

Introduction à la production d'hydrogène bas carbone

Des technologies variées : voies électrolytiques,
thermiques et géologiques

Groupe de travail « hydrogène bas carbone »

Avril 2024





Table des matières

AVANT-PROPOS	5
Résumé exécutif	6
1 Tour d’horizon des technologies d’hydrogène bas carbone.....	12
1.1 Qu’est-ce que l’hydrogène renouvelable et bas carbone	12
1.2 Technologies	15
1.3 Synthèse des émissions de CO2	19
2 Technologies d’électrolyse de l’eau	21
2.1 Electricité d’origine renouvelable	21
2.2 Electricité d’origine nucléaire	23
2.3 Electricité du réseau.....	26
3 Procédés thermiques	28
3.1 Vaporeformage couplé avec une unité de CCSU.....	28
3.2 Pyrolyse.....	30
3.1 Autres procédés thermiques : gazéification et pyrogazéification	33
4 Hydrogène d’origine géologique	34
4.1 Procédé d’extraction du sous-sol, hydrogène naturel	34
4.2 Procédé d’injection d’eau dans un sous-sol riche en oxyde	37
5 Besoin et usage de l’hydrogène bas carbone dans la transition énergétique	39
5.1 Production actuelle d’hydrogène en Europe et voies possibles.....	40
5.2 Projection d’un mix de production d’hydrogène	41
5.3 Répartition géographique des soldes de production / consommation potentielle d’hydrogène.....	43
5.4 Usages de l’hydrogène.....	44
6 Opportunités et défis	47
7 Annexes.....	50
7.1 Table des abréviations.....	50
7.2 Liste des figures.....	51
7.3 Liste des tableaux	51
7.4 Equivalences Energétiques	52
7.5 Sources et pour aller plus loin.....	54



Cette note est le fruit d'un travail collectif réalisé par les nombreux participants au Comité « hydrogène bas carbone » d'EVOLEN, créé en 2020, et qui s'est réuni très régulièrement au cours de ces dernières années.

Nous remercions tous les industriels et experts qui ont participé à la réflexion collective, avec une mention toute particulière aux rédacteurs qui se sont engagés sur le contenu

Rédigé par :

Jean-Pascal Biaggi

Consultant
BIAGEM CONSULTING



CarbonFree Energy
BIAGEM CONSULTING

Cyril Harry

Head of Gas Asset Regulation & Analysis Global Energy Management
ENGIE



François-Xavier Chiron

Business Development Manager, Gas and Low Carbon Solutions
AXENS



Pierre-Charles Hirson

Chef de projet renouvelable
EVOLEN



Un grand merci à António Pires da Cruz, Program Manager Energy Products Business Unit chez IFP Energies nouvelles, et à tous les autres relecteurs de ce document, ainsi qu'à l'équipe EVOLEN pour sa mise en forme.





AVANT-PROPOS

La lutte contre le changement climatique et la préservation de l'environnement ont mis en avant l'hydrogène comme un levier majeur de décarbonation de notre économie et de nos industries pour accélérer la transition vers la neutralité carbone.

En tant qu'élément chimique et "matière", l'hydrogène renouvelable et bas carbone¹ permettra d'abord une décarbonation de l'industrie en se substituant directement à l'hydrogène carboné utilisé actuellement mais aussi en remplaçant des composants d'origine fossile (charbon, gaz naturel).

L'hydrogène contribuera aussi à décarboner et à réduire les usages fossiles d'autres secteurs comme les transports, soit par utilisation directe de l'hydrogène comme "vecteur énergétique", soit par la production de carburant de synthèse en combinant l'hydrogène avec du CO₂ issue d'une économie circulaire

Les combustibles de synthèse, aussi appelés électro-fuels ou e-fuels, sont des carburants synthétiques carbonés qui utilisent de l'hydrogène produit par électrolyse. Cette thématique a été traitée par le groupe de travail E-fuel d'EVOLEN en 2023, dans une note de synthèse dédiée².

L'hydrogène bas carbone englobe un spectre de technologies et d'applications beaucoup plus large qu'il est nécessaire de définir, et d'évaluer afin de les positionner dans une nouvelle économie de l'hydrogène, incluant des nouveaux modes de production bas-carbone et de nouveaux usages.

EVOLEN a créé un comité intitulé « Hydrogène Bas Carbone » dans le but de répondre aux attentes des acteurs de la filière énergétique qui souhaitent mieux comprendre l'intérêt de l'hydrogène bas carbone et sa pertinence dans les choix de mise en œuvre pour atteindre les objectifs de neutralité carbone en 2050.

Cette première note a pour but d'identifier et de cartographier l'ensemble des technologies capables de produire de l'hydrogène bas carbone.

¹ <https://agirpouurlatransition.ademe.fr/entreprises/potentiel-hydrogene-bas-carbone-renouvelable>:

² <https://www.evolen.org/wp-content/uploads/2023/07/EVOLEN-Note-de-synthese-sur-les-e-fuels.pdf>





Résumé exécutif

L'Hydrogène Bas Carbone désigne tout hydrogène dont les émissions induites de gaz à effet de serre calculées sur l'ensemble du cycle de sa production ne dépassent pas un certain seuil.

L'Union Européenne, a donné sa définition de l'hydrogène bas-carbone comme de l'hydrogène à faible teneur en carbone « dont le contenu énergétique est dérivé de sources non-renouvelables et respecte un seuil de réduction d'émissions de gaz à effet de serre de 70 % »³ par rapport à son équivalent fossile. Ce seuil est le même que pour l'hydrogène renouvelable, et est fixé à 3, 38 kg CO₂ éq. / kg H₂ sur une analyse complète de son cycle de vie.

Dans la suite de ce document, nous ferons la différence entre l'appellation hydrogène renouvelable et hydrogène bas-carbone, bien que nous considérons l'hydrogène renouvelable comme une technologie intrinsèquement bas-carbone.

Selon la définition donnée précédemment, **l'Hydrogène Bas Carbone** couvre un large spectre de technologies qu'il était d'usage de classer par couleur en formant un « arc-en-ciel » de l'hydrogène qui reflétait la

diversité des technologies de production et/ou des sources d'approvisionnement.

Pour des raisons de clarté, nous avons adopté une approche par technologie qui reflète mieux, selon nous ces diversités. Nous classons ces technologies en trois familles :

- *les technologies utilisant les procédés électrolytiques
- *les technologies utilisant procédés thermiques
- *les technologies utilisant procédés géologiques.

Cette approche nous permet de mettre en avant le besoin en intrants ou en matière première pour produire de l'hydrogène, ainsi que la source d'énergie nécessaire pour réaliser cette transformation.

L'empreinte carbone de chaque procédé sera déduite en faisant la somme des empreintes carbone de chaque intrant, de la source d'énergie, et dans une moindre mesure des pertes induites par le procédé, et de la technologie.

1. La production d'hydrogène par électrolyse de l'eau :

L'électrolyse consiste à produire de l'hydrogène à partir d'eau, grâce à un apport important d'électricité, via un

³ <https://www.euractiv.fr/section/energie/news/hydrogene-bas-carbone-la-definition-du-parlement-europeen-favorise-le-nucleaire/>



électrolyseur. La source d'électricité est déterminante pour qualifier l'empreinte carbone de l'hydrogène ainsi produit. Le seuil d'une électricité bas-carbone est fixé à 61 g CO₂/kWe.

Nous identifions 3 sources d'électricité qui permettent de produire de l'hydrogène bas carbone :

***Electricité d'origine renouvelables (ENR) :**

L'hydrogène produit à partir d'électricité d'origine renouvelable est appelé hydrogène renouvelable ; il s'inscrit donc dans la catégorie hydrogène bas carbone. L'électrolyse est une technologie mature connue depuis longtemps ; néanmoins, le passage à l'échelle industrielle, nécessaire pour améliorer les rendements et les coûts, soulève encore des difficultés, et bénéficie d'un fort développement depuis quinze ans.

La production d'hydrogène renouvelable joue un rôle majeur dans les politiques énergétiques étatique. Les pouvoirs publics français et européens lui accordent ainsi une grande importance dans leurs plans de relance et de soutien à la Transition Energétique.

Cette voie est aussi appelée hydrogène renouvelable ou hydrogène « vert ».

L'empreinte carbone de l'hydrogène renouvelable varie entre 0,45-2,6 kg CO₂ / kg H₂.

*** Electricité d'origine nucléaire :** l'énergie nucléaire est intrinsèquement bas carbone. Selon les sources bibliographiques, elle génère entre de 2,4 – 6,8 g CO₂ eq/ kWh

en France, pour une production d'hydrogène par électrolyse, soit une empreinte carbone de l'ordre de 0,4 kg CO₂ / kg H₂.

L'énergie nucléaire va être de plus en plus sollicitée en tant qu'énergie électrique pilotable et bas carbone dans la mise en œuvre de l'électrification massive des usages requis par la Transition Energétique et, d'une manière générale, dans la dé-fossilisation des énergies primaires. Dans un tel contexte, il apparaît difficile de dédier des centrales nucléaires pour les besoins de la seule production d'hydrogène bas carbone. On pourra peut-être se tourner vers des réacteurs nucléaires de 4ème génération ou modulaires dont des réacteurs de petite capacité (Small Modular Reactors), qui ont vocation à être produits de façon industrielle et standardisée en grande série à horizon 2030. On peut penser que leur déploiement permettrait de créer des unités de production d'hydrogène décentralisées capables d'alimenter des centres industriels de façon autonome, pilotable et à un prix compétitif.

Compte tenu du caractère non renouvelable de l'électricité nucléaire, l'hydrogène produit sera catégorisé comme hydrogène bas carbone et non comme hydrogène renouvelable. Cette voie est aussi appelée hydrogène « rose ».

***Electricité du réseau électrique :** cette approche est considérée comme bas-carbone dès lors que l'électricité du réseau est elle-même bas-carbone, comme c'est le cas en Suède ou en France avec un mix électrique combinant renouvelables et nucléaire. Compte tenu du rendement actuel des électrolyseurs, le facteur carbone de l'électricité ne doit pas excéder 61 g CO₂ / kWh pour une production d'hydrogène



bas carbone répondant aux critères de l'UE qui ne doit pas dépasser 3,38 kg CO₂ / kg H₂.

Cette voie est aussi appelée hydrogène « jaune ».

2. La production d'hydrogène par voie thermique :

Cette voie consiste à produire de l'hydrogène avec comme intrant, du méthane (CH₄) fossile ou d'origine biologique, ou de la biomasse. Ces technologies utilisent de la chaleur pour dégrader les intrants et séparer l'hydrogène des molécules. La production se fait par 3 procédés principaux :

***Les procédés SMR (Steam Methane Reforming) et ATR (Auto-Thermal Reforming) :** ces technologies sont largement utilisées dans l'industrie pour produire l'hydrogène actuel à base de produits fossiles. Elles sont robustes et s'appuient sur une grande expérience industrielle de l'hydrogène fossile.

Elles utilisent comme intrant du méthane fossile, qui génère d'importantes quantités de CO₂, entre 9-13 kg CO₂ / kg H₂. On peut toutefois réduire drastiquement les émissions de CO₂ en combinant le procédé SMR ou ATR à une unité **de carbone capture et de séquestration (CCS)**. Les technologies CCS peuvent atteindre un taux de capture pouvant aller jusque 90 %, et sont donc capables de réduire les émissions intrinsèques de CO₂ jusqu'à 1 kg CO₂ / kg H₂.

Cette voie est plus connue sous la dénomination d'hydrogène « bleu ».

L'intensité carbone peut-être cependant plus élevée si l'on prend en compte, en analyse cycle de vie, les émissions de CO₂ et autres GES en amont de l'unité de production d'hydrogène, liées à l'extraction, au transport et aux fuites du méthane, ce dernier étant lui-même un puissant gaz à effet de serre. Il y a donc lieu d'améliorer l'intégrité des réseaux amont pour réduire considérablement les fuites de méthane.

On peut aussi appliquer les procédés SMR ou ATR au biométhane comme intrant, qui est par définition neutre en carbone. La production d'hydrogène qui en résulte a une empreinte potentiellement neutre, voir négative avec une unité de CCUS, à l'instar des technologies BECCS (bioénergies and carbon capture & sequestration).

Les fuites de méthane, même biologique, doivent être comptabilisées dans une analyse en cycle de vie. L'utilisation du biométhane pour produire de l'hydrogène reste contraint par les faibles disponibilités de matière organique, et par la forte demande de biométhane pour d'autres usages comme la production de chaleur ou la mobilité.

Dans ce cas, l'hydrogène produit utilisant une source verte, le biométhane, il sera dit « vert ».

L'empreinte carbone de l'hydrogène produit par SMR/ATR avec CSS peut varier entre 1-6 g kg CO₂ / kg H₂, voir être négative dans le cas d'utilisation de biométhane.



***Les procédés de la pyrolyse :** ces technologies utilisent également du méthane comme intrant et nécessite un apport d'électricité pour transformer les molécules de méthane en hydrogène et en carbone solide (noir de carbone), sans émission direct de CO₂. La valorisation et les débouchés du noir de carbone est un défi pour le déploiement de la pyrolyse. Cette technologie est encore trop peu méconnue bien qu'ayant atteint une maturité permettant de faire l'objet de projets industriels et commerciaux de grande capacité.

La pyrolyse n'émet pas directement de CO₂, et joue un rôle de puits de carbone avec la production de carbone solide. Son empreinte carbone peut être négative dès lors que l'unité est alimentée avec du biométhane.

De fait qu'elles ne nécessitent pas d'unité de carbone capture et de séquestration, les unités de production d'hydrogène par pyrolyse peuvent être implantées avec une grande flexibilité territoriale et le plus souvent à proximité immédiate d'industries qui utilisent de l'hydrogène bas carbone pour assurer la décarbonation de leur production.

Cette voie est dite « turquoise » et elle pourrait aussi bien être dite « verte » dans le cas d'utilisation de biométhane.

Comme toute technologie utilisant le méthane comme intrant, son intensité carbone est tributaire de l'analyse en cycle de vie du gaz utilisé, fuites fugitives incluses.

L'empreinte carbone de l'hydrogène produit par pyrolyse peut varier entre 1-3 kg CO₂ / kg H₂, voir être négative dans le cas d'utilisation de biométhane.

***Les procédés de gazéification / pyrogazéification :** L'hydrogène est produit par dégradation thermique de la biomasse comme intrant, qui est une source d'énergie renouvelable, via une source de chaleur.

Ces technologies permettent de produire de l'hydrogène à empreinte potentiellement neutre ou négative, grâce à la co-production de biochar dans lequel on retrouve le carbone sous forme solide, carbone capté initialement de la biomasse par photosynthèse.

L'hydrogène produit par ces voies, est considéré comme de l'hydrogène « vert ».

L'empreinte carbone de l'hydrogène produit par gazéification / pyrogazéification est de l'ordre de 2 kg CO₂ / kg H₂, provenant principalement de la source de chaleur, et génère également entre 10-12 kg CO₂ biogénique / kg H₂.

3. Les voies géologiques :

Nous appelons hydrogène géologique, l'hydrogène produit naturellement dans le sous-sol, dit aussi hydrogène naturel, ou encore de l'hydrogène produit en injectant de l'eau dans des minerais riche en oxyde fer, pour reproduire une réaction d'oxydoréduction naturel. On parle d'hydrogène orange, qui est encore au stade R&D.



*L'**hydrogène naturel** est produit de manière naturelle par différentes réactions physico-chimiques dans des couches géologiques. Il peut s'accumuler dans des roches imperméables et peut être extrait et récupéré par forage.

Les permis d'exploration se multiplient sur tous les continents (Australie, Etats-Unis, Europe, Afrique), et de nombreuses startups sont aux avants postes.

