



ACADÉMIE  
DES SCIENCES  
INSTITUT DE FRANCE

Rapport de l'Académie des sciences - 9 avril 2024

## L'hydrogène aujourd'hui et demain



# SOMMAIRE

---

Résumé exécutif	4
Rapport - Hydrogène aujourd'hui et demain	6
Introduction	6
1 Hydrogène : situation actuelle et perspectives à l'horizon 2050 en France, en Europe et dans le monde	7
L'hydrogène en France	7
L'hydrogène en Europe	8
L'hydrogène au niveau mondial	9
<i>Encart 1 : Aperçu des politiques de l'hydrogène de plusieurs pays européens</i>	10
2 Hydrogène : caractéristiques physico-chimiques et implications pour son transport et son stockage	13
3. Hydrogène : technologies de production existantes et à venir, et infrastructures nécessaires	15
4. Hydrogène vert : quelles émissions de CO <sub>2</sub> ?	18
5. Hydrogène naturel ou natif : quelles ressources ?	19
Engouement pour l'hydrogène naturel : effet d'annonce ou espoirs légitimes ?	19
<i>Encart 2 : Hydrogène natif du bassin Carbonifère Lorrain.</i>	19
Ce que l'on sait aujourd'hui de l'hydrogène naturel	20
Ce qui reste à évaluer concernant l'hydrogène naturel	20
6. Hydrogène vert : quelles limites pour sa production et son utilisation ?	20
Une production d'hydrogène énergivore et à faible rendement	20
Une production d'hydrogène coûteuse	21
7. Hydrogène : transport et distribution	22
Les enjeux	22
Stratégies de transport/distribution les plus pertinentes	23
8. Hydrogène : enjeux de sécurité actuels et à venir de son utilisation	24

---

---

9.	Hydrogène décarboné : les usages potentiels.	27
	Hydrogène et industrie	29
	Hydrogène et mobilité	29
<hr/>		
	Conclusions et recommandations	32
	<i>Encart 3 : Sources bibliographiques</i>	33
<hr/>		
	Contributeurs au rapport	34
<hr/>		
	Secrétariat éditorial	34
<hr/>		
	Membres du comité de prospective en énergie de l'Académie des sciences	35
<hr/>		
	Personnalités auditionnées dans le cadre de l'étude	36
<hr/>		
	Abréviations, acronymes, formules et symboles utilisés	37
<hr/>		
	Figures et encarts	39
<hr/>		
	Bibliographie et sitographie complète	40
<hr/>		

# RÉSUMÉ EXÉCUTIF

---

Les perspectives offertes par l'hydrogène dans le cadre de la transition énergétique et de la décarbonation du système énergétique constituent un sujet d'actualité majeur.

Des sources d'hydrogène naturel ont été repérées en divers points du globe. Mais, à l'heure actuelle, il n'est pas possible de donner une estimation du potentiel en énergie primaire de ces sources, ni d'évaluer les capacités d'exploitation correspondantes. Les explorations doivent être poursuivies.

L'hydrogène aujourd'hui disponible n'est pas une source d'énergie primaire mais un vecteur énergétique, produit à partir de ressources fossiles pour une utilisation essentiellement industrielle (raffinage du pétrole et synthèse d'ammoniac). Demain, il faudra décarboner cet hydrogène et l'utiliser plus largement pour d'autres applications industrielles (notamment pour diminuer l'empreinte carbone de la production d'acier et du ciment) et pour la mobilité lourde.

Étant donné que la production de l'hydrogène doit principalement être guidée par le gain de réduction des émissions de gaz à effet de serre, ce présent rapport vise à définir ce qu'est l'hydrogène dit décarboné, qui doit prévaloir sur tout hydrogène carboné. Il s'agira ainsi de préciser comment il est produit, de mieux identifier quels pourraient être, à l'avenir, ses usages les plus appropriés, et de recommander un niveau raisonnable de consommation d'hydrogène, notamment en prenant en compte les besoins induits en termes de production d'énergie électrique, qui seront considérables.

La production d'hydrogène par électrolyse de l'eau, qui apparaît comme un élément clé en termes d'émissions de dioxyde de carbone (CO<sub>2</sub>), n'est décarbonée que si l'électricité utilisée est effectivement bas carbone (nucléaire ou renouvelable), ce qui est loin d'être le cas en Europe ou dans le monde. Pour le moment, l'électricité au niveau du mix européen est très largement carbonée et son utilisation pour alimenter les électrolyseurs conduirait à des émissions de CO<sub>2</sub> deux fois supérieures à celles du procédé de synthèse classique à partir du méthane. Avec un mix électrique remarquablement bas carbone, la France dispose d'un atout majeur pour jouer un rôle pionnier dans le déploiement de l'hydrogène décarboné, à condition que les nouvelles capacités de production électrique nécessaires soient rapidement disponibles et elles-mêmes bas carbone.

L'analyse réalisée souligne l'importance de l'enjeu de compétitivité industrielle constitué par la mise au point d'électrolyseurs disposant des meilleures performances possibles, au service d'une souveraineté énergétique nationale. L'effort dans ce domaine mérite d'être soutenu par une recherche scientifique et technologique sur l'efficacité énergétique des électrolyseurs et des piles à combustible, les questions de réduction de l'empreinte environnementale de ses éléments, l'amélioration de leur stabilité et de leur durée de vie, et, plus généralement, tous les éléments de la chaîne de valeur (réservoirs, nouveaux matériaux, matériaux et molécules de stockage et transport de l'hydrogène, etc.). Le rapport met également en évidence la nécessité de guider les choix et les développements par des analyses de cycles de vie effectuées sur l'ensemble de la chaîne de valeur. Les questions de sécurité soulevées par l'utilisation de l'hydrogène sont majeures. Il est absolument nécessaire de les traiter avec attention, et des connaissances scientifiques et technologiques nouvelles sont indispensables pour définir des applications sûres de l'hydrogène. En particulier, pour les applications envisagées en dehors des espaces industriels, il faudra s'assurer que les protocoles et les règlements restent compatibles avec leur diffusion.

L'analyse des usages futurs de l'hydrogène décarboné indique que, dans un premier temps, les applications devraient être principalement faites dans : (i) le domaine industriel, en particulier pour

---

<sup>1</sup>. Retenons, pour la suite, que, compte tenu des rendements actuels de l'électrolyse, la production d'1 million de tonnes (Mt) d'hydrogène, contenant une énergie de 33 TWh, nécessite environ 55 TWh d'électricité.

---

défossiliser les procédés industriels les plus émetteurs de gaz à effet de serre (notamment la production d'acier et de ciment) et pour remplacer l'hydrogène gris dans les usages industriels actuels (synthèse de l'ammoniac et du méthanol) ; (ii) le domaine des transports lourds (maritime ou aérien), notamment en permettant la synthèse de carburants alternatifs pour remplacer les combustibles fossiles actuels.

### L'hydrogène en quelques faits marquants et chiffres clés

**La production et la consommation actuelles en France** sont d'environ **0,9 million de tonnes (Mt)** d'hydrogène par an. Comme partout dans le monde, il s'agit d'hydrogène gris, issu du reformage du gaz naturel. Il est essentiellement utilisé pour le raffinage du pétrole et la synthèse de l'ammoniac (nécessaire à la production d'engrais).

**Pour produire 1Mt d'hydrogène vert** (par électrolyse de l'eau avec de l'électricité décarbonée) il faut **55 TWh**, soit la production annuelle de **5 EPR de 1 600 MW**.

**La consommation d'hydrogène** pour les usages industriels actuels en France va baisser (notamment avec la baisse du raffinage) mais les nouvelles utilisations pour la production d'acier et de ciment « verts » appellent une demande de 1,6 Mt. En ajoutant la demande de carburants liquides de synthèse pour les transports les plus lourds (maritime et aérien), le besoin à l'horizon 2050 pourrait être de **4 Mt**, limite supérieure de tous les scénarios, nécessitant alors **230 TWh** de production électrique dédiée.

**Au niveau européen, à l'horizon 2050**, une consommation de **60 Mt** d'hydrogène vert est envisagée, dont 50% seraient produits sur le territoire européen, grâce à 300 GW de capacités d'électrolyse et à la production/consommation d'environ 1 700 TWh d'électricité bas carbone. Les 30 Mt d'hydrogène supplémentaires seraient importées. La production actuelle d'hydrogène gris étant de 10 Mt, cette prévision paraît largement surévaluée.

**De l'hydrogène produit avec l'électricité du réseau européen** induirait des émissions de 20 kg CO<sub>2</sub> / kg H<sub>2</sub>, soit le double de celles correspondant à l'hydrogène gris. On ne peut appeler hydrogène vert tout hydrogène produit par électrolyse. Le niveau d'émissions de CO<sub>2</sub> peut être très bas (< 1 kg eqCO<sub>2</sub> / kg H<sub>2</sub>) si l'électricité est d'origine nucléaire, éolienne ou hydraulique. **La France, dotée d'une production électrique très décarbonée**, peut produire de l'hydrogène par électrolyse en n'émettant qu'environ 2 kg eq CO<sub>2</sub> / kg H<sub>2</sub>.

**La réduction du prix de production de l'hydrogène vert est un objectif majeur.** Actuellement, **ce prix est situé entre 4 et 8 €/kg H<sub>2</sub> vert selon les technologies**, à comparer à 1,5-2 €/kg H<sub>2</sub> gris. Pour que l'hydrogène puisse prendre une part significative dans le système énergétique futur il faut pouvoir **ramener ce prix en deçà de 3 €/kg H<sub>2</sub>**.

## Introduction

L'hydrogène fait l'objet, depuis longtemps, à la fois d'espoirs et de fantasmes.

Les espoirs proviennent du caractère unique de ce combustible, très riche d'une énergie qui peut être dégagée sans émission de dioxyde de carbone (CO<sub>2</sub>), laissant envisager son utilisation à grande échelle pour la défossilisation de toute une série d'usages (transport, procédés industriels et flexibilité électrique) du système énergétique de demain.

Les fantasmes sont alimentés par la promesse régulière de l'avènement imminent d'une société de l'hydrogène, où ce combustible remplacerait tous les autres. Mais force est de constater que cette société risque de se faire attendre encore longtemps. Ces fantasmes découlent aussi d'une confusion, malheureusement fréquente, entre source d'énergie et vecteur énergétique. Une « source d'énergie » correspond à une énergie que l'on peut qualifier de primaire, c'est-à-dire naturellement disponible et directement utilisable. C'est le cas des énergies fossiles (charbon, pétrole, gaz naturel), de l'uranium, du vent, de la biomasse, du rayonnement solaire ou encore de la géothermie et des déchets. L'hydrogène lui-même peut être une source d'énergie : en effet, comme cela sera précisé plus loin dans ce rapport, nous savons aujourd'hui qu'il existe des sites de production naturelle de ce gaz en de nombreux endroits de la Terre. Cependant, il est encore trop tôt pour dire si ces ressources naturelles d'hydrogène, qualifié de « blanc », seront suffisantes et si elles seront exploitables. Ceci explique pourquoi, pour le moment, l'hydrogène décarboné évoqué dans tous les scénarios est produit par électrolyse de l'eau. Celui-ci ne présente donc pas les caractéristiques d'une source d'énergie, mais correspond à une « énergie secondaire » ou un

« vecteur énergétique », c'est-à-dire à une forme d'énergie obtenue par transformation d'une autre forme d'énergie (chimique ou électrique, par exemple), et convertible, elle-même, en une autre forme d'énergie<sup>2</sup> (chaleur ou électricité, par exemple). Notons que la production et la conversion ne sont jamais réalisées avec des rendements de 100 % : l'énergie contenue dans l'hydrogène ainsi formé et exploitable n'est qu'une assez faible partie de l'énergie qu'il a fallu dépenser pour sa production.

Ces espoirs et ces fantasmes remontent loin dans le temps. Pensons, par exemple, à Jules Verne, dans *l'Île Mystérieuse* (1875), qui fait dire à Cyrus Smith, quand on lui demande « et qu'est-ce qu'on brûlera à la place du charbon ? » : « l'eau ! 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... Ainsi donc rien à craindre »<sup>3</sup>.

Cet enthousiasme est aujourd'hui plus fort que jamais et conduit malheureusement certains promoteurs de l'hydrogène à des affirmations inexactes et des prévisions irréalistes, d'ores et déjà démenties. Citons, par exemple, l'émblématique « Hydrogène, le nouveau pétrole », dont le titre est en lui-même trompeur, comme nous venons de le souligner<sup>4</sup>.

À côté de ces ouvrages déraisonnables, des rapports complets et récents sur l'hydrogène sont aujourd'hui disponibles<sup>5</sup>. Ils permettent de mieux comprendre la place que pourrait occuper l'hydrogène dans le système énergétique de demain, les usages dans lesquels son déploiement est pertinent, ainsi que les limites incontournables d'ordres physico-chimique ou économique de son utilisation<sup>6</sup>. Ainsi, sur la base

---

<sup>2</sup>. Rappelons que l'électricité est, elle-même, un vecteur énergétique. Elle n'existe que par conversion d'une énergie primaire.

<sup>3</sup>. Évidemment, l'eau est encore moins une source d'énergie ! Mais il faut comprendre ici que l'eau, composée d'atomes d'hydrogène et d'oxygène liés entre eux, peut être transformée en hydrogène et oxygène moléculaires, au prix, bien sûr, d'une consommation d'énergie. C'est l'hydrogène « vert », dont on parlera abondamment dans ce rapport.

<sup>4</sup>. D'après Lepercq T. *Hydrogène, le nouveau pétrole*. 2019. Éditions le Cherche Midi. Notons que quelques-unes des nombreuses prophéties sont déjà démenties, comme « L'hydrogène propre, une alternative crédible aux combustibles fossiles dès 2020 ? » (p. 165) ; « À partir de 2024, l'horizon stratégique de l'H<sub>2</sub> prend une autre ampleur : il s'agit ni plus ni moins de concurrencer à grande échelle le pétrole le gaz et le charbon en atteignant des prix équivalents, voire inférieurs. » (p. 171). Nous sommes en 2024 et rien de tout cela n'est advenu.

<sup>5</sup>. Voir [la bibliographie](#) du rapport.

<sup>6</sup>. Voir, par exemple : EDF R&D. *L'hydrogène décarboné*. 2019. Les éditions Lavoisier, Paris ; Académie des technologies. *Rôle de l'hydrogène dans une économie décarbonée*. 2020. Lien ; Le vecteur Hydrogène-2021- Comité de Prospective de la Commission de Régulation de l'Énergie.

---

de cette bibliographie disponible, l'objectif de ce présent rapport est de faire le point sur un certain nombre de données scientifiques et techniques essentielles pour guider les recommandations nécessaires à la définition d'une place raisonnable à offrir à l'hydrogène dans le bouquet énergétique futur, en particulier en ce qui concerne la France. Un encart présente une synthèse des grandes lignes des politiques de l'hydrogène de quelques pays européens<sup>7</sup>.

## 1. Hydrogène : situation actuelle et perspectives à l'horizon 2050 en France, en Europe et dans le monde.

La plupart des politiques énergétiques nationales et européennes actuelles impliquent une production et une utilisation futures d'hydrogène très importantes, nettement supérieures aux niveaux actuels. Cependant, pour être décarboné, cet hydrogène doit être « vert »<sup>8</sup>, c'est-à-dire produit par électrolyse de l'eau en utilisant de l'électricité renouvelable (solaire et éolienne par exemple), ou « jaune », s'il est produit à partir d'électricité d'origine nucléaire, un des procédés de synthèse les moins émetteurs de CO<sub>2</sub><sup>9</sup>.

Aujourd'hui, l'hydrogène disponible est « gris », c'est-à-dire produit à partir de ressources fossiles à plus de 99 %. Le méthane, par exemple, peut être converti en hydrogène par un procédé appelé vaporeformage. Des procédés de synthèse de ce type émettent des quantités importantes de CO<sub>2</sub> mais restent aujourd'hui de très loin les plus économiques<sup>10</sup>. Pour remplir les objectifs de réduction des émissions de gaz à effet de serre (GES), il faut donc soit les abandonner aussi vite que possible, soit les accompagner par la capture et la séquestration du CO<sub>2</sub> émis par ces réacteurs. Cependant, cette deuxième option est très ambitieuse : la capture et la séquestration du CO<sub>2</sub>, très souvent évoquées pour continuer à utiliser le vaporeformage du méthane, posent des

problèmes techniques considérables en termes de mise en œuvre et de déploiement à grande échelle, même si cette technologie a acquis un degré de maturité significatif.

### L'hydrogène en France.

La France produit et consomme actuellement environ 0,9 Mt d'hydrogène par an. Comme partout dans le monde, il s'agit d'hydrogène gris, utilisé essentiellement pour le raffinage du pétrole, la synthèse de l'ammoniac (essentiel pour la production d'engrais), et dans une variété de procédés de l'industrie chimique, comme la production de méthanol (Figure 1). Cette utilisation de l'hydrogène, à des fins principalement industrielles, est responsable de 2,5 % des émissions totales de CO<sub>2</sub> et de 7,5 % des émissions de CO<sub>2</sub> du secteur industriel.

Le gouvernement français soutient massivement la filière hydrogène, notamment avec le plan France 2030, à hauteur de 9 milliards d'euros d'ici 2030, et 2 milliards dépensés entre 2020 et 2022. L'objectif est de remplacer l'hydrogène gris par de l'hydrogène vert/jaune dans les usages actuels afin de défossiliser l'industrie, et de permettre de nouveaux usages, notamment dans la mobilité lourde (autobus, train, avion). La pertinence de cette ambition est indéniable pour un pays comme la France qui peut déjà s'appuyer sur une électricité très décarbonée et qui prévoit de maintenir un haut niveau de production électrique nucléaire, particulièrement vertueuse en matière d'empreinte carbone. Cette politique se traduit par un soutien :

- Au développement d'une filière industrielle d'électrolyseurs, pour l'installation d'une capacité de 6,5 GW pour produire 0,6 Mt d'hydrogène décarboné par an en 2030 et 10 GW en 2035 soit 1 Mt d'hydrogène décarboné<sup>11</sup>,
- À la recherche, afin d'optimiser les technologies de production et de conversion de l'hydrogène vert/jaune et en diminuer les coûts, encore trop élevés.

---

<sup>7</sup>. Voir l'encart « [Aperçu des politiques de l'hydrogène de plusieurs pays européens](#) ».

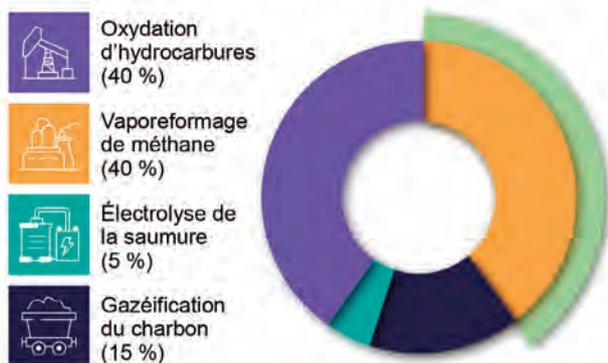
<sup>8</sup>. L'hydrogène est défini par des couleurs en fonction de son mode de production, comme nous le verrons plus loin.

<sup>9</sup>. Selon la source électrique bas carbone utilisée, 1 à 3 millions de tonnes (Mt) de CO<sub>2</sub> sont émises pour la production de 1 Mt d'hydrogène par électrolyse.

<sup>10</sup>. 10 Mt de CO<sub>2</sub> environ sont émises pour la production de 1 Mt d'hydrogène par vaporeformage.

<sup>11</sup>. Si on tient compte d'un facteur de charge de 60% environ et d'un rendement de 60%.

## Production d'hydrogène



## Consommation d'hydrogène

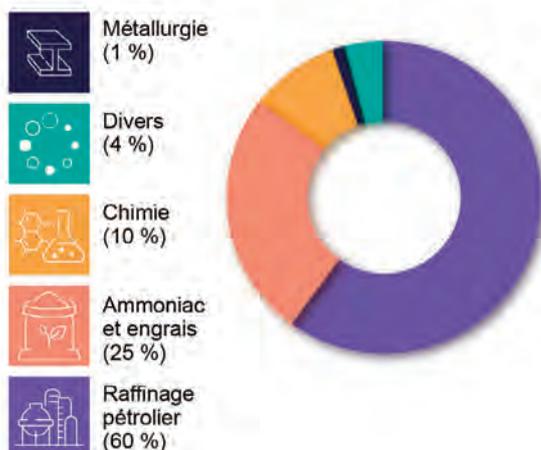


Figure 1. Production et consommation d'hydrogène en France. Source RTE.

