

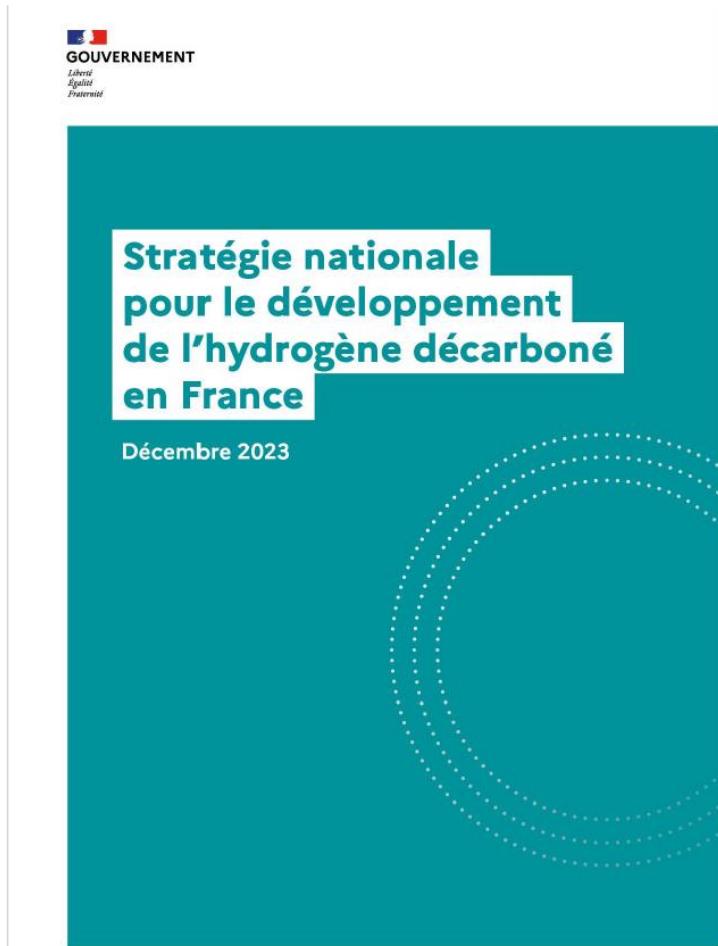


# Contribution de l'énergie nucléaire à la nouvelle stratégie hydrogène

---

8 février 2024

# Une nouvelle stratégie pour le développement de l'hydrogène décarboné en France



**Plan hydrogène 2020 a défini 3 priorités:** 1/ décarbonation de l'industrie, 2/ décarbonation des mobilités lourdes 3/ soutien R&D/compétences

**Ordonnance du 17 février 2021:** principe de **neutralité technologique** en France (même seuil de CO<sub>2</sub>/kgH<sub>2</sub>)

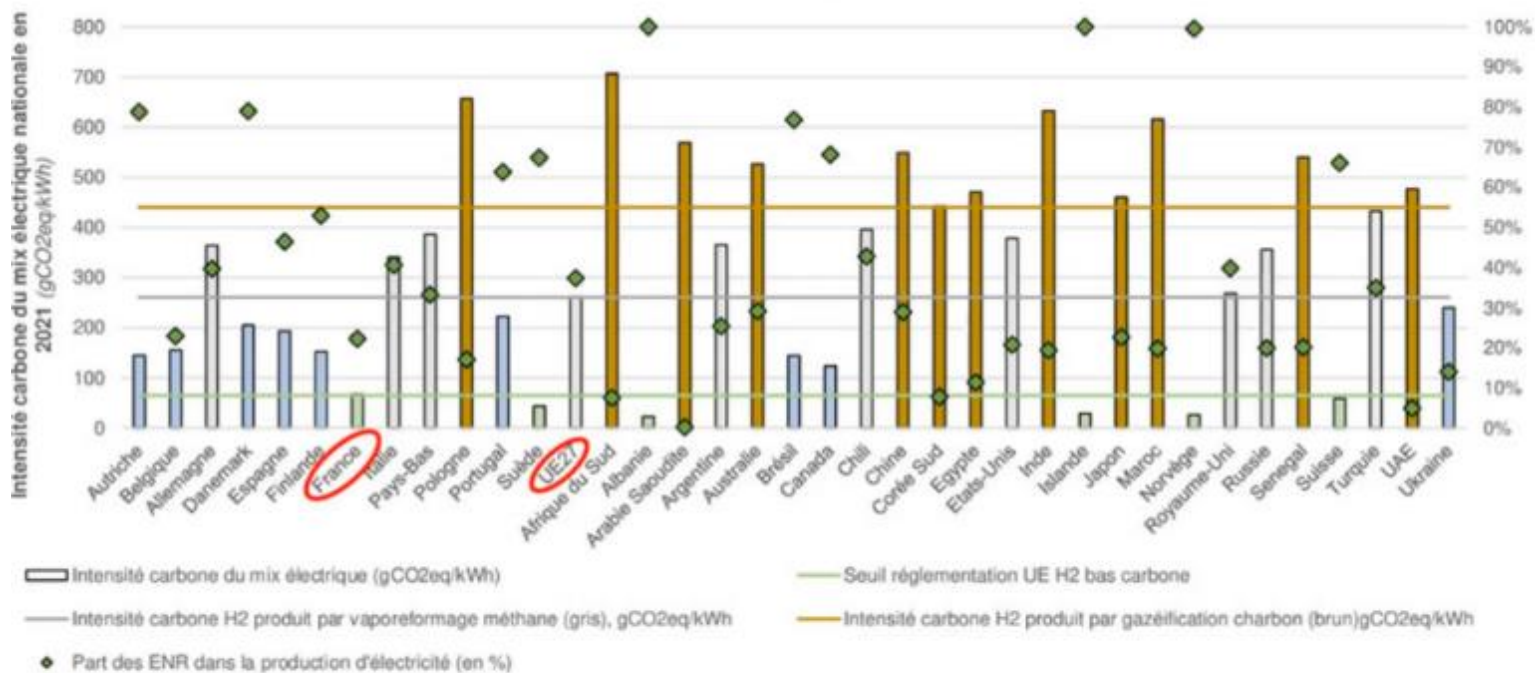
**Mise à jour 2024 (pour consultation):**