Les avantages de cette source d'hydrogène sont nombreux. L'hydrogène naturel peut être relativement pur, ne nécessite pas de transformer de matière, n'utilise pas d'énergie primaire pour être synthétisé et est pas conséquent non carboné. Il peut aussi se trouver avec des co-produit à forte valeur ajoutée, comme l'hélium. Ensuite, c'est une ressource qui semble bien répartie à l'échelle de la planète, ce qui permet flexibilité et diversité d'approvisionnement. Enfin, son coût, essentiellement lié à son extraction et transport, devrait être compétitif, car de plus elle peut être couplée avec de la valorisation de géothermie ou avec de la production d'hélium.

Cet hydrogène apparaît dans la littérature sous plusieurs appellations : hydrogène « blanc », « gold », géologique ou encore naturel que nous préférons par la suite.

*Une alternative encore au stade R&D, consiste à reproduire un des phénomènes physico-chimiques à l'origine de l'hydrogène naturel, à savoir la réaction d'oxydoréduction entre l'eau et une roche riche en oxyde fer. **Cette méthode consiste**

donc à injecter de l'eau dans un gisement d'oxyde de fer, qui par réaction d'oxydoréduction, conduit à l'émission d'hydrogène pouvant ensuite être capté.

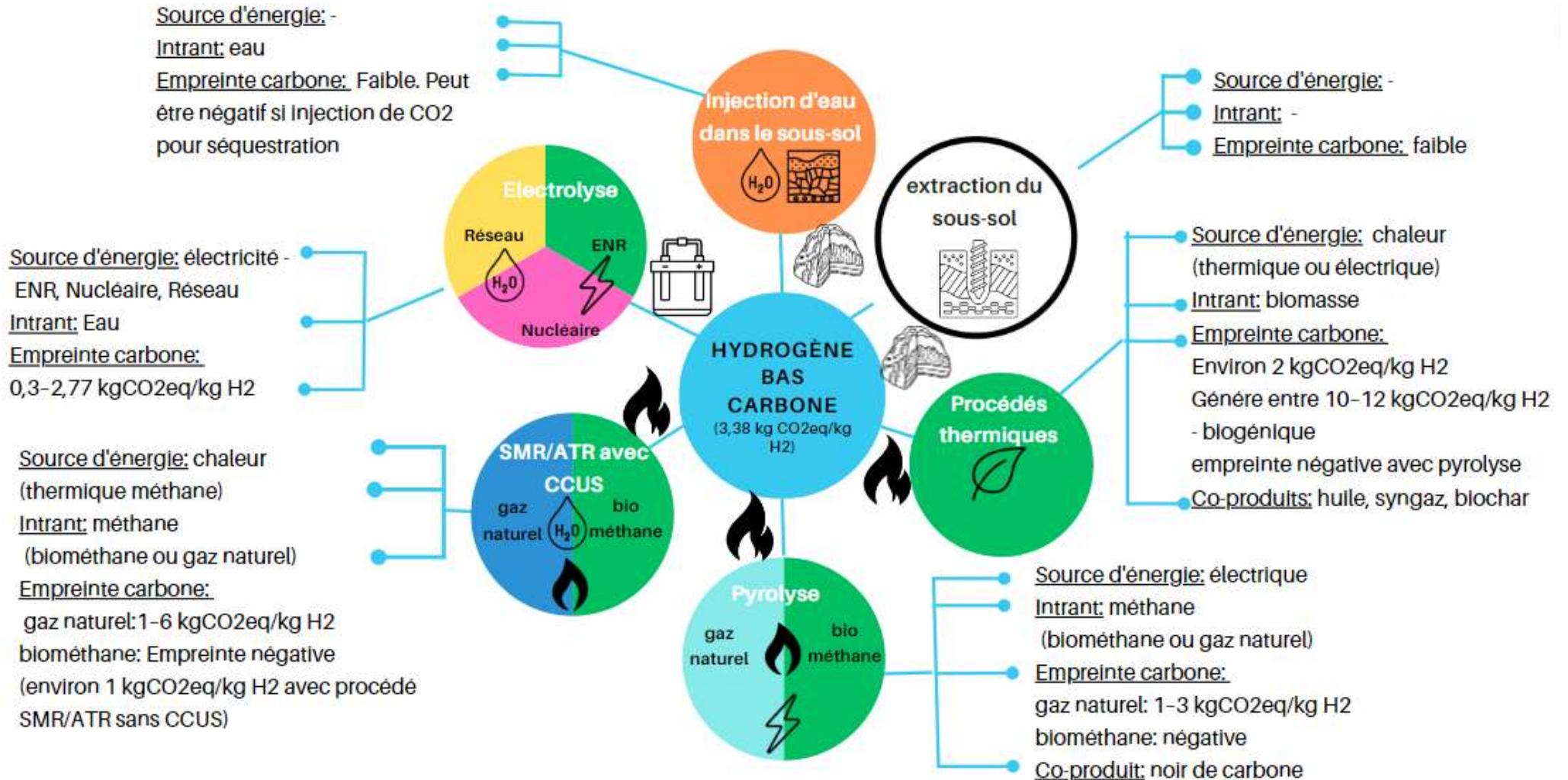
Cette méthode de production pourrait se combiner avec du stockage géologique du CO₂ lorsque celui-ci est mélangé avec l'eau d'injection. Il précipite avec cette roche également riche en silicate, sous forme de carbonate solide, stable restant dans le sous-sol.

Cette voie, aussi connue sous l'appellation d'hydrogène « orange ».

Pour faire face à la demande massive d'hydrogène bas carbone indispensable à la transition énergétique d'après les feuilles de routes européennes et nationales, il nous est indispensable de faire l'état des lieux des technologies actuellement existantes. Nous avons cependant volontairement exclu de l'étude le procédé de photolyse, reproduisant la photosynthèse des plantes, et les voies biologiques utilisant des microorganismes et des enzymes, car ses voies, bien que prometteuses, ne nous semblent pas encore mature pour un passage à l'échelle industriel.

Pour atteindre les objectifs fixés, EVOLEN ne voit pas une réponse technologique unique, mais bien une approche multi-technologique, chacune répondant au critère d'émission de CO₂ fixé par la réglementation, et chacune ayant ses avantages et ses défis.



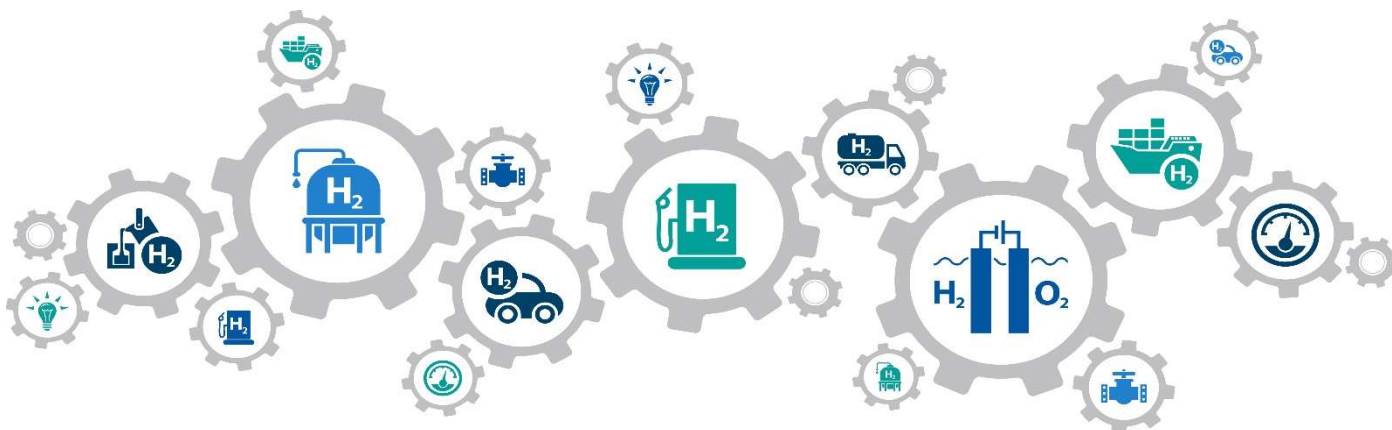


*La production d'hydrogène bas carbone représente moins de 1% de la production total d'hydrogène en 2022 (<https://www.iea.org/fuels-and-technologies/hydrogen>)

**La directive sur le marché du gaz et de l'hydrogène fixe le seuil à 3,38 kg CO2 eq/kg H2 pour la définition de l'hydrogène bas carbone

***Toutes technologies utilisant du méthane fossile (gaz naturel), voit son ACV varier fortement suivant la provenance du ce gaz

Figure 1: procédés de production d'hydrogène bas carbone



1 Tour d'horizon des technologies d'hydrogène bas carbone

1.1 Qu'est-ce que l'hydrogène renouvelable et bas carbone

L'hydrogène renouvelable et bas carbone est produit grâce aux différentes techniques qui utilisent des intrants d'origine renouvelable ou fossile, pour lesquelles l'empreinte en matière d'émission de gaz à effet de serre équivalente, établie en analyse de cycle de vie, ne dépasse pas un certain seuil, fixé par des réglementations dédiées.

Cette approche basée sur la quantité maximale d'émission de dioxyde de carbone équivalente sur l'ensemble du cycle de vie, par quantité d'hydrogène produit prévaut pour l'établissement des règles relatives à la construction du marché de l'hydrogène, que ce soit en France ou en Europe. Il est ici important de définir précisément ces deux types d'hydrogène.

▪ Hydrogène renouvelable

La Directive européenne sur les Energies Renouvelables (RED), définit l'hydrogène renouvelable dans le cadre des carburants renouvelables d'origine non biologique (RFNBO), comme produit à partir de sources renouvelables et devant au moins atteindre une réduction d'émission GES de 70% par rapport à l'hydrogène fossile de référence émettant 94 gCO₂eq/MJ (11 kg CO₂e/kg H₂), sur l'ensemble d'une analyse de cycle de vie, soit un seuil d'émission de GES à 3,38 kg CO₂e/kg H₂.

En France l'hydrogène renouvelable est défini dans l'ordonnance hydrogène n°2021 -167⁴ comme *"l'hydrogène produit soit par électrolyse en utilisant de l'électricité issue de sources d'énergies renouvelables [telles que définies à l'article L. 211-2 du code de l'énergie*]⁵, soit par*

⁴ https://www.legifrance.gouv.fr/codes/article_lc/LEGIARTI000047303720

⁵ https://www.legifrance.gouv.fr/codes/section_lc/LEGITEXT000023983208/LEGISCTA000023986181/#LEGISCTA000023986181

« Énergie produite à partir de sources non fossiles renouvelables, à savoir l'énergie éolienne, l'énergie solaire thermique ou photovoltaïque, l'énergie géothermique, l'énergie ambiante, l'énergie marémotrice, houlomotrice et les autres énergies marines, l'énergie hydroélectrique, la biomasse, les gaz de décharge, les gaz des stations d'épuration d'eaux usées et le biogaz. »

toute une autre technologie utilisant exclusivement une ou plusieurs de ces mêmes sources d'énergies renouvelables et n'entrant pas en conflit avec d'autres usages permettant leur valorisation directe."

Par ailleurs, le plan REPowerEU présenté par la Commission européenne le 25 mai 2022, en réponse à la crise énergétique découlant du déclenchement de la guerre en Ukraine par la Russie, fixe un objectif de production d'hydrogène renouvelable de 10 millions de tonnes en 2030, assorti d'une importation de quantités équivalentes depuis des pays tiers (soit 20 millions de tonnes d'hydrogène renouvelable consommés dans l'Union européenne à cet horizon). Ces objectifs propres à l'hydrogène renouvelable participeront à l'émergence du marché européen de l'hydrogène dont le développement à court terme reposera également sur l'hydrogène bas carbone.

▪ **Hydrogène bas carbone**

Toujours en France, l'ordonnance n°2021-167⁶ du 17 février 2021 relative à l'hydrogène définit l'hydrogène bas-carbone comme *"l'hydrogène dont [le procédé de production émet, par kilogramme d'hydrogène produit, une quantité d'équivalents dioxyde de carbone inférieure ou égale à un seuil], sans pouvoir, pour autant, recevoir [la qualification d'hydrogène renouvelable], faute d'en remplir les autres critères"*.

Ce seuil maximal d'émissions doit être défini par arrêté du ministre chargé de l'énergie, en conformité avec les futures règles applicables sur le plan européen.

Le projet de Directive européenne présenté par la Commission en décembre 2021 dans le cadre de son *"paquet décarbonation"* relatif au futur marché du gaz et de l'hydrogène⁷, a été entériné le 23 novembre 2023 en trilogue. Il définit l'hydrogène bas-carbone, ou plus précisément, « à faible teneur en carbone » comme de « l'hydrogène dont le contenu énergétique est dérivé de sources non-renouvelables et respecte un seuil de réduction d'émissions de gaz à effet de serre de 70 % ». Cette définition est importante pour la France car elle rend éligible l'utilisation de l'énergie nucléaire, non renouvelable par définition, pour produire de l'hydrogène pouvant contribuer à l'effort de décarbonation de l'économie européenne.

Ce seuil de 70% de réduction d'émission par rapport à de l'hydrogène produit par le vaporéformage du gaz naturel, c'est-à-dire produit avec de l'énergie fossile dont l'intensité carbone est fixée à 11kg CO₂e/kg H₂, correspond à **un seuil d'environ 3,38 kg CO₂e/kg H₂ pour rendre l'hydrogène bas carbone.**⁸

⁶ https://www.legifrance.gouv.fr/codes/article_lc/LEGIARTI000047303720

⁷ <https://www.consilium.europa.eu/en/press/press-releases/2023/03/28/gas-package-member-states-set-their-position-on-future-gas-and-hydrogen-market/>

⁸ <https://www.euractiv.fr/section/energie/news/hydrogene-bas-carbone-la-definition-du-parlement-europeen-favorise-le-nucleaire/>



Cette définition rapproche un peu plus l'hydrogène bas carbone de l'hydrogène renouvelable, dont le seuil est, lui aussi, fixé à environ 3,38 kgCO₂e/kgH₂.

Les principales sources d'émissions de GES (CO₂, CH₄-méthane) lors de la production d'hydrogène bas carbone sont de deux types :

- Soit directes, par transformation d'énergie primaire (gaz naturel et biomasse), mais captée avec une unité de capture de séquestration de CO₂ dans le cas d'une énergie primaire carbonée
- Soit issues de production par électrolyse de l'eau à partir d'énergie électrique, mais avec une empreinte carbone ne devant pas dépasser 61g CO₂ / kWh de d'électricité consommée

De plus, il convient de tenir compte aussi de toutes les émissions de GES durant l'ensemble du cycle de vie de la production d'hydrogène, en amont et en aval de l'unité de production et donc pour les technologies utilisant du gaz naturel ou du biométhane, des émissions fugitives de méthane le long de la chaîne de production et de transport.

On peut ainsi parler d'une plage d'environ 0,45 à 3 kg CO₂eq. / kg H₂ pour de l'ensemble des technologies de production d'hydrogène bas carbone à comparer aux 9 – 13 kg CO₂ / kg H₂ pour de l'hydrogène industriel produit classiquement avec une énergie fossile (gaz naturel) par SMR ou ATR sans CCS.

L'Hydrogène Bas Carbone est maintenant une désignation retenue par de nombreux états et organismes internationaux, ainsi que dans l'UE, pour mieux corréler l'intensité carbone à celle de sa source primaire d'énergie (comme pour toutes les applications de l'énergie électrique dans la transition énergétique) et couvre un large spectre de technologies souvent assignées à une couleur.

Toutefois, cette désignation par couleur, qui permet de désigner simplement chaque technologie en particulier au sein de la profession de l'hydrogène, n'est pas toujours adaptée et, au niveau du grand public, occulte souvent leur caractéristique première : celle d'être une technologie bas carbone. Ainsi, dans les médias et le milieu politique, seul l'hydrogène vert est considéré et mis en avant en tant que vecteur énergétique – souvent à tort comme une énergie zéro carbone – au même titre que les énergies renouvelables.

