

Hydrogène : quel hydrogène ? et pour quels usages ?

- **L'hydrogène, composante de la Transition Énergétique ?**
- **Enjeux autour de la massification de la production :**
 - ✓ technologies,
 - ✓ ressources,
 - ✓ coûts, modèles économiques ?
 - ✓ Différentes formes d'hydrogène décarboné.
- **Priorités et usages à privilégier ?**
- **Accélération et acceptation sociétale ?**

Gérard Bonhomme

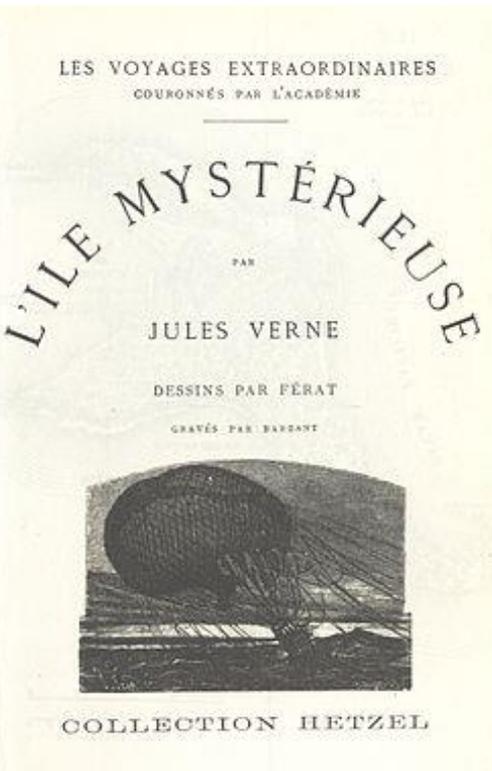
Professeur émérite à l'Université de Lorraine

Président de la Commission Énergie de la Société Française de Physique

Membre du groupe énergie de l'EPS

gerard.bonhomme@univ-lorraine.fr

L'Hydrogène: de la science-fiction aux utopies



« Et qu'est-ce qu'on brûlera à la place du charbon ?
- L'eau, répondit Cyrus Smith.
- L'eau, s'écria Pencroff, l'eau pour chauffer les bateaux à vapeur et les locomotives, l'eau pour chauffer l'eau !
- Oui, mais l'eau décomposée en ses éléments constitutifs, répondit Cyrus Smith, et décomposée, sans doute, par l'électricité, qui sera devenue alors une force puissante et maniable, car toutes les grandes découvertes, par une loi inexplicable, semblent concorder et se compléter au même moment. Oui, mes amis, je crois que l'eau sera un jour employée comme combustible, que l'hydrogène et l'oxygène, qui la constituent, utilisés isolément ou simultanément, fourniront une source de chaleur et de lumière inépuisables et d'une intensité que la houille ne saurait avoir. [...]. Je crois donc que lorsque les gisements de houille seront épuisés, on chauffera et on se chauffera avec de l'eau. L'eau est le charbon de l'avenir. »

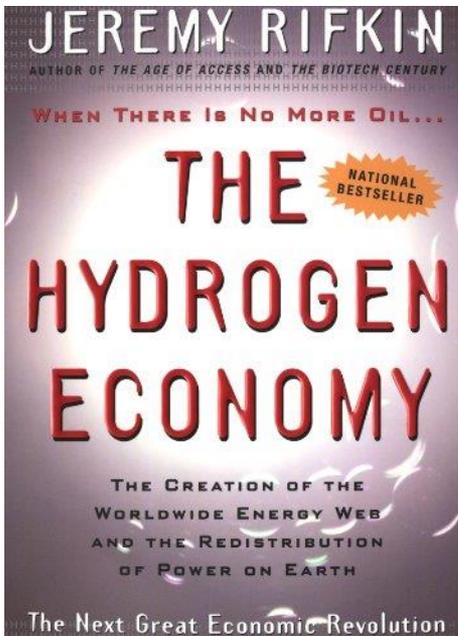
L'Hydrogène: de la science-fiction aux utopies

- John Burdon Sanderson Haldane (1892-1964), “Daedalus or, Science and the Future” <http://bactra.org/Daedalus.html> (trad. fr. Dédale & Icare, éd. Allia)

« Si une éolienne dans le jardin pouvait produire 50 kg de charbon par jour (or, elle peut produire l'équivalent en énergie), nos mines de charbon fermeraient dès demain. Personnellement, je pense que d'ici 400 ans, on aura peut-être résolu le problème de l'énergie en Angleterre de la façon suivante : le pays sera recouvert de rangées d'éoliennes de métal, entraînant des moteurs électriques qui eux-mêmes fourniront un courant à très haute tension à un grand réseau électrique. De grandes centrales judicieuses espacées utiliseront le surplus d'énergie des périodes venteuses pour effectuer la décomposition électrolytique de l'eau en oxygène et en hydrogène. Ces gaz seront liquéfiés et stockés dans de vastes réservoirs à double paroi sous vide, probablement enterrés. (...) Par temps calme, les gaz seraient recombinaés dans des moteurs à explosion reliés à des dynamos pour récupérer de l'électricité ou, plus probablement, dans des piles à combustibles. »

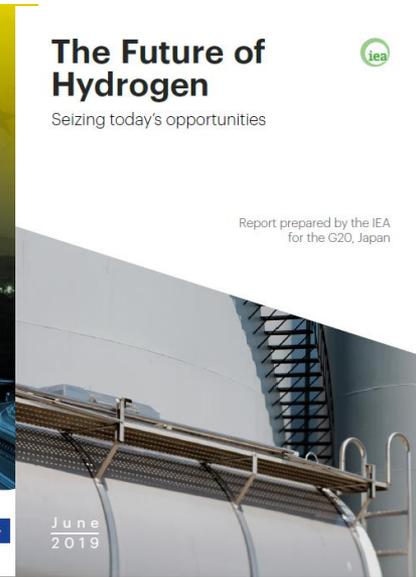
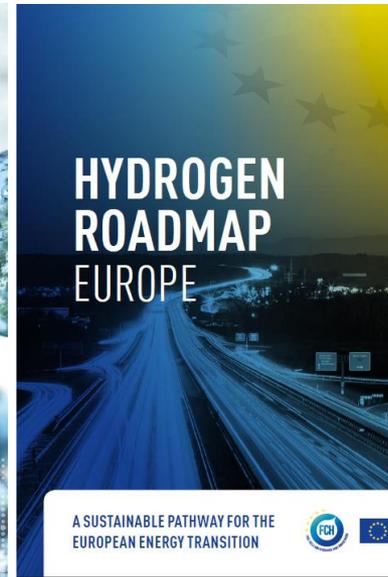
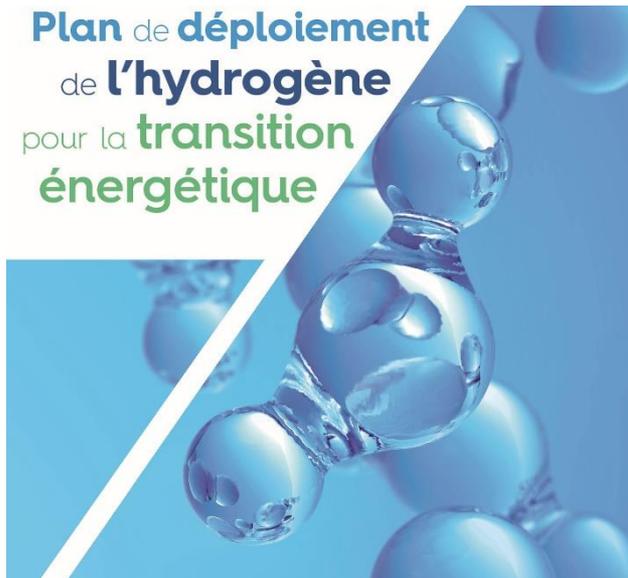
L'Hydrogène: de la science-fiction aux utopies

- Jeremy Rifkin, dans son ouvrage « L'économie hydrogène » (2002), l'affirme:



« L'ère du pétrole touche à sa fin ouvrant la voie d'une extraordinaire révolution économique. Un nouveau régime énergétique apparaît, susceptible de reconstruire la civilisation sur d'autres fondements. Si cette nouvelle technologie n'est pas abandonnée aux grands fournisseurs d'électricité, les piles à combustible permettront à chaque être humain de produire et même d'échanger sa propre électricité. L'ensemble de nos institutions économiques, politiques et sociales, ainsi que nos modes de vie s'en trouveraient transformés »

L'Hydrogène: « carburant du futur », promesse d'une ère nouvelle, ...ou utopie ? Les enjeux et les défis à relever



Nicolas Hulot (2018): « L'hydrogène rend possible le stockage à grande échelle des énergies renouvelables, permettant ainsi de rendre crédible un monde où l'hydrogène vient se substituer petit à petit aux (énergies) fossiles, au nucléaire, pour combler les intermittences du solaire et de l'éolien »

1. L'hydrogène, composante de la Transition Énergétique ?

Trois objectifs affichés dans les plans hydrogène :

- Production d'hydrogène décarboné pour les usages industriels non énergétiques
- Développer les usages énergétiques de l'hydrogène
- Faciliter l'intégration des renouvelables dans le mix électrique

Quels ordres de grandeur, Quelles priorités ... si l'on vise une réduction drastique des émissions de CO₂ et la neutralité carbone en 2050 ?