- Objectifs de 6,5GW en 2030 et 10GW en 2035
- Plan de soutien de 9Md€
- dont 4Md€ pour la compétitivité de l'hydrogène électrolytique (1GW) sur 10 ans par rapport à l'hydrogène fossile
- Une stratégie « ouverte sur le monde »

**2023:**

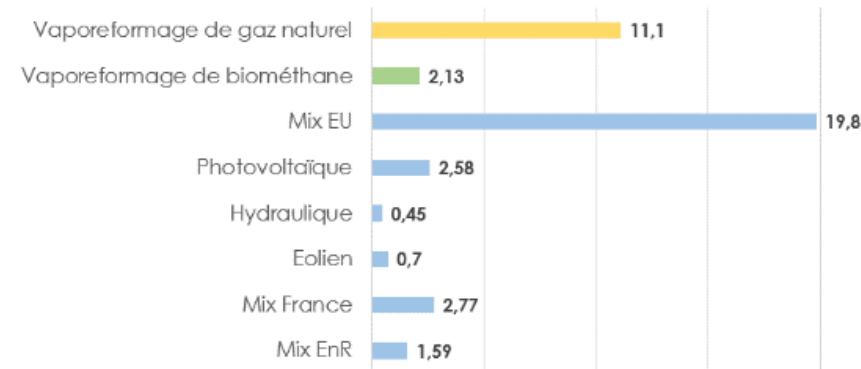
- Capacité opérationnelle : **30MW** (>x2 vs 13MW en 2022).
- Capacité d'électrolyse en comptant les projets en exploitation, en construction, ou ayant reçu une décision finale d'investissement: **300 MW**
- Projets au stade de l'étude de faisabilité: 4.45 GW = jalon intermédiaire pour la trajectoire 2030

# L'électricité française du réseau satisfait déjà aux normes européennes pour la production d'H2 bas carbone



Intensité carbone des mix électriques d'un panel de pays, comparaison avec les seuils requis pour la production d'H2 bas carbone et équivalences avec la production fossile

Source : Futuribles, d'après données Ember, AIE



kg eq CO<sub>2</sub> / kg H<sub>2</sub>

Source: Ademe

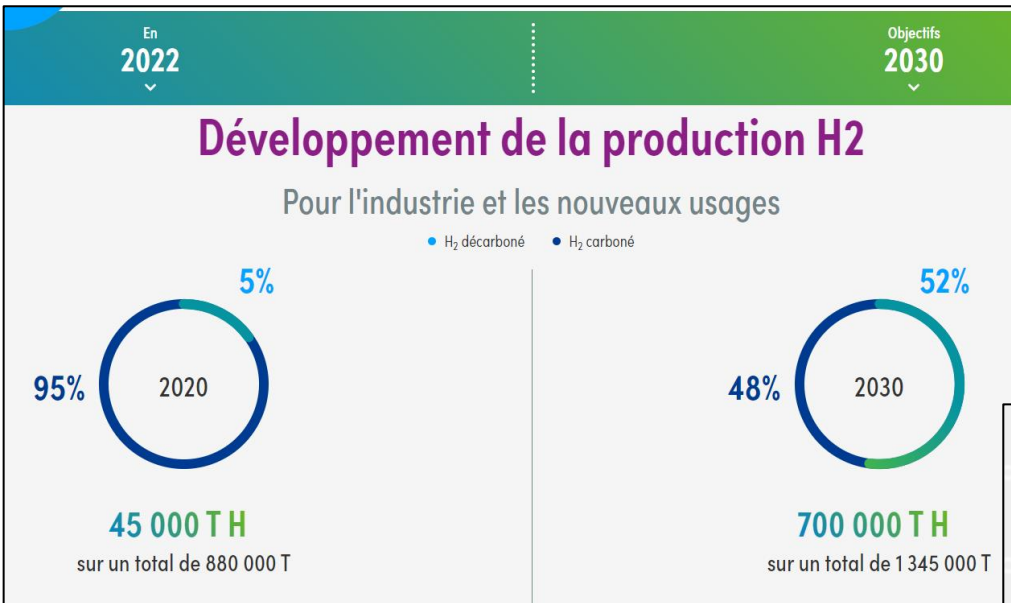
**Disponible d'électricité bas carbone en abondance via le réseau de transport d'électricité sur tout le territoire**