Il est donc essentiel de communiquer sur les nouvelles technologies de production d'hydrogène en insistant d'abord et avant tout sur leur caractère intrinsèque d'énergie bas carbone et donc en promouvant l'appellation « Hydrogène Bas Carbone ». C'est pourquoi au fil de cette note de synthèse, les couleurs laissent leur place aux technologies.

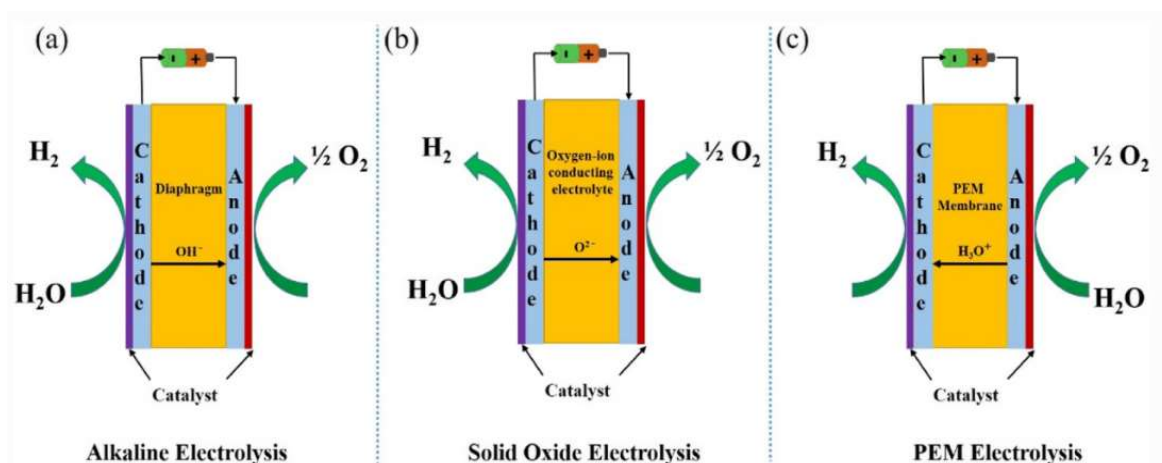


1.2 Technologies

- Electrolyse de l'eau

L'électrolyse de l'eau consiste à envoyer un courant d'électricité continu dans une cellule d'électrolyse afin de dissocier la molécule d'eau en hydrogène et en oxygène. La molécule d'eau étant très stable, des quantités d'électricité assez importantes seront nécessaires. Théoriquement, 1.23 V est suffisant pour dissocier la molécule d'eau, mais en réalité les potentiels appliqués sont plus importants. L'eau pure étant un très mauvais conducteur, un électrolyte sera utilisé afin de rendre le media conducteur entre l'anode (coté producteur d'oxygène) et la cathode (coté producteur d'hydrogène). La distance entre l'anode et la cathode sera également la plus petite possible. Le terme de stack est souvent employé pour parler de l'empilement de plaques anodes/cathodes séparées par un électrolyte.

Trois technologies d'électrolyse de l'eau sont aujourd'hui considérées comme matures. Leurs principes de fonctionnement sont détaillés ci-dessous.



Schematic illustration of (a) alkaline water electrolysis, (b) solid oxide electrolysis, and (c) proton exchange membrane water electrolysis

Figure 2: Production de fonctionnement des différents types d'électrolyseurs

(Source: Wang, T., Cao, X. & Jiao, L. PEM water electrolysis for hydrogen production: fundamentals, advances, and prospects. *Carbon Neutrality* 1, 21 (2022). <https://doi.org/10.1007/s43979-022-00022-8>)

- Electrolyse alcaline de l'eau (AWE)

L'électrolyse AWE (Alcaline Water Electrolysis) est la technologie la plus mature, développée au siècle dernier. Cette technologie se base sur un électrolyte constitué d'une solution aqueuse d'hydroxyde de potassium ou de sodium, dont la concentration varie en fonction de la température (typiquement 25 % massique à 80 °C). Le coût de l'hydrogène produit localement par électrolyse est d'abord et avant tout lié à celui de l'électricité et à son mode de production. Dans le cas d'une électricité renouvelable, ce sont les coûts en capitaux du système de production d'électricité (photovoltaïque, éolien...) qui influenceront le prix de production de



l'hydrogène. Dans le cas de centrales thermiques ou nucléaires, il conviendra encore d'examiner l'ensemble du cycle de vie du procédé.

Les récents développements en AWE sont axés sur la production à haute pression dans des unités de plus en plus importantes. La capacité du plus gros électrolyseur AWE pressurisé « single stack » du marché est actuellement

- Electrolyse à membranes échangeuses de proton (PEM)

L'électrolyse PEM (Proton Exchange Membrane) est connue depuis plus de soixante ans et a été développée par General Electric. Une membrane solide en polystyrène sulfoné est utilisée comme électrolyte où elle sert à la fois de séparateur de gaz et d'électrolyte. Dans le processus d'électrolyse, seule de l'eau déminéralisée est injectée dans la cellule, sans aucun additif électrolytique. L'électrolyse PEM présente divers avantages, tels qu'une densité de courant élevée, une plus grande efficacité énergétique que l'électrolyse AWE et des températures de fonctionnement plus larges (20 à 80 ° C). Cependant, les électrocatalyseurs populaires pour l'électrolyse PEM sont des métaux précieux (Pt, Ir, Ru) dont les coûts font de l'électrolyse PEM un investissement significativement plus élevé que l'électrolyse alcaline.

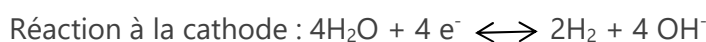
- Electrolyse à oxide solide (SOEC)

L'électrolyse par SOEC (Solid Oxide Electrolyzer Cell) a reçu énormément d'attention au cours des dernières années en raison de son efficacité élevée. Les SOEC fonctionnent à des températures élevées (500–850 ° C) et sous pression. L'eau doit, contrairement aux technologies PEM et AWE, être alimentée sous forme vapeur. Le matériau d'électrolyte le plus couramment utilisé est la zircone stabilisée à l'oxyde d'yttrium, un conducteur classique d'ions oxygène à haute température. Cependant, les températures élevées entraînent une détérioration rapide des performances catalytiques, et la réalisation du fonctionnement à long terme d'un électrolyseur SOEC reste toujours un défi même si de plus en plus d'acteurs industriels se lancent dans la production massive de stacks pour SOEC.

- Electrolyseurs à membranes d'échange d'anions (AEM)

Une dernière technologie qui est développée par seulement quelques compagnies, et aussi la moins mature (TRL5-6), est l'électrolyse par membranes d'échange d'anions (AEM).

Tout comme les technologies PEM et SOEC, les AEM utilisent une membrane solide pour le transport d'ions, ici d'anions :



Elle offre de nombreux avantages. Des conditions opératoires plus souples que la technologie alcaline, aussi simple et efficace que de la technologie PEM, sans utiliser de métaux noble et cher pour sa membrane. En revanche, des défis restent à relever sur la tenue chimique et mécanique des membranes dans le temps, qui réduisent pour le moment la durée de vie de ces électrolyseurs.

Les quatre technologies basées sur l'électrolyse de l'eau présentées ci-dessus sont considérées comme prometteuses pour produire de l'hydrogène, en particulier la technologie PEM qui présente l'avantage d'une utilisation flexible en matière de taux de charge. Les besoins énergétiques sont cependant très importants tel que présenté dans le tableau ci-dessous :

	Electrolyse alcaline	Electrolyse PEM	Electrolyse SOEC	Electrolyse AEM
Densité de courant (A/cm ²)	0.2 – 0.4	1 – 3	0.3 – 0.5	0.2-0.5
Efficacité (%)	62 – 82	67 – 82	81 – 92	50-70
Température d'opération (°C)	≤ 90	≤ 80	~ 800	40-60
Consommation électrique (kWh/Nm ³ H ₂)	4.5 – 5.5	4.0 – 5.0	< 3.5	3.5-5.5

Tableau 1: Caractéristiques techniques des différents types d'électrolyseurs

Les électrolyseurs PEM, AWE ou SOEC ont de commun qu'ils sont vendus en unités de taille standard. Il conviendra donc de multiplier les unités afin d'atteindre les capacités de production désirées. Des étapes de purification (désoxygénation et séchage) sont en général nécessaires afin de générer un hydrogène ultrapur (> 99%) utilisable aussi bien en industrie que pour des usages en mobilité par exemple. Cette purification de l'hydrogène peut être mutualisée sur les grosses unités afin de réduire CAPEX et OPEX.

- Vaporéformage du méthane avec capture du CO₂

Le vaporéformage du méthane est le procédé le plus largement utilisé actuellement pour la production d'hydrogène et de gaz de synthèse (syngas). C'est un procédé catalytique (nickel) endothermique réalisé entre 700 - 850°C sous 30 à 40 bars en lit fixe. D'une façon générale, le



combustible utilisé dans ce procédé doit avoir un ratio H/C élevé pour une meilleure efficacité (cas du méthane). Cependant, d'autres hydrocarbures plus lourds peuvent être utilisés. La figure 2 présente les principales étapes du reformage du méthane à la vapeur. Une étape de réaction de gaz à l'eau (water gas shift : $\text{CO} + \text{H}_2\text{O} = \text{H}_2 + \text{CO}_2$) permet d'optimiser la production d'hydrogène. Les nouvelles installations incluent une étape de capture de CO_2 . Une étape de méthanation est souvent réalisée afin de convertir les traces de CO en méthane qui pourra être recyclé et qui est plus facilement séparable de l'hydrogène.

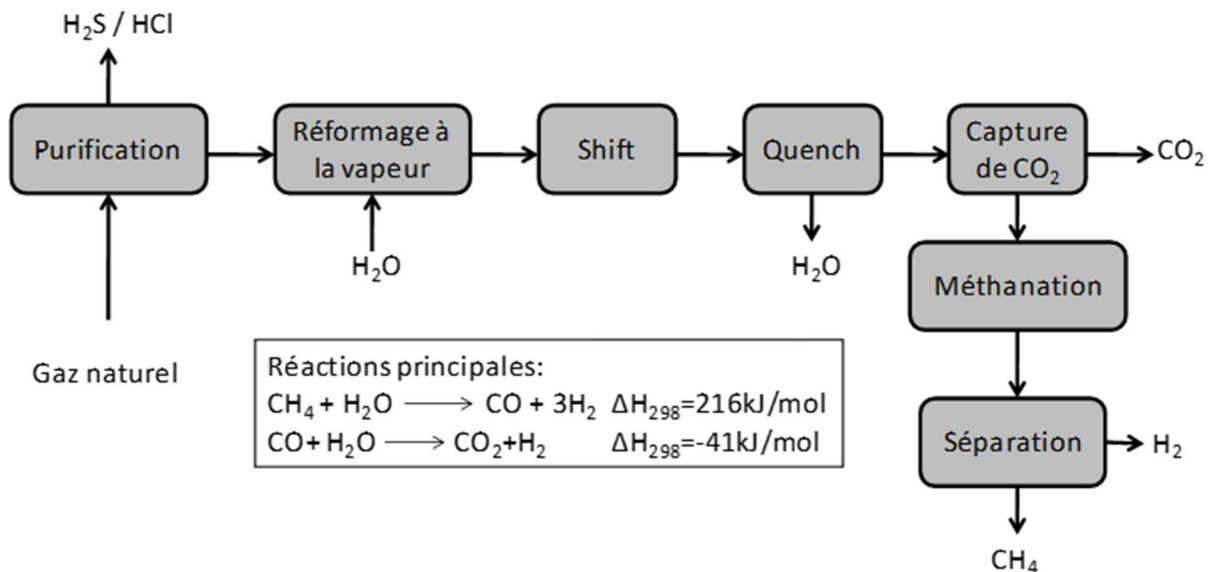


Figure 3: Production d'hydrogène par reformage du méthane à la vapeur

Les acronymes SMR (Steam Methane Reforming) et ATR (AutoThermal reforming) sont souvent employés dans la littérature lorsqu'il s'agit de production d'hydrogène à grande échelle. **La différence entre ces deux procédés vient de la nature de l'apport d'énergie pour compenser l'endothermicité des réactions, tout en maintenant une température assez haute, nécessaire aux cinétiques des réactions.**

Dans le cas du SMR, la chaleur est apportée en brûlant une partie du méthane dans un four dans lequel se trouvent les tubes remplis de catalyseurs. La source d'énergie du SMR est donc une flamme qui vient réchauffer les tubes de l'extérieur.

Dans le cas de l'ATR, c'est de l'oxygène pur qui est co-injecté dans la zone réactionnelle. Une partie du méthane est brûlé et sert à apporter l'énergie nécessaire à la réaction de reformage. L'énergie vient donc dans ce cas de l'intérieur.

- Pyrolyse du méthane

La décomposition thermique haute température en absence d'oxygène du méthane sur nickel, charbon actif ou autre catalyseur est aussi un procédé de production d'hydrogène ne rejetant que très peu d'oxydes de carbone. Des procédés à base de plasma permettent également de

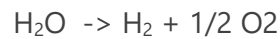


décomposer le méthane en carbone et hydrogène. Le noir de carbone est récupéré et peut être revalorisé.



- Thermolyse de l'eau

La décomposition de l'eau en hydrogène et en oxygène s'écrit de façon triviale :



Cette décomposition nécessite un apport d'énergie important qu'il soit électrique ou thermique.

La réaction thermique du craquage, ou thermolyse, de l'eau n'est possible qu'à de très haute température, supérieure à 2500°C⁹. Seuls des fours solaires ou des réacteurs à plasma peuvent permettre d'atteindre de telles températures. A noter d'ailleurs que l'utilisation de plasma a aussi pour effet d'abaisser la température de réaction aux alentours de 1600°C.

- Gazéification de la biomasse

Des projets se montent afin de dériver la gazéification de la biomasse en projets de production de H₂ (gazéification et de pyrolyse propres). Les techniques de traitement de la matière végétale sont semblables à celles qui sont utilisées pour les combustibles fossiles. En utilisant les résidus et les déchets agricoles, ou de la biomasse spécifiquement développée pour des usages énergétiques, de l'hydrogène peut être produit par pyrolyse ou gazéification. La pyrolyse de la biomasse produit un liquide appelé « biohuile », qui, comme le pétrole, contient une large gamme de composants qui pourront être séparés pour donner divers produits chimiques et carburants utilisables. Cependant, à la différence du pétrole, la « biohuile » contient un nombre significatif de composants oxygénés fortement réactifs dérivés principalement des hydrates de carbone et de la lignine. Ces composants peuvent être synthétisés en produits, y compris en hydrogène. Ces stratégies de coproduction sont conçues pour produire simultanément des produits chimiques à forte valeur ajoutée, comme les résines phénoliques, et de l'hydrogène.

1.3 Synthèse des émissions de CO₂

Les émissions de CO₂ liées à la production d'hydrogène dépendent de la technologie utilisée (en particulier de son rendement) et aussi du facteur carbone de l'énergie utilisée par cette technologie. Ce facteur carbone prend également en compte toutes les émissions de CO₂ émises durant le cycle de vie (c.f approche ACV).

Par exemple, pour une production par électrolyse, la première source d'émission de CO₂ correspondra au facteur carbone de l'énergie électrique utilisée (g CO₂ / kWh) calculée sur

⁹ https://s3.production.france-hydrogene.org/uploads/sites/4/2021/11/Fiche_203.2.2_20-r_C3_A9v_20juin_202021.pdf



son cycle de vie. Ainsi, pour une énergie électrique fournie par des panneaux solaires photovoltaïques (PV), sans émissions directs propres durant son utilisation, le facteur carbone est de l'ordre de 44 g CO₂ / kWh¹⁰ et prend en compte toutes les émissions de CO₂ générées durant la fabrication des panneaux jusqu'à leur installation sur site.