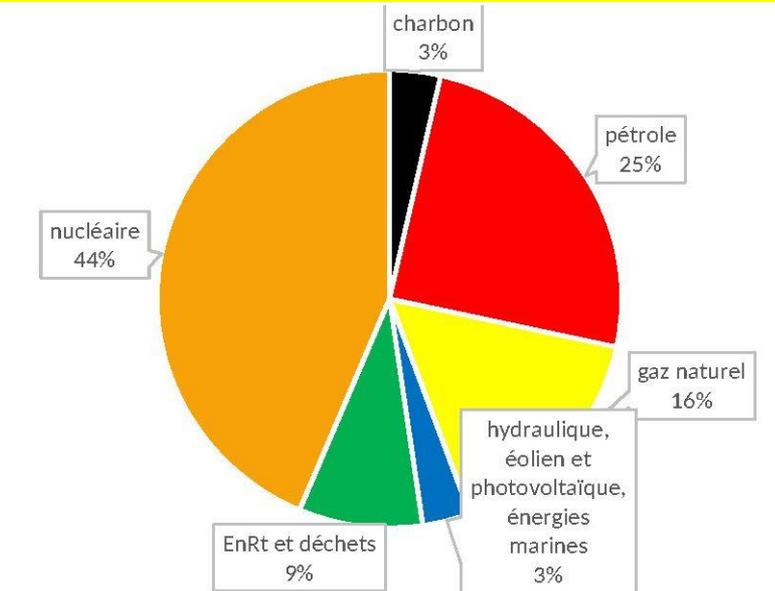
L'hydrogène comparé aux autres modes de stockage de l'énergie

- Rappel : 1 litre de pétrole ~ 10 kWh, 1 tep = 11,63 MWh ~ 1/3 tH₂
- Les batteries :
 - ✓ Batteries Lithium-ion → ex. Zoé 52 kWh, 326 kg **10 kWh ↔ 63 kg, 35 litres**
- Énergie potentielle hydraulique (eau des barrages) → 1 m³ d'eau chutant de **412 m** entraînant une turbine hydraulique et un alternateur ≈ 1 kWh, **10 kWh, 10 m³**
- Énergie potentielle pneumatique (air comprimé stocké en cavités souterraines) → 1 m³ d'air comprimé à 70 bars détendu à 20 bars entraînant un moteur à air comprimé et un alternateur : ≈ 1,8 kWh **10 kWh ↔ 5560 litres**
- Énergies potentielles chimiques des gaz combustibles :
 - ✓ **Hydrogène : 1 m³ d'hydrogène comprimé à 70 bars brûlé dans un cycle combiné : ≈ 125 kWh** **10 kWh ↔ 8 litres**
 - 1 kg H₂ = 11 Nm³ = 13,6 l H₂ liquide = 23,3 l H₂ à 700 bars ↔ 33 kWh**
 - ✓ Méthane : 1 m³ de méthane comprimé à 70 bars brûlé dans un cycle combiné : ≈ 415 kWh **10 kWh ↔ 2,41 litres**
- **Les gaz combustibles stockent, à volume égal, en ordre de grandeur, 70 à 230 fois plus d'énergie potentielle que l'eau des barrages ou l'air comprimé en cavités souterraines**

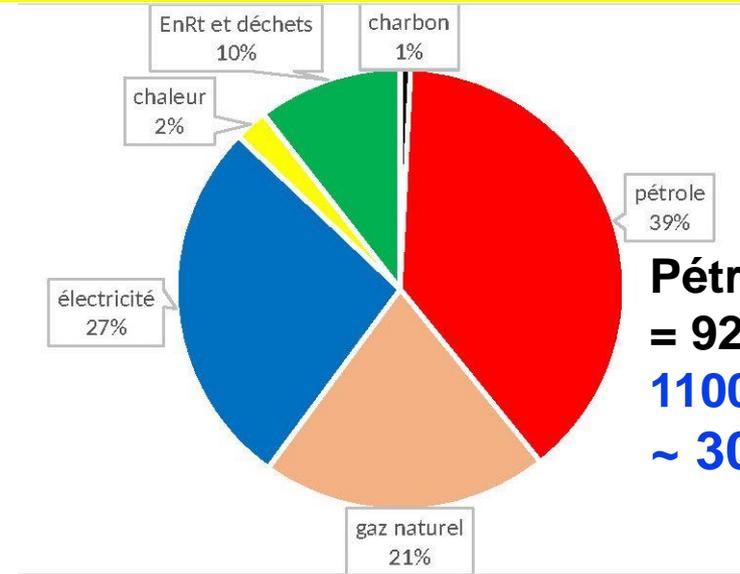
Prendre la mesure du défi mondial

- **Energie finale (2018) 9938 Mtep**, dont pétrole 4051 Mtep, gaz 1611 Mtep, charbon 994 Mtep, équivalent au total à 67% (**2,22 GtH₂** ou 76 000 TWh), hors électricité 22 300 TWh, (19%), et 82% avec électricité soit 8150 Mtep ou **2,72 GtH₂**
Solaire PV + éolien = 132Mtep ~ 1535 TWh
- **Hydrogène industriel : aujourd'hui (et 2030)**
H₂ pur **71 Mt H₂/an** + 46 Mt H₂ sans séparation ~ **117 MtH₂** :
 - ✓ raffinage 38 Mt H₂/an, (41)
 - ✓ production d'ammoniac 31 Mt H₂ (36) et de méthanol 12 Mt H₂ (19)
 - ✓ Chimie des plastiques 44 Mt H₂ (57)
 - ✓ Aciéries 4 Mt H₂ (8)
- **Utilisations actuelles, (et 2030), de l'hydrogène en France (émissions de 10 Mt CO₂ 2 à 3% des GES)**
~ **1 Mt H₂/an** dont raffinage 60%, ammoniac et engrais (25%), chimie (10%), métallurgie (1%), divers (4%)

Rappels: consommation d'énergie en France



Energie primaire en 2016: 232,4 Mtep
2700 TWh



Pétrole + gaz
= 92 Mtep,
1100 TWh
~ 30 MtH₂

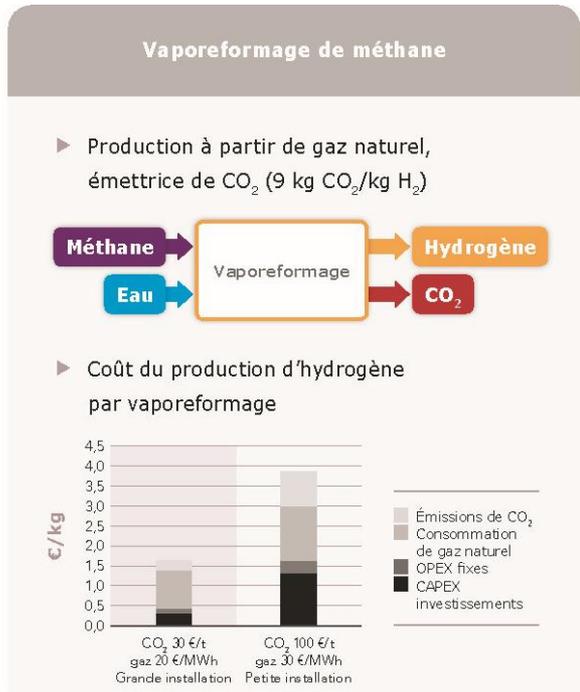
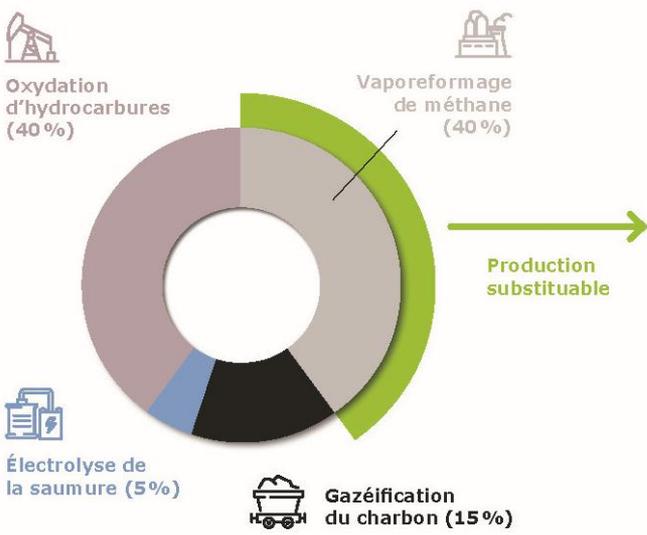
Energie finale en 2016: 153,4 Mtep
1784 TWh

- **43 %** : Usages liés aux **bâtiments** : particuliers (résidentiel 27%) ou par des entreprises (tertiaire 16%) : chauffage, préparation des repas, réfrigération, éclairage, fonctionnement des appareils.
- **29 %** : **Mobilité** et transport de marchandise
- **17%** : **Industrie** : les fours, les procédés, etc.
- **3%** : **Agriculture** (machines agricoles, chauffage des serres, etc.)
- **9 %** : Ressources utilisées comme matière première (ex. pétrole pour produire du plastique, des engrais, ...)

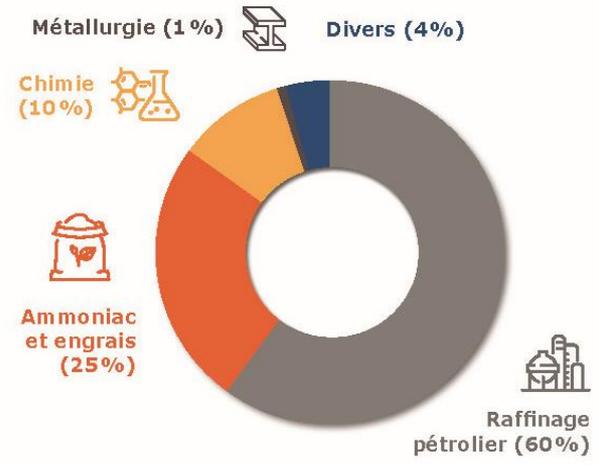
Les usages actuels de l'Hydrogène

- Aujourd'hui en France 1Mt H₂/an
(→ 10 Mt CO₂/an, soit 2 - 3% des GES)
- A quoi sert-il ?
- Comment est-il produit ?