# 1.

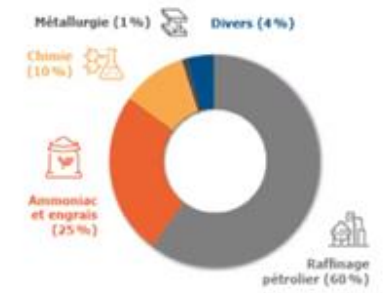
## Enjeux industriels



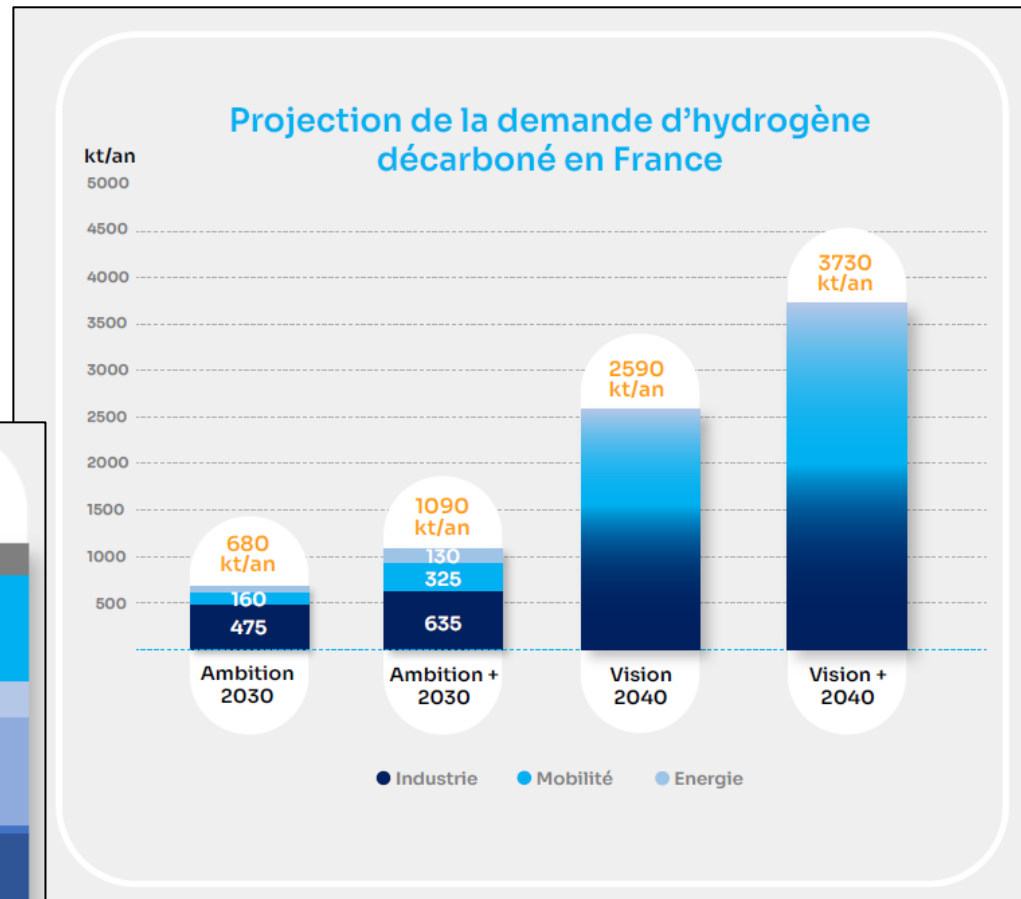
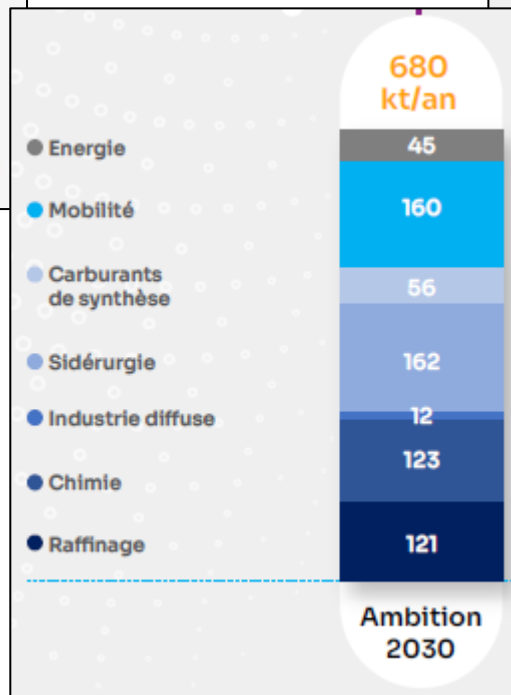
# Croissance de la demande en H2 en France



## Consommation d'hydrogène



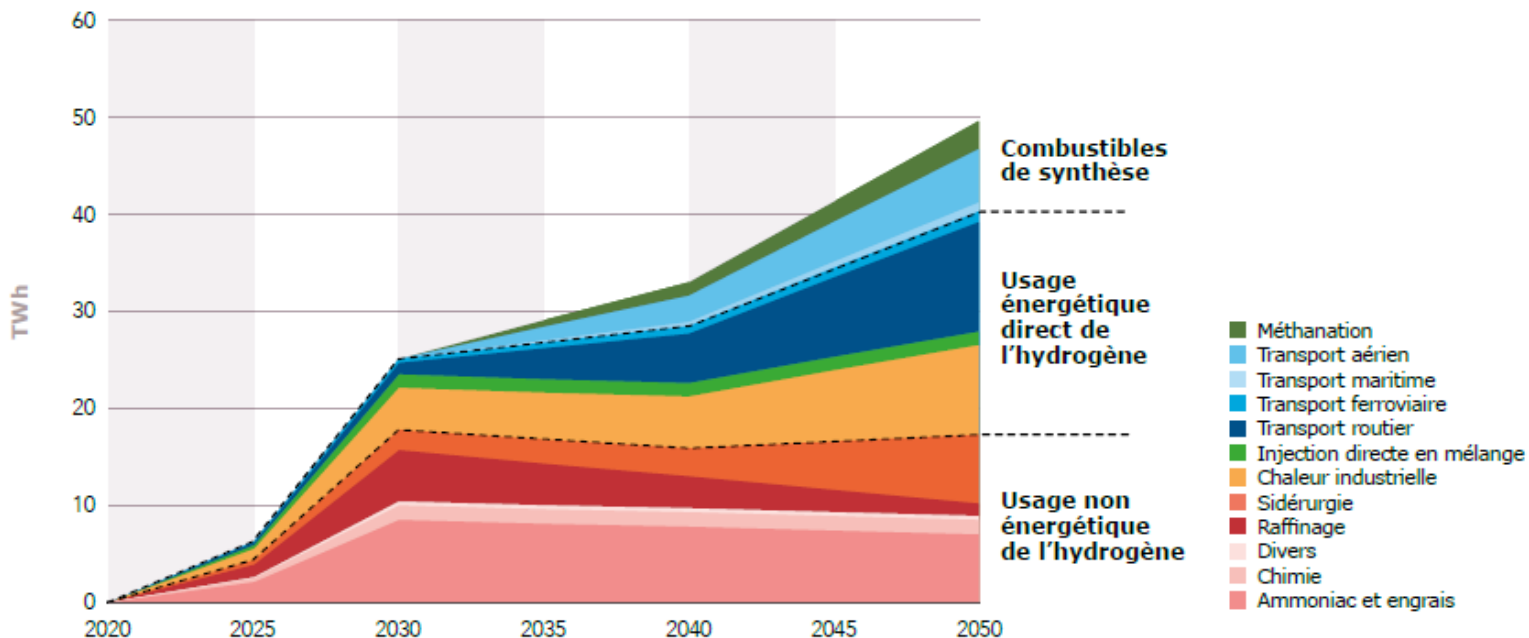
Consommation d'hydrogène en France en 2020. RTE