Concernant des procédés utilisant du gaz naturel comme le vaporeformage, en plus de la performance du système de capture même de CO₂ sur l'unité de production, il conviendra d'ajouter les émissions de CO₂ équivalent produites depuis la production du gaz naturel (tête de puits), durant son transport (gazoducs, méthanier) jusqu'au point d'entrée de l'usine (émissions fugitives de méthane notamment).

Une technologie de production d'hydrogène est catégorisée "bas carbone" dès lors que ses émissions de CO₂ exprimées en kg CO₂ / kg H₂ sont inférieures ou égales à 3,38kg CO₂ / kg H₂ selon la RED II (Renewable Energy Directive II) pour la production de carburants non renouvelables d'origine non biologique (RFNBO), ou à 3 kg CO₂ / kg H₂ selon la taxonomie européenne¹¹.

Le panorama des technologies « hydrogène renouvelable » et « hydrogène bas carbone » peut alors être représenté par le diagramme suivant :

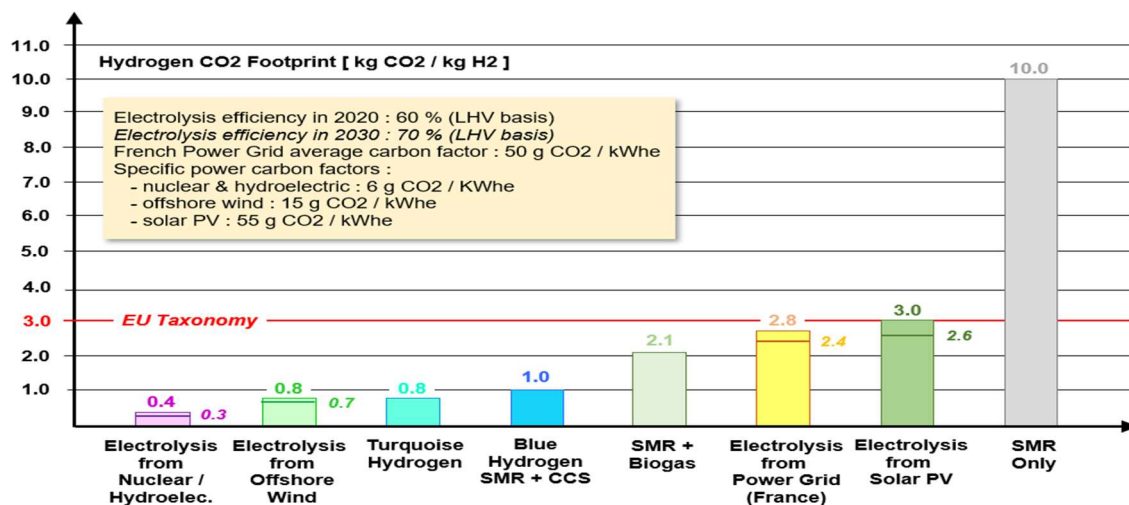


Figure 4: estimation de l'empreintes carbone des différentes technologies de production d'hydrogène (Source : Engie)

¹⁰ <https://www.edfenr.com/guide-solaire/bilan-carbone-panneau-photovoltaïque/> « pour un mix électrique chinois, l'empreinte carbone du photovoltaïque est de 43,9 gCO₂eq/kWh, pour un mix électrique européen 32,3 gCO₂eq/kWh et 25,2 gCO₂eq/kWh pour un mix électrique de fabrication français. »

¹¹ La taxonomie européenne désigne la classification des activités économiques ayant un impact favorable sur l'environnement. Son objectif est d'orienter les investissements vers les activités « vertes » et non contraignant pour les entreprises. <https://www.vie-publique.fr/questions-reponses/283166-neutralite-carbone-la-taxonomie-europeenne-en-six-questions>.





2 Technologies d'électrolyse de l'eau

Comme expliqué précédemment, l'électrolyse de l'eau consiste à envoyer un courant d'électricité continu dans une cellule d'électrolyse afin de dissocier la molécule d'eau en hydrogène et en oxygène.

Ce courant électrique peut provenir de différentes sources d'électricité : solaire, éolien, nucléaire, fossile, et ne doit pas dépasser 61 g CO₂ / kWh_e pour respecter le seuil bas carbone. L'empreinte carbone de l'hydrogène produit avec de l'électricité renouvelable varie entre 0,45-2,6 kg CO₂ eq/kg H₂¹²

2.1 Electricité d'origine renouvelable

L'hydrogène produit par électrolyse de l'eau, alimenté par de l'électricité issue de source d'énergie renouvelable, est dit hydrogène renouvelable. C'est l'ordonnance hydrogène n°2021-167 qui le définit comme *"l'hydrogène produit soit par électrolyse en utilisant de l'électricité issue de sources d'énergies renouvelables [telles que définies à l'article L. 211-2 du code de l'énergie], soit par toute une autre technologie utilisant exclusivement une ou plusieurs de ces mêmes sources d'énergies renouvelables et n'entrant pas en conflit avec d'autres usages permettant leur valorisation directe."*

La production d'hydrogène par électrolyse permet de répondre en partie à l'intermittence des ENR, produit pendant les pics de production sous forme d'une solution de stockage d'électricité sous forme d'une molécule gazeuse ou liquide, plus commode à stocker, transporter, et à distribuer, puis utilisé pendant les périodes de faible production.

¹² <https://librairie.ademe.fr/energies-renouvelables-reseaux-et-stockage/4851-developper-l-hydrogene-renouvelable-et-bas-carbone.html>



Les autres technologies utilisant d'autres sources renouvelables pour produire de l'hydrogène, comme de la biomasse par exemple, produisent également de l'hydrogène renouvelable. Quelques exemples d'unité de production existantes et en projet :

Projet	Site - Pays	Mise en exploitation	Acteurs principaux	Capacité de production	Equivalent électrique	Intrant
Energiepark Mainz	Allemagne	2014	Université de RheinMain, Siemens, Linde, Mainzer Stadtwerke	1154 m ³ H ₂ /h	6MW	Eolien terrestre
JUPITER 1000 (en operation)	France	2020	GRT Gaz	200 m ³ H ₂ /h	1 MW	ENR
Air Liquide Becancour	Canada	2020	Air Liquide	3745 m ³ H ₂ /h	20 MW	Hydro
Power to green H ₂ Mallorca (phase 1 en operation)	Espagne	2021	ACCIONA, Enagás, IDAE and Cemex	423 m ³ H ₂ /h	2,5 MW	PV solaire

Tableau 2: liste non-exhaustive de projet de production d'hydrogène renouvelable (Source : IEA 2022, hydrogen projects database public version, <https://www.iea.org/data-and-statistics/data-product/hydrogen-projects-database>, CC BY 4.0)





2.2 Electricité d'origine nucléaire

La production d'hydrogène par électrolyse peut se faire par de l'électricité provenant de centrale nucléaire. Ces centrales ont un facteur carbone de l'ordre de 2,4-6,8 g CO₂ eq/ kWh en France pour une production d'hydrogène par électrolyse, soit une empreinte carbone de l'ordre de 0,4 kg CO₂ / kg H₂. De plus, la production d'électricité se fait de façon continue en bénéficiant d'un fort facteur de l'ordre de 85 – 90 %.

Un accroissement important de capacité de production électrique est nécessaire pour faire face à une électrification intensive directe des usages afin de remplacer les énergies fossiles. Cependant, il n'est pas envisagé de bâtir des projets où un réacteur nucléaire de 0.9 – 1.3 GW unitaire serait construit uniquement pour assurer une production d'hydrogène, du moins en Europe, car la priorité restant la production d'électricité pour alimenter le réseau.

Par ailleurs, pour compenser l'intermittence des énergies renouvelables, l'énergie nucléaire – en tant qu'énergie pilotable – est de plus en plus opérée selon un facteur de charge variable qui peut devenir de plus en plus important au fur et à mesure que la part des ENR augmente dans le mix énergétique.

Dans un contexte favorable au prix de l'électricité, la flexibilité disponible d'un parc nucléaire aux heures creuses ou en période de faible demande électrique peut être allouée localement, et en complément d'une autre source d'électricité, à de la production d'hydrogène. Les unités d'électrolyse pouvant, par exemple, être situées à proximité de la centrale et connectées directement.

Une telle configuration permet de maximiser l'utilisation de la centrale et d'optimiser le fonctionnement des électrolyseurs et ainsi améliorer l'efficacité combinée du capital des deux installations, ce qui permet alors une réduction du coût de production de l'hydrogène.

Enfin, le développement des réacteurs dits de 4^{ème} génération, selon les critères du Forum International Génération IV (GIF créé en 2002) comprend aussi celui de réacteurs de petite capacité pouvant être construits en série et en grand nombre en usine (SMR = Small Modular



Reactors). Selon l'Agence Internationale de l'Energie Atomique, plus de 70 projets SMR sont en cours de développement dans le monde (US, Chine, Russie, Europe).

En France, plusieurs technologies sont développées avec pour objectif une première commercialisation dans la période 2030 – 2035 :

- Projet « Nuward » développé par EDF, CEA, TechnicAtome et Naval Group : réacteur à eau pressurisée, capacité unitaire de 170 MW
- Hexana, une start-up s'appuyant sur les technologies du CEA, qui a pour objectif de mettre en œuvre un AMR (Advanced Modular Reactor) de type réacteur à neutrons rapides et à caloporteur sodium, tout en intégrant un dispositif de stockage haute température. Ce SMR de 4^{ème} génération est d'une capacité de 400 MWth
- Stellaria, une start-up s'appuyant sur les technologies du CEA, qui a pour objectif de mettre en œuvre un réacteur à sels fondus chlorure très compact. Ce SMR de 4^{ème} génération est d'une capacité 250 MWth avec une forte compacité puisqu'il tient dans 4m³
- Naarea, start-up développant un réacteur à sels fondus et neutrons rapides¹³ de capacité réduite (40 MW) afin de permettre une production industrielle et en grande série (100 – 200 par an avec une usine opérationnelle en 2030) de petites unités (réacteur + génération de puissance) pouvant être transportés par containers, installés et mis rapidement en service sur place en mode "plug & play"

Ces réacteurs de petite capacité et qui ont une grande flexibilité d'emploi, peuvent être installés dans des zones isolées et non connectées au réseau, utilisés directement par des sites industriels souhaitant une énergie électrique fortement décarbonée et à un prix compétitif stable, ou de la chaleur.

Ce type de réacteur pourrait ainsi être couplé à une unité d'électrolyseurs et fournir ainsi de l'hydrogène bas carbone de façon continue à une ou plusieurs installations industrielles souhaitant décarboner une production consommant de l'hydrogène.

Par exemple, la sidérurgie pourrait se décarboner complètement en utilisant une technologie de réduction directe du fer (Direct Reduction of Iron – DRI) qui remplace le coke issu du charbon par l'hydrogène.

¹³ Le principe des réacteurs à sels fondus est connu depuis le début des années cinquante et a été essentiellement développé par Alvin Weinberg (ancien membre de l'équipe du projet Manhattan) à Oak Ridge National Laboratory (un tout premier prototype de 2.5 MW en 1954) jusqu'à la construction d'un prototype plus important (MSRE, 7.4 MW) qui a fonctionné de 1965 à 1969.



Ci-dessous, une liste non exhaustive d'unités en exploitation et en projet :

Projet	Site - Pays	Mise en exploitation	Acteurs principaux	Capacité de production annoncée (kg H ₂ /h)	Capacité électrolyseur
Oskarshamn nuclear plant (opération)	Suède	1992 (mise en service réacteur) – 2022 (production H ₂)	OKG AB, Linde Gas AB	12 kg H ₂ /heure	-
CNNC HTGR P2G (démonstrateur)	Chine	2020	CNNC	0.1 m ³ H ₂ /h	-
Kola nuclear power plant (démonstrateur)	Russie	2020-2022	Rosatom	40 m ³ H ₂ /h	-
H ₂ @Scale (démonstrateur)	Etats-Unis	2021-2023	Exelon, Nel Hydrogen	-	1 MW
Nine Mile Point Nuclear Power station ¹⁴	Etats-Unis	2023	Constellation	560 kg H ₂ / jour	1 MW

Tableau 3: liste non-exhaustive de projet et de démonstrateur de production d'hydrogène à partir d'énergie nucléaire

(Source : IEA 2022, hydrogen projects database public version, <https://www.iea.org/data-and-statistics/data-product/hydrogen-projects-database> CC BY 4.0)

¹⁴<https://www.constellationenergy.com/newsroom/2023/Constellation-Starts-Production-at-Nations-First-One-Megawatt-Demonstration-Scale-Nuclear-Powered-Clean-Hydrogen-Facility.html>.





2.3 Electricité du réseau

La production d'hydrogène par électrolyse de l'eau peut se faire à partir d'énergie électrique provenant du mix-énergétique du réseau local. L'empreinte carbone et le coût de cet hydrogène varie donc en fonction des énergies électriques disponibles au moment de la production. Compte tenu du rendement actuel des électrolyseurs (55 kWh / kg H₂, en PCI), le facteur carbone de l'électricité ne doit pas excéder 61 g CO₂ / kWh en ACV pour une production d'hydrogène bas carbone répondant aux critères de l'UE qui ne doit pas dépasser 3,38 kg CO₂ / kg H₂.

A titre d'exemple, de l'hydrogène produit avec de l'électricité du réseau français aurait une empreinte carbone de 2,77 kg CO₂ eq/ kg H₂, contre environ 20 kg CO₂ eq/ kg H₂ avec le mix électrique européen¹⁵.

Ce mode de production est en revanche très bien adapté à des systèmes opérés en continu, puisque contrôlé par des énergies pilotables compensant notamment les intermittences des énergies renouvelables type éolien (terrestre, offshore) et/ou PV.

L'utilisation de l'électricité du réseau permettrait de développer des unités de production d'hydrogène à une échelle locale en s'appuyant sur un réseau électrique de transport et de distribution d'énergie existante et une production continue, caractère essentiel pour la décarbonation de l'industries mais aussi permettant une utilisation optimale des électrolyseurs.

Pour des usages de mobilité, cette production d'hydrogène peut fournir une flexibilité à la fois spatiale et opérationnelle, permettant ainsi le développement d'un réseau étendu de stations-services pour l'avitaillement de véhicules hydrogène (utilitaires, poids lourds, trains).

¹⁵ <https://www.sfen.org/rgn/vers-une-premiere-reconnaissance-du-role-du-nucleaire-pour-la-production-dhydrogene-en-europe/#:~:text=Le%20bilan%20carbone%20de%20l,produit%20par%20vaporeformage%20du%20gaz>



Ci-dessous, une liste non exhaustive d'unités en exploitation et en projet :

Projet	Site - Pays	Mise en exploitation	Acteurs principaux	Capacité de production (kT H ₂ /an)	Électrique (MW)	Utilisation
H&R Ölwerke	Allemagne	2018	H&R Group, Siemens AG	0,7	5	Raffinage
H ₂ FUTURE	Autriche	2019	Verdund, Siemens Energy, voestalpine, APG, K1 MET, ECN	0,9	6	Sidérurgie
Markham Energy Storage	Canada	2019	Enbridge and Cummins	0,4	2,5	Injection dans réseau de gaz
HYBRIT pilot	Suède	2020	SSAB, LKAB, Vattenfall	0,8	4,5	Sidérurgie
Apex Energy	Allemagne	2020	Apex, McPhy	0,3	2	Mobilité et chauffage

Tableau 4: liste non-exhaustive de projets de production d'hydrogène à partir de l'électricité du réseau

(Source : IEA 2022, hydrogen projects database public version, <https://www.iea.org/data-and-statistics/data-product/hydrogen-projects-database>, CC BY 4.0)





3 Procédés thermiques

Les procédés thermiques consistent en la décomposition de molécules sous l'action de la chaleur. Dans le cadre de cette note, la production d'hydrogène bas-carbone par décomposition se fait à partir du méthane, fossile ou biologique, ou à partir de la biomasse. La source de chaleur peut provenir d'une flamme, de la vapeur d'eau ou d'un plasma.

