, cinq projets sont censés produire de quoi installer 6,5 gigawatts d'électrolyse dans l'Hexagone d'ici à 2030 pour décarboner l'industrie avec de l'hydrogène vert. Pour l'instant, seul l'un d'entre-eux est en service : celui du belge **John Cockerill** à Aspach-Michelbach (Haut-Rhin). Et encore : en production depuis fin 2023 grâce à un investissement de 100 millions d'euros, cette usine ne tourne pas à pleine puissance. Le site



Réservé aux abonnés

Aurélie Barbaux

16 avril 2025 \ 15h00



McPhy avait inauguré sa gigafactory sur l'Aéroparc de Fontaine dans le Territoire de Belfort en juin 2024.

McPhy, Elogen, John Cockerill... Où en sont les gigafactories d'électrolyseurs promises en France dans le plan hydrogène?



Published 28 August 2024, 09:29

AM Green Group has taken final investment decision (FID) on its plan to build a massive 1.3GW renewable hydrogen-to-ammonia plant in the state of Andhra Pradesh, eastern India, the company announced yesterday (Tuesday).

Image d

HYDROGEN ECONOMY

SECI Cancels Green Hydrogen Hub Tender Under India's National Hydrogen Mission



By **Fuel Cells Works**

July 7, 2025 at 10:12 AM EDT

6

- India's Solar Energy Corporation (SECI) has scrapped its call for proposals to establish two green hydrogen hubs under the National Green Hydrogen Mission, citing unspecified reasons. The cancellation halts a plan that would have required at least 100,000 tonnes of annual hydrogen production per hub, a scale needing hundreds of megawatts of electrolysis capacity.

La plus puissante unité de stockage
(260 MW) d'hydrogène vert dans le
monde se trouve en Chine

More than 500 clean hydrogen projects have passed a final investment decision: Hydrogen Council

However, the trade body has revised down its estimate for how much H₂ will be annually produced in 2030

510 Projets Hydrogène sont en construction dans le monde pour un **total de 110 Milliards de US\$ d'investissements.**

Augmentation de 35 Milliards de US\$ par rapport à l'année précédente malgré un environnement difficile.