La consommation annuelle d'hydrogène à l'horizon 2050 fait l'objet d'une grande variété de scénarios, allant de 1 Mt d'hydrogène vert/jaune (Stratégie nationale Bas Carbone - SNBC- et scénario « de référence » 2020 de RTE<sup>12</sup>) à 3,9 Mt (scénario « trajectoire Hydrogène + » de RTE<sup>13</sup>). Les valeurs les plus élevées correspondent à des scénarios dans lesquels des quantités importantes d'hydrogène seraient employées pour le transport routier et aérien (notamment pour la production de carburants liquides de synthèse) et pour la flexibilité du système électrique<sup>14</sup>.

Pourtant, tout indique que les objectifs fixés ne pourront pas être atteints<sup>15</sup>. À la fin de l'année 2023, la puissance d'électrolyseurs installés n'était que de 0,03 GW, très loin des 6,5 GW fixés pour 2030 (seulement 0,5% de cet objectif). En tenant compte des projets en construction ou ayant reçu une décision finale d'investissement, 0,3 GW de capacités sont atteints (5% de l'objectif)<sup>16</sup> et ce niveau nous place en troisième position en Europe<sup>17</sup>.

Plusieurs raisons expliquent la lenteur de cette dynamique : (i) les longs délais d'instruction européenne des dossiers pour obtenir des aides d'État ; (ii) des problèmes de fiabilité des électrolyseurs et (iii) une demande insuffisante liée au coût de cet hydrogène électrolytique<sup>18</sup>.

### L'hydrogène en Europe<sup>19</sup>.

L'Union Européenne (UE), en particulier sous la pression de l'Allemagne qui voit dans l'hydrogène vert un outil majeur pour défossiliser son énergie et diminuer sa dépendance vis-à-vis du gaz russe, vise une croissance rapide de l'utilisation de l'hydrogène, notamment à travers le pacte vert pour l'industrie<sup>20</sup>. Cependant, les chiffres colossaux proposés à l'horizon 2050 sont peu réalistes. Alors que la consommation européenne est d'environ 10 Mt d'hydrogène, essentiellement gris aujourd'hui, le niveau envisagé à l'horizon 2050 est de 60 Mt d'hydrogène vert/jaune dont 50% seraient produits sur le territoire européen, grâce à la disponibilité de 300 GW de capacités d'électrolyse et à la production/consommation

<sup>12</sup>. RTE. La transition vers un hydrogène bas-carbone. 2020. [Lien](#) ; RTE. Futurs énergétiques. 2021. [Lien](#). Chapitre 9 : le rôle de l'hydrogène et des couplages.

<sup>13</sup>. *Ibid.*

<sup>14</sup>. Il s'agit de la stratégie *power-to-hydrogen-to-power*, qui stocke de l'électricité bas carbone excédentaire (quand la production est supérieure à la consommation) sous forme d'hydrogène produit par électrolyse de l'eau, et qui fournit de l'énergie électrique quand la consommation est supérieure à la production, par oxydation/combustion de l'hydrogène stocké.

<sup>15</sup>. Association France Hydrogène. Baromètre de déploiement de l'hydrogène, janvier 2024.

<sup>16</sup>. Avec 0,2 GW pour un seul électrolyseur ; projet du plus gros électrolyseur actuel porté par Air Liquide.

<sup>17</sup>. Après la Suède (1 397 MW) et l'Allemagne (567 MW).

<sup>18</sup>. Ce coût est dû à 70-80% au coût de l'électricité. Les producteurs considèrent qu'il faudrait un prix de l'électricité inférieur à 40 €/MWh, très inférieur au prix actuel de l'électricité.

<sup>19</sup>. Voir l'encart « [Aperçu des politiques de l'hydrogène de plusieurs pays européens](#) » pour un complément sur le sujet.

<sup>20</sup>. Plans REPowerEU (2020) et Net-Zero Industry.

---

d'environ 1 700 TWh<sup>21</sup> d'électricité bas carbone pour l'électrolyse de l'eau<sup>22</sup>. Les 30 Mt supplémentaires seraient importées de pays hors UE, comme ceux d'Afrique du Nord (Maroc ou Algérie), du Moyen-Orient ou du Golfe Persique (Arabie saoudite) qui disposent notamment d'un potentiel unique de production d'électricité solaire. Ce scénario nécessite évidemment l'installation de capacités d'électrolyse dans ces pays et d'infrastructures de transport de l'hydrogène<sup>23</sup>, toutes inexistantes à l'heure actuelle<sup>24</sup>.

Cette nécessité d'importation est en partie liée à l'arrêt des centrales nucléaires dans certains grands pays de l'UE, comme l'Allemagne et la Belgique, et à l'impossibilité d'assurer la production électrique nécessaire à partir des seuls parcs solaires et éoliens. Il convient néanmoins de remarquer que cette politique conduit, de fait, à remplacer une dépendance vis-à-vis des énergies fossiles par une nouvelle dépendance, vis-à-vis de l'hydrogène. Cette dernière est particulièrement problématique dès lors que l'on considère l'instabilité du contexte géopolitique des pays où l'hydrogène est censé être produit ou à travers lesquels il devrait être transporté. Par ailleurs, cette politique pourrait être qualifiée de nouveau colonialisme.

Cette nouvelle dépendance énergétique qui se profile, tout comme l'ampleur des infrastructures (pipelines et navires transporteurs d'hydrogène) à mettre en œuvre pour créer ce nouveau réseau commercial sont autant de sources de fragilité pour les pays à visée importatrice, et soulignent le caractère nécessaire des politiques de production souveraine d'hydrogène, comme celle suivie par la France<sup>25</sup>.

### L'hydrogène au niveau mondial.

Aujourd'hui, la consommation mondiale d'hydrogène est de l'ordre de 95-100 Mt. Moins de 0,1 % de celle-ci est issue d'énergies bas carbone, ce qui permet d'expliquer qu'elle soit responsable de 2,5 % des émissions mondiales de CO<sub>2</sub> (environ 1 gigatonne (Gt)).

Dans son scénario *Net Zero Emissions* (NZE), l'Agence internationale de l'énergie (AIE) prévoit, à l'horizon 2050, une consommation de près de 500 Mt d'hydrogène, dont 320 Mt d'hydrogène vert/jaune. Cela correspond à une augmentation d'un facteur 3000 au moins par rapport à ce qui est actuellement issu d'énergies bas carbone, ce qui paraît peu réaliste. Le reste serait produit à partir de ressources fossiles avec capture du CO<sub>2</sub> émis<sup>26</sup>.

---

<sup>21</sup>. Cela correspond à une augmentation de 63 % par rapport à la consommation électrique actuelle de l'UE, soit 2 700 TWh.

<sup>22</sup>. En considérant les rendements actuels de l'électrolyse, 1 Mt d'hydrogène requiert environ 55 TWh d'électricité, donc pour 30 Mt il faut 1650-1700 TWh. Par ailleurs, le chiffre de 1 700 TWh correspond à 60% de la consommation électrique européenne, qui est aujourd'hui de 2 800 TWh/an, ce qui impose l'installation massive de nouvelles capacités de production électrique bas carbone pour produire ces 30 Mt d'hydrogène vert/jaune. Enfin, en considérant que 4 % de l'hydrogène actuel est produit par électrolyse (soit 0,4 Mt), passer à 30 Mt revient à multiplier la production d'hydrogène électrolytique par un facteur de 80 en 25 ans !

<sup>23</sup>. Le transport peut se faire par pipeline (hydrogène) ou par bateaux (par exemple après transformation de l'hydrogène en ammoniac).

<sup>24</sup>. 30 Mt correspond aux volumes de gaz importés actuellement mais avec 2/3 d'énergie en moins, en raison de la différence de densité d'énergie volumétrique entre le méthane et l'hydrogène.

<sup>25</sup>. Voir l'encart « [Aperçu des politiques de l'hydrogène de plusieurs pays européens](#) ».

<sup>26</sup>. Castelvocchi D. How the hydrogen revolution can help save the planet. *Nature*. 2022. **611**, 440-443.

### Encart 1<sup>27</sup> : Aperçu des politiques de l'hydrogène de plusieurs pays européens.

On assiste presque partout en Europe à un regain d'intérêt pour la production et la consommation d'hydrogène décarboné. Ce dernier est un élément majeur des stratégies de décarbonation des systèmes énergétiques et des mêmes secteurs consommateurs d'énergie : procédés industriels, chauffage et transport. En juillet 2020, la Commission européenne a publié sa stratégie en matière d'hydrogène. Depuis, de nombreux pays européens ont publié leurs feuilles de route nationales, leurs objectifs et leur prévision d'investissements, le plus souvent à l'horizon 2030.

Nous reprenons ici, en les résumant, les données principales disponibles dans un article publié en 2021 dans la Revue de l'énergie, pour donner suite à une étude menée par les membres de la région Europe du World Energy Council <sup>28</sup>.

Un premier objectif de nombreux pays réside dans l'installation de capacités d'électrolyseurs importantes dès 2030 (Tableau E-1).

	Feuille de route/ stratégie	Objectif en 2030 de capacité des électrolyseurs [GW]	Date de publication
France	(FR Gov, 2020b)	6.5	Sept. 2020
Allemagne	(BMWi, 2020a)	5	Juin 2020
Italie	(MISE, 2020)	5	Nov. 2020
Espagne	(MITECOB, 2020)	4	Juillet 2020
Pays-Bas	(NL Gov, 2020)	3-4	Avril 2020
Suède	–	3 <sup>1</sup>	À paraître
Portugal	(PT Gov, 2020)	2-2.5	Août 2020
Belgique	–	2.2 <sup>2</sup>	À paraître
Pologne	(PL MKIS, 2021)	2	Draft
<b>Union européenne</b>	(CE, 2020a)	<b>40</b>	Juillet 2020

1. La feuille de route est en cours de préparation. L'estimation provient de l'initiative Fossil Free Sweden.

2. L'estimation est citée dans l'étude de FCH JU, 2019, la feuille de route n'a pas encore été publiée.

#### Tableau E-1. Feuilles de route et objectifs à l'horizon 2030 de plusieurs pays européens.

Malgré ces efforts, la décarbonation complète de l'hydrogène n'est prévue qu'à l'horizon 2050 et une part importante (> 80%) de la demande d'hydrogène en Europe sera de l'hydrogène gris (ou, très marginalement, bleu, dans le cas où certaines installations de vaporeformage existantes seraient modernisées avec des équipements de captage de CO<sub>2</sub>) (Figure E-1).

Les politiques s'alignent dans l'effort fait pour développer simultanément production et demande d'hydrogène décarboné selon deux options :

- (1) En créant des « vallées de l'hydrogène » où se développent une demande d'industries à forte intensité énergétique, des capacités de production et des infrastructures locales ;
- (2) En fixant un niveau de mélange hydrogène/gaz dans les réseaux de gaz, comme cela est fait dans certaines feuilles de route, malgré une série d'inconvénients majeurs pour cette voie : (i) une limite de la concentration d'hydrogène (< 10%) due à des problèmes de tolérance technique ; (ii) un appauvrissement du gaz résultant en termes de densité énergétique<sup>29</sup>.

<sup>27</sup>. La Revue de l'Énergie. Importations d'hydrogène décarboné dans l'Union européenne : défis et opportunités. Octobre 2021. Toutes les figures de cet encart proviennent de cette publication.

<sup>28</sup>. *Ibid.*

<sup>29</sup>. La densité énergétique volumétrique de l'hydrogène est inférieure à celle du méthane, constituant principal du gaz naturel.

## HYDROGÈNE

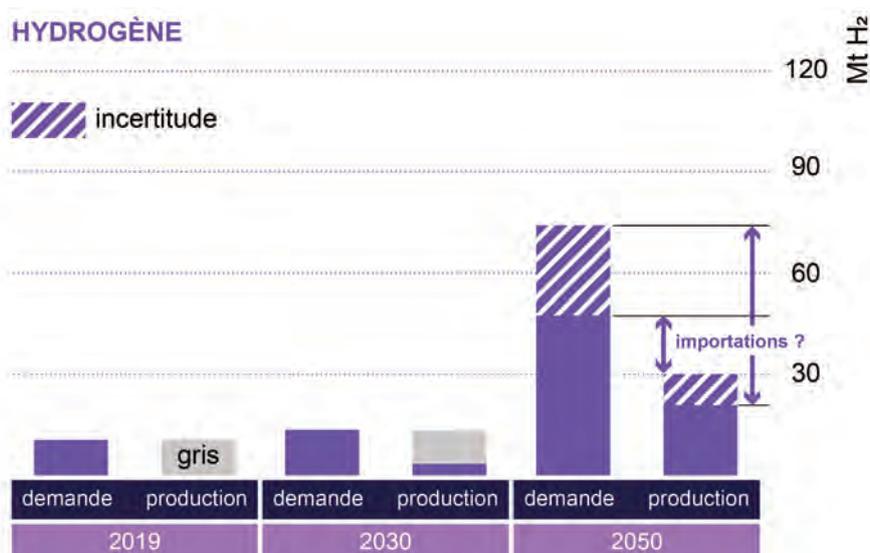


Figure E-1<sup>30</sup>. Demande et production d'hydrogène dans l'UE 2019-2030-2050. Hydrogène décarboné en violet ; hydrogène gris en gris.

La plus grande différence entre pays européens réside dans l'écart entre production et demande (Tableau E-2).

[Mt H <sub>2</sub> ]	2019		2030		2050		Importations [%]
	Demande	Production	Demande	Production	Demande	Production	
Autriche	0.1	0.1	0.2	0.1	0.6 – 1.5	0.2 – 0.4	63% – 71%
Belgique	0.9	0.1	1.1	0.1	2.8 – 3.3	1.8 – 2	35% – 39%
France	0.9	1.0	1.0	1.0	1.1 – 4.5	1.8 – 4	-60% – 12%
Allemagne	1.6	0.4	3.3	0.4	11 – 21	3.2 – 5.5	72% – 74%
Italie	0.5	0.2	0.7	0.2	6 – 8	2.2 – 2.6	64% – 67%
Pays-Bas	1.5	0.2	1.7	0.2	3.9 – 4.7	2.6 – 3	33% – 36%
Pologne	1.0	0.1	1.1	0.1	3.6 – 4	1.5 – 1.8	58% – 56%
Espagne	0.5	0.2	0.6	0.2	2.6 – 3.5	2.9 – 3.9	-12% – -11%
Autres UE	3.1	0.4	3.5	0.4	8 – 9.5	5.1 – 6.3	36% – 33%
<b>Total UE</b>	<b>10.1</b>	<b>2.6</b>	<b>13.2</b>	<b>2.6</b>	<b>40 – 60</b>	<b>21.3 – 29.6</b>	<b>47% – 51%</b>

Tableau E-2. Offre et demande d'hydrogène dans l'UE selon des scénarios de forte demande d'hydrogène, 2019-2030-2050.

Notes : la demande d'hydrogène en 2019 et 2030 est satisfaite à la fois par une production d'hydrogène productrice de carbone et décarbonée. La demande d'hydrogène en 2030 comprend uniquement la production à partir d'électrolyseurs fonctionnant avec des sources décarbonées, tandis que tout l'hydrogène produit en 2050 est décarboné. Les chiffres présentés dans ce tableau ne tiennent pas compte des éventuelles obligations de mélange à l'échelle de l'UE. Les chiffres négatifs des importations représentent les exportations.

<sup>30</sup>. Scénario de développement durable de l'AIE ; La Revue de l'Énergie. Importations d'hydrogène décarboné dans l'Union européenne : défis et opportunités. Octobre 2021.

La grande majorité des pays européens (Allemagne, Belgique, Italie, Pays Bas, Pologne) projettent leur demande d'hydrogène à un niveau très supérieur à celui des quantités produites, l'équilibre entre l'offre et la demande ne pouvant être assuré que par une importation massive d'hydrogène vert, dont il est difficile à ce stade de comprendre d'où il viendra. La France et l'Espagne sont les rares pays dont les feuilles de route appellent à un équilibre et même, dans certains scénarios, à un excès de production permettant des exportations vers les pays où elle fait défaut.

Les coûts de production de l'hydrogène sont comparables d'un pays à l'autre à l'horizon 2050, les plus élevés (de l'ordre de 3 €/kg) pour l'électrolyse assistée par l'éolien terrestre et les plus bas (1,4 €/kg) avec le photovoltaïque en Espagne (Tableau E-3).

		À base de gaz				Électrolyse							
		Vaporeformage du méthane avec CUSC		Pyrolyse		Éolien terrestre		Éolien offshore		Champs photovoltaïques		Nucléaire	
		2030	2050	2030	2050	2030	2050	2030	2050	2030	2050	2030	2050
Autriche	\$/MWh	54	55	87	76	118	90	n.d.	n.d.	136	80	n.d.	n.d.
	\$/kgH <sub>2</sub>	1.8	1.8	2.9	2.5	3.9	3.0	n.d.	n.d.	4.5	2.7	n.d.	n.d.
France	\$/MWh	54	55	85	72	113	87	109	71	116	70	54	69
	\$/kgH <sub>2</sub>	1.8	1.8	2.8	2.4	3.8	2.9	3.6	2.4	3.9	2.3	1.8	2.3
Allemagne	\$/MWh	54	55	87	78	118	90	100	65	148	87	n.d.	n.d.
	\$/kgH <sub>2</sub>	1.8	1.8	2.9	2.6	3.9	3.0	3.3	2.2	4.9	2.9	n.d.	n.d.
Italie	\$/MWh	54	55	89	80	132	100	n.d.	79	90	55	n.d.	n.d.
	\$/kgH <sub>2</sub>	1.8	1.8	3.0	2.7	4.4	3.4	n.d.	2.6	3.0	1.8	n.d.	n.d.
Espagne	\$/MWh	54	55	87	74	109	84	111	76	81	41	n.d.	n.d.
	\$/kgH <sub>2</sub>	1.8	1.8	2.9	2.5	3.7	2.8	3.7	2.5	2.7	1.4	n.d.	n.d.

Tableau E-3. Coûts de production de l'hydrogène pour divers pays à l'horizon 2050.

Notes : ces résultats ne comprennent pas les coûts de transport. Tous les calculs sont basés sur les coûts d'investissement moyens (environ 400 \$/kW en 2050) et non sur les moins chers disponibles (160 \$/kW) afin de refléter le coût moyen de production. Pour l'énergie nucléaire en France, le coût de production de l'hydrogène est inférieur à celui d'un nouveau réacteur, car le calcul ne prend en compte que la production supplémentaire obtenue en augmentant le taux d'utilisation des centrales existantes.

L'article<sup>31</sup> se termine par un chapitre intitulé « profils des pays fournissant les chiffres clé pour l'Autriche, la France, l'Allemagne, l'Italie et l'Espagne.

<sup>31</sup>. La Revue de l'Énergie. Importations d'hydrogène décarboné dans l'Union européenne : défis et opportunités. Octobre 2021.