Production d'hydrogène



Consommation d'hydrogène



Crédit: RTE

coût de production
 1,5 – 2,5 €/kg
 (40 – 80 €/MWh)
 gaz naturel: 30 €/MWh

40% sont produits par vaporeformage de méthane

Le plan hydrogène français →

- **Objectif prioritaire** (inscrit dans la PPE et la SNBC) → **Verdissement de la production d'hydrogène pour les utilisations industrielles**
produire, d'ici 2035, ~ 630 ktH₂ décarboné /an en privilégiant **électrolyse (6,5 GW d'électrolyse)**, plutôt que vaporeformage avec séquestration et stockage du carbone (CCS)
- Produire hydrogène (et méthane?) décarboné pour : mobilité lourde et usages énergétiques (injection dans les réseaux de gaz)
- Utiliser l'hydrogène comme moyen de stockage/déstockage pour gérer l'intermittence des sources d'énergie renouvelables électrogènes (solaire Photovoltaïque et éolien) → Power-to-X

La vision de l'UE

Pour atteindre l'ambitieux objectif de neutralité carbone en 2050, la commission européenne compte clairement sur un développement massif de l'hydrogène décarboné, matière première pour l'industrie **et vecteur énergétique**. Consommation énergie finale 1165 Mtep, (dont fossiles 910Mtep ~ 300 MtH₂ ~11 000 TWh), et électricité ~ 3330 TWh

- **Industrie (9 Mt H₂/an) : 1/3 de H₂ bas carbone en 2030.**
- **Transports** : développement massif des FC, (3,7 millions de véhicules pers., 500 000 véhicules commerciaux, 45 000 camions, bus, ... et remplacement de 570 locomotives diesel en 2030)
- **Bâtiment et chaleur**: 7% de H₂ injectés dans les réseaux de gaz (30 TWh) en 2030 et 32% en 2040.
- Développement des EnR électrogènes et du Power-to-gas-to-Power

La vision de l'UE

La 'Hydrogen Roadmap' envisage deux scénarios,

- Objectif 480 TWh (12 Mt H₂) en 2030, 780 TWh (20 Mt H₂) ou
- Objectif 'ambitious' : 665 TWh (17,5 Mt H₂) en 2030, **2250 TWh (65 Mt H₂) en 2050**, soit 24% de la consommation d'énergie finale actuelle, à comparer à la **consommation électrique actuelle de 3330 TWh** de production de H₂ décarboné, permettant une réduction des émissions de GES de 560 MtCO₂/an en 2050.

L'hydrogène pourrait provenir non seulement de l'électrolyse mais aussi de SMR (Steam Methane Reforming) ou gazéification du charbon avec CCUS (Carbon Capture, Utilization, and Storage).

... **Comment atteindre ces objectifs ?**

2. Enjeux autour de la massification de la production d'hydrogène décarboné : technologies, coûts, ressources, distribution

Comment produire l'hydrogène

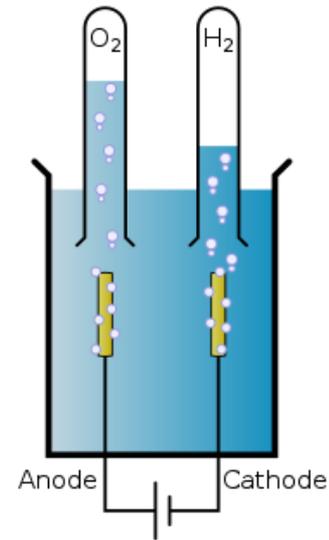
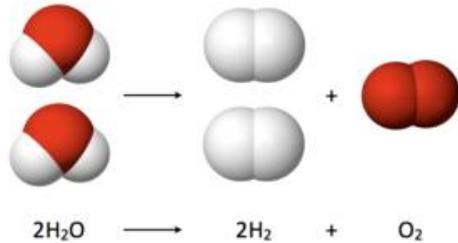
- Actuellement **70 MtH₂** (210 Mtep, 2500 TWh) d'hydrogène industriel produit à 98% à partir de ressources fossiles (275 Mtep ou 2% consom.) → 830 MtCO₂
 - ✓ 76% gaz naturel (CH₄) soit 6% consom. mondiale
 - ✓ 23% charbon, (107 Mt), soit 2% consom. mondiale.
- **Vaporeformage du méthane (SMR)** ($\text{CH}_4 + 2 \text{H}_2\text{O} \rightarrow \text{CO}_2 + 4 \text{H}_2$) où le méthane lui-même fournit l'énergie nécessaire.
décarbonation par CCUS
- Gazéification du charbon (émissions de CO₂ ~2X SMR)
décarbonation par CCUS
- A partir de biomasse (biochimie ou thermochimique)
- En 'cassant' directement la molécule de méthane (procédé plasma) → H₂ + Carbone solide.

Produire l'hydrogène par électrolyse

« Casser » la molécule d'eau par électrolyse **requiert beaucoup plus d'énergie que le vaporeformage du méthane** → **1 MtH₂ <-> 50 TWh**

Electrolyse : Nicholson et Carlisle (1800) ... quelques jours après l'invention de la pile de Volta.

Pile à combustible : Schönbein (1838) et Grove (1842)



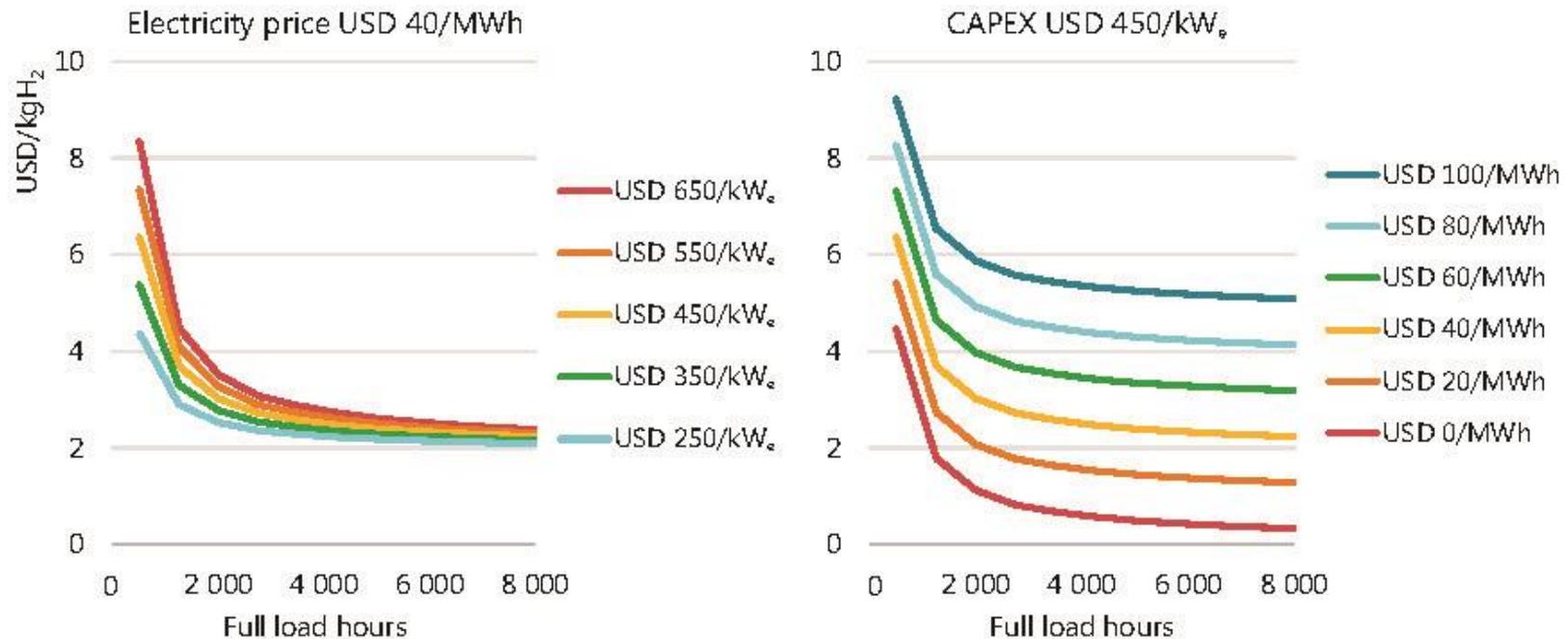
- **Electrolyse alcaline** : (rendement ~ 70%, **52 kWh d'électricité pour 1 kg de H₂** 1000 €/kWe, technologie la plus ancienne (1920), la plus éprouvée
Avantages : électrolyte peu cher (potasse), pas de métaux nobles pour les électrodes, supporte des grandes variations de charge (de 10% à 100%).
Possibilité de produire des unités de forte puissance (plusieurs MW)
Inconvénients : densité de courant faible, ne supporte pas les variations très rapides de charge ; ne peut pas fonctionner à haute pression (30 bars maximum)

Deux nouveaux procédés d'électrolyse en cours de développement

- **PEM** (*proton exchange membrane electrolysis*) : introduite en 1960, prometteuse mais non mature, $\eta \sim 60\%$, coût élevé ($> 2500 \text{ €/kWe}$)
Avantages : utilise de l'eau pure (pas d'électrolyte), membranes perméables aux seuls protons, produit de l'hydrogène sous pression (jusqu'à 30 - 40 bars), apte à suivre des variations rapides de charge (0 à 160%) et plus compacte. → bien adapté aux sources renouvelables intermittentes
Inconvénients : **métaux nobles (Iridium) pour les électrodes**, durée de vie plus faible. Puissances limitées actuellement à la dizaine de kW
- **SOEC** (*solid oxide electrolysis cells*) à haute température : pas encore commercialisée. Peut fonctionner en mode inversé.
Avantages : rendements élevés (90%), pas de métaux nobles, chaleur nécessaire cogénérée, éventuellement possibilité de co-électrolyse H_2O et CO_2
→ fuel synthétique
Inconvénients : pas de variations de puissance, durée de vie limitée

Estimation des coûts de production

Figure 12. Future levelised cost of hydrogen production by operating hour for different electrolyser investment costs (left) and electricity costs (right)



Notes: MWh = megawatt hour. Based on an electrolyser efficiency of 69% (LHV) and a discount rate of 8%.