# Consommation d'électricité pour la production d'H2

## Consommation électrique pour H2:

- 7 à 11% selon les scénarios France Hydrogène en 2030
- 25 TWh en 2030 et 50 TWh en 2050 selon RTE



# Deux applications dans l'industrie

## Substitution à l'hydrogène carboné:

Raffineries: projet Normand'Hy (Port Jérôme)



- Co-entreprise Air Liquide/Siemens Energy
- Investissement 400M€ pour 200MW PEM
- Dont 100MW dédiés à TotalEnergies (raffinerie de Gonfreville)
- Nouvelles liaisons RTE (+ garanties d'origine ENR)
- Baisse émissions de 250 ktCO<sub>2</sub>/an

## Décarbonation de procédés non électrifiables:

Sidérurgie: projet Arcelor Mittal Dunkerque



- Remplacement du coke par du CH<sub>4</sub> (2027) puis de l'H<sub>2</sub> (à partir de 2030) dans le processus de réduction du minerai de fer
- A terme: +160ktH<sub>2</sub>/an
- Combinaison: (H<sub>2</sub> + électrification): baisse des émissions de 4,4MtCO<sub>2</sub>/an

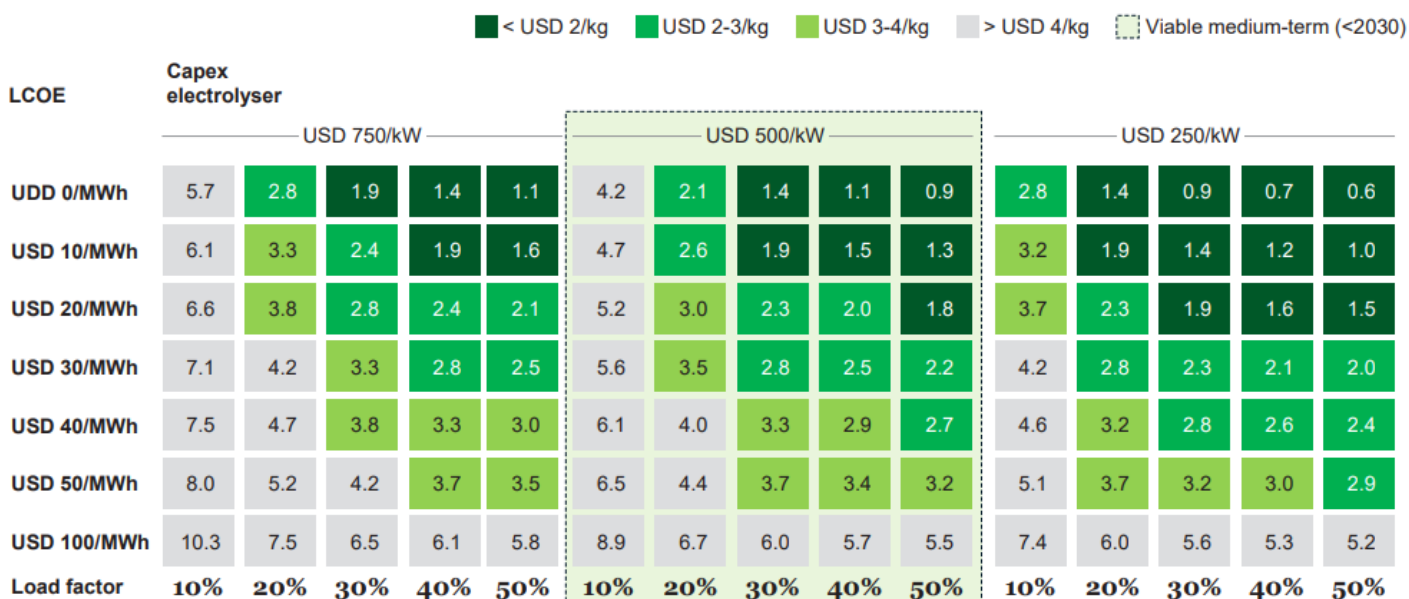
**Tous les nouveaux projets sont raccordés au réseau et prévoient un fonctionnement à +8000h/an**