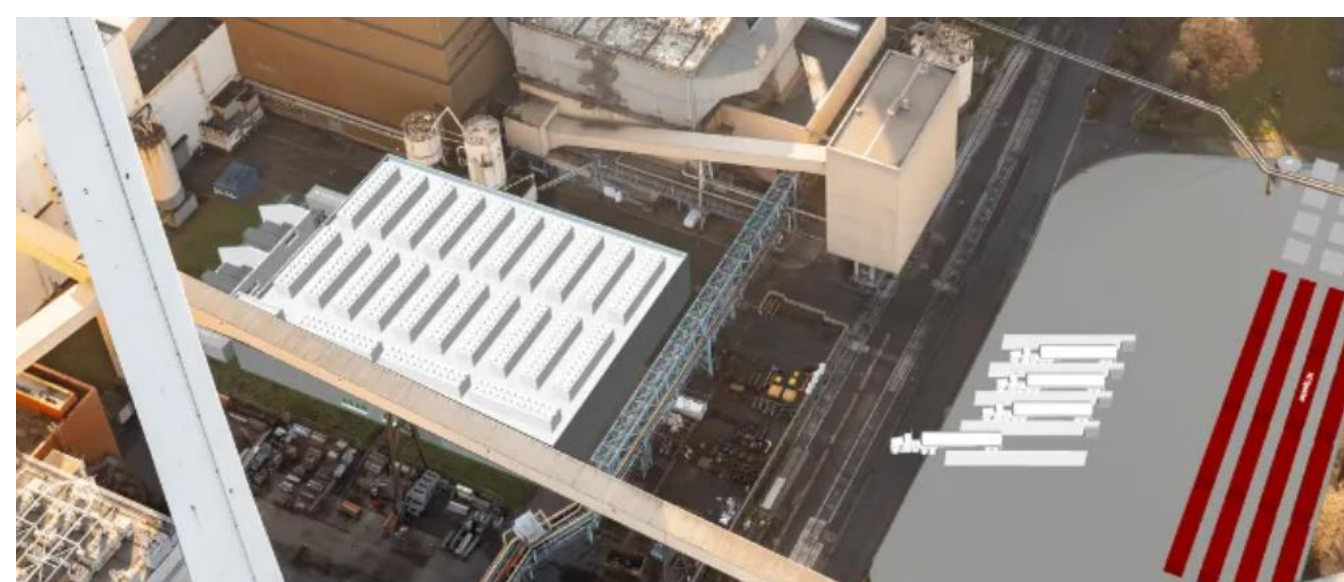


German green hydrogen project cancelled, with developer blaming high electricity prices

While HydroHub Fenne had secured €100m in subsidies, this was not enough to make the development economically viable

Abandon du projet de 53 MW d'électrolyseurs PEM en Allemagne (+ 8000 tonnes /an) malgré une promesse de 100 M€ de subventions.

Causes : prix électricité trop élevé en Allemagne et absence d'engagement client « off-taker »



Yara signs offtake deal with green hydrogen-based fertiliser project in Paraguay — the final step before FID

Le Norvégien Yara s'engage sur 10 ans à acheter les 260 kT annuelles d'engrais produits à partir d'H₂ vert (145 MW d'hydroélectricité) au Paraguay.

Le développeur de projet britannique Atome s'apprête à faire prendre la décision finale d'investissement.



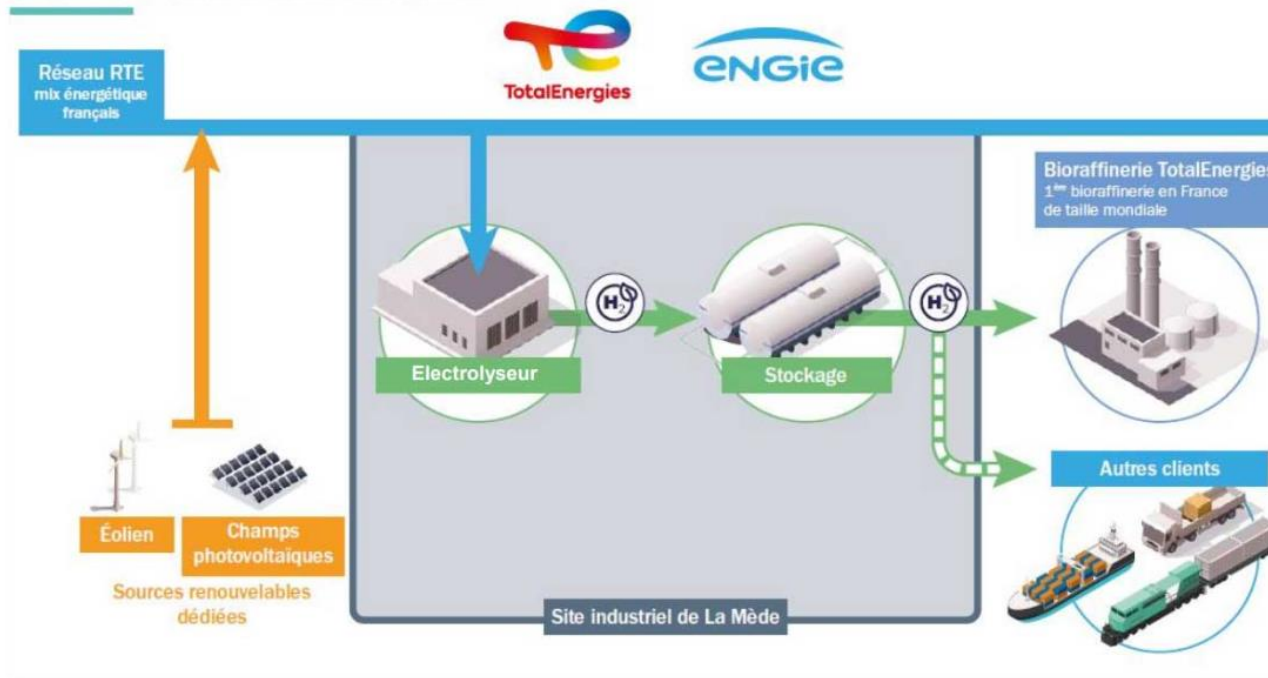
Hydrogène vert : le projet Masshyla dans la tourmente