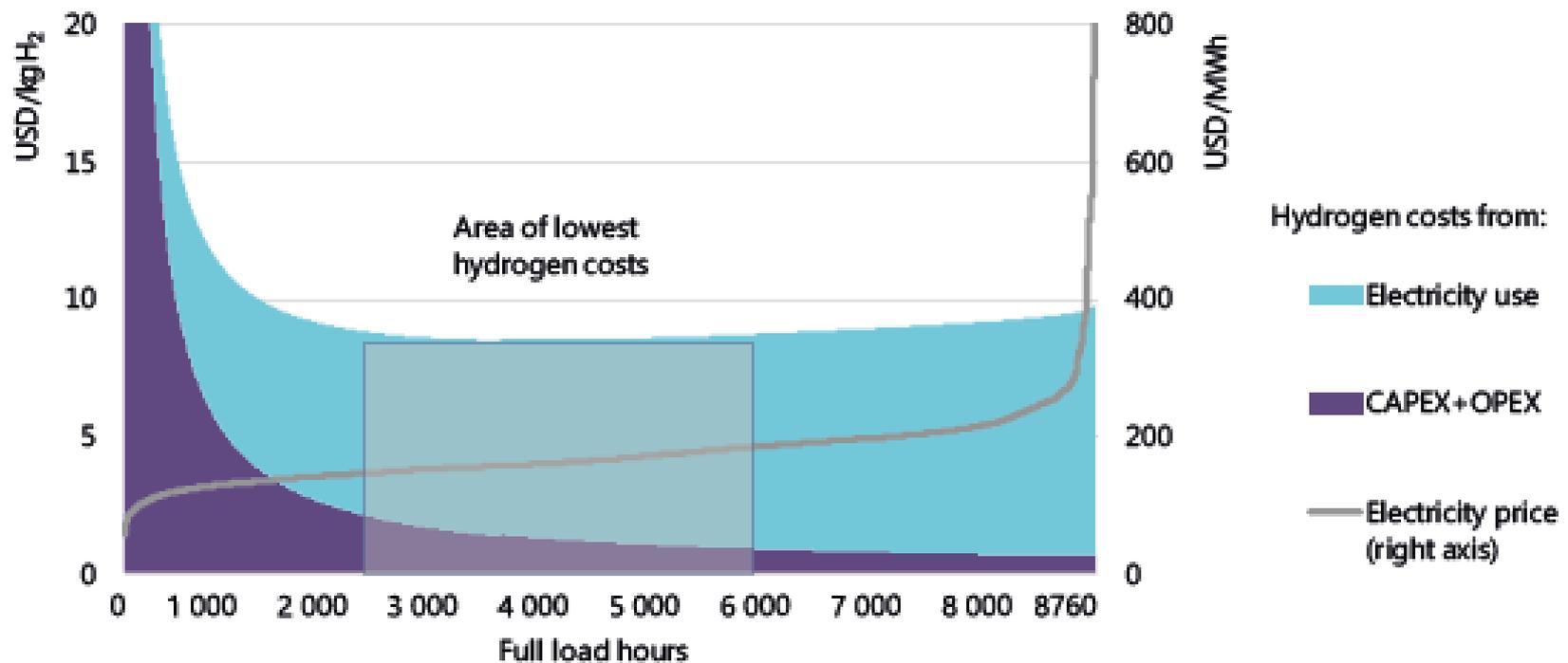
Source: IEA 2019. All rights reserved.

With increasing full load hours, the impact of CAPEX on hydrogen costs declines and the electricity becomes the main cost component for water electrolysis.

« The Future of Hydrogen, *Seizing today's opportunities* », Report prepared by the IEA for the G20, Japan

Estimation des coûts de production

Figure 13. Hydrogen costs from electrolysis using grid electricity



Notes: CAPEX = USD 800/kW_a; efficiency (LHV) = 64%; discount rate = 8%.

Source: IEA analysis based on Japanese electricity spot prices in 2018, JEPX (2019), *Intraday Market Trading Results 2018*.

Higher utilisation rates help to reduce the impact of CAPEX, but for grid-connected electrolyzers this means higher electricity prices; the lowest hydrogen costs are achieved in mid-load operation.

Relation entre les coûts de l'électricité et les heures de fonctionnement

→ niveau optimal d'environ 3 000-6 000 heures équivalentes à pleine charge, si le coût de l'électricité est supposé variable.

Quelle sources d'électricité décarbonée utiliser pour atteindre ces objectifs ?

La commission européenne considère l'option des sources renouvelables (solaire photovoltaïque et éolien) comme seule pertinente à terme :

"Aujourd'hui, le volume d'hydrogène utilisé dans l'UE, essentiellement produit à partir de combustibles fossiles, demeure limité. L'objectif de la stratégie est, d'une part, de décarboner la production d'hydrogène, ce qui est rendu possible par la baisse rapide des coûts des énergies renouvelables et par l'accélération des progrès technologiques, et, d'autre part, d'étendre son utilisation dans les secteurs où il peut remplacer les combustibles fossiles."

On mesure là très probablement les conséquences de l'influence de Jeremy Rifkin

... **Est-ce réaliste ?**

Il faut estimer les ordres de grandeurs, les potentiels et étudier la formation du coût de production de l'hydrogène par électrolyse

Estimation des coûts de production

- Plus le nombre d'heures de fonctionnement est élevé, plus l'impact des coûts d'investissement sur le coût de l'hydrogène diminue et l'impact des coûts de l'électricité augmente.
 - **Le coût de production d'hydrogène le plus faible demande de l'électricité à bas prix, mais permettant à l'électrolyseur de fonctionner pendant un nombre maximum d'heures à pleine charge.**
- Si la part des énergies renouvelables variables augmente, l'électricité excédentaire peut être disponible à faible coût.
 - Production d'hydrogène par électrolyse et stockage de l'hydrogène pour une utilisation ultérieure, mais à cause de l'intermittence (faible nb d'heures à pleine charge) cela ne suffit pas pour maintenir les coûts à un faible niveau.

Estimation des coûts de production

- Faire fonctionner l'électrolyseur à un nombre élevé d'heures de pleine charge et payer pour l'électricité peut en fait être moins cher que de compter sur le surplus gratuit d'électricité pendant un nombre réduit d'heures de pleine charge.
- La production d'électricité à partir d'énergies renouvelables est une alternative à l'utilisation de l'électricité du réseau pour la production d'hydrogène **sur des sites favorables** : Patagonie, Nouvelle-Zélande, Afrique du Nord, Moyen-Orient, Afrique du Sud.
→ Projet en Australie occidentale : 7,5 gigawatts (GW) de production éolienne et 3,5 GW de production solaire, dont environ 8 GW dédiée à la production d'hydrogène pour l'usage domestique et pour l'exportation (Asian Renewable Energy Hub, 2019).

Les trois scénarios étudiés par RTE pour la production d'Hydrogène par électrolyse

Quantité à produire: 630 ktH₂/an (400 kt pour industrie et 230 kt pour réseaux de gaz, et mobilité lourde), coûts fixes ~100 €/kW_e/an 30 TWh_e/an ($\eta \sim 70\%$).

- Mode 1: fonctionnement des électrolyseurs en période de marginalité EnR ou nucléaire (sur signaux de prix faibles) → durée de fonctionnement (très intermittent) annuelle faible (10 à 20%, soit 800h à 1600h) → grandes puissances d'électrolyseurs nécessaires, stockage H₂ nécessaire pour alimenter un approvisionnement de base (1800 t/jour). Production insuffisante pour couvrir les besoins en hydrogène.
- Mode 2: fonctionnement en base (7000h à 8000h/an) → bon amortissement des coûts fixes, production régulière, mais prix plus élevé de l'électricité et impact (paradoxal !) sur le bilan carbone au niveau européen.

Calcul indicatif pour montrer le défi : pour produire 1 kg de H₂, (35 kWh ou ~ 3l de pétrole), par électrolyse, il faut dépenser 50 kWh d'électricité, soit en prenant le tarif de 42 €/MWh du mécanisme ARENH, **2,1 €/kg**.

Les trois scénarios étudiés par RTE pour la production d'Hydrogène par électrolyse