# Tous les nouveaux projets sont raccordés au réseau et prévoient un fonctionnement à +8000h/an

Exhibit 14 | Renewable hydrogen from electrolysis production cost scenarios<sup>5</sup>, USD/kg hydrogen

## Cost of renewable hydrogen with varying LCOE and load factors

USD/kg H<sub>2</sub>



SOURCE: McKinsey

[irena.org](https://www.irena.org)

Impact majeur sur le coût de l'hydrogène



# RTE BP 2035: des prévisions pour orienter la Stratégie énergie-climat

## Des besoins d'électricité qui augmentent

dans tous les secteurs pour assurer la sortie des énergies fossiles et réindustrialiser la France



## Quatre leviers essentiels pour couvrir ces besoins

- Encore quelques degrés de liberté dans le choix politiques et solutions
- Mais peu de marges de manœuvre

**Efficacité énergétique**  
Amélioration de la performance des procédés, équipements et bâtiments

🎯 -75 TWh/an minimum, -100 si possible

**Sobriété**

Baisse de la consommation reposant sur une évolution des modes de vie (à l'échelle individuelle et collective)

🎯 -25 TWh/an minimum, -60 si possible



**Nucléaire**

Prolongation des réacteurs et maximisation du productible

🎯 360 TWh minimum, 400 si possible

**Renouvelables**

Accélération du rythme de développement

🎯 270 TWh minimum, 320 si possible

**Plusieurs scénarios de demande en 2035 selon l'atteinte des objectifs d'efficacité, de sobriété et d'électrification des usages:**

- ~ 530 - 560 TWh (vs. 460 TWh en 2022): croissance de 15 à 22%
- Hydrogène: consommation de 30TWh en scénario de référence

**4 leviers nécessaires pour équilibrer offre/demande :** sobriété, efficacité énergétique, nucléaire et renouvelables

**Nucléaire:** prolongation des réacteurs et maximisation du productible (incl. augmentations de capacité)

# Un déploiement prioritaire sur des « hubs » hydrogène



Figure 3 : Carte des principaux hubs hydrogènes en France

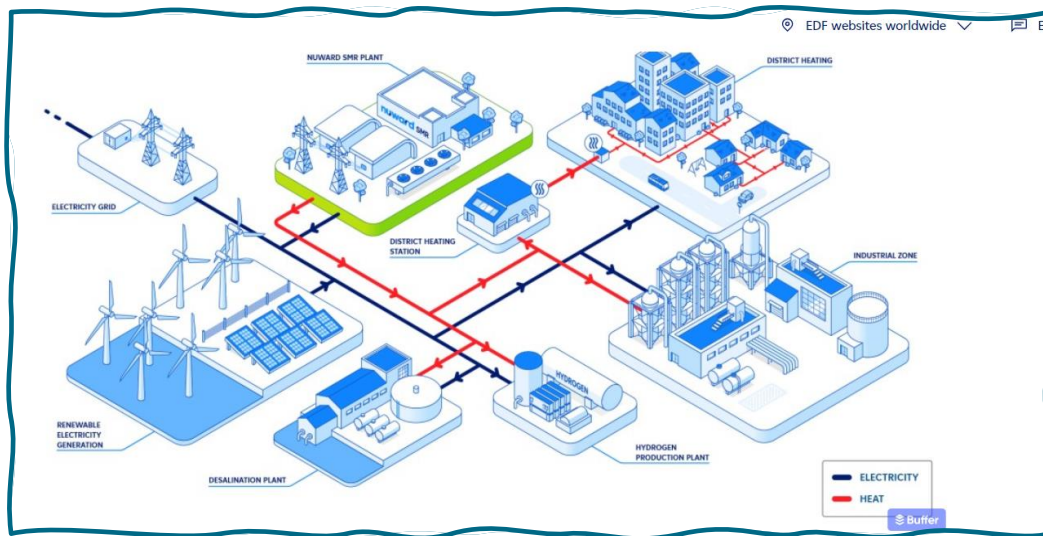
Source: stratégie nationale pour le développement de l'hydrogène 2023

## 1. Priorité de déploiement sur les principales zones industrielles françaises (sidérurgie, chimie):

- Infrastructures au sein de « Hubs » hydrogène (« intra-hubs »)
- Connexions à des infrastructures de stockage
- 500 Km de canalisations (indépendants des réseaux de gaz existants): tracté en 2026
- Coordination avec l'appel à projet ZIBAC (Zones industrielles bas-carbone)

## 2. Au-delà, déploiements territoriaux incl. usages intensifs de mobilité

# Après 2035: possibilité de couplage électrolyseurs haute-température avec SMR



**SMR Nuward 2\*170MWe (ou 310Me et 100MWth)**

SFEC: 1<sup>ère</sup> paire avec 1err béton 2030

Réponse Sfen: 2 paires incl. cogénération et nouveau site

**Electrolyseurs haute température:**

Construction gigafactory Béziers en 2026 (soutien de 200M€)

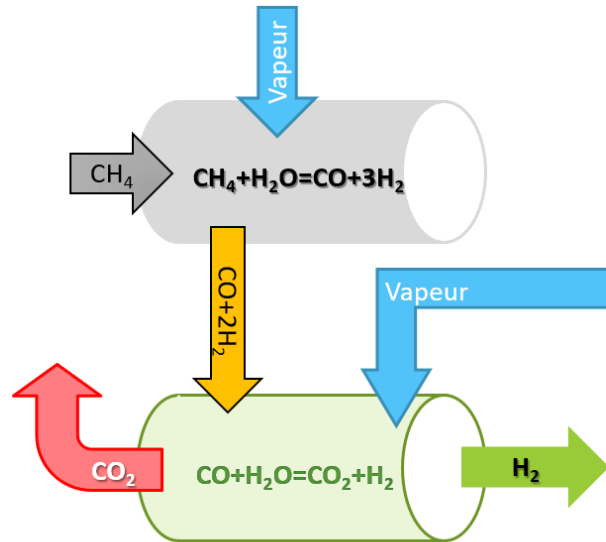
# 2.