3.1 Vaporeformage couplé avec une unité de CCSU

Cette technologie correspond à l'hydrogène bas carbone issu de la filière gaz naturel, avec capture d'une part substantielle des émissions gazeuses de dioxyde de carbone.

Cette production d'hydrogène s'appuie sur le processus de vaporéformage, aussi appelé reformages (du méthane) à la vapeur (via le procédé SMR ou ATR), associé à une unité de capture et de séquestration (CCS) du dioxyde de carbone issu de cette réaction. Le reformage à la vapeur consiste à mélanger le gaz naturel à de la vapeur d'eau et à chauffer le mélange à une température comprise entre 700 et 1000 °C. La réaction, au contact d'un catalyseur, produit principalement de l'hydrogène et monoxyde de carbone (CO). Une seconde réaction convertit le CO en CO₂ par oxydation du monoxyde de carbone via l'excès de vapeur d'eau, générant de l'hydrogène additionnel.

Une unité classique de production d'hydrogène par SMR a une empreinte carbone de l'ordre de 9-13 CO₂ eq/ kg H₂, mais peut varier fortement en analyse ACV en fonction de l'origine du gaz naturel et des fuites éventuelles de son extraction à son utilisation. La capture du CO₂ issu de la production de chaleur fournit pour la réaction, ainsi que la capture CO₂ issue de la réaction, peut atteindre jusqu'à 90% de taux de capture et ainsi réduire les émissions de CO₂ jusque 1 CO₂ eq/ kg H₂.

Les différentes technologies de carbone capture permettent ainsi de réduire l'intensité carbone d'un procédé SMR/ATR et d'atteindre le seuil requis pour qualifier l'hydrogène produit comme bas carbone. Le gaz naturel peut être remplacé indifféremment par du biométhane, car c'est bien la même molécule, le méthane, qui est utilisé dans ce procédé. Seulement, l'empreinte carbone d'un SMR/ATR peut être considéré comme neutre, voir négative s'il est suivi par une unité de CCS, avec l'utilisation de biométhane via la voie biogaz, car c'est une ressource renouvelable issue de matières organiques.



Ci-dessous, une liste non exhaustive d'unités de vaporéformage avec CCS en exploitation et en projet.

Projet	Site - Pays	Mise en exploitation	Acteurs principaux	Capacité de production	CO ₂ capturé	Intrant
Port Arthur (en opération)	USA	2013	Air Products, Denbury, University of Texas, Valero Energy	151 000m ³ H ₂ /h	1 000 000t CO ₂ /y	Gaz naturel
Port Jérôme (en opération)	France	2015	Air Liquide	4500kg H ₂ /h	100 000t CO ₂ /y	Gaz naturel
Air Products Net-Zero Hydrogen Energy Complex (FID)	Canada	2024	Air Products, Government of Canada, and the Province of Alberta	1500t H ₂ /j	3 Mt CO ₂ /y	Gaz naturel
H ₂ BE (concept)	Belgique	2030	Engie, Equinor	650t H ₂ /j	-	Gaz naturel
Air Liquide liquid hydrogen production plant	USA	2022	Air Liquide	4 kt H ₂ /an		30t H ₂ /d (only part from biogas, but at least 1/3)

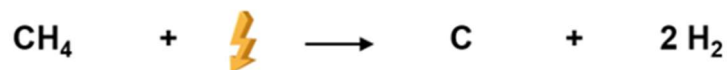
Tableau 5: liste non-exhaustive de projets de production d'hydrogène par vaporéformage avec captage de CO₂

(Source : IEA 2022, hydrogen projects database public version, <https://www.iea.org/data-and-statistics/data-product/hydrogen-projects-database>, CC BY 4.0)



3.2 Pyrolyse

Ce procédé rassemble en fait plusieurs technologies qui utilisent la plasmalyse et la pyrolyse du méthane avec un fort apport de chaleur d'origine électrique pour produire directement de l'hydrogène et du carbone sous forme solide.

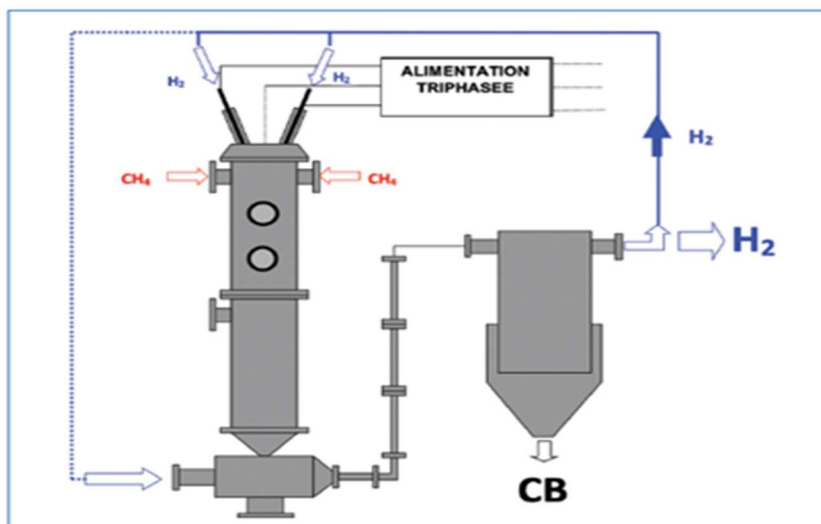


▪ Technologie

Autour de ce concept, plusieurs technologies sont développées ou en cours de développement :

- Pyrolyse par plasma à haute température : Monolith Materials / Mines ParisTech, Plenensys avec des torches plasma triphasées
- Plasma produit par radiofréquence à ~ 10-14 Mhz : HiiRoc (UK) et Graforce (Allemagne)
- Plasma froid nano-pulsé (Spark)
- Plasma micro-ondes (Sakowin),
- Pyrolyse procédé BASF
- Pyrolyse dans un bain de sel fondu (C-Zero)
- Pyrolyse en lit fluidisé avec catalyseur Fe (Hazer Energy)

La pyrolyse par torche plasma avec électrodes triphasées peut être représentée par le schéma suivant :



suivant :

Figure 5: schéma de fonctionnement de la pyrolyse du méthane par torche plasma avec électrodes triphasées

(Source : Mine ParisTech, Laurent Fulcheri)



Ce procédé se distingue du vaporeformage classique (SRM/ATR) par son absence d'émission direct de CO₂ et par la co-production de carbone solide appelé noir de carbone.

- **Etat Actuel**

Actuellement, la technologie de pyrolyse la plus développée (TRL 8) est celle à plasma qui, sous l'impulsion de Monolith Materials aux Etats-Unis, a conduit à la construction et à la mise en service d'un démonstrateur industriel en 2020, Olive Creek 1 à Lincoln (Nebraska) avec une capacité de production significative : 5 000 tpa d'hydrogène et co-production de 15 000 tpa de noir de carbone.

Ce démonstrateur a servi de base à la réalisation d'un deuxième projet, Olive Creek 2, d'une capacité beaucoup plus importante : 65 000 tpa d'hydrogène avec une co-production de 195 000 tpa de noir de carbone. Ce projet est d'un ordre de grandeur comparable à la capacité d'une unité SMR classique (75 000 – 100 000 tpa).

Ce projet, qui devrait être lancé en 2023 pour une mise en service en 2026, produira l'hydrogène nécessaire à une nouvelle unité de production d'ammoniac et de fertilisants d'une usine adjacente.

- **Principaux atouts de la pyrolyse du méthane par plasma**

Cette technologie présente les principaux avantages suivants

- Faibles besoins en énergie électrique : 15 – 25 kWh_e / kg H₂, soit 4 fois moins que l'électrolyse avec les technologies actuelles 55 kWh_e / kg H₂ (rendement de 60 % PCI)
- Aucune émission directe de CO₂ et donc aucune capture de CO₂ et connexion à un système CCS n'est requise, ce qui permet d'implanter ce type d'installation de production d'hydrogène sans contrainte particulière
- Cogénération d'un produit, le noir de carbone, avec une valeur ajoutée qui pourrait être élevée (0,8 – 1,0 US\$ /kg) au début du développement industriel de cette technologie et avant de saturer ce marché, ce qui assurera une rentabilité attractive aux premiers projets. Par la suite, de nouveaux débouchés devront être trouvés pour valoriser la production massive de noir de carbone, fonction de sa qualité intrinsèque, au-delà de son rôle déjà majeur de puits carbone (intégration dans matériaux de construction, amendement des sols agricoles, rétention d'eau et de minéraux dans la terre)
- Technologie maintenant éprouvée (TRL 8) et qui a atteint un stade de développement industriel

Capacité de produire un hydrogène avec une empreinte carbone négative dès lors que l'unité est alimentée avec du biométhane et en électricité faiblement carbonée (< 61 g CO₂ / kWh_e). L'unité fonctionne comme un puits carbone puisque le CO₂ est capturé puis transformé en charbon.

Cependant, la technologie de pyrolyse du méthane n'a pas encore atteint la maturité industrielle des autres technologies et ne bénéficie pas encore de véritables économies



d'échelle capables réduire le coût d'une unité de façon significative et d'amener son prix de revient au niveau de l'hydrogène produit par SMR/ATR avec CCS, soit environ 3 € / kg H₂ maximum.

De plus, comme les procédés de vaporeformages couplés avec une unité de CCS, la pyrolyse du méthane présente une consommation en gaz naturel du même ordre (4.0 kg CH₄ / kg H₂). Leur prix de revient est de facto très sensible au prix de marché du gaz naturel. Toutefois, même avec un prix du gaz égal à 40 € / MWh¹⁶ (valeur stabilisée attendue par de nombreux économistes à la suite la guerre en Ukraine), l'hydrogène produit par pyrolyse devrait être compétitif par rapport à de l'hydrogène produit par électrolyse.

La pyrolyse ne produisant pas directement de CO₂, mais du carbone solide, son empreinte carbone est fortement imputée à l'ACV du méthane utilisé et à l'énergie nécessaire pour le plasma, soit entre 1 et 3 kg CO₂ / kg H₂.

Tout comme pour les procédés SMR/ATR, le gaz naturel peut-être remplacé par du biométhane, et ainsi avoir une empreinte négative.

Ci-dessous, une liste non exhaustive d'unités en exploitation et en projet.

Projet	Site - Pays	Mise en exploitation	Acteurs principaux	Capacité de production	Intrant
Olive Creek 1 (en opération)	USA	2021	Monolith Materials DOE	195 ktpa H ₂ 15 ktpa noir de carbone	Gaz naturel + énergie électrique (20 kWhe/ kg H ₂)
Hazer group CH ₄ pyrolysis (en démonstration)	Australie	2022	Hazer group	100t H ₂ /y	Biomasse
C-Zero California project (étude de faisabilité)	USA	2023	C-Zero , SK Gas	400 kg H ₂ /d	Gaz Naturel + énergie électrique
Olive Creek 2 (en construction)	USA	2026	Monolith Materials DOE, KBR	65 ktpa H ₂ 194 ktpa noir de carbone	Gaz naturel + énergie électrique ENR (20 kWhe/ kg H ₂)

Tableau 6: liste non-exhaustive de projets de production d'hydrogène par pyrolyse du méthane

(Source : IEA 2022, hydrogen projects database public version, <https://www.iea.org/data-and-statistics/data-product/hydrogen-projects-database>, CC BY 4.0)

¹⁶ Projection au moment de la rédaction de ce document, car début 2023, le prix de gros du gaz naturel a fortement diminué : actuellement entre 50 à 55 €/MWh pour livraison 2024 et entre 25 à 30 €/MWh pour livraison en month-ahead.



3.1 Autres procédés thermiques : gazéification et pyrogazéification

La gazéification est un procédé thermochimique qui va convertir un combustible solide, ici de la biomasse, en d'hydrogène et autres co-produits, syngas et biochar notamment. C'est une étape intermédiaire entre la pyrolyse - décomposition thermique à haute température (entre 400 et 1500°C), en absence d'agent oxydant- et la combustion.

Dans ce procédé, la première étape de pyrolyse permet d'obtenir trois phases de la matière : carbone solide, huile de pyrolyse et un gaz de synthèse, aussi appelé syngas composé principalement de CO, CO₂, H₂, CH₄, H₂O.

Ensuite la phase de gazéification, avec l'ajout d'un agent oxydant en faible quantité, va convertir les parties solides et liquides issues de la pyrolyse en un syngas riche en CO, en H₂, et en biochar (carbone solide).

Une étape supplémentaire de water gas shift avec le syngas ainsi récupéré permet d'optimiser la production d'hydrogène.

La pyrogazéification¹⁷ est une étape de pyrolyse suivie d'une étape de gazéification. Les procédés dits de « gazéification » sont souvent en pratique des procédés de pyrogazéification.

La composition du syngas est fortement dépendante de la nature de la biomasse. Les déchets lignocellulosiques permettent d'obtenir un gaz riche en hydrogène.

C'est la voie utilisée par la société française Haffner Energy avec son procédé HYNOCA^{®18}

L'empreinte carbone des procédés de pyrogazéification est de l'ordre de 2 kg CO₂ eq/ kg H₂ provenant principalement de la source de chaleur pour la réaction thermique, et génère également entre 10-12 kg CO₂ biogénique / kg H₂. Ce CO₂ biogénique est issu du carbone contenu dans la biomasse, celle-ci correspondant à l'intrant de référence dans le processus de pyrogazéification.

¹⁷ <https://atee.fr/energies-renouvelables/club-pyrogazéification/la-pyrogazéification-comment-ca-marche>

¹⁸ <https://www.haffner-energy.com/quest-ce-qu-hynoca/>





4 Hydrogène d'origine géologique

4.1 Procédé d'extraction du sous-sol, hydrogène naturel

- Définition et origine

L'hydrogène issu du sous-sol, aussi appelé hydrogène naturel, natif, géologique, « gold hydrogen », ou encore hydrogène blanc, est de l'hydrogène produit naturellement par divers phénomènes dans des milieux géologiques particuliers. Cet hydrogène peut ensuite migrer et s'accumuler dans des roches. Dans la suite de ce document, nous préférons utiliser la terminologie d'hydrogène naturel, qui semble être la plus commune dans la littérature technique et scientifique.

Contrairement aux autres sources d'hydrogène, qui sont toutes synthétisées via une transformation industrielle d'énergies primaires (charbon, méthane ou biomasse), ou la décomposition de molécules d'eau par un courant électrique (électrolyse), l'hydrogène naturel ne réclame pas de transformation de matière pour son exploitation. C'est une source naturelle et continue, sous forme de flux ou de réservoir lorsque celui-ci s'est accumulé dans une couche de roche imperméable après migration. On passe donc d'une industrie de la transformation à une industrie de l'extraction.

Les origines de sa formation¹⁹ sont multiples selon les chercheurs et peuvent s'expliquer par les différents phénomènes géologiques et physico-chimiques suivants qui ne sont pas exhaustifs :

- *réaction d'oxydoréduction entre une roche riche en oxyde de fer et l'eau de pluie ou de mer : $2 \text{FeO} + \text{H}_2\text{O} \rightarrow \text{Fe}_2\text{O}_3 + \text{H}_2$

- *radiolyse de l'eau, c'est-à-dire, que la molécule d'eau, par rayonnement ionisant de certaines roches riches en éléments radioactifs se décompose pour libérer de l'hydrogène et de l'oxygène.

¹⁹ <https://www.science.org/content/article/hidden-hydrogen-earth-may-hold-vast-stores-renewable-carbon-free-fuel>



- *hydrogène généré par la décomposition de matière organique
- *décomposition de gaz volcanique soufré (H₂S) en hydrogène et en dioxyde de soufre (SO₂)
- *Enfin, certains chercheurs avancent la piste de ressource d'hydrogène primaire, hydrogène qui serait présent depuis la formation de la Terre, et piégé dans des couches géologiques.