28.05.2024 - 10:00 - MICHAËL TORREGROSSA

PARTAGER



SCHÉMA SIMPLIFIÉ DU PROJET MASSHYLIA



Importants soucis techniques, notamment en lien avec la gestion de l'intermittence des sources renouvelables utilisées, à la fois solaires et éoliennes.

Intermittence qui génère un vieillissement accéléré des électrolyseurs et une importante réduction de rendement.

BONNE NOUVELLE

News du 18 février 2025



TotalEnergies s'associe à Air Liquide pour décarboner ses raffineries d'Europe du Nord grâce à de l'hydrogène vert (budget 2 Mds € ?)

45 000 tonnes / an d'hydrogène produit principalement avec de l'énergie éolienne ?

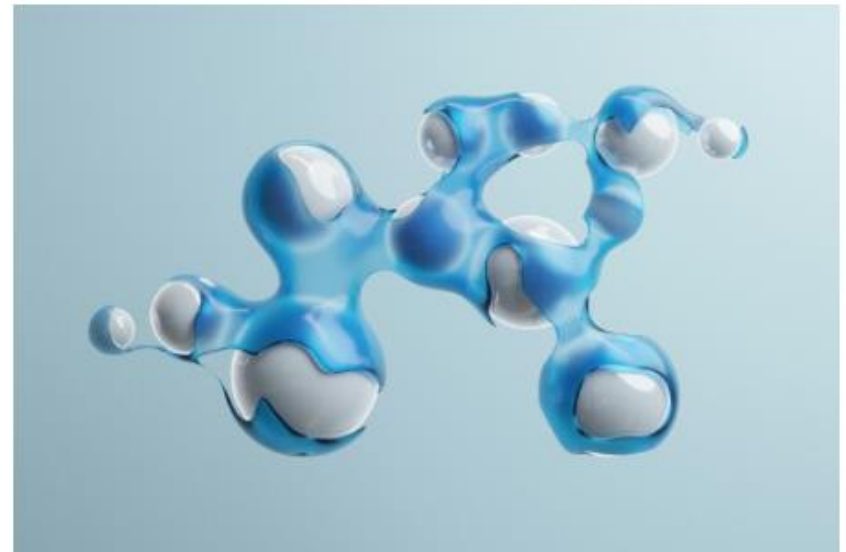
Dans l'objectif de décarboner totalement l'hydrogène utilisé dans ses raffineries européennes, plus de 170 000 tonnes d'hydrogène vert et hydrogène renouvelable par an ont déjà été contractualisées sous diverses formes pour les sites de La Mède, Grandpuits et Normandie en France, Leuna en Allemagne, Anvers en Belgique et Zeeland aux Pays-Bas.