## Enjeux économiques

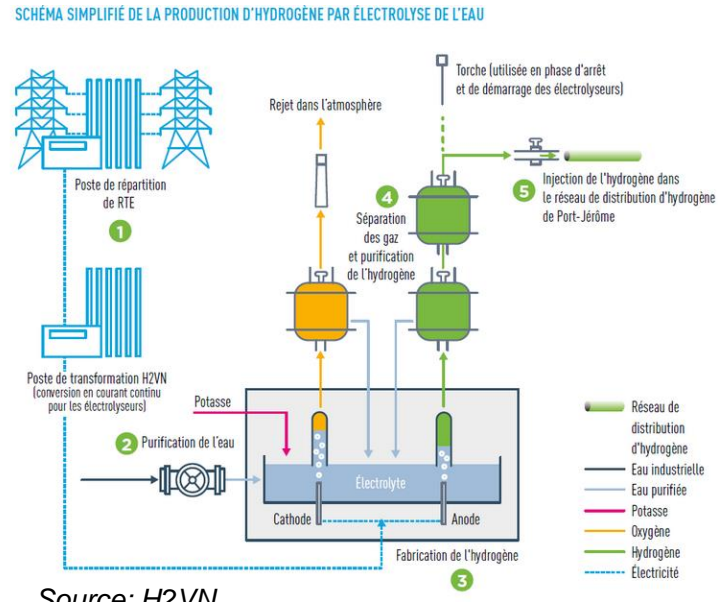


# Trois filières sont considérées dans la stratégie française

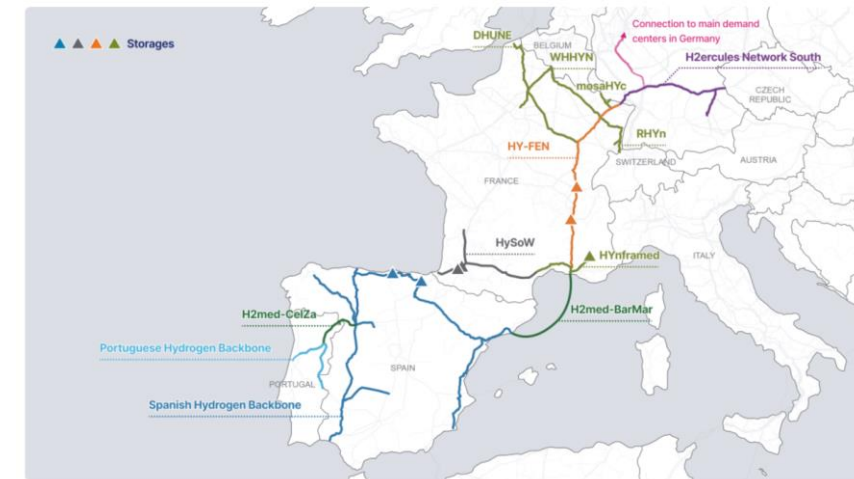
Vaporemformage avec dispositif de capture et séquestration du carbone



Production par électrolyse depuis le réseau domestique



Hydrogène produit par électrolyse et importé (solaire depuis péninsule ibérique)



- ➔ Préférence dans la stratégie française pour la production domestique (6,5 GW en 2030 et 10 GW en 2035)
- ➔ Problématique : Est-ce que la filière domestique est économique par rapport aux deux autres filières ? Quels sont les facteurs de compétitivité ?

# Calcul du coût de production de l'hydrogène aux bornes de l'installation

Le LCOH peut s'interpréter comme le prix minimum calculé sur la base d'hypothèses, permettant à l'investisseur un retour sur investissement au taux choisi de son projet de production d'hydrogène sur l'ensemble de sa durée de vie. Le LCOH s'exprime donc en €/kgH<sub>2</sub> et se calcule selon la formule suivante :

$$LCOH = \frac{\sum_{k=0}^N \frac{CAPEX + OPEX}{(1+t)^k}}{\sum_{k=0}^N \frac{Quantité Produite}{(1+t)^k}}$$

Où :

- CAPEX représente les coûts d'investissement en € (a priori ceux afférents à l'infrastructure pour produire, mais nous verrons que cette définition peut et doit être étendue).
- OPEX représente les coûts d'opération et de maintenance en €. Par définition, le coût de fourniture en électricité (et de chaleur) y est inclus pour les technologies concernées (la même remarque que pour les CAPEX - entre parenthèses - vaut pour les OPEX).
- $t$  est le taux d'actualisation, en %.
- $N$  est le nombre d'années que dure le projet.
- La *Quantité Produite* est fonction de la taille du projet, du facteur de charge et du rendement de l'électrolyseur, elle s'exprime en kgH<sub>2</sub>.