L'hydrogène naturel a l'avantage de présenter une empreinte carbone très faible sur son ACV car il est formé naturellement dans le sous-sol et renouvelable car non synthétisé et produit de manière continue. Il ne demande ni intrant contenant des atomes H₂, ni énergie par casser des liaisons et libérer de l'hydrogène. Seuls les moyens mécaniques de son extraction et les fuites d'hydrogène éventuelles peuvent présenter une empreinte carbone.

- Etat actuel

Seulement deux sites produisent actuellement de l'hydrogène naturel en quantité :

- Le site de Bourakebougou au Mali, exploité par la société Hydroma. Elle y produit de l'hydrogène depuis 2014 avec une pureté de 98% et à une profondeur de moins de 1000m. Cet hydrogène a servi à alimenter en électricité le village de Bourakebougou par combustion direct de l'hydrogène, pendant 7 ans.
- Une unité de production d'électricité par géothermie en Islande émet 1,2 kt H₂/an. Cet hydrogène n'est actuellement pas utilisé et est rejeté à l'atmosphère.

Depuis ces dernières années, un certain nombre d'industriels multiplient les campagnes d'exploration à la recherche de sites exploitables, et cela à travers le monde. Nous pouvons citer à titre non exhaustif, la société australienne « Gold Hydrogen » qui explore en Australie du Sud, la société australienne « HyTerra » qui fore au Nebraska, la société américaine « Natural Hydrogen Energy LLC » au Kansas, ou encore en France, la start-up « 45-8 Energy », « la Française de l'énergie », ou encore « TBH2 » Aquitaine.

- Perspective

Les avantages de cette source d'hydrogène sont nombreux²⁰ :

- Ne nécessite ni énergie primaire, ni intrant pour son extraction
- Hydrogène propre avec une empreinte carbone quasiment nulle
- Les recherches de gisements d'hydrogène à travers le globe suggèrent une grande variété de pays potentiellement producteurs, ce qui permettrait une diversification des approvisionnements
- Un potentiel important en France et en Europe qui permettrait d'améliorer la sécurité et la souveraineté énergétique du continent

²⁰ <https://www.earth2-hydrogen.com/>



- Un coût économique compétitif estimé à environ 1\$/kg
- Possible co-production d'hélium, gaz à forte valeur ajoutée, ou de chaleur par géothermie

En quelques années, les interrogations²¹ sur l'hydrogène naturel basculent du côté des scientifiques sur sa formation ou son potentiel en tant que source d'hydrogène propre, vers le secteur industriel avec une approche d'exploration tournée vers les problématiques concrètes sur les permis et sur la législation des codes miniers nationaux permettant la prospection et plus tard l'exploitation des gisements.

Il en découle plusieurs certitudes sur le développement de l'hydrogène naturel²². Tout d'abord, les premières exploitations à échelle industrielle ne pourront se faire qu'à horizon 2030 compte tenu de la maturité des premiers sites, et cette ressource ne pourra donc pas participer aux objectifs climatiques de l'UE à moyen terme (2030). Ensuite, l'acceptabilité sociétale pour développer des projets d'extraction, et donc de forage, reste un frein qu'il faudra lever en concertation avec la société civile. Enfin, le potentiel de cette forme d'hydrogène est indéniable et bien réel, démontré par la succession des découvertes et les nombres croissants de sociétés et d'autorisations de permis d'exploration à l'échelle mondiale. Bien qu'en étant à ses débuts, le développement de l'hydrogène naturel suscite un vif intérêt de la part des communautés scientifiques et industrielles, et il faudra certainement compter sur cet hydrogène comme contributeur à la transition énergétique dans les prochaines décennies.

²¹<https://www.connaissancedesenergies.org/tribune-actualite-energies/debut-de-lexploration-production-dhydrogene-naturel-une-nouvelle-ere-pour-lhydrogene>

²²<https://www.euractiv.fr/section/energie-climat/news/lhydrogene-naturel-suscite-de-plus-en-plus-denthousiasme-apres-la-decouverte-denormes-reserves-en-france/>



4.2 Procédé d'injection d'eau dans un sous-sol riche en oxyde

Bien qu'encore au stade recherche et développement, cette méthode de production d'hydrogène s'appuie sur la géologie en reproduisant une réaction de formation de l'hydrogène naturel. Cet hydrogène ainsi produit, est appelé hydrogène orange²³, en référence à la couleur de l'oxyde de fer utilisé.

- Principe

Ce procédé consiste à reproduire « in situ », de manière active et contrôlée, la réaction d'oxydoréduction entre l'eau et une roche riche d'oxyde de fer. C'est une réaction qui se fait naturellement dans le sous-sol dans le cas de l'hydrogène naturel : $2 \text{FeO} + \text{H}_2\text{O} = \text{Fe}_2\text{O}_3 + \text{H}_2$

Ce procédé s'appuie sur des puits d'injection et d'extraction, similaires à la géothermie. Les puits d'injection d'eau permettent à celle-ci de percoler dans la roche, qui réagit avec l'oxyde de fer. L'eau injectée s'enrichit en hydrogène produit, et est ensuite récupérée par les puits d'extraction.

Une autre approche consiste à reproduire cette réaction « ex situ », mais cette fois-ci dans un réacteur avec des déchets miniers ou métallurgiques, riches en oxyde de fer. Néanmoins cette approche ne semble pas économiquement viable pour le moment bien que techniquement validée en laboratoire.

- Couplage avec séquestration de CO₂

L'un des principaux intérêts de cette méthode réside dans le fait qu'elle pourrait se combiner avec la séquestration géologique de dioxyde carbone. En effet, cet avantage vient du fait que les formations géologiques propices à cette réaction d'oxydoréduction entre l'eau et l'oxyde de fer, peuvent aussi servir de réservoir pour piéger le CO₂.

²³ « Orange hydrogen is the new green », Florian Osselin, Cyprien Soulaïne, C. Fauguerolles, E. C. Gaucher, Bruno Scaillet, Michel Pichavant ; Institut des Sciences de la Terre d'Orléans, Université d'Orléans, CNRS, BRGM UMR7327, 1A Rue de la Ferrollerie, 45100 Orléans, France ; Institute of Geological Science, Bern University : HAL Id: insu-03858117 <https://hal-insu.archives-ouvertes.fr/insu-03858117>



Le CO₂ préalablement dissout avec l'eau d'injection, précipite en carbonate, l'empêchant ainsi de remonter et restant séquestré dans le sous-sol.

- Défis et bénéfices

Cette technique a fonctionné sur une carotte de roche de quelques centimètres en laboratoire, et doit maintenant passer à l'échelle pilote puis industrielle. Cependant les défis restent nombreux et sont de plusieurs ordres :

- Géologique, pour cibler les sites propices
- Géotechnique, pour les réservoirs de séquestration de CO₂
- Sociétale, pour l'acceptabilité de forage et des risques sismiques
- Technique, pour trouver l'optimum température / pression entre la réaction d'oxydoréduction productrice d'hydrogène et la réaction de minéralisation du CO₂ pour sa séquestration
- Économique, car le modèle est encore à trouver

En revanche, en comparaison avec les autres procédés de production d'hydrogène, et tout comme l'hydrogène naturel, ce procédé ne demande que peu de besoins en électricité et en matière première. La seule consommation d'énergie se limite aux appareils d'injection et de récupération, et à de l'eau comme intrant.

Si nous ajoutons à cette méthode, sa capacité de séquestration de CO₂, nous avons peut-être une solution qui permettrait de relever les deux défis majeurs de la transition énergétique, à savoir la production d'énergie, via l'hydrogène, et la séquestration de CO₂.





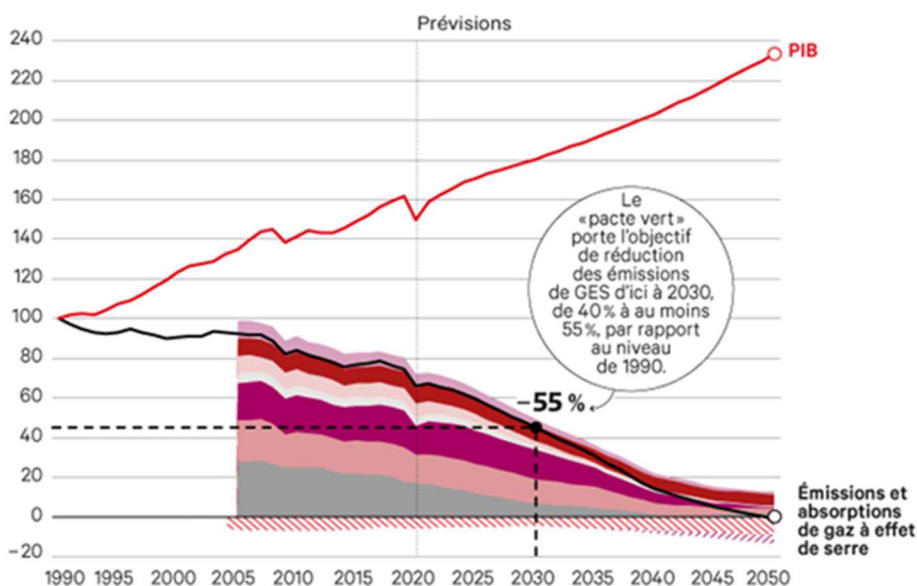
5 Besoin et usage de l'hydrogène bas carbone dans la transition énergétique

Les objectifs d'atteinte de la neutralité carbone à l'horizon 2050 (cf. "Green Deal" européen), conjugués à l'ambition de baisse de 55% des émissions de gaz à effet de serre d'ici 2030, telle qu'issue du paquet climatique "Fit for 55%" publié par la Commission en juillet 2021, vont conduire l'Union européenne à devoir mobiliser l'ensemble des leviers et outils de décarbonation.

Le graphique ci-dessous illustre la trajectoire des réductions des émissions GES par secteurs pour atteindre la neutralité carbone en 2050 :

La trajectoire de l'UE vers la neutralité carbone

PIB et émissions nettes, base 100 en 1990



SOURCE : CONSEIL DE L'UNION EUROPÉENNE

Figure 6: Trajectoire de l'UE vers la neutralité carbone (PIB et émission net. Base 100 en 1990)
(Source : <https://www.lesechos.fr/monde/europe/climat-bruxelles-devoile-un-plan-ambitieux-et-explosif-1332143#xtor=CS1-26>)



La filière hydrogène française et européenne est appelée à jouer un rôle majeur dans le processus de décarbonation. En premier lieu, l'utilisation combinée des différentes technologies de production d'hydrogène renouvelable et bas carbone doit conduire, dans les prochaines années, à substituer les usages actuels d'hydrogène carboné, produit avec du gaz naturel ou du charbon, dans l'industrie via le recours aux nouvelles formes d'hydrogène peu émettrices.

La figure ci-dessous illustre une projection de la demande d'hydrogène européenne par secteur avec le nombre de projets en 2026.

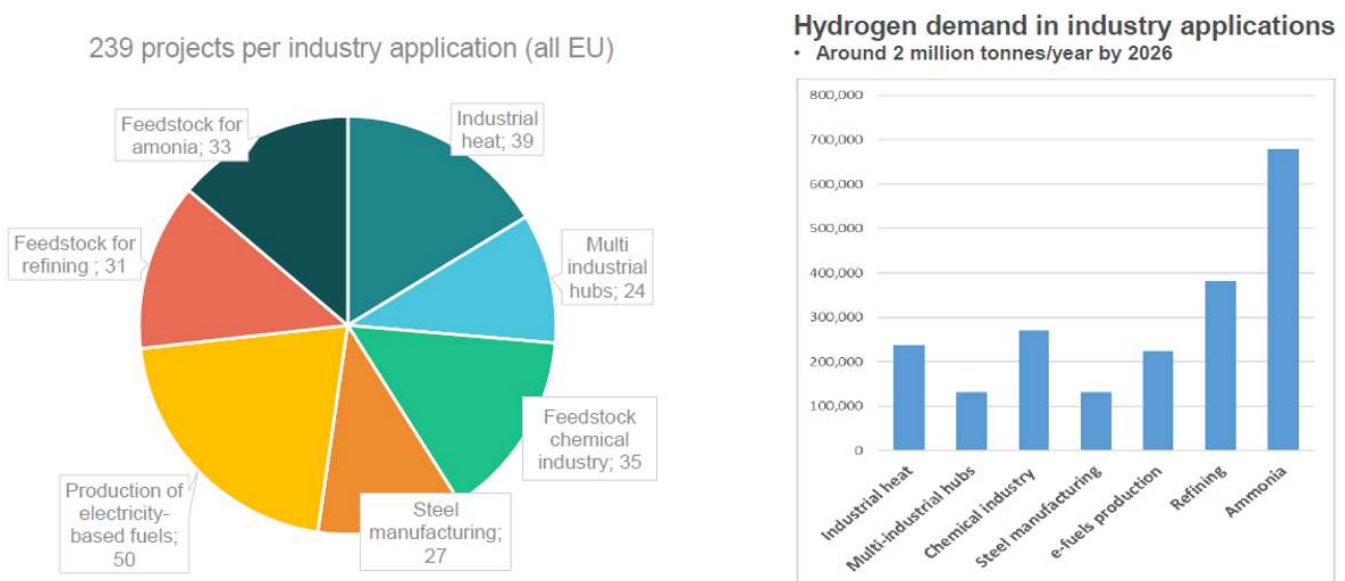


Figure 7 : Projection des demandes d'hydrogène par secteur industriel en 2026



(Source: CEFIC - The EU Chemicals Industry Is A Frontrunner In The Clean Hydrogen Economy

<https://cefic.org/media-corner/newsroom/the-eu-chemicals-industry-is-a-frontrunner-in-the-clean-hydrogen-economy/>)

5.1 Production actuelle d'hydrogène en Europe et voies possibles

La consommation d'hydrogène européenne en 2022²⁴ s'élève à 8.2Mt et reste concentrée sur deux applications traditionnelles que sont le raffinage (56%) et les engrais (25%), et avec une faible pénétration dans les nouvelles applications tel que la nouvelle mobilité ou la réduction direct du minerai fer dans la sidérurgie, mais qui est cependant en forte croissance. Côté production, l'Europe a produit 11,5 Mt d'hydrogène en 2022.

²⁴ https://hydrogeneurope.eu/wp-content/uploads/2023/10/Clean_Hydrogen_Monitor_11-2023_DIGITAL.pdf



La figure ci-dessous schématise les différentes voies de production d'hydrogène et leur répartition dans la production européenne en 2020.

(Source: Gas for Climate Report – market state and trends in renewable and low-carbon gases in Europe – December 2020)

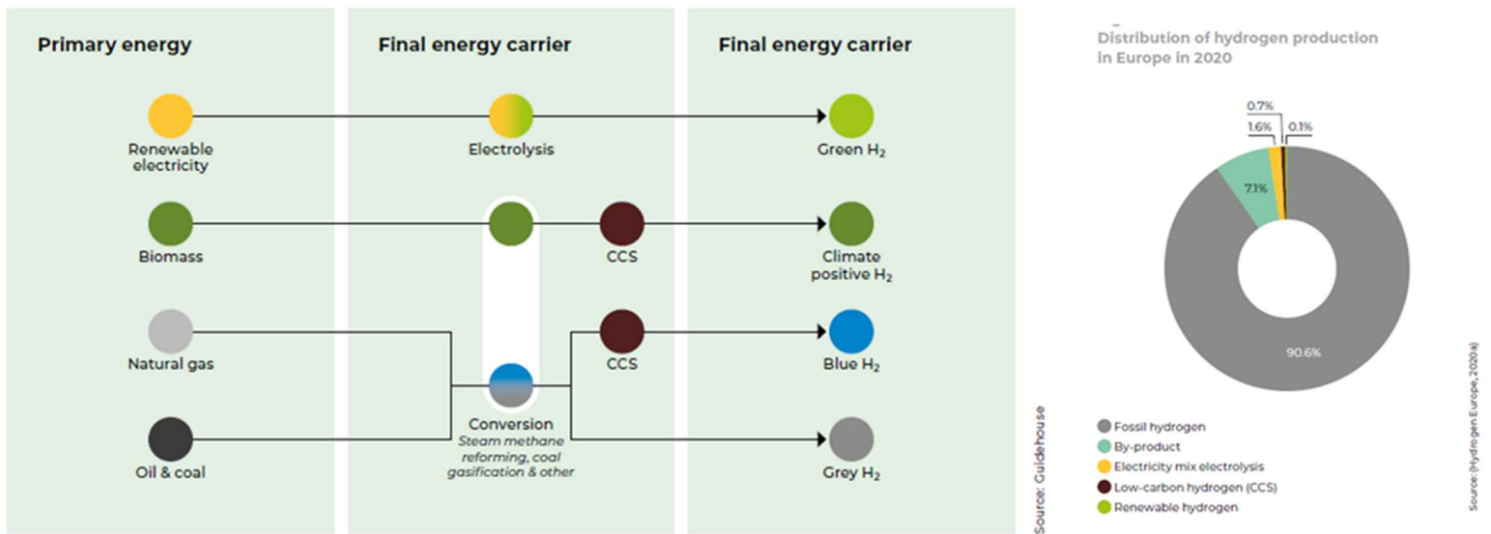


Figure 8: vue globale des différentes voies de production d'hydrogène et distribution de la production d'hydrogène en Europe

La production d'hydrogène par électrolyse a atteint, en 2022, 0,3% de la production total européenne, comparé au 0,1% en 2020. Cependant, la production européenne reste à 95,7% carboné.