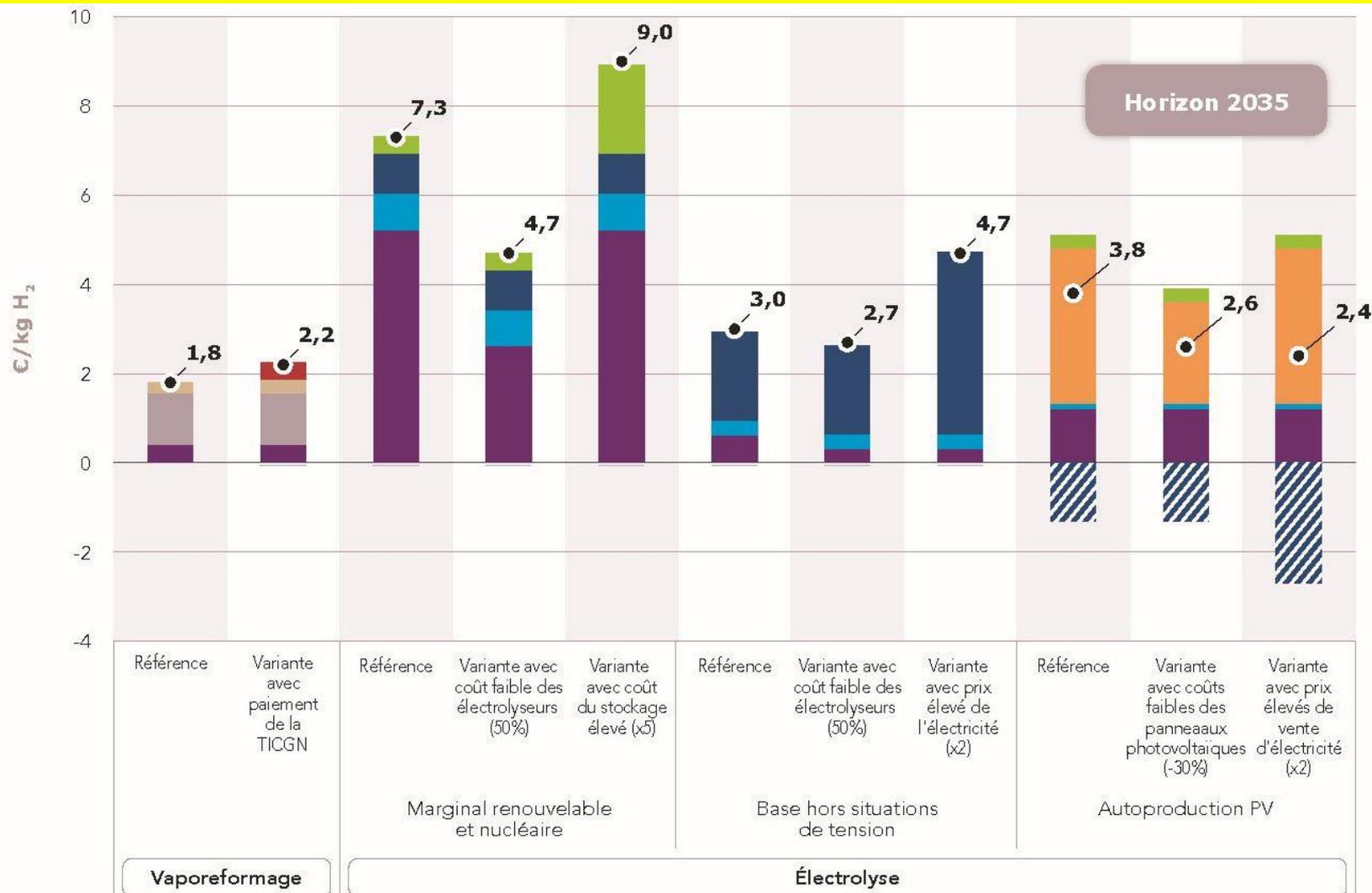
Quantité à produire: 630 ktH₂/an (400 kt pour industrie et 230 kt pour réseaux de gaz, et mobilité lourde), **coûts fixes ~100 €/kW_e/an**
30 TWh_e/an (η~70%).

- Mode 3: Couplage avec de l'autoproduction, photovoltaïque ou éolienne. Electrolyseurs sous-dimensionnés pour garantir une vente suffisante d'électricité à prix garanti. Facteur de charge ~ 40%. Localisation potentiellement éloignée des industries ou des réseaux de gaz → coûts de stockage.

Exemples illustratifs : - le solaire photovoltaïque a produit en France en 2019 **12 TWh** d'énergie électrique (pour une capacité installée d'une dizaine de GW); de quoi produire 250 kt d'hydrogène.

- 12 TWh c'était aussi la production annuelle de Fessenheim, qui alimentant **1,5 GW** d'électrolyse en base aurait pu produire 250 kt de H₂/an
- ou celle de 3 000 éoliennes de 2 MW de puissance unitaire, couplées à une capacité d'électrolyse d'au moins **6 GW**

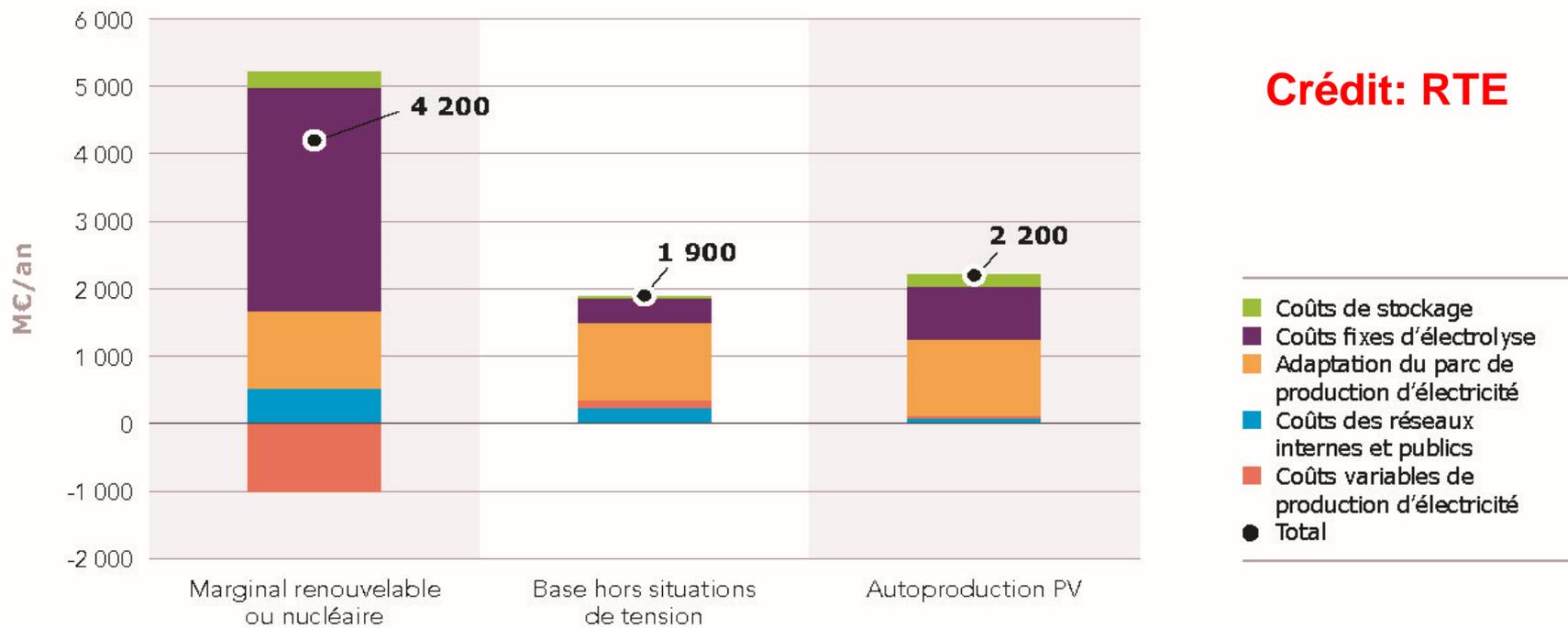
Estimation par RTE des coûts de production



- Stockage d'hydrogène
- Fourniture électricité
- Coûts fixes des installations d'autoproduction (panneaux photovoltaïques)
- Revenus de vente d'électricité
- Taxes sur la consommation d'énergie (TICGN ou TICFE)
- Coût des quotas d'émissions de CO₂ (hypothèse 30 €/t)
- Coût du gaz
- Coûts associés au réseau électrique
- Coûts fixes des installations de production d'hydrogène (unités de vapour reforming ou électrolyseur)
- Coût total net

Crédit: RTE

Coût de la transition (horizon 2035) selon le mode



Puissance d'électrolyse requise : 38 GW (mode 1), 3,7 GW (mode 2) 9 GW (mode 3).

Facteur de charge : 9% (mode 1), 93% (mode 2), 38% (mode 3)

Dimensionnement du stockage : 1,89 Mt (mode 1), 0,13 Mt (mode 2 et 3)

Plusieurs projets sont en cours de développement dans différentes régions et listés dans le rapport RTE

Production d'Hydrogène décarboné

- L'hydrogène est utilisé actuellement en France presque exclusivement pour des applications industrielles hors secteur de l'énergie. **1 Mt H₂ /an** (soit ~ **3 Mtep** ou 38 TWh) en France, à comparer aux **96 Mtep** (Pétrole 66 Mtep + Gaz 30 Mtep), ~ **30 MtH₂** ! (soit ~ 1500 TWh d'électrolyse) d'hydrocarbures fossiles dans la consommation annuelle d'énergie finale.
- L'hydrogène est actuellement encore produit (plus de 95%) à partir d'hydrocarbures, dont 40% par vaporeformage de méthane à un coût de **1,5 à 2,5 €/kg**, (~ **40 à 80 €/MWh**).
- Coût à comparer au prix du gaz naturel (~ 30 €/MWh).
- Le surcoût de la décarbonation (CCUS) du procédé de production de H₂ à partir de gaz naturel ou de charbon augmenterait le coût de moins de 1 €/Kg, soit au total en gros un coût **entre 2 et 3 €/kg**.