# Coût de la production d'hydrogène par vaporeformage + CCS

- **Avant et après la crise énergétique :**

CAPEX de l'installation de vaporeformage (grands sites) : **0,5 €/kgH<sub>2</sub> (AIE, 2019)**

OPEX pour la fourniture de gaz naturel : **1 à 2 €/kgH<sub>2</sub> pour un prix du gaz naturel entre 20 et 40 €/MWh PCS (CEA, 2022)**

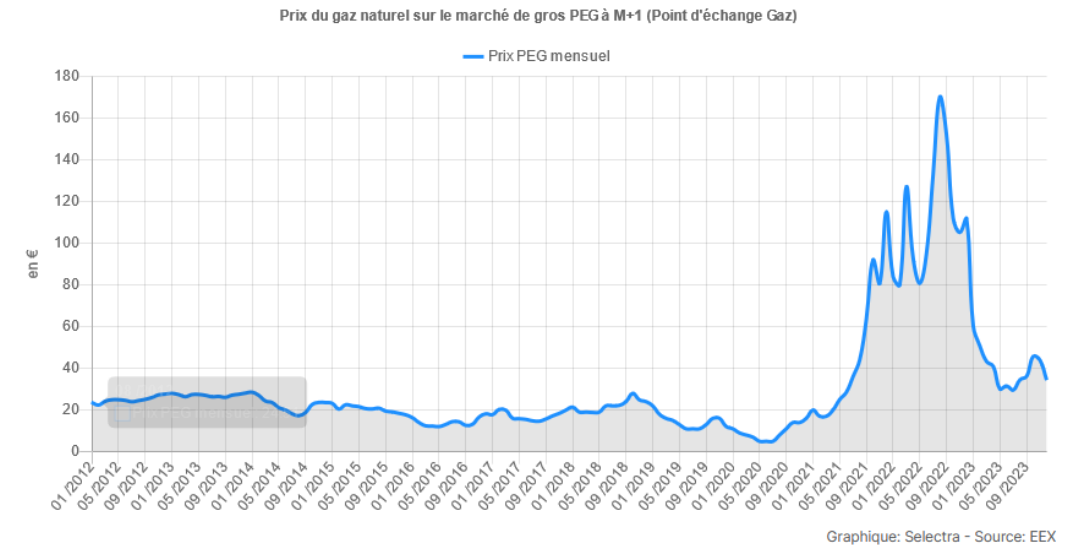
OPEX pour CCS ou prix de la tonne de carbone : **1 €/kgH<sub>2</sub> (= 100 €/tonne CO<sub>2</sub>)**

→ **Coût de production = 2,5-3,5 €/kgH<sub>2</sub>**

- **Pendant la crise énergétique :**

OPEX pour la fourniture de gaz naturel : **4 à 5 €/kgH<sub>2</sub>**

→ **Coût de production = 5,5-6,5 €/kgH<sub>2</sub>**



**Enjeu principal : approvisionnement en gaz naturel à bon marché**

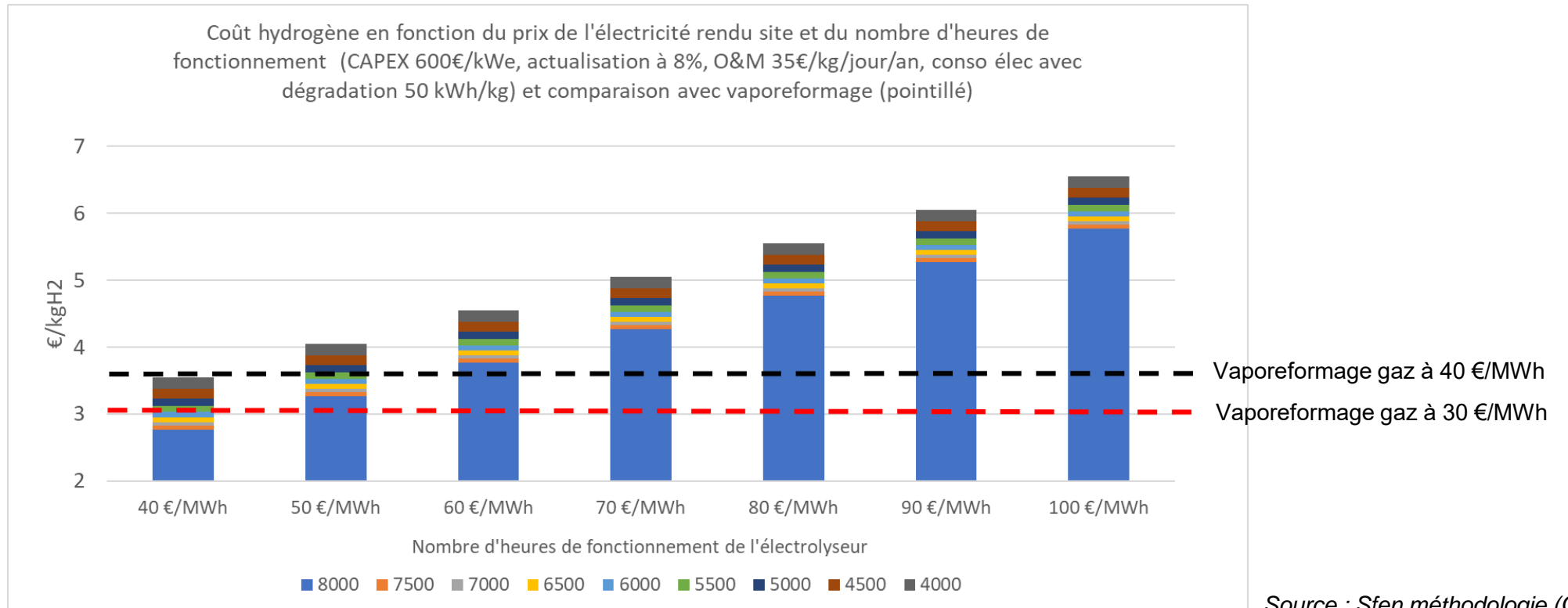
+ Risques prix/volume : **volatilité** sur les marchés mondiaux (aversion des investisseurs en sortie de crise)

+ Risque géopolitique

# Coût de la production d'hydrogène électrolyse alcaline (+ mature) domestique

2 variables essentielles :

- le nombre d'heures d'utilisation de l'électrolyseur (base ou marginal)
- le coût d'approvisionnement en électricité