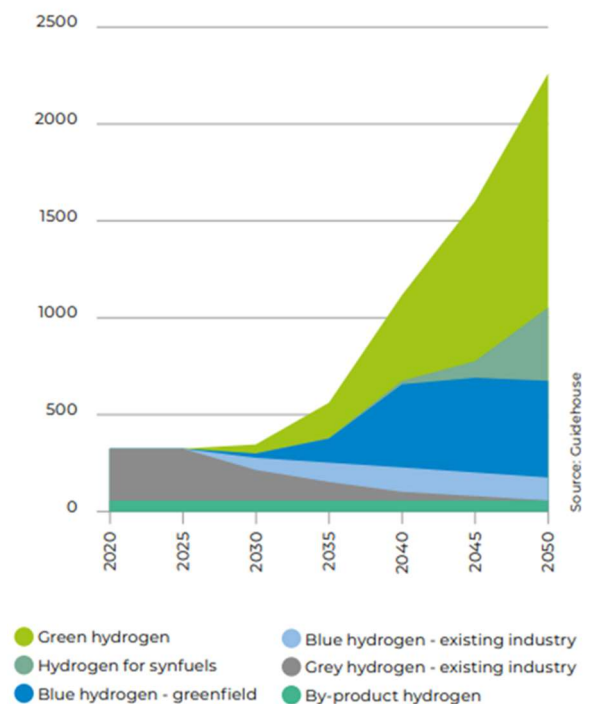
5.2 Projection d'un mix de production d'hydrogène

En second lieu, les besoins de substitution aux usages existants seront relayés par une forte croissance attendue du vecteur énergétique hydrogène dans l'ensemble des usages finaux, avec un marché européen de l'hydrogène – aujourd'hui embryonnaire – susceptible de dépasser 2 000 TWh/an à l'horizon 2050, tous secteurs confondus (voir figure 9).

Figure 9: production d'hydrogène en Europe dans le scénario décarbonation accélérée (TWh)

(Source: Gas for Climate - Gas Decarbonisation Pathways 2020–2050 - April 2020)

<https://gasforclimate2050.eu/wp-content/uploads/2020/04/Gas-for-Climate-Gas-Decarbonisation-Pathways-2020-2050.pdf>



Les parts de marché respectifs des différentes sortes d'hydrogène renouvelables et bas-carbone dépendront de facteurs multiples dont l'influence est difficile à quantifier avec précision aujourd'hui. Dans tous les cas, ces deux formes d'hydrogène seront indispensables en vue de la croissance attendue du marché (voir figure 10).

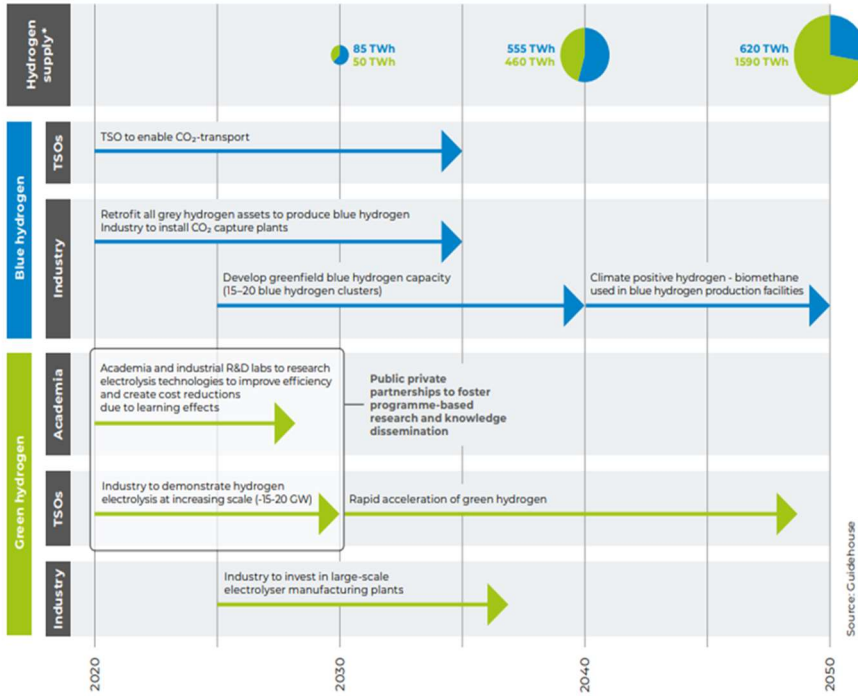


Figure 10: projection chronologique de la (Source : Gas for Climate - Gas Decarbonisation Pathways 2020–2050 - April 2020 <https://gasforclimate2050.eu/wp-content/uploads/2020/04/Gas-for-Climate-Gas-Decarbonisation-Pathways-2020-2050.pdf>)

A l'échelle mondiale, le développement combiné de ces deux formes d'hydrogène pourrait dépasser 500 millions de tonnes à l'horizon 2050, soit environ 20 000 TWh/an, tous usages confondus (énergie, industries, transports), voir figure 11 ci-dessous :

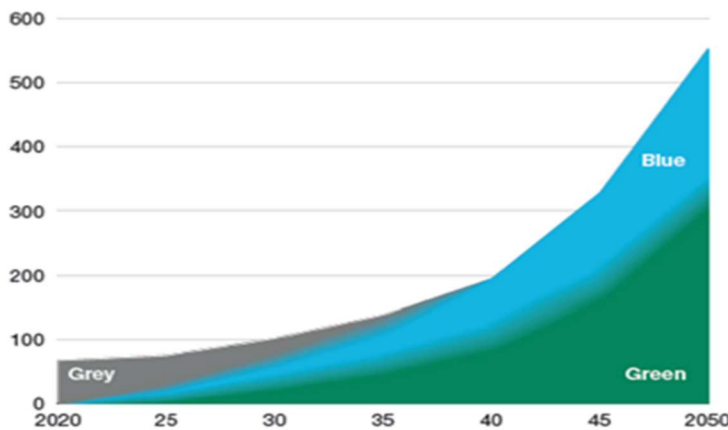


Figure 11: scénario de la production mondiale d'hydrogène (Mtpa)

(Source: Hydrogen Council – Hydrogen decarbonization pathways – potential supply scenarios – January 2021)

Les autres sources de production d'hydrogène telles que la pyrolyse du méthane ou encore l'hydrogène naturel ne sont pas prises en compte dans ces études, car jugées non suffisamment matures au moment de la publication de cette étude.



Cependant, d'autres scénarios comme le « Further Acceleration scénario »²⁵ qui estime que le scénario Net Zéro n'est pas atteint, ce qui conduit à une augmentation de la température de 1.9°C ; projette en 2050 une demande mondiale de 375 MTPA d'hydrogène non carboné avec une répartition de 70/30 entre hydrogène renouvelable (265 MTPA) et bas carbone (110 MTPA).

5.3 Répartition géographique des soldes de production / consommation potentielle d'hydrogène

Les perspectives de développement de l'hydrogène renouvelable et bas-carbone peuvent varier d'un pays ou d'une région à l'autre. Elles sont donc fonction de la disponibilité ou de la facilité d'accès à la source d'énergie utilisée pour sa production, notamment pour l'hydrogène renouvelable. Si le déploiement d'un réseau de transport d'hydrogène interconnecté permettra, à terme, de répartir les flux d'hydrogène entre les lieux de production et de consommation, il ressort que les contraintes d'acheminement conduiront à ce qu'une partie de la consommation d'hydrogène, notamment renouvelable, s'appuiera sur une production décentralisée ou sur site.

La carte ci-dessous (figure 12), nous montre une estimation du solde production / consommation d'hydrogène à l'échelle des régions européennes.

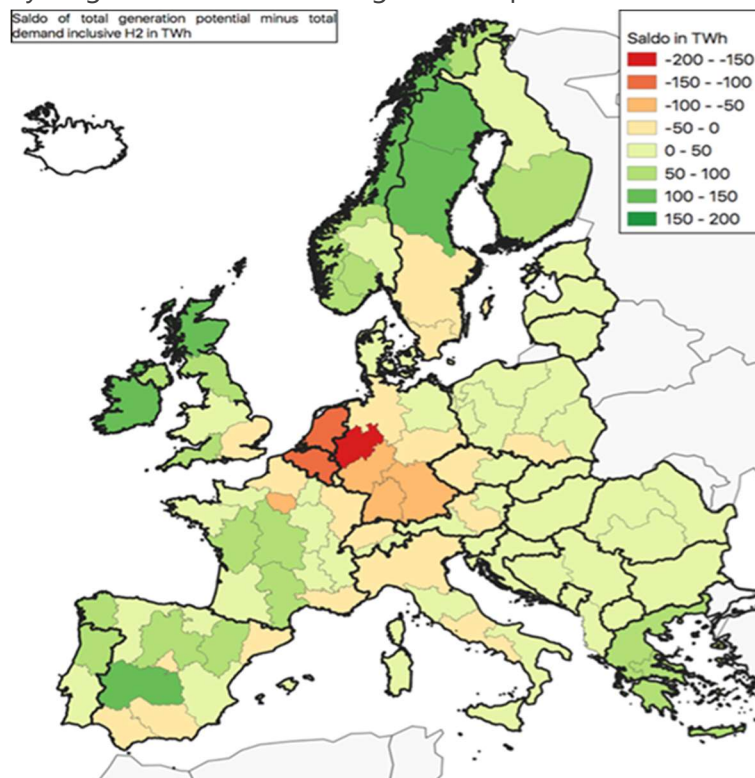


Figure 12: solde entre le potentiel total de production et de consommation d'hydrogène par région (en TWh) (Source : Fraunhofer Institute)

²⁵ H2Council - Global-Hydrogen-Flows-2023-Update



Ces contraintes d'acheminement conduiront, dans certains cas, à opter pour une production d'hydrogène bas carbone plutôt que d'origine renouvelable, notamment en cas de déficit de disponibilité de la ressource amont. Il faut également noter qu'à l'aval, l'usage de l'hydrogène produit pourra se faire, dans certains cas, sous forme de carburants (e-fuels) ou gaz de synthèse (e-méthane), selon les besoins des utilisateurs et des facilités logistiques que ces vecteurs énergétiques pourront leur offrir par rapport à un vecteur hydrogène pur.

5.4 Usages de l'hydrogène

Aujourd'hui, l'hydrogène est principalement utilisé dans le raffinage pour désulfurer les carburants et dans l'industriels chimique pour la production d'ammoniac (engrais) et de méthanol. Cette production est réalisée à plus de 95 % avec des énergies fossiles au niveau mondial.

Les perspectives d'usages font appel aux capacités de vecteur énergétique de l'hydrogène, qui pourraient avoir des débouchés importants dans le secteur des transports, de la filières gaz, de l'industrie, de la production d'électricité et de chaleur.

Dans l'optique de la décarbonation de notre système énergétique à l'horizon 2050, l'hydrogène bas carbone est un substitut aux énergies primaires carbonées, et contribue également à la décarbonation de ses utilisations existantes, aujourd'hui majoritairement carbonées. L'hydrogène bas carbone a donc deux principaux objectifs avec des enjeux majeurs :

- En tant que « **matière** » : remplacer l'hydrogène carboné utilisé actuellement dans l'industrie lourde : en France c'est 0.9 Mtpa H₂/an qui sont produit, émettant 9 Mtpa CO₂ / an. En Europe la production atteint 11.5 Mtpa H₂/an, émettant 120 Mtpa CO₂/an
- En tant que « **vecteur Energétique** » : contribuer essentiellement à la décarbonation du secteur des transports qui représente 14 % des émissions mondiales de CO₂ mais aussi développer de nouveaux usages du type Power-to-X issues de la production d'hydrogène ou de méthane de synthèse d'origine électrolytique. Ces nouveaux usages comprennent :
 - Mobilité : utilisation directe de l'hydrogène avec motorisation du type pile à combustible (PAC) ou moteur thermique et stockage embarqué d'hydrogène comprimé ou liquide
 - Mobilité : production de carburants de synthèse (méthane, méthanol, diesel, kérosène, ammoniac, ...) bas carbone ou neutres en carbone à partir d'hydrogène produit par électrolyse (famille des e-fuels) et recombinaison avec une source de CO₂ (par exemple, procédé de méthanation dans une approche de neutralité carbone) ou d'hydrogène bas carbone déjà produit à partir de gaz naturel et combiné avec une source de CO (procédés Fischer-Tropsch)



- Production d'énergie électrique et stockage d'énergie (par exemple, en cas de surproduction des ENR) selon un mode « power-to-gas-to power »

Cependant, l'hydrogène bas carbone seul ne permettra pas d'atteindre tous les objectifs de décarbonation de 2050 de ces deux secteurs majeurs que sont l'industrie et le transport, car ce vecteur énergétique nécessite beaucoup d'énergie primaire pour être produit. En effet, si l'électrolyse était la seule technologie employée, la décarbonation de l'industrie et des transports nécessiterait une production d'électricité additionnelle considérable et une puissance ENR dédiée très importante en n'utilisant que l'hydrogène renouvelable :

- En Europe par exemple, pour toutes les applications industrielles qui consomment 12 Mtpa d'hydrogène, une production entièrement par électrolyse demanderait 640 TWh (avec le rendement des technologies actuelles) soit 20 % de la production annuelle de toute l'Europe et une puissance d'électrolyse de 82 GW (ou 330 GW d'ENR en moyenne)
- Et pour le secteur du transport (en dehors du transport aérien), qui consomme en Europe 420 Mtoe de pétrole, soit 4 900 TWh énergie chimique ou encore l'équivalent de 2 450 TWh H₂ qui nécessitera de l'ordre de 75 Mtpa H₂, soit près de 4 200 TWh pour être produit par électrolyse et 530 GW (ou 2 160 GW d'ENR en moyenne)

La figure ci-dessous schématise les utilisations actuelles et potentielles de l'hydrogène, soit comme commodité soit comme vecteur énergétique.