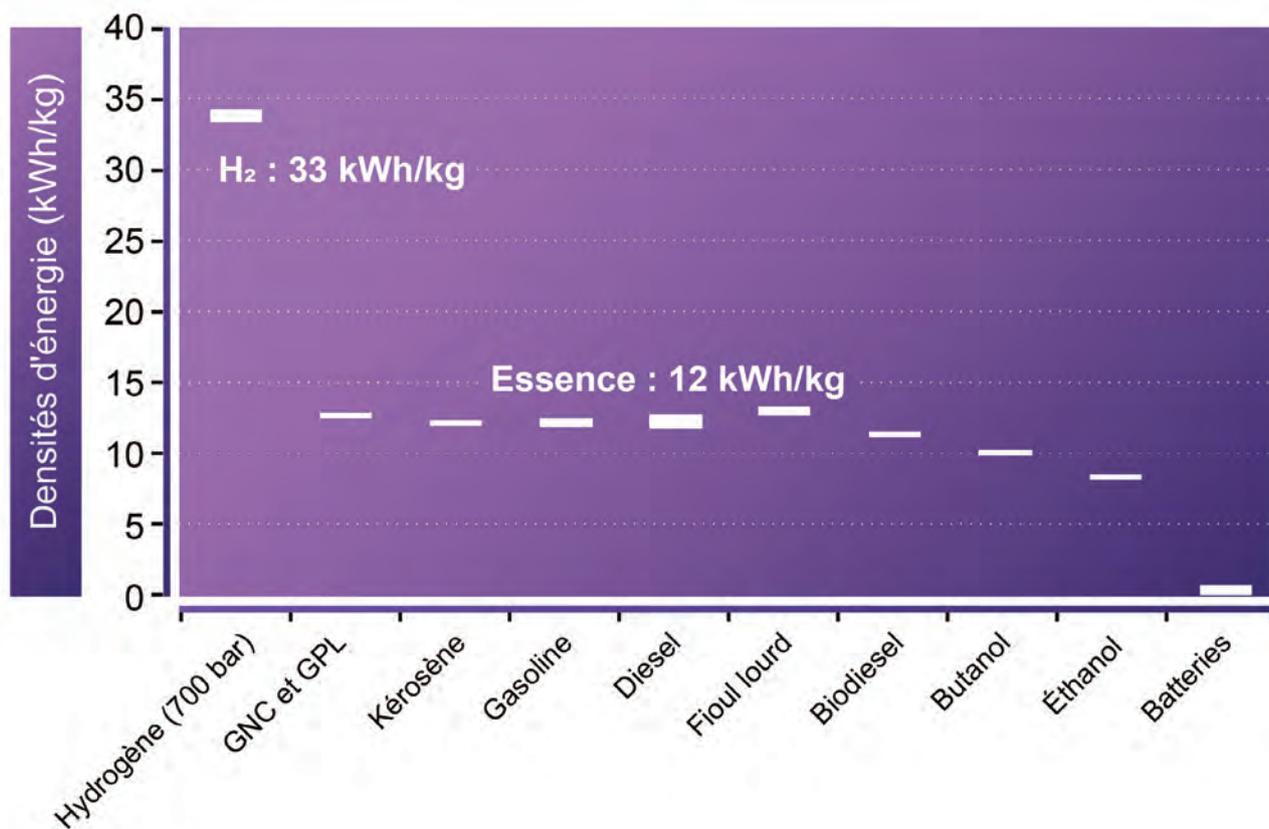


Figure 2. Densités massiques d'énergie.

## 2. Hydrogène : caractéristiques physico-chimiques et implications pour son transport et son stockage.

L'hydrogène, de formule  $H_2$ , est une molécule très riche en énergie, contenue dans la liaison qui lie les deux atomes d'hydrogène. Sa densité énergétique massique est de 33 kWh/kg (ou 120 MJ/kg), soit 2,7 fois celle du pétrole, 2,4 fois celle du gaz et 5 fois celle du charbon (Figure 2). Malheureusement, la densité volumique de ce gaz est faible. Avec une masse volumique de 0,09 g/L à pression atmosphérique et température ambiante, 1 kg d'hydrogène, contenant 33 kWh d'énergie, occupe un volume de 11 000 litres (11  $m^3$ ), à pression atmosphérique, quand la même énergie est contenue dans 3,6 litres de pétrole liquide<sup>32</sup>.

Cette propriété entraîne une conséquence majeure : l'utilisation de l'hydrogène à grande

échelle, son stockage et son transport nécessitent que son volume soit réduit au maximum. Ceci est rendu possible par différents procédés, certains étant déjà matures quand d'autres nécessitent encore un effort de recherche et développement.

Une réduction considérable de volume peut être obtenue par des procédés physiques communément utilisés. Il s'agit, d'une part, de la liquéfaction : l'hydrogène devenu liquide est stockable à très basse température (-253 °C ou 20 K) et possède, dans cet état, une masse volumique de 70 g/L. D'autre part, la compression, à des pressions généralement de 350 ou 700 bar permet d'atteindre des masses volumiques de 23 et 29 g/L, respectivement<sup>33</sup>.

Notons que ces transformations physiques demandent énormément d'énergie<sup>34</sup>. Par ailleurs, le stockage et le transport de

<sup>32</sup>. 1 litre d'essence contient la même énergie que 2 750 litres d'hydrogène gazeux.

<sup>33</sup>. De sorte qu'1 kg d'hydrogène (soit 33 kWh) passe d'un volume de 11 000 litres à l'état gazeux à un volume de 13,6 litres à l'état liquide ou de 23,3 litres à l'état gazeux sous pression de 700 bar.

<sup>34</sup>. La liquéfaction d'un kg d'hydrogène consomme 11,6 kWh (35 % de son contenu énergétique) et la compression d'un kg d'hydrogène consomme 4,9 kWh (soit 15% de son contenu).

l'hydrogène sous ces formes moins volumineuses imposent la mise au point de réservoirs ou conteneurs spécifiques, notamment pour éviter les fuites<sup>35</sup>. Cela passe par le développement de matériaux originaux (métaux, matériaux composites à base de fibres de carbone et de polymères, etc.).

Des procédés chimiques peuvent être également envisagés pour réduire le volume mais, beaucoup moins matures pour le moment, ils font l'objet de recherches intenses. Il s'agit d'exploiter divers types de matériaux capables de fixer et d'accumuler en leur sein des molécules d'hydrogène, puis de les relarguer dans des conditions de température et de pression raisonnables. Il peut s'agir de matériaux poreux (matériaux carbonés, zéolites, *Metal Organic Frameworks* (MOFs), etc.) qui fixent de façon réversible les molécules d'hydrogène par physisorption sur les surfaces des pores par des liaisons faibles, permettant des cinétiques d'adsorption/désorption appropriées. Des capacités gravimétriques supérieures à 6 %<sup>36</sup> ou des capacités volumétriques supérieures à

40 g H<sub>2</sub>/L ne peuvent guère être atteintes pour le moment, et seulement à des températures très basses, ces capacités étant par nature sensibles à la température car les énergies de liaison sont faibles (4-10 kJ/mol H<sub>2</sub>) (Figure 3)<sup>37</sup>. Notons que l'attention portée à ces procédés réside en particulier dans leur plus grande sécurité et leur moindre consommation d'énergie.

Enfin, on peut tirer avantage de matériaux réactifs par chimisorption conduisant, par réaction avec l'hydrogène, à des hydrures (hydrures interstitiels, métalliques comme MgH<sub>2</sub>, complexes comme NaBH<sub>4</sub>, et chimiques comme l'ammonoborane -appelé également borazane-NH<sub>3</sub>BH<sub>3</sub>) relativement stables. L'absorption/désorption des molécules d'hydrogène se fait par dissociation/recombinaison, impliquant des barrières d'activation élevées. Ainsi, si l'on peut atteindre, comme dans le cas de l'ammonoborane (NH<sub>3</sub>BH<sub>3</sub>), des capacités records (20 % en poids et 150 g H<sub>2</sub>/L), ceci n'est possible qu'à des températures très élevées (supérieures à 300°C)<sup>38</sup>. Ces différents matériaux sont bien adaptés au stockage fixe de l'hydrogène. Pour le

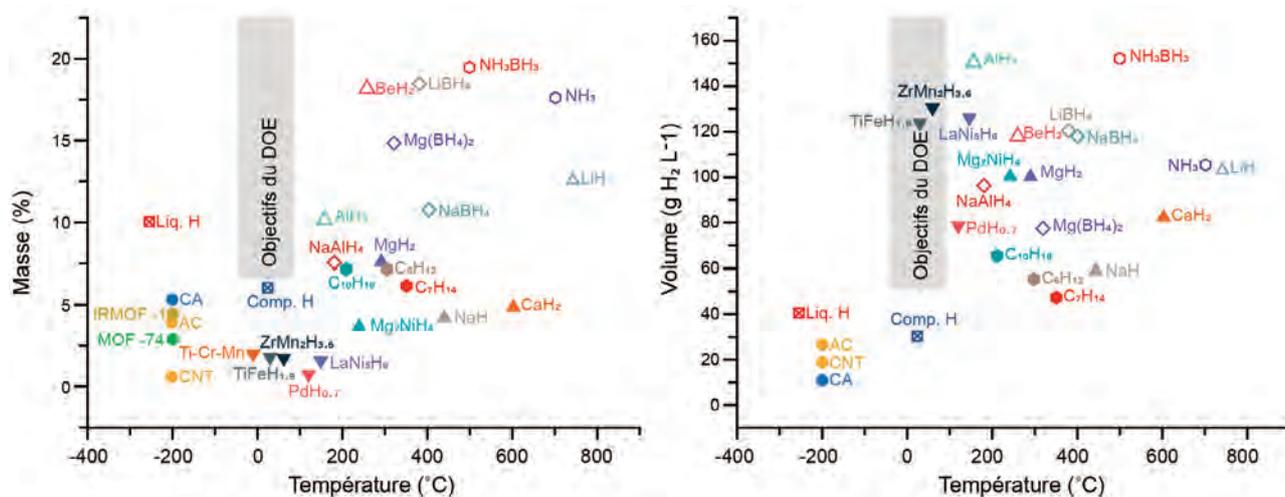


Figure 3<sup>39</sup>. Capacité gravimétrique (% en masse) et capacité volumétrique (g H<sub>2</sub>·L<sup>-1</sup>) de différents matériaux de stockage de l'hydrogène. DOE target : domaines de température et de capacités cibles fixés par le Department Of Energy (DOE) américain.

<sup>35</sup>. La légèreté et la petitesse des molécules d'hydrogène leur permettent de diffuser très rapidement dans l'air mais également à travers des solides.

<sup>36</sup>. Pourcentage massique, ou, autrement dit, capacité gravimétrique.

<sup>37</sup>. Des aérogels de carbone peuvent avoir des capacités gravimétriques de 5,3 % à 77 K mais ces dernières diminuent fortement à plus haute température (par exemple 0,9 % à 298 K). Liu Y, Brown C.M, Neumann D.A. *et al.* Hydrogen Adsorption in MOF-74 Studied by Inelastic Neutron Scattering. *MRS Online Proceedings Library*. 2007. **1041**, 203. <https://doi.org/10.1557/PROC-1041-R02-03>.

<sup>38</sup>. La réaction correspondante est : NH<sub>3</sub>BH<sub>3</sub> (borazane) → 3 H<sub>2</sub> + (NB)<sub>n</sub> (ce dernier est un polymère). Le problème de cette réaction est qu'elle n'est pas réversible.

<sup>39</sup>. Guan D, Wang B, Zhang, J *et al.* Hydrogen society: from present to future. *Energy Env. Sci.* 2023. **16**, 4926-4943.

---

transport (voir ci-dessous), un stockage, réversible également, est envisagé principalement par transformation en ammoniac ( $\text{NH}_3$ )<sup>40</sup>, ou en liquides organiques. Ces derniers, appelés *Liquid Organic Hydrogen Carrier* (LOHC), peuvent en effet stocker ou déstocker de l'hydrogène au travers de cycles d'hydrogénation et déshydrogénation catalytiques<sup>41</sup>.

Pour le moment, même si ces stratégies sont prometteuses, elles sont encore loin de la maturité industrielle : les températures d'utilisation sont trop élevées par rapport aux cibles visées<sup>42</sup> (Figure 3) et les coûts restent très importants. La question des modes de stockage est déterminante pour le transport de l'hydrogène et le développement de la filière hydrogène. Sa résolution impose un soutien sans faille des recherches pour la mise au point de nouveaux matériaux et de nouvelles méthodes de stockage.

### 3. Hydrogène : technologies de production existantes et à venir, et infrastructures nécessaires.

Nous l'avons dit, aujourd'hui plus de 99% de l'hydrogène consommé au niveau mondial est produit à partir de ressources fossiles. L'hydrogène est dit « noir » quand il est obtenu par gazéification du charbon sans captage du  $\text{CO}_2$  émis, « gris » ou « bleu » quand il est obtenu par vaporeformage du gaz naturel<sup>43</sup>, respectivement, sans ou avec captage du  $\text{CO}_2$  émis.

Les plans de décarbonation de la production d'hydrogène visent tous l'objectif d'un passage à l'hydrogène « vert », obtenu par électrolyse de l'eau à partir de sources d'énergie électrique

renouvelable (éolien, solaire, notamment), par reformage du biogaz ou par gazéification de la biomasse. Ce constat appelle deux commentaires.

D'abord, l'utilisation du biogaz ou de la biomasse pour produire de l'hydrogène doit être écartée, en raison des multiples usages déjà attendus pour la biomasse et des limites de son exploitation (compétition avec la production agroalimentaire et gisements insuffisants notamment), comme le Comité de Prospective en énergie de l'Académie des sciences vient de l'analyser dans un rapport récent<sup>44</sup>.

Ensuite, insistons sur le fait que toutes les énergies bas carbone doivent être mobilisées pour rendre l'hydrogène « vert » et faire de celui-ci un vecteur important de décarbonation en France et en Europe. Cela inclut nécessairement le nucléaire, énergie bas carbone par excellence. Ainsi, la distinction entre hydrogène « vert » (produit à partir d'électricité renouvelable exclusivement<sup>45</sup>) et « jaune » (produit également par électrolyse de l'eau mais en incluant l'énergie nucléaire comme énergie bas carbone) n'est pas opérationnelle. En effet, que l'hydrogène soit « vert » ou « jaune », il provient d'un seul et même procédé de synthèse : l'électrolyse de l'eau. Cette distinction est propre à l'Europe et ne fait que traduire le conflit récurrent entre pays pro- et anti-nucléaires en son sein. Dans la suite de ce rapport, par souci de simplification et de cohérence, l'expression **hydrogène vert** désignera tout hydrogène produit par électrolyse de l'eau, et ce, quelle que soit l'énergie électrique bas carbone utilisée. Pour en terminer avec les couleurs de l'hydrogène, citons l'hydrogène « turquoise », obtenu par pyrolyse du méthane sans émissions de  $\text{CO}_2$ <sup>46</sup>, qui a également l'avantage d'être moins coûteux

---

<sup>40</sup>. Grâce à la réaction  $\text{N}_2 + 3\text{H}_2 \leftrightarrow \text{NH}_3$  qui sera discutée plus loin, dans le chapitre relatif au transport de l'hydrogène.

<sup>41</sup>. Par exemple, le toluène, qui peut être hydrogéné en méthylcyclohexane à des pressions (30 bar) et températures (90-150°C) relativement faibles. Le problème, là encore, est que la réaction inverse, la déshydrogénation, qui libère de l'hydrogène, requiert beaucoup d'énergie, donc des températures élevées (>300 °C). Preuster P, Papp C, and Wasserscheid P. Liquid Organic Hydrogen Carriers (LOHCs): Toward a Hydrogen-free Hydrogen Economy. *Acc. Chem. Res.* 2017. **50**, 1, 74-85.

<sup>42</sup>. Le *Department Of Energy* (DOE) des États-Unis fixe comme but des capacités gravimétriques de 10 à 20 % en poids et des capacités volumiques de 60 à 150 g  $\text{H}_2$ /L à température ambiante - Cf. figure 3.

<sup>43</sup>. Réaction catalytique à haute température :  $\text{CH}_4 + 2 \text{H}_2\text{O} \rightarrow \text{CO}_2 + 4 \text{H}_2$ . Ce procédé émet 10 kg de  $\text{CO}_2$  par kg d'hydrogène produit.

<sup>44</sup>. Académie des sciences. Quelles perspectives énergétiques pour la biomasse ? 2024. [Lien](#).

<sup>45</sup>. Ordonnance n° 2021-167 du 17 février 2021 relative à l'hydrogène. [Lien](#).

<sup>46</sup>. Il s'agit d'un procédé thermochimique à haute température :  $\text{CH}_4 \rightarrow 2 \text{H}_2 + \text{carbone solide}$ . Il produit 3 kg de carbone solide par kg d'hydrogène. Ce carbone peut être utilisé comme matériau de construction ou pour l'amendement de sols agricoles, mais il n'est pas absolument certain qu'il y ait un marché important pour un tel matériau.

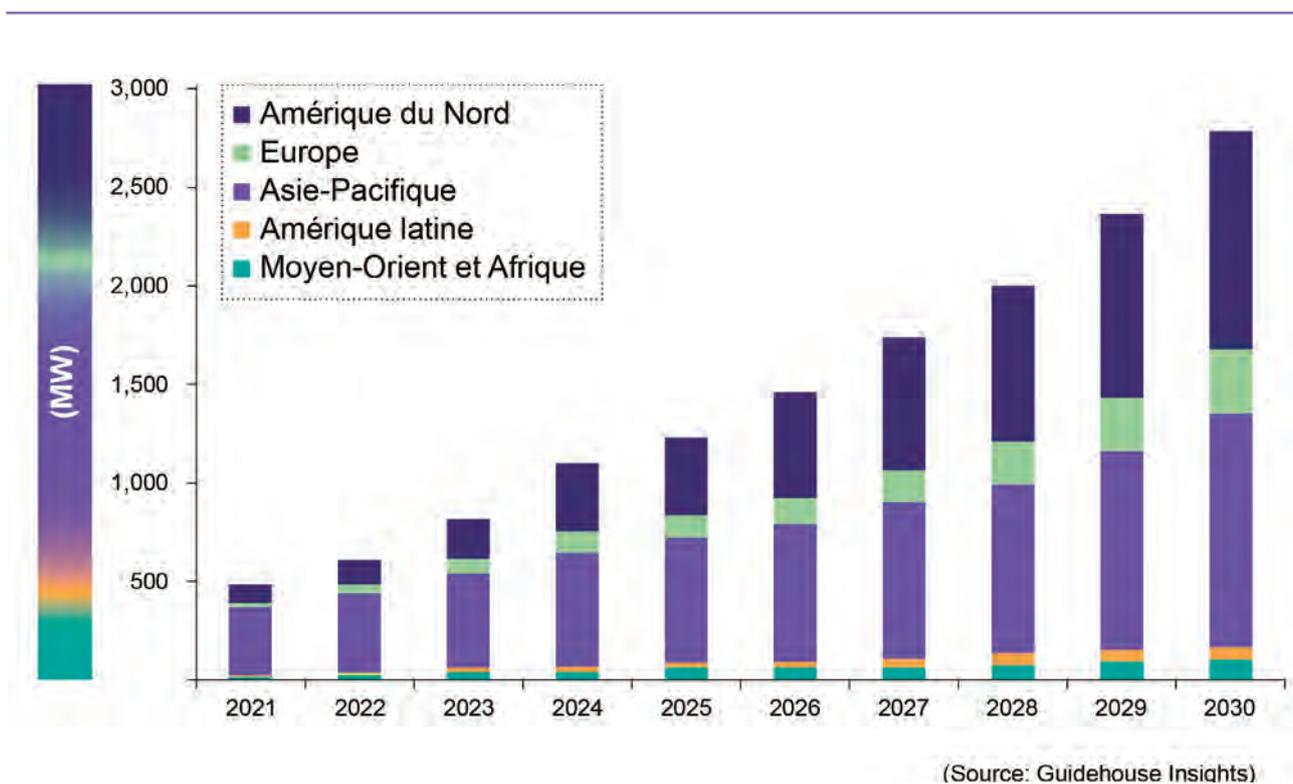


Figure 4<sup>47</sup>. Capacités d'électrolyseurs installées 2021-2030.

en énergie<sup>48</sup> mais qui ne contribuera probablement que marginalement à la production globale d'hydrogène<sup>49</sup>.

L'eau étant une ressource pratiquement infinie et l'énergie à utiliser pouvant être bas carbone, ce bref tour d'horizon révèle que la technologie clé pour le développement d'une filière hydrogène reste l'électrolyse de l'eau. Notons cependant que cette technologie est très énergivore, et, pour cette raison, fait l'objet de toutes les attentions dans de nombreux laboratoires de recherche industriels<sup>50</sup>. En effet, même si l'électrolyse est un procédé bien connu des industriels depuis au moins deux siècles<sup>51</sup>, l'électrolyse de l'eau reste encore limitée par des problèmes technologiques, de faibles rendements énergétiques et des coûts trop élevés, que ce rapport s'attachera à préciser par

la suite. Cela explique pourquoi, malgré des investissements massifs depuis des dizaines d'années, la contribution de l'électrolyse à la production d'hydrogène stagne à quelques % dans les pays les plus développés (elle reste inférieure à 1 % globalement).