**Enjeu principal : approvisionnement en électricité bon marché ou mécanisme de soutien**

**→ 4 milliards pour 1 GW par palier d'ici 2026**



# Coût de la production d'hydrogène électrolyse importation

Autoproduction parc photovoltaïque Espagne (20 €/MWh), 2000 heures de fonctionnement → **2,5 €<sub>2021</sub>/kgH<sub>2</sub> (CEA, 2022)**



**Ce n'est pas l'hydrogène livré au consommateur final !**

**Enjeu de méthode/communicationnel à consolider l'ensemble des coûts de la chaîne aval (compression, stockage, transport) → LCOHD (distribué)**

- les coûts de compression sont relativement faibles par rapport au reste (RTE/GRT gaz, 2023), enjeu transverse
- les coûts de stockage : + facteur de charge faible → + dimensionnement du stockage élevé
- les coûts de transport (camions, bateaux, pipeline) : **gros enjeux/incertitudes sur la disponibilité à temps (> 2030) et à coût (dépendance CMPC + taux d'utilisation)**

- **Pas évident qu'importer de l'hydrogène plus compétitive suivant les hypothèses (Galimova et al., 2023)**
- **Filière avec de grandes incertitudes techniques/économiques**

# L'atteinte des objectifs de la stratégie française dépend du jeu de différents facteurs externes...

- Evolution des prix du gaz (aversion au risque marché + géopolitique)
- Coût des dispositifs CCS (ou évolution du prix du carbone)
- Coût de l'infrastructure de stockage
- Coût de l'infrastructure de transport

**...Et de l'avancée du cadre réglementaire/commercial pour la fourniture d'électricité dans le cadre des contrats pluriannuel (facteur interne)**

# 3.

## Enjeux réglementaires



# Des premiers pas en faveur de la neutralité technologique et de la reconnaissance du nucléaire

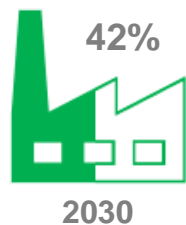
- **Une stratégie hydrogène française agnostique** : principe affirmé d'une pleine neutralité technologique entre H2 renouvelable et H2 bas-carbone dans la SNH2
- **Des benchmarks internationaux** : les stratégies américaines et britanniques sont centrées sur le contenu carbone de l'H2
- **Des définitions de l'hydrogène harmonisées en Europe** : sous un seuil unique de 3,38 kgCO<sub>2e</sub>/kgH2
- **Des avantages/dérogations**: si la réglementation européenne facilite la production d'H2 renouvelable pour les mix électriques décarbonés, des avantages pour les mix situés sous un seuil de 65 gCO<sub>2e</sub>/kWh, par exemple via un bouquet nucléaire-renouvelables
  - Dérogation au principe d'additionalité des EnR pour l'approvisionnement des électrolyseurs via des Power Purchase Agreements
  - Possibilité de produire de l'hydrogène renouvelable en soutirant de l'électricité du réseau, à due proportion de la part d'EnR du mix de production électrique. Ex : en jusqu'à 25% d'hydrogène renouvelable pour chaque kWh soutiré du réseau
- **Quel statut pour l'hydrogène bas-carbone ?** L'acte délégué sur l'hydrogène bas-carbone prévu par la Commission européenne d'ici le S1 2025 sera clef

# Des réglementations européennes distordant la neutralité technologique

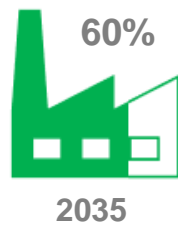
- **Des biais d'ACV en faveur de l'électricité renouvelable** : l'électricité renouvelable alimentant les électrolyseurs est comptabilisée neutre en carbone, contrairement à l'électricité nucléaire
- **Soutien à l'offre d'hydrogène, un premier biais renouvelable** : les appels d'offre de la Banque européenne de l'hydrogène sont orientés exclusivement vers l'hydrogène renouvelable
- **Soutien à la demande d'hydrogène, un second biais renouvelable** : le Paquet législatif « Fit-for-55 » introduit des cibles d'hydrogène et d'e-fuels dans l'industrie et les transports lourds, sans *level-playing field* entre H2 renouvelable et H2 bas-carbone

## Directive sur les énergies renouvelables (RED 3)

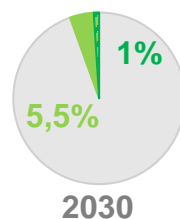
### Cibles d'hydrogène renouvelable dans la consommation de l'industrie (hors raffinage)



Dérogations possibles pour l'H2 bas-carbone



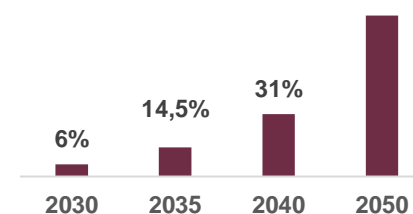
### Cible d'hydrogène et dérivés renouvelables dans le transport



Exclusivement H2/dérivés renouvelables

## Règlement Fuel Maritime

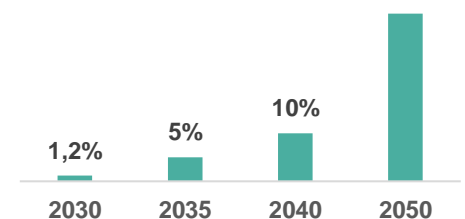
### Réduction des émissions de CO<sub>2</sub> dans le transport maritime



Neutralité technologique, mais avantage H2/dérivés renouvelables jusqu'en 2034

## Règlement ReFuel Aviation

### Trajectoire d'incorporation d'e-kérosène dans l'aviation



Neutralité technologique



**Merci !**