Bruxelles propose de financer l'hydrogène nucléaire

Par **Paul Messad** - 31 juillet 2025

 **Print**  **PDF**

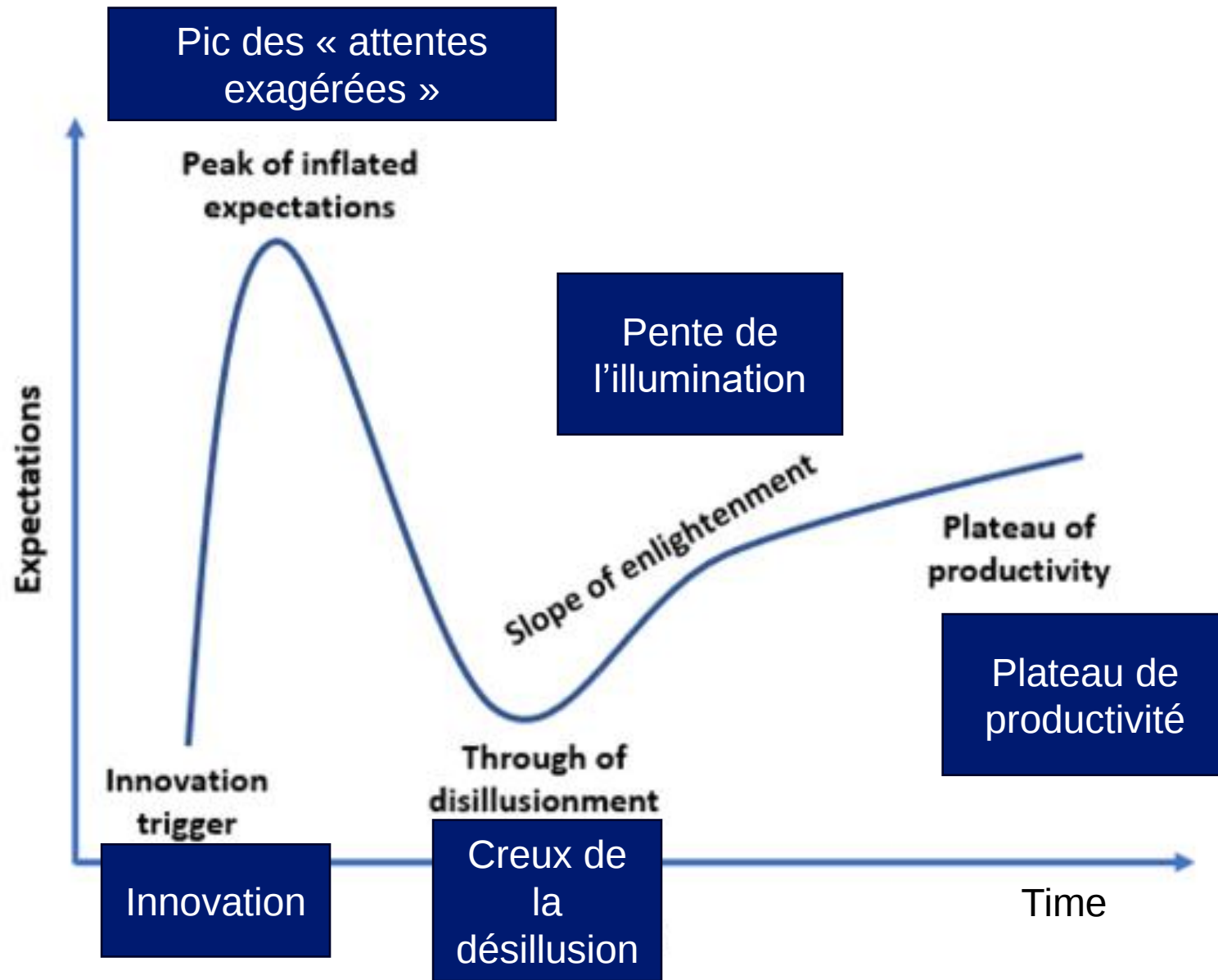
Une première. Dans le cadre de la 3e enchère de la Banque européenne de l'hydrogène, prévue pour la fin de l'année, l'exécutif européen a mis en consultation une proposition d'allocation de fonds pour financer des projets d'hydrogène pas forcément produit avec de l'électricité renouvelable, mais pouvant utiliser d'autres sources d'énergies décarbonées. A ce compte, le nucléaire pourrait entrer dans l'équation.



Source: The Week

CONCLUSION

- **REACTIF CHIMIQUE / VECTEUR ENERGETIQUE**
- **Une volonté politique et réglementaire bien présente**
- **Un parcours encore long et difficile pour l'électrolytique (suivant le coût de l'électricité ?) ?**
- **Une carte à jouer pour le nucléaire ?**
- **Un outsider possible qui pourrait changer la donne : H2 blanc ?**



Graph 1 – The hype cycle. Source: based on Gartner.

MERCI !

ECHANGES QUESTIONS – REPONSES ?