Production d'Hydrogène décarboné

- Le coût de la production par électrolyse pourrait varier pour les usages industriels, selon le procédé utilisé (**Alcaline, PEM ou SOEC**) et le mode d'alimentation en électricité de **3 à 9 €/kg**).
- Augmentation de la consommation annuelle d'électricité :
 - ✓ Pour **630 kt H₂** par électrolyse → de l'ordre de **30 TWh**.
 - ✓ Pour **10 Mt H₂** (objectif 20% de la consommation finale française en 2050) il faut **500 TWh** → **doubler la consommation d'électricité**
 - ✓ Pour produire **70 MtH₂** il faut **3500 TWh**
- Puissance d'électrolyse requise :
 - ✓ Pour produire 400 kt H₂ → de 2,5 GW (pleine charge) à 25 GW (surplus seuls)
 - ✓ Pour produire **70 MtH₂** →
- EnR électrogènes : en France (2019): PV (10 GW) **12 TWh**, éolien (17 GW) **31 TWh**, en Allemagne (2019) : PV + éolien 175 TWh, Mondial (2019) : ~ 1400 TWh

Disponibilité des énergies renouvelables en Europe

Ressources estimées:

- Vent ($\sim 2 \text{ W/m}^2$) : - 10% de l'espace disponible occupé par des fermes d'éoliennes
→ 360 W → 9 kWh/j par personne
- Hydroélectricité: actuellement 590 TWh/an (67 GW) → 3.2 kWh/j (500 millions d'habitants). Si doublement (?) → 6.4 kWh/j par personne
- Énergie des vagues : 4000 km de côtes avec 10 kW/m → 2 kWh/j par personne
- Énergie des marées : 2.6 kWh/j par personne
- Biomasse (les plantes captent 0.5 W/m^2 ou 5 kW/ha) → 12 kWh/j par personne
- Solaire photovoltaïque et panneaux thermiques sur les toitures :
 - 10 m² de toit équipés en panneaux PV → 7 kWh/j (énergie de haute qualité)
 - 2 m² de capteurs thermiques à eau chaude → 3.6 kWh/j (énergie dégradée)

→ Total 42.6 kWh/j par personne

- ⇒ Fermes solaires requises : 5% de la superficie de l'Europe (450 m² par pers.)
→ 54 kWh/j par personne

Problèmes = (i) coût, (ii) baisse de production hivernale, intermittence

→ Total 96.6 < 125 kWh/j par personne (cf. MacKay, <http://www.withouthotair.com/>) (Transport ~ 40kWh/j, Chauffage ~ 40 kWh/j, Electricité ~ 20 kWh/j)

Conclusion : Si le but est de se débarrasser des combustibles fossiles, l'Europe ne peut pas se suffire de ses propres ressources renouvelables.

3. Priorités et usages à privilégier

Les trois objectifs affichés dans les plans hydrogène

- « Verdir » la production d'hydrogène pour les usages industriels non énergétiques
(France : 1 Mt/an, Europe : 9 Mt/a, Monde : 70 Mt/an)
- Développer les usages énergétiques de l'hydrogène → décarboniser la mobilité lourde (trains, bus et poids lourds) et les réseaux de distribution de gaz.
- Utiliser l'hydrogène pour le stockage / déstockage → faciliter l'intégration des renouvelables dans le mix électrique

Questions : Quels besoins ? Comment produire l'hydrogène ? A quel prix ? Avec quelles sources d'électricité décarbonée ?
Comment l'utiliser ? Pour quels usages en priorité ?

→ Estimation des ordres de grandeur nécessaire

Quid de l'utilisation de l'hydrogène ?

-Industrie – Transports - Chaleur

Plan hydrogène français :

D'ici 2035 environ 630 ktH₂ décarboné/an afin de substituer totalement les 40% (soit 400 kt) de H₂ actuellement produit par vaporeformage → ~ **20 TWh** d'électricité et **3 Mrds €** d'investissement minimum pour l'électrolyse et de produire en outre 230 kt pour de nouveaux usages énergétiques (mobilité lourde et injection dans les réseaux de gaz)

Plan hydrogène européen :

Transports: un développement massif des Piles à combustibles est envisagé, avec 3,7 millions de véhicules personnels, 500 000 véhicules commerciaux, 45 000 camions, bus, et remplacement de 570 locomotives diesel en 2030.

Bâtiment et chaleur: 7 % d'hydrogène injectés dans les réseaux de gaz (**30 TWh**) en 2030 et 32% en 2040.

Usages industriels de l'hydrogène

- **Raffineries et chimie**

H₂ pur 70 Mt H₂/an + 45 Mt H₂ sans séparation :

- ✓ raffinage 38 Mt H₂/an, (41)
- ✓ production d'ammoniac 31 Mt H₂ (36) et de méthanol 12 Mt H₂ (19)
- ✓ Chimie des plastiques 44 Mt H₂ (57)
- ✓ Aciéries 4 Mt H₂

Si production **purement électrolytique de 70 MtH₂ → 3500 TWh (15 % de la production mondiale d'électricité)** et 500 GW d'électrolyse + 0,7 Gm³ d'eau (1% consom. industrie)

- **Production d'acier par réduction directe (DRI-EAF)**

- ✓ Actuellement 4 MtH₂/an, 2030 8 MtH₂/an, à long terme **62 MtH₂/an**

- **Chaleur à haute température (>400°C) 370 Mtep (hors chimie et sidérurgie) → 123 Mt H₂/an** (ex. applications : cimenterie)

Nouveaux usages de l'hydrogène

- **Conversion de H₂ en matière première et carburant de synthèse**
 - ✓ production d'ammoniac pour le transport (NH₃ liqu. à -33°C et densité d'énergie 2X celle de H₂ liqu.) des lieux de production vers utilisation, et évent. carburant
 - ✓ Hydrocarbures de synthèse : méthane, kérosène (Fischer-Tropsch), méthanol de synthèse.

Pour seulement 1% de la consom. mondiale Pétrole + gaz → 1700 TWh. Soit 7% de la production mondiale d'électricité.
- **Transports routiers (flotte mondiale en 2030) → 300 Mt H₂**
 - ✓ 1 milliard de voitures
 - ✓ 190 millions de camions
 - ✓ 25 millions de bus

EU → 100 000 camions (160 000 km/an) → 100 TWh électr.
- **Bateaux → ammoniac 500 Mt NH₃** (3X production actuelle de 140 millions de tonnes/an, France 9 Mt/an)

Bâtiments et réseaux de chaleur

Bâtiment et chaleur : 6 - 7 % d'hydrogène injectés dans les réseaux de gaz (30 TWh) en 2030 et 32% (??) en 2040.

- Les usages thermiques :

L'injection d'hydrogène dans les réseaux de gaz est possible jusqu'à un pourcentage d'environ 6%. Au-delà il faudra utiliser la méthanation, conduisant nécessairement à un abaissement supplémentaire du rendement final.

Pour plus de détails sur les projets industriels consulter, par exemple :

- le site français de l'AFHYPAC (<https://www.afhypac.org/>),
- sur les électrolyseurs en particulier celui de la société McPhy : <https://mcphy.com/fr/>
- et au niveau européen le site de H2 View : <https://www.h2-view.com/>

L'hydrogène dans les transports

- Utiliser l'hydrogène dans les transports, grâce aux piles à combustibles, (FC) n'est pas une idée nouvelle.
- produire de l'hydrogène (avec le degré de pureté requis) en quantité et à un coût compétitif industriel ne suffit pas,
- Il faut pouvoir délivrer ce carburant aux utilisateurs et ...
- produire les véhicules aptes à l'utiliser.

Les défis en termes technologiques (sécurité, besoins en métaux nobles pour les catalyseurs, etc...) ...et économiques sont immenses.

Note: La compression à 700 bars au remplissage du réservoir consomme déjà 20% du contenu énergétique de H₂

→ Avec un coût de fourniture de 3 à 4 €/kg → coût à la pompe d'au moins 10 €/kg (SMR) ou au moins 16 €/kg (électrolyse).

→ Avec une consommation estimée à 1kg/100 km → 15 c€/km à comparer à 3,5 c€/km de gazole...

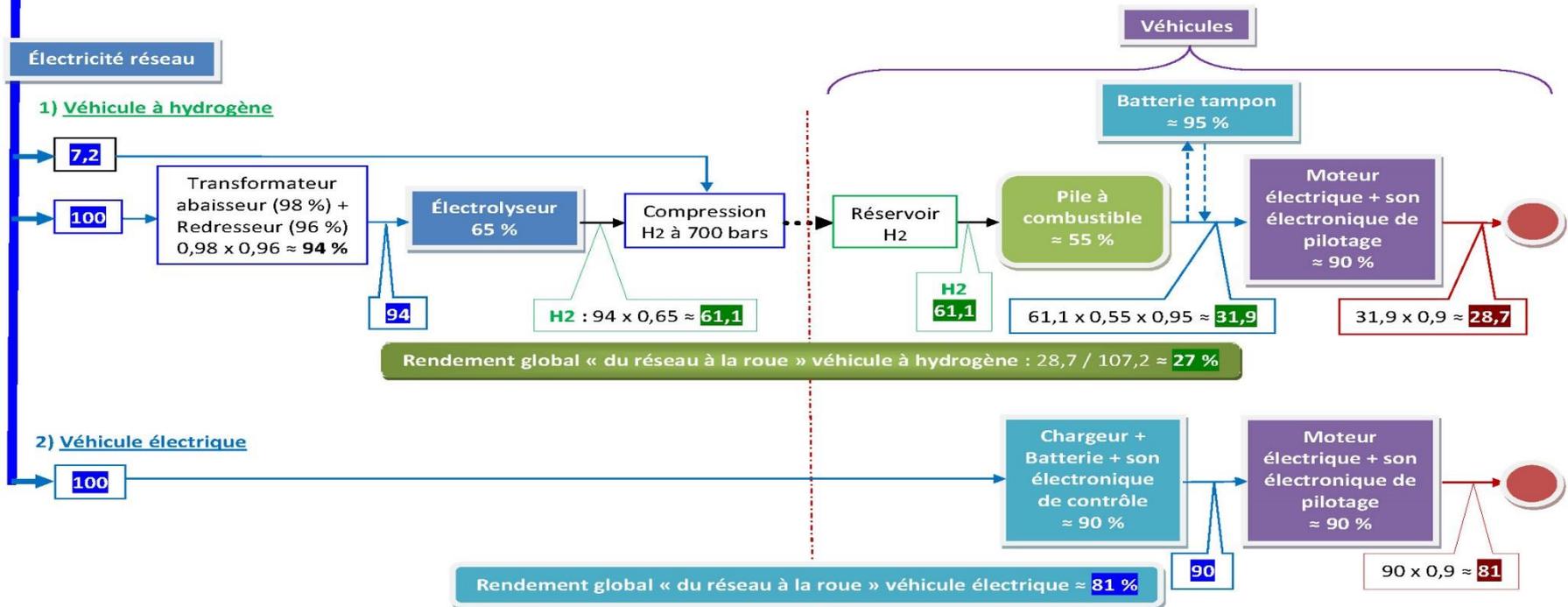
→ **Voir étude récente du Forschungszentrums Jülich** (https://juser.fz-juelich.de/record/842477/files/Energie_Umwelt_408_NEU.pdf) pour une comparaison véhicules électriques à batteries ou hydrogène : pour 20 millions de véhicules → Hydrogène 2 Mt (100 TWh d'électricité), Batteries 50 TWh et 50 Mrds € infrastruct.