Il reste encore beaucoup à faire en termes de recherche et d'innovation avant de pouvoir déployer la production d'hydrogène vert à très grande échelle, qu'il s'agisse de besoins de développement de nouveaux matériaux catalytiques et de nouvelles membranes ou d'amélioration de l'efficacité énergétique et de la durabilité des électrolyseurs.

L'électrolyse de l'eau est réalisée dans un électrolyseur couplé à une source électrique. Celle-ci peut être le réseau électrique lui-même,

<sup>47</sup>. GuideHouse Insights. Market Data: Electrolyzers. Clean Hydrogen Production Technologies: Global Market Forecasts and Analysis. 2022. [Lien](#).

<sup>48</sup>. 10-25 kWh/kg H<sub>2</sub>, à comparer à 55 kWh/kg H<sub>2</sub> vert, avec les meilleurs rendements actuels.

<sup>49</sup>. Des recherches sur la pyrolyse du méthane par plasma thermique sont menées à MINES-ParisTech depuis plus de vingt-cinq ans. Fulcheri L. Production d'hydrogène décarboné : la troisième voie. *Annales des Mines. Responsabilité et Environnement*. Juillet 2020, n°99. [Lien](#).

<sup>50</sup>. D'autres technologies, notamment solaires, sont également à l'étude, mais encore très loin d'avoir le degré de maturité de l'électrolyse pour atteindre une commercialisation à court et même moyen terme, en raison de rendements et de stabilité insuffisants et de coûts élevés. Elles consistent à coupler dans le même dispositif des matériaux semi-conducteurs et des matériaux catalytiques pour réaliser la décomposition de l'eau directement par exposition au rayonnement solaire. Il s'agit par exemple de la photolyse de l'eau, rapportée pour la première fois en 1972 (Fujishima A. and Honda, K. Electrochemical Photolysis of Water at a Semiconductor Electrode. *Nature*. 1972. **238**, 37-38. <https://doi.org/10.1038/238037a0>), ou la photoélectrolyse de l'eau qui se produit dans des photoélectrolyseurs.

<sup>51</sup>. La première électrolyse par courant continu (électrolyse de l'eau) a été réalisée le 2 mai 1800 par deux chimistes britanniques, William Nicholson (1753-1815) et Sir Anthony Carlisle (1768-1842). L'électrolyse de la saumure est utilisée industriellement pour la production de dichlore (Cl<sub>2</sub>). L'hydrogène est d'ailleurs récupéré comme sous-produit de la réaction.

une source de production d'électricité renouvelable (ferme solaire, parc éolien, centrale hydroélectrique), ou encore un site de production d'électricité dédié à la production d'hydrogène. Un électrolyseur est constitué de deux électrodes situées chacune dans un compartiment. Dans le premier, se trouve la cathode à la surface de laquelle s'effectue la réduction catalytique de l'eau en hydrogène et, dans le second, est placée une anode à la surface de laquelle s'effectue l'oxydation de l'eau en oxygène. Ces deux réactions ont lieu quand une source électrique est connectée à l'électrolyseur. Quatre types d'électrolyse peuvent être distingués et sont présentés dans le tableau 1.

La production d'électrolyseurs est un enjeu industriel majeur de souveraineté énergétique, au même titre que la production de batteries et de voitures électriques ou de panneaux solaires et d'éoliennes. Ceci explique les efforts consentis par l'État français et l'UE pour soutenir une filière d'électrolyseurs compétitive. Aujourd'hui, malheureusement, la situation française dans ce secteur est défavorable et inquiétante. La production mondiale d'électrolyseurs est essentiellement dominée par la Chine et les États-Unis et cette situation risque de perdurer, comme la plupart des analyses prospectives le prévoit (Figure 4).

Type d'électrolyse	Avantages	Limites
<b>Électrolyse alcaline</b> <sup>52</sup> Technologie la plus mature et la moins coûteuse, utilisée industriellement depuis longtemps.	Utilise des matériaux d'électrodes abondants et bon marché (acier, nickel, etc.).	Faibles rendements (60-65%). Très sensible aux variations de courant, limitant les possibilités de couplage direct à des sources électriques intermittentes <sup>53</sup> .
<b>Électrolyse à membranes échangeuses de protons</b> <sup>54</sup> Plus récente, cette technologie reste à développer sur le plan industriel.	Fonctionne à faible température (ambiante) et est compatible avec des sources électriques intermittentes.	De nombreux inconvénients en limitent la durabilité : (i) membranes polymères, assurant la neutralité électrique, chères et fragiles ; (ii) milieu acide, responsable de phénomènes de corrosion, impliquant des catalyseurs à base de métaux nobles (platine et iridium), donc chers et peu abondants ; (iii) rendements énergétiques au mieux de 65%.
<b>Électrolyse à haute température et à oxydes solides</b> <sup>55</sup> Technologie la moins mature. La société française Genvia, récemment créée, est l'un des acteurs principaux de ce domaine en France, et vise un électrolyseur de 1 MW en 2026 (produisant 600 kg H <sub>2</sub> /jour).	La haute température (700-950°C), obtenue par couplage avec une source de chaleur, permet d'améliorer les rendements de façon significative (> à 80 %). Catalyseurs utilisés à base de métaux non nobles (nickel, oxydes métalliques).	Les membranes céramiques adaptées à la haute température restent fragiles. Le système supporte mal les variations de température.
<b>Électrolyse à membranes échangeuses d'anions (AEM)</b>	Catalyseurs utilisés à base de métaux non nobles (nickel, oxydes métalliques).	Technologie récente, encore loin de la maturité industrielle <sup>56</sup> .

**Tableau 1. Les quatre types d'électrolyse de l'eau.**

<sup>52</sup>. Le caractère alcalin provient du fait que l'électrolyte est une solution aqueuse de potasse très concentrée (KOH 5-7 mol. L<sup>-1</sup>).

<sup>53</sup>. Il y a plusieurs raisons à cela. L'une découle de l'inertie de ce type d'électrolyseurs, due à la faible mobilité des ions OH<sup>-</sup> en solution et en forte concentration. L'autre est liée au caractère liquide de l'électrolyte qui rend complexe la gestion de la température et des modifications de conductivité en régime de charge variable.

<sup>54</sup>. En anglais : *Proton exchange membrane* ou PEM.

<sup>55</sup>. En anglais : *Solid Oxide Electrolysis Cells* ou SOEC.

<sup>56</sup>. Le polymère (généralement polysulfone) constituant la membrane est porteur de fonctions cationiques (ammonium quaternaire, phosphonium, etc.) qui permettent ainsi le transport des ions hydroxyde OH<sup>-</sup>. Cela permet d'utiliser des catalyseurs moins onéreux qu'en milieu acide. Des catalyseurs à base de nickel (Ni) sont utilisés à la cathode et des oxydes de fer (Fe), Ni, cobalt (Co) à l'anode.

## 4. Hydrogène vert : quelles émissions de CO<sub>2</sub> ?

L'engouement pour l'électrolyse de l'eau en utilisant des sources d'énergie bas carbone, en lieu et place du vaporeformage du gaz naturel, tient à la possibilité de réduire significativement les émissions de CO<sub>2</sub> associées à la production d'hydrogène. Il s'agit alors d'estimer de manière rigoureuse, transparente et opposable, par des méthodologies reconnues telles que les analyses de cycle de vie (ACV), les émissions de CO<sub>2</sub> par unité d'hydrogène produit. Cette analyse est nécessaire sur l'ensemble de la chaîne de valeur et il s'agit de tenir compte des émissions de CO<sub>2</sub> au moment de l'utilisation de l'hydrogène vert, mais également pendant les étapes de production et de fonctionnement des équipements ainsi qu'au cours du transport et du stockage de l'hydrogène. Il convient aussi d'intégrer les contributions des importations associées à la filière hydrogène. Ces différentes étapes sont à l'origine d'un volume d'émissions significatif. Pourtant, aucune analyse globale n'existe à ce jour et il est important que cette lacune soit comblée rapidement.

Notons cependant qu'un certain nombre d'études fiables et convergentes permettent de

quantifier l'avantage de l'hydrogène vert sur l'hydrogène gris, en termes d'émissions de GES pendant la production. Citons, par exemple, l'étude ACV de l'ADEME en 2020<sup>57</sup> qui rappelle (Figure 5) que l'hydrogène vert n'est pas un hydrogène « zéro carbone », contrairement à l'idée qui peut circuler.

La figure 5 montre que le niveau d'émissions de CO<sub>2</sub> dépend de l'empreinte carbone du système électrique. De fait, tout hydrogène produit par électrolyse ne peut pas être qualifié d'hydrogène vert.

Ce niveau peut être très bas (< 1 kg eqCO<sub>2</sub>/kg H<sub>2</sub>) en utilisant de l'énergie nucléaire, éolienne ou hydraulique. Un pays comme la France, doté d'une production électrique très décarbonée, peut produire de l'hydrogène par électrolyse en n'émettant qu'environ 2 kg eqCO<sub>2</sub>/kg H<sub>2</sub>. À l'inverse, la production d'hydrogène par électrolyse dans les pays de l'UE qui utilisent massivement du charbon et du gaz pour la production électrique (Allemagne, Pologne, par exemple) conduit à des niveaux d'émissions (20 kg eqCO<sub>2</sub>/kg H<sub>2</sub>) très largement supérieurs à ceux associés à l'hydrogène gris ! D'ailleurs, les diverses définitions officielles de l'hydrogène vert ne fixent pas le niveau d'émissions de GES à

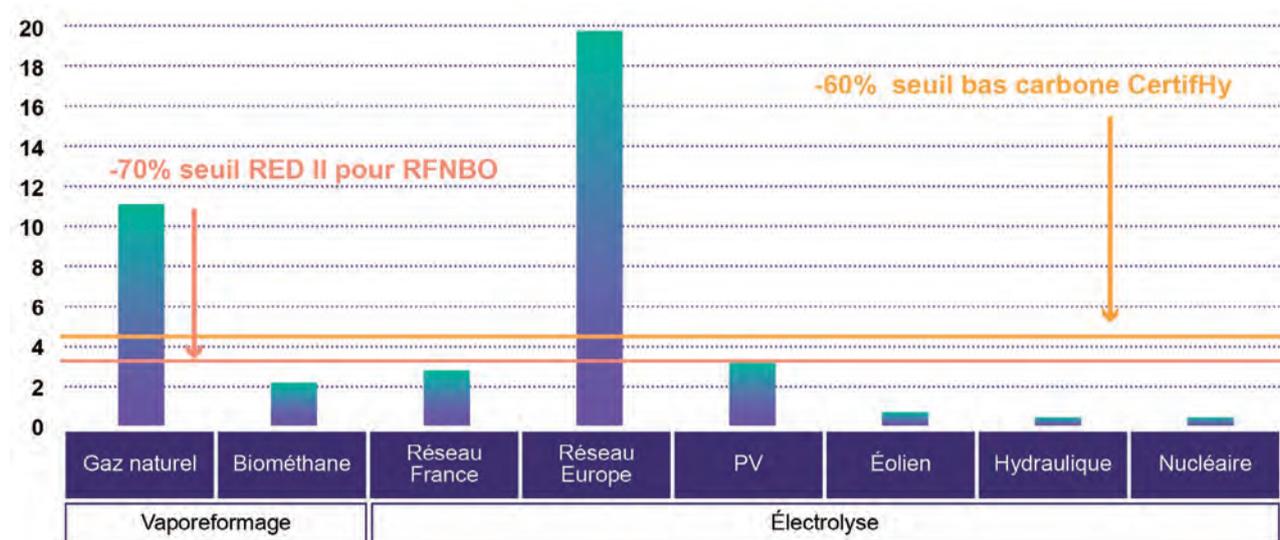


Figure 5<sup>58</sup>. Émissions de GES en ACV de différents moyens de production d'hydrogène (en kg eq CO<sub>2</sub>/kg H<sub>2</sub>)<sup>59</sup>.

<sup>57</sup>. ADEME. Analyse du cycle de vie relative à l'hydrogène. Production d'hydrogène et usage en mobilité légère. Septembre 2020. [Lien](#).

<sup>58</sup>. *Ibid.*

<sup>59</sup>. Avec la capture du CO<sub>2</sub>, les émissions de l'hydrogène gris passent de 10 à 1,5 kg eqCO<sub>2</sub>/kg H<sub>2</sub>.

zéro<sup>60</sup>. Pour bien comprendre cela, attardons-nous sur les deux seuils figurés sur la figure 5 :

- Le premier, issu du projet européen CertifHy28, fixe que tout hydrogène ayant une empreinte carbone diminuée de 60 % par rapport à celle de l'hydrogène produit par la filière classique à partir de gaz fossile (hydrogène gris) est considéré comme bas carbone,
- Le second, défini par la directive européenne sur les énergies renouvelables RED II, a imposé un seuil de réduction d'émissions de GES de 70 % par rapport à l'hydrogène gris pour que l'hydrogène ou les carburants de synthèse puissent être classés comme carburants renouvelables d'origine non-biologique<sup>61</sup>.

Enfin, l'acte délégué sur la taxonomie européenne adopté par les commissaires européens le 22 avril 2021<sup>62</sup> définit les seuils d'émission pour la production d'hydrogène vert à 3,0 kg eqCO<sub>2</sub>/kg H<sub>2</sub>.

## 5. Hydrogène naturel ou natif : quelles ressources ?

### Engouement pour l'hydrogène naturel : effet d'annonce ou espoirs légitimes ?

Les émanations d'hydrogène gazeux en de nombreux endroits de la surface de la Terre sont connues depuis longtemps et laissent anticiper des quantités importantes de ce gaz. Cet hydrogène, dit naturel ou natif et qualifié de « blanc », est particulièrement intéressant car, naturel, il est obtenu sans aucune production parallèle de CO<sub>2</sub>. Ainsi, il suscite un véritable engouement depuis quelques années, dans de nombreux pays, comme l'Australie ou les États-Unis. En France, cela se traduit, par exemple, par la délivrance d'un « permis de recherches de mines d'hydrogène natif » qui concerne 225 km<sup>2</sup> dans les Pyrénées Atlantiques, avec cinq autres projets à l'instruction<sup>63</sup>. Un autre gisement

#### Encart 2 : Hydrogène natif du bassin Carbonifère Lorrain.

La découverte d'un gisement d'hydrogène natif en Lorraine est le fruit d'un travail de R&D intitulé REGALOR pour REssources GAzières de LORraine couvrant la période 2018-2023 entre le Laboratoire GeoRessources (Université de Lorraine/CNRS) et la Française de l'Énergie sur financement mixte État (Pacte Lorraine), Région Grand-Est et FEDER (Fonds européens de développement régional). La collaboration entre le laboratoire GeoRessources et la société Solexperts, sous-traitant du projet REGALOR, a conduit à un dépôt de brevet européen relatif à la création de la sonde SysMoG<sup>TM</sup>, unique au monde, qui permet la mesure des gaz dissous dans l'eau d'un forage profond (jusqu'à 1 500 m)<sup>64</sup>. Cette sonde est associée à un banc analytique de terrain reposant sur les spectroscopies vibrationnelles, FT-IR et Raman, développées au laboratoire GeoRessources. Les estimations de ressources en hydrogène natif ne peuvent pas être faites à partir de mesures en surface. Cette nouvelle possibilité d'obtention d'un profil de concentration en fonction de la profondeur est une avancée pour une telle estimation.

L'utilisation de cette sonde a permis de mettre en évidence l'existence d'hydrogène natif (hydrogène blanc) dans le sous-sol du bassin carbonifère lorrain et d'en établir son profil de concentration. Ainsi, à -1 250 m de profondeur, la teneur en hydrogène exprimée en fraction molaire de la phase gazeuse extraite par la sonde est de l'ordre de 18 %. En appliquant la loi de Henry, cela correspond à une teneur en hydrogène dissous égale à 2,8 mg/L. Le profil linéaire d'évolution de la teneur en hydrogène de -600 à -1 250 m, c'est-à-dire dans la partie supérieure du Carbonifère Lorrain, conduit à imaginer une source profonde<sup>65</sup> et potentiellement importante d'hydrogène.

<sup>60</sup>. Sfen. Hydrogène : comment l'énergie nucléaire peut servir l'ambition française. Avis du 28 avril 2021. [Lien](#).

<sup>61</sup>. En anglais : *Renewable Fuels of Non-Biological Origin* (RFNBOs).

<sup>62</sup>. <https://www.actu-environnement.com/media/pdf/news-37409-acte-delegue-taxonomie-climat-ue>.

<sup>63</sup>. Ministère de la Transition énergétique. Journal officiel du 3 décembre 2023. [Lien](#).

<sup>64</sup>. Helmlinger B, Laurent A, de Donato PH, and Pironon J. SysMoG<sup>TM</sup>, Probe for gas analysis in wells at high depth. European Bureau Patent, N° EP22210240.2 - Avril 2023.

<sup>65</sup>. Deux hypothèses sont retenues à ce jour concernant l'origine de l'hydrogène du bassin carbonifère lorrain : 1) réaction d'oxydo-réduction entre l'eau et des carbonates ferreux (sidérite et ankérite) et 2) maturation thermique du charbon avec une transformation par enfouissement le conduisant d'un état sub-bitumineux au toit du Westphalien à de l'anhracite à sa base. Ces deux mécanismes ne sont possibles qu'à des températures supérieures à 150 - 200°C, soit une profondeur de 5 ou 6 km. La source de l'hydrogène est ainsi probablement très profonde.

---

potentiel, qualifié de « gigantesque » et de « plus grand du monde », en Lorraine a fait grand bruit dans la presse, y compris scientifique<sup>66</sup>, pendant l'été 2023. Restons cependant très prudents avec ce genre d'annonces, en absence de permis de forage et d'exploration plus poussée. Le terme de gisement est par ailleurs inapproprié<sup>67</sup>.

### Ce que l'on sait aujourd'hui de l'hydrogène naturel.

Les mécanismes de synthèse de l'hydrogène naturel commencent à être connus. Il s'agit essentiellement de réactions d'oxydoréduction (serpentinisation) entre des roches contenant des minerais de fer ferreux et de l'eau. Les ions ferreux transfèrent leurs électrons à l'eau produisant de l'hydrogène de façon continue dans la croûte terrestre, à grande profondeur (1 500 à 3 000m). Cette réaction est favorisée par des températures élevées (au-delà de 150°C). L'hydrogène peut également se former par radiolyse et décomposition de l'eau, dans des sites où la radioactivité naturelle est élevée. Petite molécule qui diffuse facilement, l'hydrogène voyage rapidement des sites où il est produit pour migrer, par des failles, jusqu'à la surface où l'on peut l'observer.

### Ce qui reste à évaluer concernant l'hydrogène naturel.

À l'heure actuelle, nous ne disposons pas de suffisamment d'expériences d'exploration et de données pour fournir une évaluation sûre et précise des potentialités mondiales de production d'hydrogène naturel. Même à l'échelle d'un pays comme la France, une telle information n'est pas disponible. Dans ce contexte, et en l'absence de mesures plus nombreuses (nécessitant des permis de forage), la prudence reste de mise.

Pour le moment, il n'y a aucune évidence sérieuse que cet hydrogène, à l'instar du pétrole, existe massivement dans des puits, où il se serait

accumulé depuis des millions d'années. Aujourd'hui, il s'agit essentiellement d'hydrogène « moderne », issu de flux d'origine récente dans le sous-sol et qui diffuse vers la surface de la Terre. Cependant, il existe des lieux où un pourcentage significatif d'hélium est observé en mélange avec l'hydrogène, portant à croire que ces gaz proviennent de réserves anciennes<sup>68</sup>. Cette question de l'existence de flux ou de stocks d'hydrogène naturel est déterminante, aussi bien pour l'évaluation des ressources potentielles que des modes d'extraction de cet hydrogène.

Enfin, il est beaucoup trop tôt pour dire si cette ressource naturelle pourra être exploitée industriellement et à quel coût. Il faut non seulement mettre au point les technologies pour capturer ce gaz très diffusif, en surface ou à plus ou moins grande profondeur mais également pour le purifier. Néanmoins, tout indique que les coûts ne devraient pas dépasser celui de l'hydrogène gris, c'est-à-dire environ 1€/kg H<sub>2</sub>.