Voiture électrique : batterie vs. H₂

Georges Sapy

Comparaison énergétique véhicule à hydrogène versus véhicule électrique

Septembre 2018

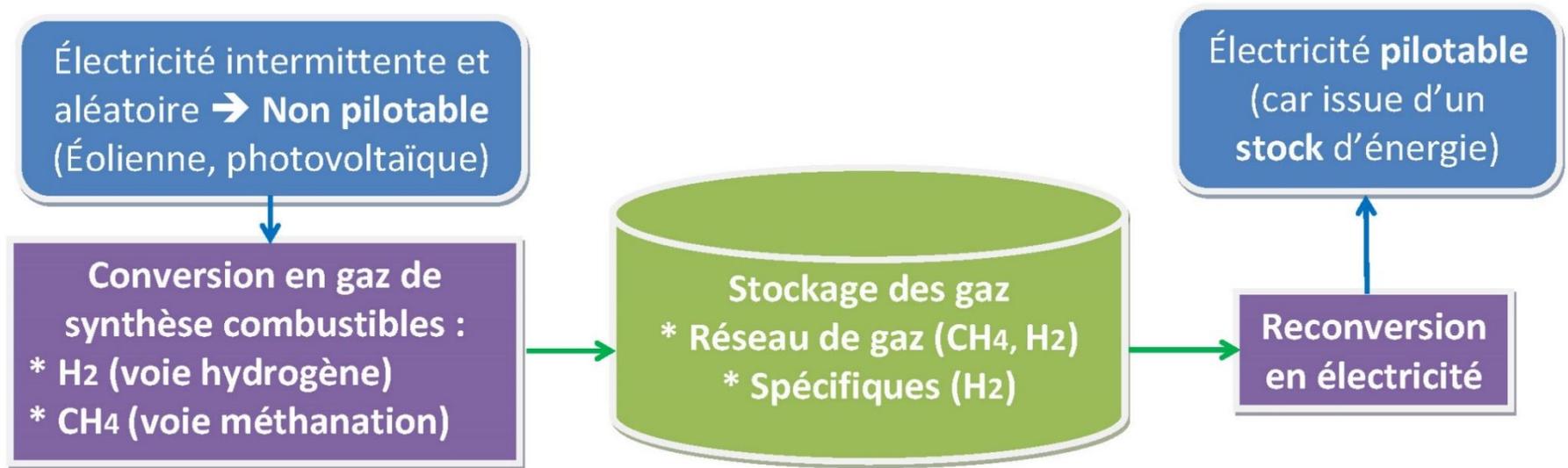


- Comparaison énergétique globale actuelle : un véhicule à hydrogène consomme ≈ 3 fois plus d'électricité du réseau qu'un véhicule électrique à batterie
 - Comparaison énergétique globale avec rendements opérationnels réalistes maximaux (90 % pour électrolyse ; 80 % pour pile à combustible ; autres données inchangées) → Rendement global x 2 au maximum
- un véhicule à hydrogène consommera encore ≈ 1,5 fois plus d'électricité du réseau qu'un véhicule électrique à batterie

Power-to-Gas-to-Power
Stockage/déstockage de l'électricité
Intégration des renouvelables

Stockage par gaz combustibles → « Power-to-gas »

Pour la production d'électricité, le solaire et l'éolien **intermittents** ne sont pas la solution miracle. Mais *quid* de l'utilisation des surplus des EnR pour alimenter une filière **Power to Gas** (stockage chimique) ?

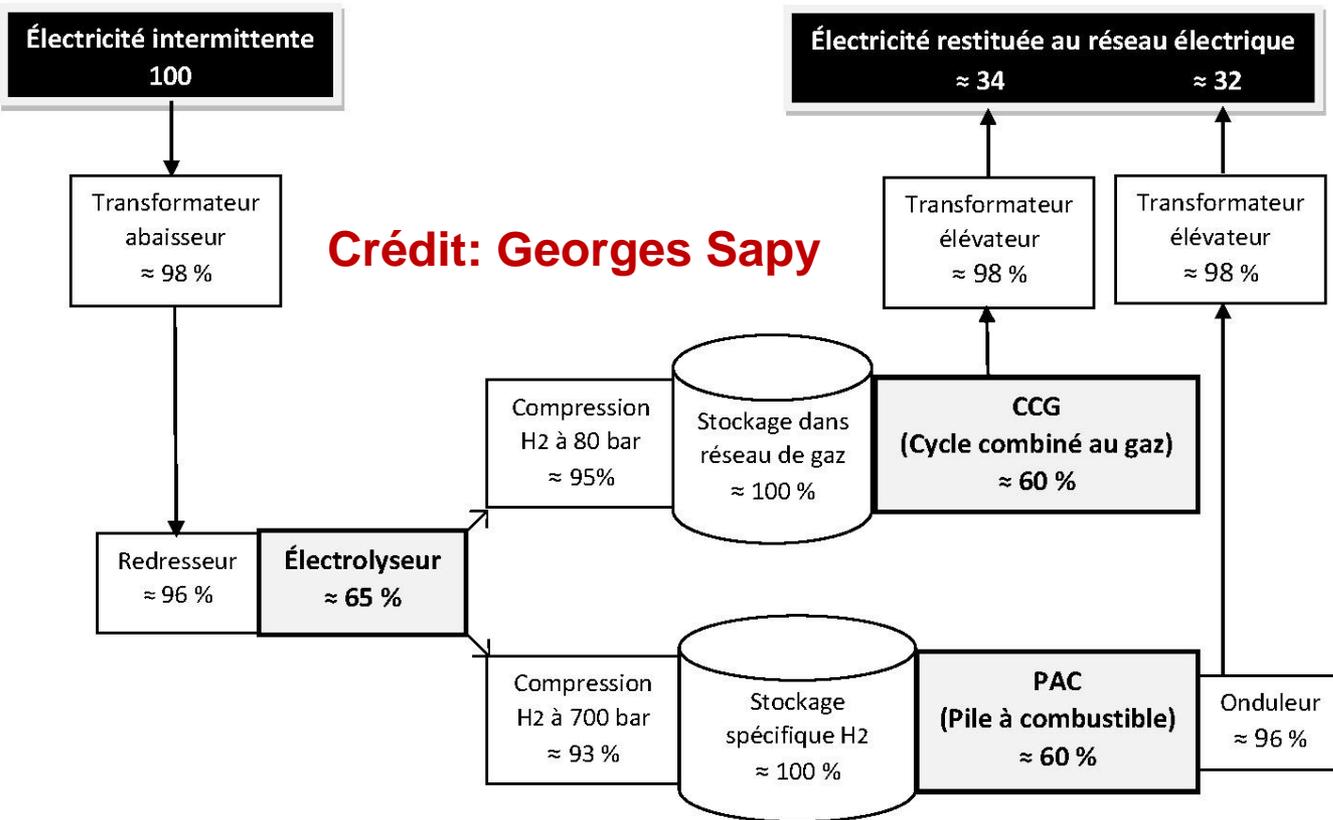


Les avantages de ce type de stockage... SUR LE PAPIER:

- Gaz décarbonés (si produits à partir d'électricité décarbonée)
- Capacité théorique à stocker de l'énergie à très grande échelle ET en longue durée
- Stockage dans réseaux de gaz existants (100 % pour le méthane, 5 à 20 % pour H₂)

Handicap majeur : très faibles rendements globaux (crédit G. Sapy)