Il ne fait pas de doute que l'hydrogène blanc pourrait ouvrir des perspectives fascinantes pour la transition énergétique. Pour qu'elles deviennent réalité, il reste néanmoins un long chemin à parcourir, la première étape étant la détermination précise des volumes accessibles, paramètre clé pour conclure si cette couleur de l'hydrogène jouera un rôle majeur demain dans la défossilisation du système énergétique mondial.

## 6. Hydrogène vert : quelles limites pour sa production et son utilisation ?

### Une production d'hydrogène énergivore et à faible rendement.

L'hydrogène n'est, pour l'instant, qu'un vecteur énergétique. Sa production par électrolyse de l'eau demande des quantités d'énergie électrique importantes, environ sept fois (!) supérieures aux quantités d'énergie thermique nécessaires pour

---

<sup>66</sup>. CNRS le Journal, Août 2023. [Lien](#).

<sup>67</sup>. D'après Larousse, un gisement est un « lieu où un matériel géologique donné s'est accumulé et que l'on peut exploiter en totalité ou en partie ».

<sup>68</sup>. On peut citer l'exemple des puits localisés dans le bassin de l'Amadeus en Australie, où 7 à 8% d'hélium ont été trouvés avec 4% d'hydrogène, et dont l'accumulation daterait d'environ 500 millions d'années. Il semblerait également que l'hydrogène exploité au Mali, permettant de fournir le village voisin en électricité et découvert à la faveur d'un forage de puits pour trouver de l'eau (100m de profondeur), soit issu d'un réservoir.

---

le produire à partir du méthane<sup>69</sup>. Il en découle qu'une utilisation d'hydrogène vert massivement supérieure à celle que nous consommons aujourd'hui, à des niveaux d'au moins 1 Mt et jusqu'à 4 Mt par an, comme cela est proposé dans divers scénarios pour la France (SNBC, RTE), ne pourra être effective qu'à la condition d'ouvrir, en nombre, de nouvelles capacités de production électrique bas carbone (parcs éoliens et solaires, et réacteurs nucléaires) et que ces installations soient opérationnelles d'ici 2050.

Comme nous l'avons déjà indiqué, en raison des rendements faibles des électrolyseurs (hors électrolyse à haute température, non mature industriellement pour le moment), la production d'1 Mt d'hydrogène stocké à 350 bar, contenant une énergie de 33 TWh, nécessite environ 55 TWh. Pour donner un ordre de grandeur<sup>70</sup>, cela correspond à la production annuelle de 5 réacteurs nucléaires de type EPR ou de 8,5 réacteurs nucléaires actuels de 1 GW. RTE note, dans son rapport de 2020, que la production d'1 Mt d'hydrogène par électrolyse n'est pas un enjeu de production électrique car le besoin correspondant en électricité (environ 50 TWh) est équivalent à l'électricité que nous exportons dans les meilleures années<sup>71</sup>. À l'inverse, produire 4 Mt d'hydrogène vert (limite maximale des scénarios), nécessiterait 220 TWh d'électricité, soit l'équivalent de 20 réacteurs EPR, soit un nombre très supérieur à celui qui a été récemment demandé par le gouvernement français à EDF (6 réacteurs + 8 supplémentaires). Ces chiffres montrent clairement qu'il est irréaliste d'envisager beaucoup plus que 1 à 1,5 Mt d'hydrogène vert à l'horizon 2050, dans un contexte où la demande électrique va exploser pour assurer l'électrification du transport, du chauffage et de

procédés industriels. Si la demande était supérieure, la seule solution consisterait à répondre à cette demande par des importations issues de pays producteurs d'hydrogène vert, qui n'existent pas pour l'instant.

La même conclusion découle du calcul de la puissance d'électrolyseurs nécessaire. Le plus grand électrolyseur du monde, mis au point par Air Liquide au Québec et aujourd'hui fonctionnel, produit 8 tonnes d'hydrogène par jour grâce à une puissance nominale de 20 MW (technologie PEM). Un électrolyseur équivalent devrait être mis en fonction en Allemagne en 2024. Il n'en existe pas en France. Pour produire 1 Mt il en faudrait environ 350 en 2050, soit la mise en fonction de 15 installations de ce type par an environ<sup>72</sup>. Il convient de noter qu'Air Liquide travaille sur un électrolyseur alcalin de 200 MW, sans donner toutefois de date pour sa mise en fonctionnement.

### Une production d'hydrogène coûteuse.

Le second problème, identifié depuis longtemps, est celui du coût de production de l'hydrogène vert. C'est évidemment un frein économique sérieux à son développement industriel d'autant que l'écart entre le prix du kg d'hydrogène vert et celui de l'hydrogène gris reste élevé et stable dans le temps (Figure 6). Alors que le second se situe entre 1 et 2 €/kg, le premier est en moyenne 4 fois plus élevé, se situant entre 4 et 8 €/kg, selon la technologie utilisée<sup>73</sup>. Notons que 2/3 environ de ce coût est associée à la consommation d'électricité<sup>74</sup>. C'est ce coût élevé qui explique que la demande d'hydrogène décarboné est actuellement faible, démotivant les efforts des producteurs potentiels<sup>75</sup>.

---

<sup>69</sup>. L'enthalpie de la réaction  $\text{CH}_4 + 2 \text{H}_2\text{O} \rightarrow \text{CO}_2 + 4 \text{H}_2$  est de 165 kJ/mol alors que celle de la réaction  $\text{H}_2\text{O} \rightarrow \frac{1}{2} \text{O}_2 + \text{H}_2$  est 285 kJ/mol.

<sup>70</sup>. Et sans vouloir signifier que la réponse doit être exclusivement nucléaire.

<sup>71</sup>. C'est d'ailleurs notre niveau d'exportation retrouvé en 2023.

<sup>72</sup>. Pour 4 Mt, il en faut 1400 ! Même si la production d'hydrogène vert ne passera pas uniquement par l'utilisation de ces gros électrolyseurs, ces chiffres montrent qu'il est peu réaliste de se donner des objectifs de production dépassant 2 Mt à l'horizon 2050.

<sup>73</sup>. Castelveccchi D. How the hydrogen revolution can help save the planet - and how it can't. *Nature*. 2022, **611**, 440. Ces chiffres convergent avec ceux publiés par l'ADEME, la CRE, l'OPECST (Office parlementaire d'évaluation des choix scientifiques et technologiques) ou RTE.

<sup>74</sup>. Guan D, Wang B, Zhang, J et al. Hydrogen society: from present to future. *Energy Env. Sci.* 2023. **16**, 4926-4943. On obtient ce résultat aussi sur la base d'une efficacité énergétique de l'électrolyseur de 55 kWh/kg H<sub>2</sub> et d'un prix de l'électricité de 0,1 €/kWh, ce qui donne un coût électrique de 5,5 €/kg H<sub>2</sub>.

<sup>75</sup>. Une étude récente du CEA a interrogé 70 industriels européens. Elle montre clairement que la demande actuelle et jusqu'à l'horizon 2030-35 est très en dessous des objectifs de production de l'UE, pour de raisons de coûts trop élevés, l'absence d'infrastructures de transport et le manque d'électrolyseurs grande puissance. Voir : CEA. Dynamique de la demande européenne en hydrogène bas carbone d'ici 2040 : Étude Sisyphé. [Lien](#).

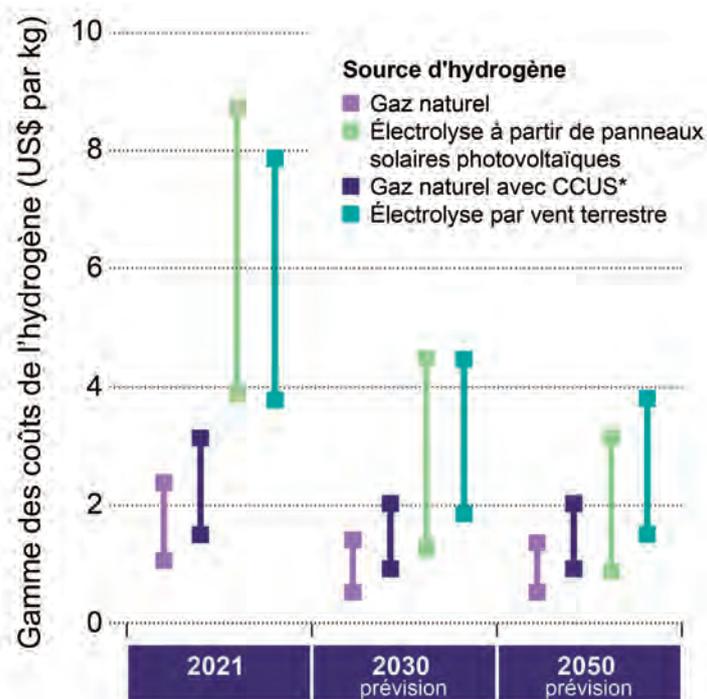


Figure 6<sup>76</sup>. Coût de production de l'hydrogène. CCUS correspond à l'abréviation anglaise pour "captage, stockage et utilisation de CO<sub>2</sub>".

L'amélioration de l'efficacité énergétique des électrolyseurs, le développement de nouveaux matériaux d'électrodes et de nouvelles membranes, et l'effet d'échelle associé à l'installation d'un nombre croissant d'électrolyseurs laissent évidemment espérer une diminution de ce prix. Néanmoins, toutes les études technico-économiques semblent montrer que, malgré un gain net, le coût de production de l'hydrogène vert devrait se situer entre 2 et 4,5 €/kg à l'horizon 2050, même s'il est difficile d'anticiper les évolutions du prix de l'électricité<sup>77</sup>.

## 7. Hydrogène : transport et distribution<sup>78</sup>.

### Les enjeux.

Malgré un accord unanime pour favoriser le rapprochement des sites de production et de consommation afin de limiter les infrastructures coûteuses et complexes de transport de l'hydrogène, certains pays (notamment européens, comme l'Allemagne ou la Belgique) envisagent des importations de grandes

quantités d'hydrogène, et donc son transport à grande échelle et longue distance au niveau du continent ou entre continents<sup>79</sup>. Par ailleurs, au sein d'un pays, la distribution entre stations d'hydrogène et utilisateurs individuels nécessite la mise en place de systèmes d'approvisionnement sûrs et peu coûteux. De ce point de vue, la France, avec son réseau électrique et ses sources pilotables très décarbonées, dispose d'un avantage certain grâce à la production d'énergie nucléaire et d'énergie renouvelable (dont une partie importante est fournie par l'hydraulique), lui permettant de localiser les électrolyseurs là où l'hydrogène est utilisé. À l'inverse, la situation sera moins favorable pour les pays qui ont choisi d'abandonner le nucléaire (et à terme les énergies fossiles) pour s'appuyer sur une production électrique renouvelable (éolien, solaire). En effet, cette production doit être délocalisée sur les sites les plus appropriés (là où il y a ensoleillement et vents réguliers) qui correspondent rarement aux sites de consommation. Ces pays seront ainsi confrontés à une répartition inégale des sources électriques

<sup>76</sup>. Castelvechi D. How the hydrogen revolution can help save the planet - and how it can't. *Nature*. 2022, **611**, 440.

<sup>77</sup>. *Ibid.* ; Le vecteur Hydrogène-2021- Comité de Prospective de la Commission de Régulation de l'Énergie.

<sup>78</sup>. Pour une analyse complète de ce sujet, voir Guan D, Wang B, Zhang, J et al. Hydrogen society: from present to future. *Energy Env. Sci.* 2023. **16**, 4926-4943.

<sup>79</sup>. Voir l'encart « [Aperçu des politiques de l'hydrogène de plusieurs pays européens](#) ».

---

bas carbone et des électrolyseurs. Pour la France, le choix politique pertinent est donc de privilégier la production locale autour de sites industriels<sup>80</sup>.

### Stratégies de transport/distribution les plus pertinentes.

**Pour le transport à longue distance et à grande échelle**, des pays producteurs aux terminaux nationaux des pays importateurs, il faut privilégier, d'une part, les pipelines et, d'autre part, l'ammoniac, les LOHC et l'hydrogène liquide. Tous ces sujets font l'objet d'études technico-économiques approfondies. Les analyses économiques indiquent des coûts de transport à longue distance au moins comparables au coût de production avec des coûts pour le transport intercontinental plus élevés que pour le transport continental<sup>81</sup>. Pour le transport continental, les pipelines d'hydrogène (hydrogénoducs) semblent constituer le moyen le plus économique, mais même si des projets existent, aucun n'est opérationnel. Par ailleurs, il reste beaucoup à faire pour mettre au point de nouveaux matériaux spécifiques au transport de l'hydrogène, qui doivent combiner une forte résistance à la pression et à la fragilisation par l'hydrogène<sup>82</sup>, une capacité à empêcher les fuites et un coût modéré. On peut également réutiliser des pipelines pour gaz naturel, moyennant les adaptations appropriées (gazoducs rétrofités). Enfin, on peut aussi mélanger l'hydrogène au gaz naturel dans les réseaux de transport de gaz, mais dans des proportions limitées (<10%) et exclusivement pour des applications à la production d'énergie ou de chaleur par combustion (il ne s'agit évidemment pas de séparer l'hydrogène du gaz en sortie !).

**Pour le transport intercontinental**, la voie maritime, sous la forme d'hydrogène liquide lui-

même ou d'un composé hydrogéné liquide (vecteur hydrogène chimique) déjà mentionné plus haut, semble la plus économique. Le plus emblématique de ces composés est l'ammoniac, obtenu par réaction catalytique de l'hydrogène avec de l'azote, sous forme liquide et stockable dans des réservoirs<sup>83</sup>. Après transport et distribution, l'ammoniac doit être déshydrogéné (« craqué »)<sup>84</sup> puis purifié. Cette stratégie présente certains avantages sur le plan économique car le coût en capital est moindre que celui de la construction de nouveaux pipelines et les coûts de distribution moindres que ceux d'une distribution de l'hydrogène sous forme liquide. L'ammoniac est en effet utilisé depuis longtemps dans l'industrie et les infrastructures de synthèse sont maîtrisées, amorties et nombreuses. Par ailleurs, le stockage et le transport de l'ammoniac sont simples et abordables. L'ammoniac peut être stocké dans des réservoirs à des températures bien plus élevées que celles nécessaires pour de l'hydrogène liquide (de -33°C à la température ambiante) et sous de faibles pressions (8-10 bar). En revanche, les coûts énergétiques de la synthèse puis de la déshydrogénation de l'ammoniac ne sont pas négligeables.

Le procédé de déshydrogénation, relativement nouveau et encore insuffisamment efficace, consomme entre 10 et 18 % de l'énergie de l'hydrogène. La mise au point de nouveaux catalyseurs et de réacteurs innovants pour diminuer les températures de déshydrogénation, minimiser les coûts et améliorer la maturité du procédé constituent un véritable enjeu de recherche et d'innovation. Il s'agit aussi de ne pas occulter que la toxicité de l'ammoniac questionne la pertinence d'un stockage et d'un transport de quantités massives de ce composé. Notons par ailleurs qu'il n'existe pas actuellement de navires spécifiques pour le transport d'hydrogène à l'exception du *Suiso Frontier*, un prototype

---

<sup>80</sup>. Quatre « hubs » ont été identifiés : Fos-sur-Mer, Dunkerque, Le Havre et la vallée de la chimie, située autour de Lyon.

<sup>81</sup>. Guan D, Wang B, Zhang, J *et al.* Hydrogen society: from present to future. *Energy Env. Sci.* 2023. **16**, 4926-4943.

<sup>82</sup>. Les atomes d'hydrogène étant petits, ils peuvent pénétrer les métaux solides par perméation. Une fois que ces atomes ont été absorbés, cela entraîne un abaissement de la contrainte nécessaire pour initier et propager une fissure, rendant le matériau plus fragile : on parle alors de fragilisation par l'hydrogène.

<sup>83</sup>. L'ammoniac est produit par la réaction  $N_2 + 3 H_2 \rightarrow 2 NH_3$ , donnant de l'ammoniac liquide (température de liquéfaction : - 33°C). Ce liquide est stocké dans des réservoirs légèrement réfrigérés à -33 °C, ce qui facilite son transport.

<sup>84</sup>. Il s'agit de la réaction inverse :  $2 NH_3 \rightarrow N_2 + 3 H_2$ .

---

construit par *Kawasaki Heavy Industries* pour transporter de l'hydrogène sous forme liquide<sup>85</sup>.

**Pour le transport et la distribution à courte distance**, entre les stations d'hydrogène et les utilisateurs finaux, les meilleures solutions sont les réseaux de pipelines d'hydrogène ou les camions (avec des cadres de bouteilles ou des citernes) transportant de l'hydrogène comprimé ou de l'hydrogène liquide, comme on le fait aujourd'hui, ces derniers assurant un débit plus grand.

Nous n'évoquons pas ici le rôle de l'hydrogène dans la décarbonation du transport ferroviaire, qui est déjà très électrifié en France, même s'il est promu dans les projets de la SNCF. En effet, bien que le réseau ferroviaire non-électrifié représente une part significative du réseau ferré national (près de 30 % des voies), le trafic ferroviaire sur les voies non-électrifiées ne représente, en 2022, que 11 % du nombre de trains-km totaux (le nombre de kilomètres effectivement parcourus par des trains)<sup>86</sup>. L'hydrogène n'aura donc qu'une contribution marginale dans le transport ferroviaire futur<sup>87</sup>.

## 8. Hydrogène : enjeux de sécurité actuels et à venir de son utilisation.

L'utilisation de l'hydrogène, en dehors du cadre industriel dans lequel il est aujourd'hui employé avec des protocoles règlementés, pose des problèmes de sécurité en raison des risques de feux, d'incendies et d'explosions. La généralisation du stockage de l'électricité dans des batteries soulève elle aussi des problèmes du même ordre car les batteries peuvent générer des gaz inflammables à l'origine de feux ou d'explosions, et l'hydrogène peut induire des scénarios aux conséquences plus graves dues aux propriétés spécifiques de cette molécule. En 2021, le Bureau d'analyse des risques et pollutions industriels (BARPI) résumait quelques caractéristiques de l'hydrogène et, entre autres, les conséquences potentielles en termes

d'accidents dans des applications de type transport.

Ces caractéristiques sont les suivantes :

- Étant donné sa petite taille, la molécule d'hydrogène est plus à même de fuir que tous les autres gaz. De plus, l'hydrogène fragilise les métaux, augmentant les risques de rupture des réservoirs et la probabilité de fuites,
- En présence d'air, l'hydrogène s'allume très facilement, dans une gamme de compositions et de températures très large, avec des énergies d'allumage très faibles. Une étincelle issue par exemple d'une décharge électrostatique peut suffire à allumer un mélange d'hydrogène et d'air,
- Les flammes d'hydrogène sont typiquement dix fois plus rapides que les flammes associées aux autres combustibles,
- L'hydrogène accumulé dans un lieu confiné peut donner lieu à des explosions violentes et dans certains cas, si les conditions sont réunies, l'explosion peut conduire à une détonation<sup>88</sup>.

Bien sûr, les autres combustibles, gazeux ou liquides, posent également des problèmes du même type, certes maîtrisés avec succès depuis longtemps grâce à des réglementations adaptées. Mais, dans le cas de l'hydrogène, les difficultés sont plus élevées :

- Le domaine d'inflammabilité de l'hydrogène, exprimé en fractions volumiques, s'étend de 4 à 75%, domaine bien plus large que celui du méthane (5 à 15%), du propane (2,1 à 9,5%) ou d'autres alcanes gazeux ;
- L'énergie d'allumage minimale pour les mélanges hydrogène/air est très réduite (0,02 mJ contre 0,20 mJ pour des vapeurs d'essence et 0,29 mJ pour du gaz naturel). À la pression ambiante, la température minimale d'auto-inflammation est d'environ 520°C, qui est un peu supérieure à celle de gaz comme le méthane (455°C), le propane

---

<sup>85</sup>. Le *Suiso Frontier* est le premier navire transporteur d'hydrogène liquide au monde. Construit par la société *Kawasaki Heavy Industries*, ce prototype mis en service en 2019, pour évaluer les problèmes techniques associés au transport d'hydrogène sous forme liquide, a permis une fois, en 2022, de transporter 55t d'hydrogène entre l'Australie et le Japon. Cependant, une vanne défectueuse a provoqué une fuite et une inflammation du gaz, mais sans qu'il y ait propagation du feu. Le navire, qui était alors à quai à Port Hastings en Australie, a pu livrer sa cargaison en rejoignant le port de Kobe au Japon.

<sup>86</sup>. Autorité de régulation des transports. Le marché français du transport ferroviaire en 2022. Rapport de décembre 2023. [Lien](#).

<sup>87</sup>. La consommation électrique du transport ferroviaire est actuellement de 10 TWh.

<sup>88</sup>. Il y a une détonation lorsque le front de flamme dépasse la vitesse du son des gaz brûlés, ce qui engendre une onde de choc.

(450°C) et nettement plus grande que celle de l'essence (230°C) ou du diesel (210°C).

- L'épaisseur de coincement (taille des mailles de grilles servant à stopper la progression d'une flamme dans un conduit) est nettement plus faible pour les flammes d'hydrogène et d'air que celles des autres gaz combustibles et, de ce fait, la propagation des déflagrations d'hydrogène et leur progression sont plus difficiles à arrêter que celle des flammes d'hydrocarbures.

D'une façon générale, l'hydrogène est plus difficile à contrôler que les combustibles hydrocarbonés et la sécurité des applications de l'hydrogène en dehors d'un cadre industriel strict est plus difficile à garantir. L'extension, par exemple, aux domaines du transport ou du chauffage, pourrait devenir une question critique et une source de limitation d'utilisation de l'hydrogène s'il était déployé de façon massive. La figure 7 schématise les deux scénarios de

base associés à une fuite d'hydrogène comme il peut s'en produire partout où ce gaz est stocké, transporté ou utilisé, c'est-à-dire dans les réservoirs, les conduits, les vannes, les moteurs, les piles à combustible, etc. Cette fuite peut conduire à un allumage immédiat (Figure 7 gauche) et donc à une flamme, qui peut être très longue (plusieurs mètres), très chaude (les températures de combustion sont plus élevées), très puissante et quasiment invisible, donc difficilement détectable.

Les applications prévues pour l'hydrogène conduisent à l'employer dans des conditions nouvelles et critiques potentiellement dangereuses. Par exemple, l'utilisation de réservoirs haute pression (700 bar) dans les voitures pose des problèmes spécifiques : à ces pressions, la probabilité est grande qu'une fuite d'hydrogène conduise à un auto-allumage (en absence d'étincelle) et c'est ce qui s'est probablement produit dans une station-service

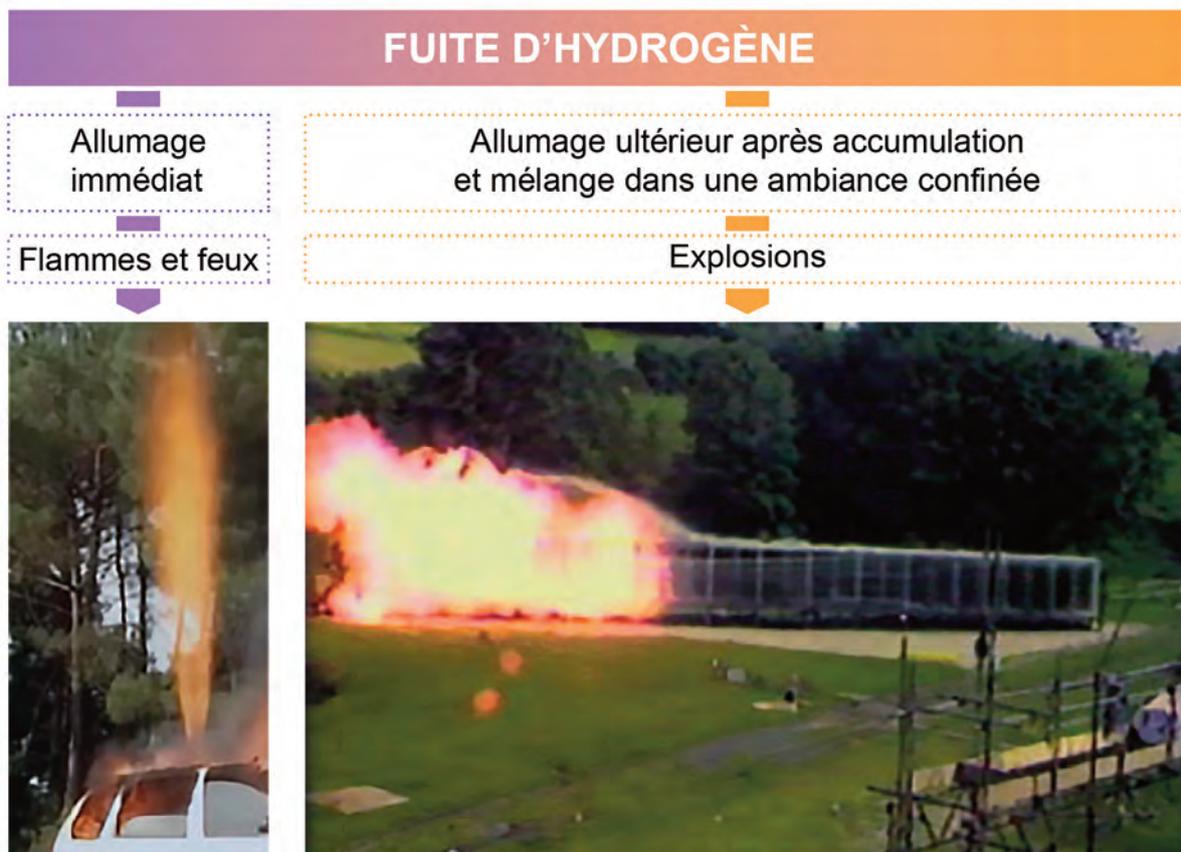
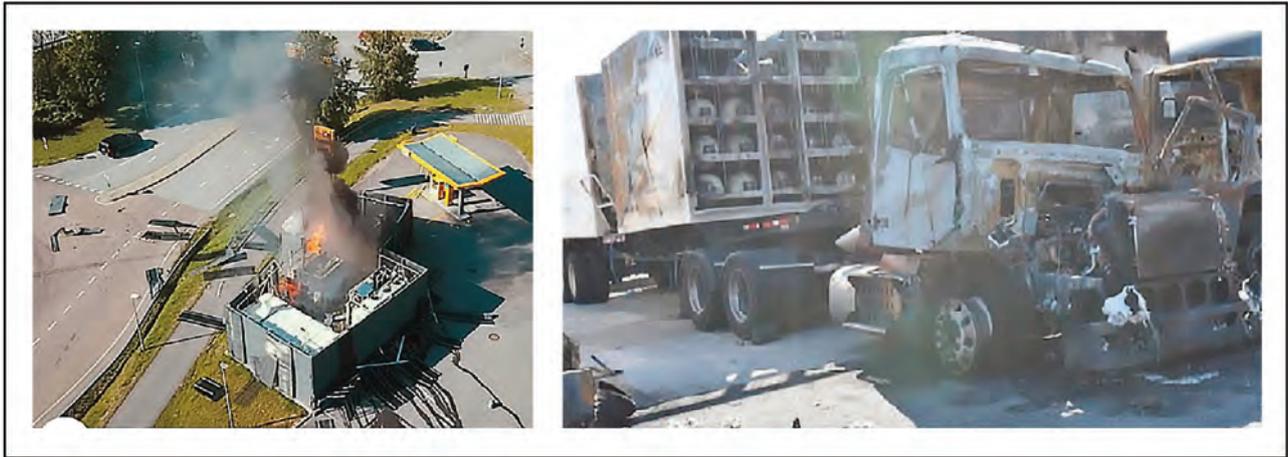


Figure 7<sup>89</sup>. Les deux scénarios sécurité combustion pour une fuite de gaz. Gauche : flamme d'hydrogène ancrée sur un réservoir haute pression d'hydrogène. Droite : explosion se propageant dans un canal de section rectangulaire.

<sup>89</sup>. [www.dnv.com/spotheadam](http://www.dnv.com/spotheadam).



**Figure 8<sup>90</sup>. Exemples d'accidents récents liés au déploiement de l'hydrogène.** Gauche : station-service en Norvège (10 juin 2019). Droite : camions de transport en Californie sur site de production d'hydrogène (1 juin 2019).

en Norvège en 2019 (Figure 8 gauche). De façon générale, le transfert d'hydrogène à des pressions élevées est délicat et toute erreur de manipulation, par exemple au moment du remplissage des réservoirs, peut mener à des feux avec des effets destructeurs (Figure 8 droite).

Les feux ne sont pas la conséquence la plus inquiétante d'une fuite d'hydrogène. Le véritable danger provient d'une fuite d'hydrogène se mélangeant pendant un temps assez long avec l'air d'un bâtiment, par exemple, avant qu'un allumage ait lieu dans un deuxième temps (Figure 7 droite). Dans ce cas, cela déclenche une explosion qui peut être une déflagration où la flamme avance à quelques m/s, brûle tout sur son passage, avec des variations de pressions faibles (1,01 à 1,05 bar) qui ne détruisent pas les murs du bâtiment. Toutefois, ces explosions peuvent aussi évoluer vers des détonations, qui se propagent à des vitesses plus élevées (supérieures à 2 km/s) et conduisent à de fortes augmentations de pression (100 à 150 bar), pouvant tout détruire sur leur passage. On parle alors de transition de la déflagration vers la détonation (DDT). L'hydrogène détone facilement mais il reste difficile de savoir si une fuite dans une configuration donnée va mener ou non à une détonation. Il s'agit là d'un des problèmes fondamentaux encore non résolus par la communauté des spécialistes de la combustion.

Enfin, citons deux autres domaines où la sécurité va devenir un sujet critique :

- (1) L'emploi de l'hydrogène liquide à 20K envisagé, par exemple, pour le stockage dans les avions. La compréhension des scénarios « combustion » dans le cas de fuites d'hydrogène liquide reste parcellaire.
- (2) L'utilisation conjointe d'hydrogène et d'oxygène notamment pour la production de chaleur décarbonée dans l'industrie (ciment, acier, verre, etc.). Comme seule la combustion à l'oxygène permet d'atteindre les températures élevées nécessaires à la mise en œuvre de certains procédés, le passage à des systèmes hydrogène/oxygène va devenir obligatoire. Là encore, même dans un cadre industriel, manipuler de grandes quantités de ces deux gaz posera des problèmes de sécurité, bien connus dans le domaine de la propulsion par fusée (Ariane 5 et 6 utilisent des moteurs alimentés en ergols cryotechniques oxygène et hydrogène) mais dont la transposition à d'autres applications ne sera pas triviale. Pour cette raison, l'industrie devrait aussi déployer de nouveaux fours électriques capables d'atteindre des valeurs de température aussi élevées que possibles, nécessaires à certains procédés industriels.

<sup>90</sup>. <https://www.h2-mobile.fr/actus/incendie-station-hydrogene-norvege-que-sest-il-passe/>; [https://h2tools.org/sites/default/files/2021-06/AP\\_Santa\\_Clara\\_Incident\\_Review\\_Report\\_Rev1.pdf](https://h2tools.org/sites/default/files/2021-06/AP_Santa_Clara_Incident_Review_Report_Rev1.pdf).

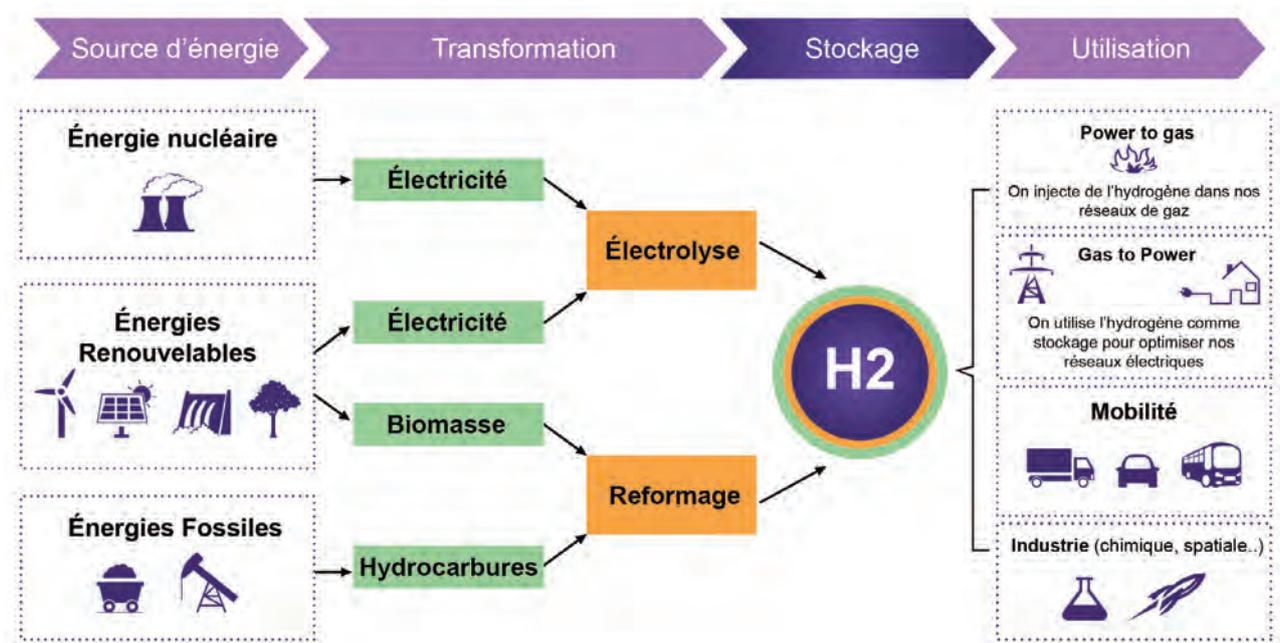


Figure 9. Perspectives à moyen terme pour la filière hydrogène.

Le déploiement plus large de l'hydrogène dans la société devrait donc s'appuyer sur des réglementations strictes, dont une partie reste à concevoir. Il n'y a pas, par exemple, de réglementation sur la sécurité hydrogène dans un avion ou dans un aéroport. Ces réglementations sont impossibles à définir aujourd'hui avec précision car la connaissance fondamentale des mécanismes contrôlant les feux ou les explosions d'hydrogène est incomplète. Des connaissances scientifiques accrues dans ce domaine sont indispensables pour définir des applications sûres de l'hydrogène en évitant que le coût entraîné par les protocoles et les systèmes de sécurité soit incompatible avec ces applications. Le sujet de la « sécurité combustion » devrait être considéré très tôt pour toutes les applications liées à l'hydrogène.

## 9. Hydrogène décarboné : les usages potentiels.

Comme nous l'avons vu (Figure 1), la France consomme actuellement environ 0,9 Mt d'hydrogène, essentiellement gris, pour des usages majoritairement industriels : raffinage du

pétrole, synthèse d'ammoniac (engrais) et industrie chimique (synthèse du méthanol, par exemple). Tous les scénarios 2050 élargissent, avec des proportions variables, ces usages de l'hydrogène, désormais vert<sup>91</sup>, à d'autres secteurs, notamment ceux du transport, du chauffage (« *power-to-gas* » pour la production de chaleur) et de la flexibilité électrique inter saisonnière (« *gas-to-power* ») (Figure 9).

Dans ce rapport, le choix a été fait de ne pas traiter de la stratégie « *power-to-gas* », qui consiste à utiliser l'hydrogène pour la production de chaleur, notamment dans l'habitat et le tertiaire, à travers son injection dans les réseaux de gaz. En effet, cette utilisation de l'hydrogène ne devrait pas faire partie des priorités de la filière hydrogène de demain<sup>92</sup>, étant donné, d'une part, de la perte de densité énergétique volumique et du coût de ce combustible, et, d'autre part, des avantages de l'électrification du chauffage qui connaît une dynamique favorable, avec les pompes à chaleur par exemple.

Notamment proposée comme solution au stockage d'énergie inter saisonnier et comme mécanisme de flexibilité pour équilibrer la

<sup>91</sup>. Le cas de l'hydrogène blanc, ou naturel ou encore natif, n'est pas considéré ici car, comme nous l'avons montré plus haut, tout reste à découvrir concernant les possibilités offertes par cette source d'énergie primaire.

<sup>92</sup>. Académie des technologies. Rôle de l'hydrogène dans une économie décarbonée. 2020. [Lien](#).

demande et l'offre électrique, la stratégie « *gas-to-power* » est également problématique. L'électrolyse de l'eau permet de transformer de l'électricité renouvelable, pendant les périodes où elle est produite en excès (notamment en été), en hydrogène, stockable sur plusieurs mois. Cet hydrogène peut, dans un deuxième temps, lorsque la production d'électricité renouvelable vient à manquer (notamment en hiver), être transformé en électricité au moyen de piles à hydrogène<sup>93</sup> couplées au réseau électrique<sup>94</sup>. La quantité d'électricité à stocker sous forme d'hydrogène sur une année dépend évidemment du niveau de consommation totale d'électricité d'un pays et de la part d'énergies intermittentes. Une étude récente<sup>95</sup>, en accord avec les analyses de RTE<sup>96</sup>, montre que cette quantité peut monter, dans un scénario français consommant 750 TWh d'électricité avec 50 % de production nucléaire, à plus de 40 TWh. L'inconvénient majeur de toute la chaîne « *power-to-H<sub>2</sub>-to-power* » est son très faible rendement

énergétique, qui est de l'ordre de 25 à 30 %<sup>97</sup> (Figure 10), soit environ 14 kWh en sortie pour 60 kWh en entrée<sup>98</sup>. Pour les 40 TWh, à stocker sous forme d'hydrogène, seule une dizaine de TWh pourrait être redonnée au réseau, auquel il manquerait 30 TWh. Pour compléter, il faudrait pouvoir compter sur des sources d'énergie électrique pilotables supplémentaires, ou bien multiplier par un facteur de l'ordre de 3,5 les capacités de production intermittentes et les capacités d'électrolyse correspondantes.

Néanmoins, ces difficultés ne doivent pas totalement exclure l'utilisation, à une échelle raisonnable, de l'hydrogène pour contribuer à la flexibilité du système électrique, faute d'autres mécanismes pour le stockage inter-saisonnier de longue durée. Le bon équilibre sera assuré en partie par une dépendance limitée de ce système électrique aux sources intermittentes qui sont responsables de besoins élevés de stockage.

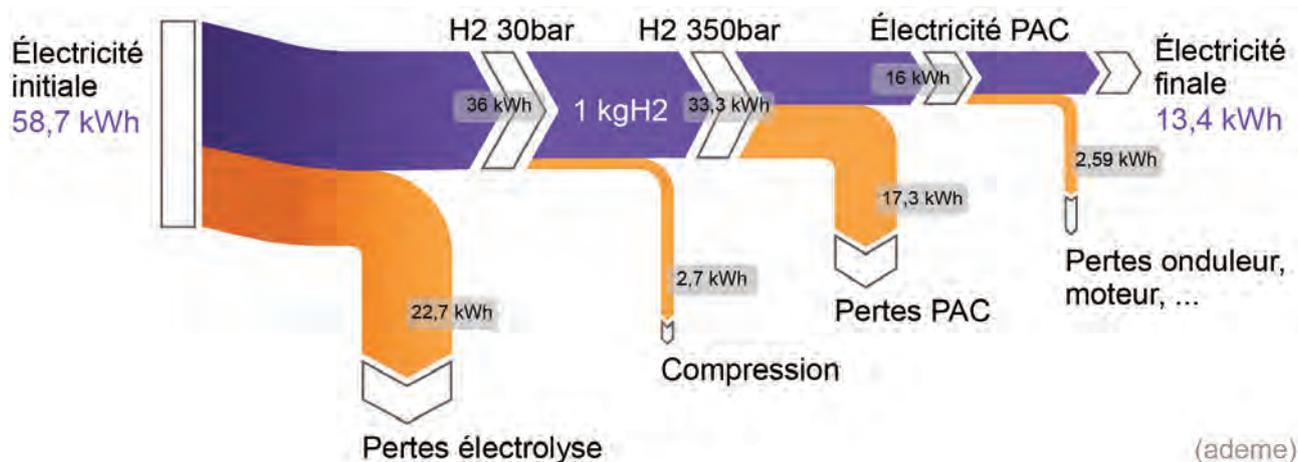


Figure 10<sup>99</sup>. Pertes énergétiques le long de la chaîne « *power-to-hydrogen-to-power* ». Les énergies exprimées en kWh correspondent à la mise en œuvre d'un kg d'hydrogène vert (issu de l'électrolyse de l'eau).