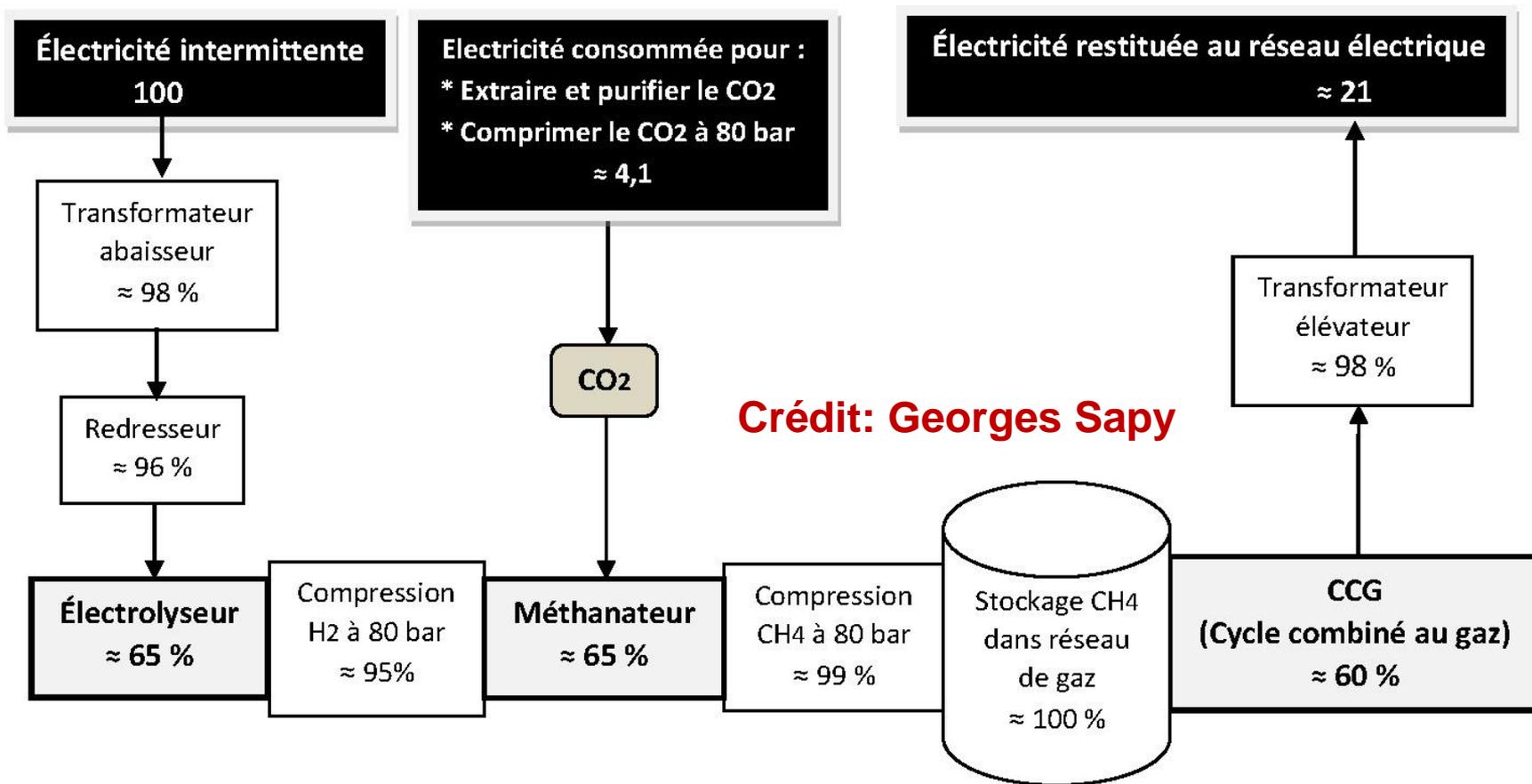
Le « Power-to-gas » : voie Hydrogène



→ Produire 1 kWh d'électricité par déstockage d'hydrogène implique d'en avoir consommé plus de... 3 !

- avec cycle combiné au gaz : $1 \times 0,98 \times 0,96 \times 0,65 \times 0,95 \times 0,60 \times 0,98 \approx 34\%$
 - avec pile à combustible : $1 \times 0,98 \times 0,96 \times 0,65 \times 0,93 \times 0,60 \times 0,96 \times 0,98 \approx 32\%$
- ⇒ régimes opérationnels (variables) → pertes supplémentaires de 10 à 15% :
- Voie hydrogène avec cycle combiné au gaz : $\approx 30\%$
 - Voie hydrogène avec pile à combustible : $\approx 28\%$

Le « Power-to-gas » : voie Méthane



- Rendement global en régime permanent optimal : $[1 \times 0,98 \times 0,96 \times 0,65 \times 0,95 \times 0,65 \times 0,99 \times 0,60 \times 0,98] / 1,041 \approx 21\%$

⇒ régime opérationnel (variable) → pertes supplémentaires de 10 à 15 % : **19%**

→ **Produire 1 kWh d'électricité par déstockage de méthane de synthèse implique d'en avoir consommé... 5 !**

« Power to gas » : Perspectives

Progrès en R&D dans les procédés →

- Electrolyse de vapeur d'eau à haute température, SOEC (pour Solid Oxide Electrolyser Cell). Prometteur (rendement de 90% en labo), mais s'accommode mal des variations de charge ...
- Couplage possible avec la méthanation (réaction très exothermique).
- Aucun gain de rendement à espérer dans les équipements des technologies très matures, e.g. cycles combinés au gaz (CCG).

Rendement Filière	Rendement Electrolyseur	Rendement PAC	Rendement Méthanateur	Rendement CCG	Rendement global à régime constant optimal	Rendement global opérationnel
H₂ + PAC	65 ↗ 90 %	60 ↗ 90 %	-	-	32 ↗ ≈ 65 %	28 ↗ ≈ 57 %
H₂ + CCG	65 ↗ 90 %	-	-	60 ↗ 64 %	34 ↗ ≈ 50 %	30 ↗ ≈ 44 %
CH₄ + CCG	65 ↗ 90 %	-	65 ↗ 90 %	60 ↗ 64 %	21 ↗ ≈ 42 %	19 ↗ ≈ 37 %

Handicap majeur : très faibles rendements globaux

→ **Lourds impacts économiques :**

- prix de l'électricité multiplié par un rapport de 3 (H₂) à 5 (CH₄)
- Très difficile amortissement d'installations alimentées par des sources à faible facteur de charge.

Conclusions 1/2

- Les gaz combustibles permettent bien de stocker l'énergie bien plus efficacement, en termes de volume, l'énergie que l'hydraulique ou les batteries, mais l'hydrogène pose des problèmes difficiles.
- L'hydrogène, utilisé dans l'industrie (1 Mt/an, soit 33 TWh/an en France) est encore produit à 95% à partir d'hydrocarbures.
- L'électrolyse est un procédé très coûteux en énergie. Pour atteindre un prix compétitif la production d'hydrogène par électrolyse, il faut combiner bas coût de l'électricité et facteurs de charge élevés pour les électrolyseurs.
- L'utilisation de surplus de renouvelables électrogènes ne peut pas offrir de solution pour la production à grande échelle d'hydrogène
- Les sources renouvelables (solaire photovoltaïque et éolien) ont un potentiel trop faible en France (en Europe en général) pour satisfaire l'objectif de substitution de l'hydrogène aux hydrocarbures fossiles. En outre cela induirait un besoin en ressources minérales considérable.

Conclusions 2/2

- L'électrolyse de l'eau comme procédé économiquement viable de production massive d'hydrogène décarboné, ou plus loin de méthane voire de méthanol, pouvant se substituer aux hydrocarbures fossiles, nécessitera très probablement de recourir à une utilisation dédiée d'électricité nucléaire (réacteurs de 4ème génération à haute température couplés à des électrolyseurs à haute température).
- Les **piles à combustibles** et le réseau de distribution d'hydrogène posent **d'immenses défis** avant d'imaginer un déploiement massif pour la mobilité individuelle.
- **Vouloir coupler obligatoirement filière hydrogène et développement des renouvelables électrogènes ne peut conduire qu'à une impasse.**
- Imaginer, comme le prétend J. Rifkin, que grâce à l'hydrogène les énergies renouvelables électrogènes (solaire PV et éolien) nous permettront de nous affranchir à la fois des ressources fossiles et du nucléaire, est pour le moins hasardeux.

Bibliographie 1/2

- Jules Verne, « L'île mystérieuse », « Vingt mille lieues sous les mers ».
- John Burdon Sanderson Haldane (1892-1964), “Daedalus or, Science and the Future” (<http://bactra.org/Daedalus.html>)
- Jeremy Rifkin, « L'Économie hydrogène : Après la fin du pétrole, la nouvelle révolution économique » [« The Hydrogen Economy: The Creation of the Worldwide Energy Web and the Redistribution of Power on Earth »], La Découverte, 2002, 330 p. (ISBN 978-2-7071-3783-8)
- **« Plan National Intégré Energie-Climat de la France », Mars 2020**
(<https://www.ecologique-solidaire.gouv.fr/programmations-pluriannuelles-lenergie-ppe>)
- **« La transition vers un hydrogène bas carbone, Atouts et enjeux pour le système électrique à l'horizon 2030-2035 », RTE (Janvier 2010).**
(<https://assets.rte-france.com/prod/public/2020-07/rapport%20hydrogene.pdf>)
- **« Plan de déploiement de l'hydrogène pour la transition énergétique », Ministère de la transition écologique et solidaire (2018).**
(<https://www.ecologie.gouv.fr/sites/default/files/Rapport%20H2%20MTES%20CEA%200106.pdf>), (https://www.ecologie.gouv.fr/sites/default/files/Questions_reponses_hydrogene.pdf)
- **« Hydrogen Roadmap » Europe_Report (2019).**
(https://www.fch.europa.eu/sites/default/files/Hydrogen%20Roadmap%20Europe_Report.pdf)
- **« The Future of Hydrogen », Report prepared by the IEA for the G20, Japan.**
(<https://www.iea.org/reports/the-future-of-hydrogen>)

Bibliographie 2/2

- Stratégie nationale allemande pour l'hydrogène. (<https://www.bmbf.de/files/die-nationale-wasserstoffstrategie.pdf>)
- Pierre Bacher, « Electricité et hydrogène », Etude publiée pour Sauvons Le Climat (2013).
- François Le Naour, « Hydrogène & Transports, Mythes & Réalités », 11ème Université d'été Mobilité Propre – Autrans – sept 2018
- Frédéric Livet, « Quelques éléments sur le cycle de l'hydrogène » SLC (2004)
- Etienne Beeker, « Y a t-il une place pour l'hydrogène dans la transition énergétique ? », France Stratégie (2014).
- Rapport du forum international sur le nucléaire de quatrième génération, (https://www.gen-4.org/gif/upload/docs/application/pdf/2020-07/gif_2019_annual_report_2020-07-29_14-20-8_872.pdf)
- Christian de Perthuis, (<https://theconversation.com/lhydrogene-sera-vraiment-revolutionnaire-si-il-est-produit-a-partir-des-renouvelables-145804>)
- G. Bonhomme, « L'hydrogène : carburant du futur, ou seulement des utopies ? » (<http://emerites.blogspot.com/>).
- G Bonhomme, « Débat : L'hydrogène produit par les seules renouvelables ? Ni possible, ni durable », (<https://theconversation.com/debat-lhydrogene-produit-par-les-seules-renouvelables-ni-possible-ni-durable-148663>)
- Le site de l'Académie des Technologies : <https://www.academie-technologies.fr/blog/categories/publications-de-l-academie/posts/role-de-l-hydrogene-dans-une-economie-decarbonee-rapport>