<sup>93</sup>. Les piles à hydrogène sont des dispositifs électrochimiques qui fonctionnent à l'inverse des électrolyseurs, c'est-à-dire qu'elles réalisent la réaction  $2 H_2 + O_2 \rightarrow 2 H_2O$  qui produit de l'électricité : à l'anode,  $H_2$  est oxydé en eau et les électrons générés à ce niveau sont mis en circulation dans le réseau électrique pour rejoindre la cathode où  $O_2$  est réduit en  $H_2O$ . Les rendements sont limités (environ 50 %).

<sup>94</sup>. On exclut un passage au méthane par réaction de méthanation ( $CO_2 + H_2 \rightarrow CH_4 + 2 H_2O$ ) en raison d'une dégradation significative du rendement énergétique. Fontecave M. et Grand D. Stockage d'énergie : les rendements problématiques de la filière *Power-to-Gas-to-Power*. *Science et pseudo-sciences* n°340, avril/juin 2022. [Lien](#).

<sup>95</sup>. Fontecave M. et Grand D. Les scénarios énergétiques à l'épreuve du stockage des énergies intermittentes. *Comptes rendus - Chimie*. 2021, 24 :331-50. [Lien](#).

<sup>96</sup>. RTE. Futurs énergétiques. 2021. [Lien](#).

<sup>97</sup>. Une valeur estimée, par exemple, dans une étude de l'ADEME, voir : ADEME. Rendement de la chaîne hydrogène – le cas du « *power-to-H<sub>2</sub>-to-power* ». Fiche technique, Janvier 2020. [Lien](#).

<sup>98</sup>. Avec de tels rendements, convertir de l'hydrogène, produit par un procédé consommant de l'électricité, en électricité est absurde.

<sup>99</sup>. ADEME. Rendement de la chaîne hydrogène – le cas du « *power-to-H<sub>2</sub>-to-power* ». Fiche technique, Janvier 2020. [Lien](#).

---

Ainsi, les priorités de l'usage de l'hydrogène devraient être données, en tout cas à court terme, à l'industrie et à la mobilité.

### Hydrogène et industrie.

La priorité réside, tout simplement, dans le remplacement de l'hydrogène gris par l'hydrogène vert pour les usages actuels du secteur industriel. Il est probable, en effet, que le pétrole sera en partie encore utilisé en 2050, notamment pour les domaines non électrifiables, pour lesquels les carburants liquides alternatifs ne seront pas disponibles en quantité suffisante. Une partie de l'hydrogène continuera donc à être nécessaire pour le raffinage de ce pétrole résiduel. De même, les composés chimiques essentiels, comme le méthanol et l'ammoniac, continueront à être produits par l'industrie chimique et donc à nécessiter de l'hydrogène. Le besoin en hydrogène correspondant peut être estimé à 0,4 Mt.

Le second enjeu de l'industrie est d'hydrogéner des procédés très émetteurs de CO<sub>2</sub> et non électrifiables, notamment la production d'acier et de ciment. Dans le premier cas, il s'agit d'utiliser l'hydrogène<sup>100</sup>, à la place du charbon<sup>101</sup> pour réduire l'oxyde de fer naturel en fer métallique. Évidemment, pour passer à l'échelle industrielle requise, et considérant l'état de maturité insuffisant de ce nouveau procédé, des développements industriels restent nécessaires et de tels travaux sont effectivement engagés par les entreprises sidérurgiques, comme Arcelor Mittal. Le besoin peut être estimé à 0,75 Mt d'hydrogène vert sur la base d'une production nationale de 14 Mt d'acier<sup>102</sup>.

La production de ciment est également très émettrice de CO<sub>2</sub><sup>103</sup>. Les principaux contributeurs à ces émissions sont, d'une part, le besoin très important de chaleur et d'autre part la nature même de la réaction de calcination du calcaire ( $\text{CaCO}_3 \rightarrow \text{CaO} + \text{CO}_2$ ), par laquelle on extrait le carbone du minerai sous forme de CO<sub>2</sub><sup>104</sup>. De nombreux cimentiers (Vicat, Lafarge) se sont engagés à décarboner leurs procédés, notamment en utilisant de l'hydrogène vert. Si celui-ci peut être exploité pour la production de chaleur<sup>105</sup>, il est plus communément envisagé de capter le CO<sub>2</sub> émis par les cimenteries et de le combiner à l'hydrogène produit sur site par des électrolyseurs (par exemple, projet Hynovi de Vicat et Hynamics) pour fabriquer du méthanol bas carbone ( $\text{CO}_2 + 3 \text{H}_2 \rightarrow \text{CH}_3\text{OH} + \text{H}_2\text{O}$ ). Sur la base d'un niveau d'émissions de 12 Mt de CO<sub>2</sub> en France associées à la production de ciment, le besoin en hydrogène correspondant peut être estimé à **0,85 Mt**.

### Hydrogène et mobilité.

La possibilité d'un développement de la voiture individuelle à hydrogène est souvent évoquée, dans la mesure où de tels véhicules (tout comme des bus à hydrogène) circulent déjà, grâce à la mise au point de piles à hydrogène et de réservoirs d'hydrogène adaptés.

Cependant, l'explosion du marché du véhicule électrique à batterie, en France et dans le monde, laisse présager que celui-ci a irrévocablement gagné la compétition avec le véhicule à hydrogène. Les avantages de ce dernier résident dans l'autonomie et la vitesse de remplissage du réservoir, qui ne parviennent pas

---

<sup>100</sup>. La réaction est  $\text{Fe}_2\text{O}_3 + 3 \text{H}_2 \rightarrow 2 \text{Fe} + 3 \text{H}_2\text{O}$ . Elle n'émet pas de CO<sub>2</sub> et, sur l'ensemble de la chaîne de ce nouveau procédé, on peut espérer des émissions de 0,1 kg de CO<sub>2</sub> par kg d'acier produit.

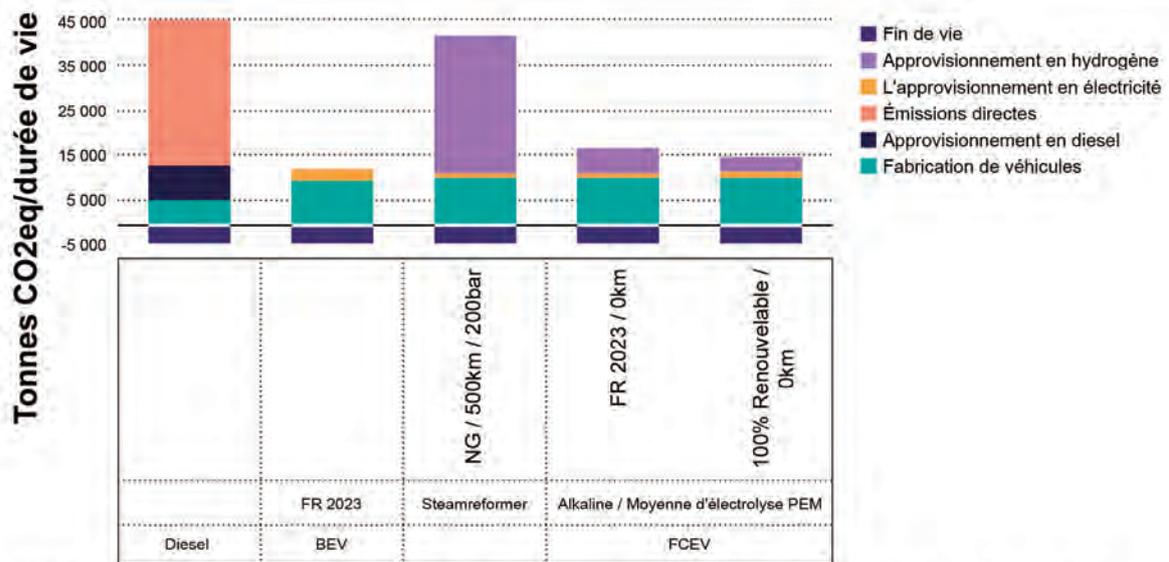
<sup>101</sup>. La réaction est  $\text{Fe}_2\text{O}_3 + 3 \text{CO} \rightarrow 2 \text{Fe} + 3 \text{CO}_2$ , à partir du monoxyde de carbone (CO) provenant de l'oxydation ménagée du charbon. Ce procédé est l'un des procédés industriels les plus émetteurs de CO<sub>2</sub>, soit 2 kg de CO<sub>2</sub> par kg d'acier produit, de sorte que l'industrie sidérurgique est responsable de 7 à 9 % des émissions mondiales.

<sup>102</sup>. La sidérurgie française produit 14 Mt d'acier, emploie 30 000 personnes avec un chiffre d'affaires de 15 milliards d'euros. C'est une activité exportatrice.

<sup>103</sup>. La production mondiale de 4 Gt par an (dont 18 Mt pour la France) est responsable de 6 à 8 % des émissions de CO<sub>2</sub>. On évalue ces émissions spécifiques à 1 t de CO<sub>2</sub> par tonne de ciment, réparties en 535 kg pour la calcination du calcaire, 330 kg pour la production de chaleur et 141 kg supplémentaires pour l'extraction de minerai et pour son transport. Davis J.S. et al., Net-zero emissions energy systems. *Science*. **360**. 2018. DOI: [10.1126/science.aas9793](https://doi.org/10.1126/science.aas9793); Vasilakis, N. Life Cycle Assessment and Exergy Analysis of Concrete. 2001. Diploma Thesis, LHTEE/AUTh, Thessaloniki, Greece.

<sup>104</sup>. Le calcaire (80%) et l'argile (20%) mélangés sont broyés, la poudre calcinée à 900°C puis portée à 1 450°C (en général grâce à des énergies fossiles, comme le gaz ou le charbon) dans un fourneau rotatif pour former le « clinker ». Après refroidissement, on ajoute des matériaux, dont le principal est le laitier, issu de la réduction du fer dans les hauts fourneaux produisant de l'acier. Par la calcination du calcaire, on retire le carbone du calcaire pour que, se recomposant avec la silice et l'alumine de l'argile ( $\text{SiO}_2\text{-Al}_2\text{O}_3$ ), on obtienne du silicate et des aluminates calciques, constituant le ciment.

<sup>105</sup>. Cette piste n'est pas simple en raison des propriétés spécifiques des flammes d'hydrogène et pour le moment ceci n'est possible qu'en mélangeant l'hydrogène avec des combustibles carbonés (biocarburants, biomasse).



**BEV (FR 2023) :** Battery Electric Vehicle, ou véhicule électrique à batterie alimenté en électricité du mix français 2023.  
**FCEV :** Fuel Cell Electric Vehicle, ou véhicule électrique hydrogène.  
**Steamreformer :** vaporeformage, avec 100% de gaz naturel.

Figure 11. Émissions de CO<sub>2</sub> comparées des différents véhicules.

à contrebalancer les inconvénients, actuellement rédhibitoires : (i) coût beaucoup plus élevé à l'achat et à l'usage ; (ii) rendement énergétique bien plus faible que celui des batteries (25 % contre 80 %) ; (iii) problèmes de sécurité, comme les feux et explosions évoqués ci-dessus.

Un travail récent de l'Académie des technologies<sup>106</sup> rappelle que « tous les rapports indiquent que le véhicule léger à batterie sera déployé pendant longtemps avant que le véhicule léger à hydrogène le soit ». Enfin, notons que, en termes d'empreinte carbone sur le cycle de vie complet, le véhicule à hydrogène est significativement moins favorable (Figure 11)<sup>107</sup>. Ce mode de transport ne représentera qu'une partie marginale de la mobilité, pour l'essentiel pour des mobilités semi-lourdes (camions, bus, utilitaires, bennes à ordures)<sup>108</sup> ou des flottes captives (taxis sur Toyota Mirail à Paris par exemple).

Enfin, il convient de considérer les transports lourds, maritime et aérien<sup>109</sup>, qui sont aussi les plus problématiques. Il est difficile d'imaginer que ces transports, et notamment les gros porteurs, puissent à l'horizon 2030, et même à l'horizon 2050, fonctionner avec des batteries électriques, des moteurs ou des piles à hydrogène. En France, des efforts louables et importants sont menés par des entreprises comme Airbus et Safran pour mettre au point un avion à hydrogène. Cependant l'avènement de ce dernier doit attendre des progrès majeurs dans la mise au point de systèmes propulsifs adaptés, dans la gestion de la cryogénie extrême requise pour l'hydrogène liquide, dans l'allègement des réservoirs de stockage, dans l'intégration d'ensemble et surtout dans la sécurité des appareils et des infrastructures aéroportuaires<sup>110</sup>.

<sup>106</sup>. Académie des technologies. Rôle de l'hydrogène dans une économie décarbonée. 2020. [Lien](#).

<sup>107</sup>. ADEME. Analyse du cycle de vie relative à l'hydrogène. Production d'hydrogène et usage en mobilité légère. Septembre 2020. [Lien](#).

<sup>108</sup>. Pour illustrer ce que représenterait un passage complet du transport de marchandises et du transport collectif à l'hydrogène par pile à hydrogène, considérons les chiffres actuels (Ministère de la Transition écologique. Les chiffres clés des transports-Édition 2022. [Lien](#)) : le premier consomme 17 Mtep et le second 3 Mtep, ce qui correspond à 250 TWh sur un total de 520 TWh, le reste étant consommé par la voiture individuelle. En tenant compte des rendements de la chaîne Power-to-H<sub>2</sub>-to-Power, il faudrait 250 TWh d'hydrogène, soit 250/33 = 7,5 Mt d'hydrogène, un chiffre extraordinairement important ! Et pour les produire, il faudrait environ 400 TWh d'électricité (soit (250x55)/33), valeur supérieure à la production nucléaire actuelle !

<sup>109</sup>. Le transport aérien consomme actuellement environ 50 TWh de carburant liquide (environ 5 Mt et 8 Mt en 2050) et le transport maritime 25 TWh.

<sup>110</sup>. Les avions à hydrogène auront des limitations incontournables dues aux propriétés particulières de ce combustible, et notamment en termes de nombre de voyageurs et de distances franchissables (avec H<sub>2</sub> liquide, moins de 1 500 km et avec H<sub>2</sub> gaz sous pression, moins de 500 km). Ceci est dû à la fois aux faibles densités d'énergie volumiques et au poids important des réservoirs qui conduit à des indices (masse de carburant/masse du réservoir plein avec ses accessoires) très faibles (5% pour H<sub>2</sub> gaz à haute pression - 700 bar et 16 à 20% pour H<sub>2</sub> liquide, par rapport au kérosène).

---

Il semble donc que ces transports ne perdureront que grâce à la disponibilité de carburants liquides, et il s'agira probablement en partie de pétrole fossile difficilement remplaçable.

L'alternative « verte » est celle des carburants de synthèse ou carburants alternatifs, autrement dit, l'ensemble des biocarburants et des e-carburants<sup>111</sup>, carburants liquides, éventuellement gazeux, obtenus par des procédés bas carbone, c'est-à-dire excluant un précurseur fossile et utilisant une énergie bas carbone. Pour l'aviation, il s'agit spécifiquement de carburants d'aviation durables<sup>112</sup>. Un carburant de synthèse est donc un hydrocarbure (essence, diesel, kérosène, huile) produit par une série de réactions de transformation du CO<sub>2</sub> qui impliquent des hydrogénations (notamment au moyen d'un gaz de synthèse, mélange de CO et H<sub>2</sub>, et de réactions catalytiques de type Fischer-Tropsch<sup>113</sup>). Cette production dépend donc de la disponibilité de quantités massives d'hydrogène vert et de CO<sub>2</sub>, récupérées, par exemple, à la sortie des centres industriels les plus émetteurs.

Pour le transport maritime nécessitant aujourd'hui 25 TWh de carburant, faisons un calcul simple : en supposant que les bateaux soient alimentés par du méthanol (et le même résultat serait obtenu avec un autre carburant) et en considérant que le rendement de l'hydrogénation du CO<sub>2</sub> en méthanol est de 100%, il faudrait disposer de 5,5 Mt de CO<sub>2</sub> et de 0,75 Mt d'hydrogène<sup>114</sup>.

Le même raisonnement peut être appliqué au transport aérien. En France, à l'horizon 2050, les prévisions pour ce secteur font apparaître une demande totale de 8 Mt de carburant, dont, selon les recommandations de la Commission Européenne, 6 Mt devraient être des carburants d'aviation durables (SAF), répartis en 4 Mt de biocarburants<sup>115</sup> (biocarburants de première génération exclus, seuls disponibles actuellement) et 2 Mt de kérosène de synthèse. Produire ces 2 Mt de kérosène requiert environ 1,4 Mt d'hydrogène.

Il ressort de cette évaluation à grands traits que si la consommation d'hydrogène pour les usages industriels actuels baisse naturellement (de 0,9 à 0,4 Mt) les nouvelles utilisations de l'hydrogène pour la production d'acier et de ciment « verts » appellent une demande supplémentaire de 1,6 Mt. En ajoutant la demande de carburants liquides de synthèse pour les transports les plus lourds (maritime et aérien), le besoin est, à l'horizon 2050, d'un peu plus de 4 Mt<sup>116</sup>, limite supérieure de tous les scénarios, et ce sans considérer l'hydrogène qui pourrait être nécessaire pour assurer la flexibilité inter saisonnière (0,5 Mt). La production de 4 Mt d'hydrogène correspondrait à un besoin d'environ 230 TWh de production électrique dédiée à la production d'hydrogène vert. Un tel scénario est peu réaliste et il est peu probable qu'on puisse dépasser les 2 Mt. La filière aura des choix à faire dans les usages futurs de l'hydrogène qu'elle produira.

---

<sup>111</sup>. Le préfixe e- signifie que le procédé de synthèse dépend d'une ressource électrique, par exemple l'hydrogénation du CO<sub>2</sub> par de l'hydrogène obtenu par électrolyse de l'eau.

<sup>112</sup>. SAF pour *Sustainable Aviation Fuels* en anglais.

<sup>113</sup>. Réaction de type  $(2n+1) H_2 + n CO \rightarrow C_n H_{2n+2} + n H_2O$ .

<sup>114</sup>. Le rendement est plus proche de 80 % (Fang X, Men Y, Wu F *et al.* Improved methanol yield and selectivity from CO<sub>2</sub> hydrogenation using a novel Cu-ZnO-ZrO<sub>2</sub> catalyst supported on Mg-Al layered double hydroxide (LDH). *Journal of CO<sub>2</sub> Utilization*. 2019, **29**: 57-64. <https://doi.org/10.1016/j.jcou.2018.11.006>), ce qui fait plutôt un besoin de 1 Mt d'hydrogène.

<sup>115</sup>. Dans un rapport très récent, l'Académie des technologies critique cette répartition en indiquant que les biocarburants ne pourront pas assurer plus de 20 % des carburants pour l'aviation (Académie des technologies. La décarbonation du secteur aérien par la production de carburants durables. 2023. [Lien](#)). Cette conclusion est soutenue par une autre étude (Transport et Environnement. Comment décarboner l'aviation en Europe d'ici 2050 ? Mars 2022. [Lien](#)).

<sup>116</sup>. L'Académie des technologies a publié une note le 31 janvier 2024 aboutissant à une fourchette de besoins d'hydrogène décarboné de 3,9 à 5,6 Mt, l'estimation haute faisant certaines hypothèses que la note qualifie elle-même de peu crédibles. Elle fait notamment remarquer que les objectifs d'installation de puissance d'électrolyseurs 2030-2035 et de production d'hydrogène décarboné sont excessifs par rapport à la demande d'hydrogène anticipée à cet horizon (Académie des technologies. Y aura-t-il trop d'électrolyseurs en 2035 en France pour la demande prévisible ? 2024. [Lien](#)).

---

## Conclusions et recommandations

En l'état actuel des connaissances, les perspectives offertes par l'hydrogène naturel restent très incertaines. Pour autant, il est recommandé :

- **De soutenir rapidement et sans hésitation les projets d'exploration** du sol français visant à évaluer rigoureusement le potentiel réel en hydrogène naturel.

Pour le moment, le développement de l'hydrogène décarboné repose essentiellement sur l'**hydrogène vert**, qui semble devoir être promu au moins pour :

- **Décarboner les usages actuels**, en remplacement de l'hydrogène gris, qu'il s'agisse du raffinage (il y aura encore du pétrole à raffiner en 2040-2050), de la production d'ammoniac (engrais) ou de la pétrochimie (gaz de synthèse, méthanol). Cela représente 0.9 Mt d'hydrogène aujourd'hui, peut-être 0,4 Mt en 2050 (en misant sur un moindre besoin de raffinage) ;
- **Décarboner de nouveaux usages**, notamment dans des secteurs où l'électrification directe à court terme ne sera pas possible, comme la production d'acier (remplacement du procédé au coke par un procédé à hydrogène) et de ciment, ou pour la mobilité lourde avec la production de carburants avancés (ou carburants alternatifs), issus de la valorisation du CO<sub>2</sub> par hydrogénation, à une hauteur restant difficile à anticiper aujourd'hui, mais qui pourrait correspondre à 1 Mt supplémentaire.

**Cependant, les conditions de ce développement sont encore loin d'être réunies.** Pour espérer impulser une dynamique positive en ce sens, il est d'ores et déjà possible de définir de grandes orientations. Il s'agit :

- **D'augmenter rapidement les capacités de production électrique supplémentaires.** Chaque million de tonnes d'hydrogène vert (produit par électrolyse), nécessite environ 55 TWh d'électricité, soit l'équivalent de 5 réacteurs EPR de 1600 MW. Le niveau de production et de consommation d'hydrogène doit rester compatible avec les trajectoires du mix électrique définies dans le cadre de la planification énergétique (Programmation pluriannuelle de l'énergie - PPE, SNBC).
- **D'augmenter rapidement les capacités d'électrolyse tout en améliorant les différentes technologies**, notamment les moins matures,

comme l'électrolyse à haute température. Cela permettra de diminuer le prix de production de l'hydrogène vert, condition nécessaire pour que l'hydrogène puisse prendre une part significative dans le système énergétique futur. Le prix est aujourd'hui compris entre 4 et 8 euros/kg H<sub>2</sub> selon les technologies (1,5-2 euros/kg H<sub>2</sub> pour l'hydrogène gris) et l'objectif est de descendre sous les 3 euros/kg H<sub>2</sub>.

- **D'évaluer rigoureusement, l'empreinte carbone, sur toutes les chaînes de valeur**, des nouveaux procédés et des nouveaux usages de l'hydrogène.
- **De contrôler strictement le niveau des importations d'hydrogène** afin de ne pas passer d'une dépendance extérieure forte (importations de ressources fossiles) à une autre (importations d'hydrogène).
- **D'engager un effort massif sur les problèmes de sécurité**, particulièrement dans le domaine des transports. Des accidents dus à l'hydrogène pourraient bloquer son déploiement. La sécurité est devenue, par exemple, le principal sujet de l'avion à hydrogène.
- **De conduire une politique stricte d'arbitrages, par définition de priorités** entre les différents usages de l'hydrogène. Étant donné qu'il ne sera pas possible de tout hydrogéner, la priorité doit être donnée à l'utilisation de l'hydrogène vert pour la décarbonation de l'industrie et de certains transports, avant d'autres usages comme le « *power to gas* » (chauffage de l'habitat et du tertiaire) et le « *gas to power* » (par exemple pour alimenter des voitures à hydrogène, moins efficaces énergétiquement que les voitures électriques, ou pour la flexibilité du système électrique).
- **De poursuivre une recherche fondamentale et technologique forte** pour améliorer les rendements énergétiques des électrolyseurs et des piles à hydrogène et diminuer leur empreinte environnementale (besoins en métaux non nobles), pour améliorer la stabilité et diminuer le poids des réservoirs, à travers la mise au point de nouveaux matériaux, améliorer les capacités des matériaux et molécules de stockage et transport de l'hydrogène et notamment rendre plus efficace l'utilisation de l'ammoniac comme vecteur hydrogène.

### Encart 3 : Sources bibliographiques.

Académie des technologies. Rôle de l'hydrogène dans une économie décarbonée. Rapport de juin 2020. [Lien](#).

ADEME. Analyse du cycle de vie relative à l'hydrogène. Production d'hydrogène et usage en mobilité légère. Rapport de septembre 2020. [Lien](#).

ADEME. Rendement de la chaîne hydrogène – le cas du « *power-to-H<sub>2</sub>-to-power* ». Fiche technique, Janvier 2020. [Lien](#).

Comité de Prospective de la Commission de régulation de l'énergie. Le vecteur Hydrogène-2021. Rapport de juin 2021. Téléchargeable à partir de ce [lien](#).

EDF R&D. L'hydrogène décarboné : un défi pour la transition énergétique. 2019. Les éditions Lavoisier, Paris.

Fontecave M. et Grand D. Stockage d'énergie : les rendements problématiques de la filière *Power-to-Gas-to-Power*. *Science et pseudo-sciences* n°340, avril/juin 2022. [Lien](#).

Fontecave M. et Grand D. Les scénarios énergétiques à l'épreuve du stockage des énergies intermittentes. *Comptes rendus – Chimie*. 2021, 24 :331-50. [Lien](#).

Freund E. et Lucchese P. L'hydrogène, carburant de l'après pétrole. 2012. Editions Technip

Fulcheri L. Production d'hydrogène décarboné : la troisième voie. *Annales des Mines. Responsabilité et Environnement*. Juillet 2020, n°99. [Lien](#).

Furfari S. L'utopie hydrogène. 2020.

Guan D, Wang B, Zhang, J et al. Hydrogen society: from present to future. *Energy Env. Sci*. 2023. 16, 4926-4943.

GuideHouse Insights. Market Data: Electrolyzers. Clean Hydrogen Production Technologies: Global Market Forecasts and Analysis. 2022. [Lien](#).

La Revue de l'Énergie. Importations d'hydrogène décarboné dans l'Union européenne : défis et opportunités. Octobre 2021.

OPECST. Les modes de production de l'hydrogène, Les Notes Scientifiques de l'Office Parlementaire d'Évaluation des choix scientifiques et technologiques : Note n°25 – Avril 2021. [Lien](#).

RTE. La transition vers un hydrogène bas-carbone. Rapport de 2020. [Lien](#).

RTE. Futurs énergétiques. Rapport de 2021. [Lien](#).

Sfen. Hydrogène : comment l'énergie nucléaire peut servir l'ambition française. Avis du 28 avril 2021. [Lien](#).

# CONTRIBUTEURS AU RAPPORT

---

## Auteurs

### Marc FONTECAVE

Collège de France, membre de l'Académie des sciences

### Sébastien CANDEL

Centrale Supélec, membre de l'Académie des sciences

### Thierry POINSOT

CNRS, membre de l'Académie des sciences

## SECRÉTARIAT ÉDITORIAL

---

### Juliette ROCHET

Directrice des comités, avis et rapports de l'Académie des sciences.

### Florent GOZO

Adjoint de la directrice des comités, avis et rapports de l'Académie des sciences.

## Illustrations

### Oksana PISHKO

# MEMBRES DU COMITÉ DE PROSPECTIVE EN ÉNERGIE (CPE) DE L'ACADÉMIE DES SCIENCES

---

Roger BALIAN

Sébastien BALIBAR

Lydéric BOCQUET

Yves BRÉCHET

Catherine BRÉCHIGNAC

Édouard BRÉZIN

Sébastien CANDEL

Catherine CESARSKY

Bruno CHAUDRET

Vincent COURTILLOT

Antoine DANCHIN

Jean-Claude DUPLESSY

Marc FONTECAVE - président du Comité

Josselin GARNIER

Robert GUILLAUMONT

Pierre JOLIOT

Jacques LASKAR

Guy LAVAL

Hélène OLIVIER-BOURBIGOU

Olivier PIRONNEAU

Thierry POINSOT

Michel POUCHARD

Daniel ROUAN

Didier ROUX

Christian SERRE

Patrice SIMON

Jean-Marie TARASCON

Jean WEISSENBACH

Francis-André WOLLMAN

# PERSONNALITÉS AUDITIONNÉES DANS LE CADRE DE L'ÉTUDE

---

## **Christophe PROUST**

DR Ineris et Professeur à l'Université de Technologie de Compiègne

Auditionné le 19/10/21

## **Franz LAHAIE**

Chargé de mission hydrogène Ineris

Auditionné le 19/10/21

## **Florence LAMBERT**

Présidente de la société GENVIA, membre de l'Académie des technologies

Auditionnée le 23/11/21

## **Matthieu THOMAS**

Responsable du programme Avion H<sub>2</sub> chez Airbus

Auditionné le 01/02/22

## **Isabelle MORETTI**

Chercheuse associée à l'E2S - Université de Pau et des pays de l'Adour (UPPA), membre de l'Académie des technologies et experte en question de gisements d'H<sub>2</sub> naturel

Auditionnée le 15/01/24

## **Michel WACHENHEIM**

Président de l'Académie de l'air et de l'espace (AAE)

Auditionné le 05/02/24

## **Xavier BOUIS**

Président de la Commission Énergie et Environnement de l'Académie de l'air et de l'espace (AAE)

Auditionné le 05/02/24

## **Jacques PIRONON**

DR CNRS, Laboratoire GeoRessources - UMR CNRS/Université de Lorraine

Auditionné le 07/03/24

## **Philippe de DONATO**

DR CNRS, Laboratoire GeoRessources - UMR CNRS/Université de Lorraine

Auditionné le 07/03/24

# ABRÉVIATIONS, ACRONYMES, FORMULES ET SYMBOLES UTILISÉS

## Abréviation et acronymes

ACV	Analyses de cycle de vie
ADEME	Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie
AIE	Agence internationale de l'énergie
BARPI	Bureau d'analyse des risques et pollutions industriels
CNRS	Centre National de la Recherche Scientifique
DOE	<i>Department Of Energy</i> , Département de l'Énergie des États-Unis
DDT	Deflagration to detonation transition, traduit en français par transition de la déflagration à la détonation
EDF	Électricité de France
EPR	<i>European/evolutionary Power Reactor</i> , traduit en français par Réacteur pressurisé européen
eqCO <sub>2</sub>	Équivalent CO <sub>2</sub> d'une émission de gaz à effet de serre
FEDER	Fonds européens de développement régional
GES	Gaz à effet de serre
LOHC	<i>Liquid Organic Hydrogen Carrier</i> , traduit en français par porteurs d'hydrogène organiques liquides
MOFs	<i>Metal Organic Frameworks</i> , traduit en français par réseaux métallo-organiques
NZE	<i>Net Zero Emissions</i>
OPECST	Office parlementaire d'évaluation des choix scientifiques et technologiques
PEM	<i>Proton Exchange Membrane</i> , traduit en français par électrolyse à membrane échangeuse de protons.
PPE	Programmations pluriannuelles de l'énergie
R&D	Recherche et développement
RTE	Réseau de transport d'électricité
SAF	<i>Sustainable Aviation Fuels</i> , traduit en français par carburants d'aviation durables
SNBC	Stratégie nationale bas carbone du Gouvernement, adoptée pour la première fois en 2015
UE	Union Européenne

## Symboles et formules chimiques

CH <sub>3</sub> OH	Formule chimique de la molécule de méthanol
CH <sub>4</sub>	Formule chimique de la molécule de méthane
CO	Formule chimique de la molécule de monoxyde de carbone
CO <sub>2</sub>	Formule chimique de la molécule de dioxyde de carbone
H <sub>2</sub>	Formule chimique de la molécule de dihydrogène, souvent appelé, plus simplement, hydrogène
H <sub>2</sub> O	Formule chimique de la molécule d'eau
H <sub>2</sub> S	Formule chimique de la molécule de sulfure d'hydrogène, ou hydrogène sulfuré
MgH <sub>2</sub>	Formule chimique de la molécule de l'hydrure de magnésium
NaBH <sub>2</sub>	Formule chimique de la molécule de tétrahydruroborate de sodium
NH <sub>3</sub>	Formule chimique de la molécule d'ammoniac
NH <sub>3</sub> BH <sub>3</sub>	Formule chimique de la molécule d'ammonoborane, appelé également borazane
N <sub>2</sub> O	Formule chimique de la molécule de monoxyde de diazote
CaCO <sub>3</sub>	Formule chimique de la molécule de carbonate de calcium
CaO	Formule chimique de la molécule d'oxyde de calcium
°C	Symbole du degré Celsius (unité de température)
Co	Symbole du cobalt (élément chimique)

---

<b>Fe</b>	Symbole du fer (élément chimique)
<b>J</b>	Symbole du joule (unité d'énergie) ; $1\text{mJ}=10^{-3}\text{J}$
<b>K</b>	Symbole du degré Kelvin (unité de température)
<b>g</b>	Symbole du gramme (unité de masse) ; $1\text{kg} = 10^3\text{g}$
<b>km<sup>2</sup></b>	Symbole du kilomètre carré (unité de surface)
<b>L</b>	Symbole du litre (unité de volume)
<b>Ni</b>	Symbole du nickel (élément chimique)
<b>t</b>	Symbole de la tonne (unité de masse) ; $1\text{Mt} = 10^6\text{t}$ et $1\text{Gt} = 10^9\text{t}$
<b>tep</b>	Symbole de la tonne-équivalent-pétrole (unité d'énergie) ; $1\text{tep} = 42\text{GJ}$
<b>W</b>	Symbole du watt (unité de puissance) ; $1\text{MW} = 10^6\text{W}$ et $1\text{GW} = 10^9\text{W}$
<b>Wh</b>	Symbole du watt-heure (unité d'énergie) ; $1\text{kWh} = 10^3\text{Wh}$ , $1\text{MWh} = 10^6\text{Wh}$ , $1\text{GWh} = 10^9\text{Wh}$ , $1\text{TWh} = 10^{12}\text{Wh}$

- Figure 1.** Production et consommation d'hydrogène en France
- Figure 2.** Densités massiques d'énergie
- Figure 3.** Capacité gravimétrique et capacité volumétrique de différents matériaux de stockage de l'hydrogène
- Figure 4.** Capacités d'électrolyseurs installées 2021-2030
- Tableau 1.** Les quatre types d'électrolyse de l'eau
- Figure 5.** Émissions de GES en ACV de différents moyens de production d'hydrogène
- Figure 6.** Coût de production de l'hydrogène
- Figure 7.** Les deux scénarios sécurité combustion pour une fuite de gaz
- Figure 8.** Exemples d'accidents récents liés au déploiement de l'hydrogène
- Figure 9.** Perspectives à moyen terme pour la filière hydrogène
- Figure 10.** Pertes énergétiques le long de la chaîne « *power-to-hydrogen-to-power* »
- Figure 11.** Émissions de CO<sub>2</sub> comparées des différents véhicules
  
- Encart 1.** Aperçu des politiques de l'hydrogène de plusieurs pays européens
  - Tableau E-1.** Feuilles de route et objectifs à l'horizon 2030 de plusieurs pays européens
  - Figure E-1.** Demande et production d'hydrogène dans l'UE 2019-2030-2050
  - Tableau E-2.** Offre et demande d'hydrogène dans l'UE selon des scénarios de forte demande d'hydrogène, 2019-2030-2050
  - Tableau E-3.** Coûts de production de l'hydrogène pour divers pays à l'horizon 2050
- Encart 2.** Hydrogène natif du bassin Carbonifère Lorrain
- Encart 3.** Sources bibliographiques

## BIBLIOGRAPHIE ET SITOGRAPHIE COMPLÈTE

---

1. Académie des sciences. Quelles perspectives énergétiques pour la biomasse ? Rapport de janvier 2024. [Lien](#).
2. Académie des technologies. Rôle de l'hydrogène dans une économie décarbonée. Rapport de juin 2020. [Lien](#).
3. Académie des technologies. La décarbonation du secteur aérien par la production de carburants durables. Rapport de février 2023. [Lien](#).
4. Académie des technologies. Y aura-t-il trop d'électrolyseurs en 2035 en France pour la demande prévisible ? Rapport de janvier 2024. [Lien](#).
5. ADEME. Analyse du cycle de vie relative à l'hydrogène. Production d'hydrogène et usage en mobilité légère. Rapport de septembre 2020. [Lien](#).
6. ADEME. Rendement de la chaîne hydrogène - le cas du « power-to-H<sub>2</sub>-to-power ». Fiche technique, Janvier 2020. [Lien](#).
7. Autorité de régulation des transports. Le marché français du transport ferroviaire en 2022. Rapport de décembre 2023. [Lien](#).
8. Castelvechi D. How the hydrogen revolution can help save the planet - and how it can't. *Nature*. 2022, **611**, 440.
9. CEA. Dynamique de la demande européenne en hydrogène bas carbone d'ici 2040 : Étude Sisyphe. [Lien](#).
10. CNRS le Journal, Août 2023. [Lien](#).
11. Comité de Prospective de la Commission de régulation de l'énergie. Le vecteur Hydrogène-2021. Rapport de juin 2021. Téléchargeable à partir de ce [lien](#).
12. Davis S.J, *et al.*, Net-zero emissions energy systems. *Science*. **360**. 2018. [Lien](#).
13. EDF R&D. L'hydrogène décarboné : un défi pour la transition énergétique. 2019. Les éditions Lavoisier, Paris.
14. Fang X, Men Y, Wu F *et al.* Improved methanol yield and selectivity from CO<sub>2</sub> hydrogenation using a novel Cu-ZnO-ZrO<sub>2</sub> catalyst supported on Mg-Al layered double hydroxide (LDH). *Journal of CO<sub>2</sub> Utilization*. 2019, **29**: 57-64. <https://doi.org/10.1016/j.jcou.2018.11.006>.
15. Fontecave M. et Grand D. Stockage d'énergie : les rendements problématiques de la filière Power-to-Gas-to-Power. *Science et pseudo-sciences* n°340, avril/juin 2022. [Lien](#).
16. Fontecave M. et Grand D. Les scénarios énergétiques à l'épreuve du stockage des énergies intermittentes. *Comptes rendus - Chimie*. 2021, **24** :331-50. [Lien](#).
17. Castelvechi D. How the hydrogen revolution can help save the planet. *Nature*. 2022. **611**, 440-443.
18. Fulcheri L. Production d'hydrogène décarboné : la troisième voie. *Annales des Mines. Responsabilité et Environnement*. Juillet 2020, n°99. [Lien](#).
19. Guan D, Wang B, Zhang, J *et al.* Hydrogen society: from present to future. *Energy Env. Sci*. 2023. **16**, 4926-4943.
20. GuideHouse Insights. Market Data: Electrolyzers. Clean Hydrogen Production Technologies: Global Market Forecasts and Analysis. 2022. [Lien](#).
21. La Revue de l'Énergie. Importations d'hydrogène décarboné dans l'Union européenne : défis et opportunités. Octobre 2021.
22. Lepercq T. Hydrogène, le nouveau pétrole. 2019. Éditions le Cherche Midi.
23. Liu Y, Brown C.M, Neumann D.A. *et al.* Hydrogen Adsorption in MOF-74 Studied by Inelastic Neutron Scattering. *MRS Online Proceedings Library*. 2007. **1041**, 203. <https://doi.org/10.1557/PROC-1041-R02-03>.

24. Ministère de la Transition écologique. Les chiffres clés des transports-Édition 2022. [Lien](#).
25. OPECST. Les modes de production de l'hydrogène, Les Notes Scientifiques de l'Office Parlementaire d'Évaluation des choix scientifiques et technologiques : Note n°25 - Avril 2021. [Lien](#).
26. Preuster P, Papp C, and Wasserscheid P. Liquid Organic Hydrogen Carriers (LOHCs): Toward a Hydrogen-free Hydrogen Economy. *Acc. Chem. Res.* 2017. **50**, 1, 74-85.
27. RTE. La transition vers un hydrogène bas-carbone. Rapport de 2020. [Lien](#).
28. RTE. Futurs énergétiques. Rapport de 2021. [Lien](#).
29. Sfen. Hydrogène : comment l'énergie nucléaire peut servir l'ambition française. Avis du 28 avril 2021. [Lien](#).
30. Transport et Environnement. Comment dé-carboner l'aviation en Europe d'ici 2050 ? Mars 2022. [Lien](#).
31. Vasilakis, N. Life Cycle Assessment and Exergy Analysis of Concrete. 2001. Diploma Thesis, LHTEE/AUTH, Thessaloniki, Greece.



ACADÉMIE  
DES SCIENCES

23, quai de Conti - 75006 Paris  
[academie-sciences.fr](http://academie-sciences.fr)