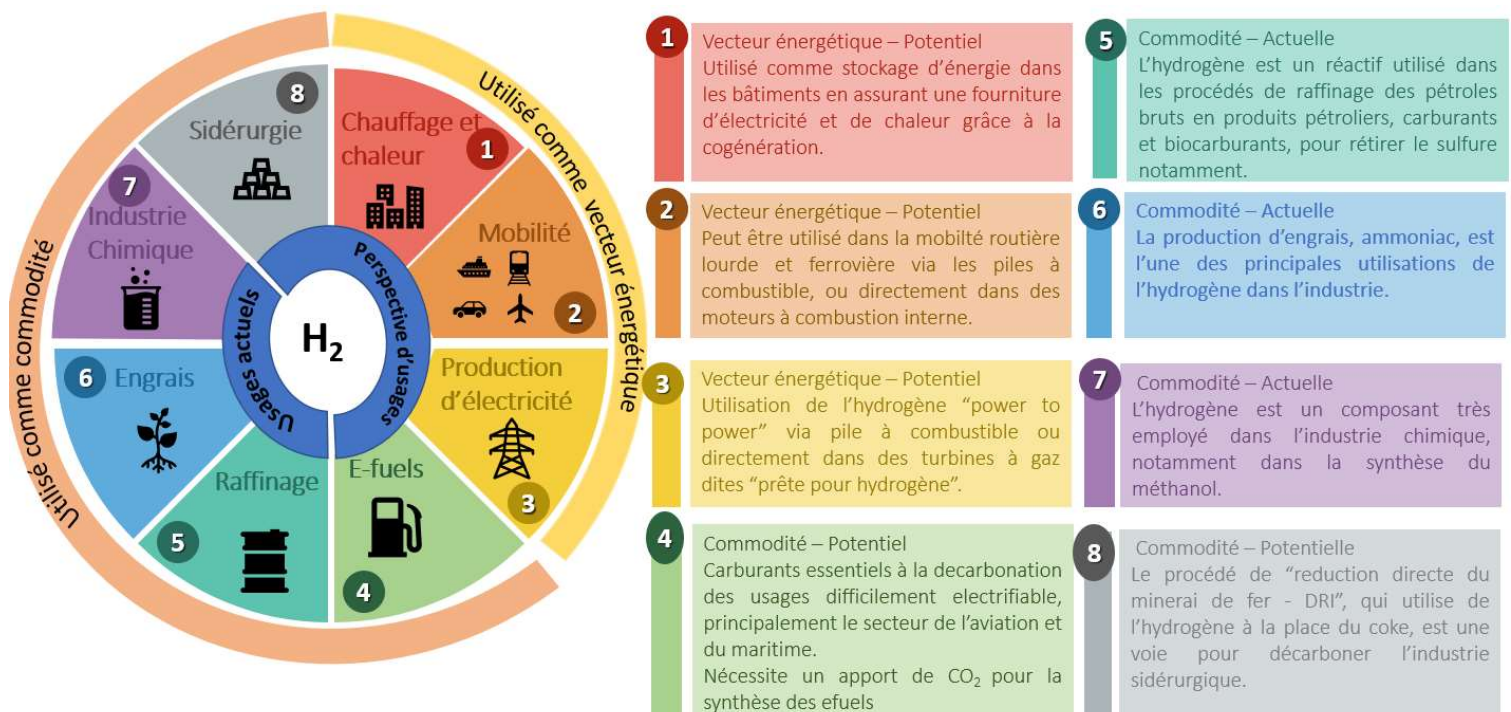


Figure 13: Utilisations actuelles et futures de l'hydrogène



Même à l'horizon 2050, de tels besoins de puissance électrique ne sont pas compatibles avec tous les efforts d'accroissement de production d'électricité requis pour compenser l'abandon de toutes les énergies fossiles primaires par une électrification massive de substitution des usages concernés.

D'autres technologies de production d'hydrogène bas carbone devront donc être très largement utilisées pour pallier les limitations de capacité de production électrique aux technologies utilisant l'électrolyse et ainsi constituer un ensemble de solutions combinées convenant à :

- Une production **locale** d'hydrogène de petite et moyenne capacité (transports et petites industries)
- Une production **régionale** d'hydrogène de grande capacité complétée par de nouvelles infrastructures pour le transport et la distribution d'hydrogène





6 Opportunités et défis

Comme pour tout vecteur énergétique, les fonctions stockage, transport et distribution complètent la chaîne de valeur en aval de la production et sont donc essentielles au développement de l'économie de l'hydrogène bas carbone.

La production actuelle de l'hydrogène, axée principalement sur la fourniture de grands volumes d'« hydrogène matière » à l'industrie (raffinage, fertilisants, sidérurgie, ...), utilise déjà des technologies pleinement éprouvées et adaptées aux flux de ces besoins industriels.

La production d'hydrogène renouvelable et bas carbone pourra ainsi s'appuyer sur le socle de ces technologies matures et industrielles pour le développement des infrastructures (stockage, transport) nécessaires à son déploiement, d'abord progressif puis à grande échelle.

De plus, ces technologies, développées et mises en œuvre par une industrie manufacturière performante, sont multiples et correspondent à plusieurs types de marché de l'hydrogène industriel (par exemple, transport sous forme gazeuse ou liquide) et se prêtent déjà efficacement à des nouveaux usages de l'hydrogène telle que la mobilité.

Cependant, les volumes considérables que devra générer la future économie hydrogène bas carbone exigera le développement et l'application de technologies existantes mais aussi de nouvelles avec un changement majeur d'échelle, notamment pour le stockage (géologique en cavités salines) et pour l'acheminement d'hydrogène par un réseau (hydrogénoducs de grande capacité, route maritime transportant l'hydrogène sous forme gazeuse ou liquide ou porté par une molécule – LOHC pour Liquid Organic Hydrogen Carriers).

La cartographie de ces technologies et de leurs perspectives sort du cadre de cette première note introductive des technologies de production d'hydrogène bas carbone mais pourra être traitée de façon plus exhaustive et détaillée dans une note spécifique.

Dans une approche multi-technologique, il nous paraissait important d'éclairer le lecteur sur la multitude de technologies disponibles derrière cette appellation hydrogène bas carbone, aucune technologie ne permettant seule de satisfaire l'ensemble des besoins en hydrogène. C'est bien un ensemble de technologies mobilisant chacune de l'énergie et des intrants différents, tout en répondant aux critères d'émission de CO₂ fixés par la réglementation.



Le tableau ci-dessous, en forme de conclusion, est une tentative de synthèse de l'état de l'art des technologies productrices d'hydrogène renouvelable et bas-carbone, avec les données disponibles à ce jour. Nous avons pris en compte différentes informations qui donnent au lecteur des éléments de comparaison entre technologie : intrants nécessaires à la production d'hydrogène, maturité de la technologie, ainsi que leurs avantages et défis pour chacune.

Le choix de favoriser une technologie par rapport à une autre à l'échelle d'un continent, d'un pays ou d'un territoire, se fait ou se fera sur des choix multicritères, parmi (liste non exhaustive): des choix économiques et industriels, de la géographie du territoire, du contexte géopolitique, de la disponibilité en intrant et en énergie primaire, ou encore par choix politiques, sans oublier l'acceptation sociétale liée à l'implantation de nouveaux sites industriels de production, de stockage et de distribution, voire de production géologique.



Technologie	Source d'énergie et intrants	Empreinte carbone (ACV)	Maturité	Avantages	Défis	Couleur associée
Electrolyse de l'eau	Electricité Renouvelable et de l'eau	Entre 0,4 et 3,0 kg CO ₂ /kg H ₂ (Suivant ACV ENR)	TRL 9	*Prix de l'énergie électrique attractif *Prix attractif pour production par des régions à bon potentiel ENR	*Production intermittente et impact sur utilisation du CAPEX *Besoin source ENR électrique abondante *Prix de l'hydrogène dépendant du prix de l'électricité	VERT
Electrolyse de l'eau	Electricité nucléaire et de l'eau	Entre 0,4 et 0,8 kg CO ₂ /kg H ₂	TRL 9	*Possible facteur de charge élevé car alimentation électrique en continu des électrolyseurs	*Arbitrage de la production des centrales nucléaires : nécessite un surplus de capacité	ROSE
Electrolyse de l'eau	Electricité du réseau et de l'eau	Moins de 3 kg CO ₂ /kg H ₂ si réseau < 60 g CO ₂ /kWh (France entre 2,4-2,8 kg CO ₂ /kg H ₂)	TRL 9	*Possible facteur de charge élevé car alimentation électrique en continu des électrolyseurs	*Prix de l'hydrogène directement dépendant du prix de l'énergie électrique *empreinte carbone dépendante du mix énergétique	JAUNE
Procédé thermique : Reformage à la vapeur du gaz naturel (SMR/ATR) avec unité CCS	Gaz Naturel	Entre 1 et 3 kg CO ₂ /kg H ₂ selon analyse ACV (inclus origine du gaz naturel)	TRL 8-9	*Opérateurs (gaz industriels) en place *Capacité de production en masse *faible LCOE (< 3,5 €/kg)	*Origine et coût du gaz naturel *nécessite une économie de CO ₂ : captage + transport + stockage	BLEU
Procédé thermique : Reformage à la vapeur du gaz (SMR/ATR)	Biométhane	Environ 2,1 kg CO ₂	TRL 8-9 / TRL 5-6	*faible empreinte carbone *production de CO ₂ biogénique	*production limitée par les volumes d'intrants de biomasse pour produire le biométhane *rayon de collecte des intrants *valorisation des coproduits (CO ₂ biogénique)	VERT
Procédé thermique : Pyrolyse à haute température	Gaz Naturel / biométhane	Entre 1 et 3 kg CO ₂ /kg H ₂ selon analyse ACV et source énergie électrique	TRL 7-8	*Pas de émissions directes de CO ₂ par l'unité *Co-production de noir de carbone qui est un puits carbone	*origine, coût de l'électricité et du méthane *Nécessité de trouver de nouveaux débouchés pour le noir de carbone	TURQUOISE / VERT
Procédé thermique : Thermolyse, pyrogazéification, autres	Biomasse	Environ 2 kg CO ₂ /kg H ₂ et 10-12 kg CO ₂ biogénique/kg H ₂ CO ₂ en partie neutralisée par la production de coproduits	TRL 9	*coproduction de CO ₂ biogénique et de biochar *faible empreinte carbone	*production limitée par les volumes disponibles d'intrants *rayon de collecte des intrants *valorisation des coproduits	VERT
Procédé géologique : Puits de forage pour extraction	Pas d'intrant	Non disponible (faible car peu énergivore)	TRL 5	*Peu énergivore *peut être couplé avec de la valorisation de géothermie et d'hélium	*exploration de site en cours *Reste à développer et à commercialiser à l'échelle industrielle	BLANC
Procédé géologique : Puits d'injection et de récupération	Eau	Non disponible (impact négatif avec séquestration de CO ₂)	TRL 2	*Peu énergivore *Permet la séquestration de CO ₂ en parallèle de la production de H ₂	*Besoin de passer à l'échelle pilote puis industrielle pour éprouver le modèle	ORANGE

Tableau 7: tableau de Synthèse

7 Annexes

7.1 Table des abréviations

ACV / LCA	Analyse Cycle de Vie	Life Cycle Analysis
AEL / AWL	Electrolyse Alcaline de l'Eau	Alkaline Water Electrolysis
AEM	Electrolyseurs à membrane d'échange d'anions	Anion Exchange Membrane
AMR	Réacteur Modulaire Avancé	Advanced Modular Reactor
ATR	Reformage AutoThermique	AutoThermal Reformer
BECCS	BioEnergie avec Carbone Capture et Stockage (Séquestration)	Bioenergy with carbon capture and storage (Sequestration)
CCS	Carbone Capture et Stockage (Séquestration)	Carbon Capture and Storage (Sequestration)
CCU	Carbone Capture et Utilisation	Carbon Capture and Utilization
CH ₄	Méthane (communément appelé gaz naturel)	Methane (usually named as Natural Gas – NG)
CO ₂	Dioxyde de carbone	Carbon dioxide
ENR	Energies Renouvelables	Renewable Energies
GES / GHS	Gaz à Effet de Serre	Green House Gas
GNL / LNG	Gaz Naturel Liquéfié	Liquified Natural Gas
H ₂	Dihydrogène (communément appelé hydrogène)	Dihydrogen (usually named hydrogen)
LCOE	Coût Actualisé de l'Energie	Levelized cost of energy
LOHC	Transporteurs d'Hydrogène Organiques Liquides	Liquid Organic Hydrogen Carriers
MEP / PEM	Membrane échangeuse de Proton	Proton Exchange Membrane
N ₂	Azote	Nitrogen
PAC	Pile à Combustible	Fuel Cell
PCI / LHV	Pouvoir Calorifique Inférieur	Low Heating Value
PPA	Vente Direct d'Electricité	Power Purchase Agreement
PCS / HHV	Pouvoir Calorifique Supérieur	Higher Heated Value
RED	Directive sur les Energies Renouvelables	Renewable Energy Directive
RFNBO	Carburant renouvelable d'origine non biologique	Renewable Fuels from Non-Biological Origin
SMR	Vaporeformage	Steam Methane Reforming
SOEC	Electrolyse à Oxyde Solide	Solid Oxide Electrolysis Cell
SOFC	Pile à combustible à oxyde solide	Solid Oxide Fuel Cell

7.2 Liste des figures

Figure 1: procédés de production d'hydrogène bas carbone	11
Figure 2: Production de fonctionnement des différents types d'électrolyseurs.....	15
Figure 3: Production d'hydrogène par reformage du méthane à la vapeur.....	18
Figure 4: estimation de l'empreintes carbone des différentes technologies de production d'hydrogène (Source : Engie).....	20
Figure 5: schéma de fonctionnement de la pyrolyse du méthane par torche plasma avec électrodes triphasées.....	30
Figure 6: Trajectoire de l'UE vers la neutralité carbone (PIB et émission net. Base 100 en 1990)	39
Figure 7 : Projection des demandes d'hydrogène par secteur industriel en 2026	40
Figure 8: vue globale des différentes voies de production d'hydrogène et distribution de la production d'hydrogène en Europe	41
Figure 9: production d'hydrogène en Europe dans le scénario décarbonation accélérée (TWh).....	41
Figure 10: projection chronologique de la production d'hydrogène	42
Figure 11: scénario de la production mondiale d'hydrogène (Mtpa)	42
Figure 12: solde entre le potentiel total de production et de consommation d'hydrogène par région (en TWh) (Source : Fraunhofer Institute)	43
Figure 13: Utilisations actuelles et futures de l'hydrogène.....	45

7.3 Liste des tableaux

Tableau 1: Caractéristiques techniques des différents types d'électrolyseurs.....	17
Tableau 2: liste non-exhaustive de projet de production d'hydrogène renouvelable	22
Tableau 3: liste non-exhaustive de projet et de démonstrateur de production d'hydrogène à partir d'énergie nucléaire.....	25
Tableau 4: liste non-exhaustive de projets de production d'hydrogène à partir de l'électricité du réseau	27
Tableau 5: liste non-exhaustive de projets de production d'hydrogène par vaporéformage avec captage de CO2	29
Tableau 6: liste non-exhaustive de projets de production d'hydrogène par pyrolyse du méthane.....	32
Tableau 7: tableau de Synthèse	49



7.4 Equivalences Energétiques

Quelques ordres de grandeur utiles pour apprécier l'importance de l'enjeu énergétique des projets hydrogène bas carbone :

Facteurs de Conversion Utiles :

1 Mtep (Mtoe)	11.63 TWh
1 kWh	3.60 MJ
1 mmBTU	293 kWh
1 mmBTU	1 055 MJ
1 gCO ₂ e/MJ	0.12 kgCO ₂ e/kg H ₂ ²⁶

Equivalences : Ordre de Grandeurs Pratiques :

Production continue d'hydrogène par électrolyseur de 1 MW avec rendement de 60 %	432 kg H ₂ par jour
Unité SMR : production d'hydrogène avec capacité de 100 000 Nm ³ / h, soit 75 000 tpa (95 % opérabilité)	Unité Electrolyse de 500 MW (60 % rendement) fonctionnant en continu (95 % opérabilité)

Vecteurs énergétiques :

PCI	Hydrogène	Gaz nature (méthane)	GPL	Essence	Gazole	Méthanol	Ammoniac
MJ/kg	120 (PCI) 141,9 (PCS)	50	48	44	42	19,9	22,5 (PCS)
KWh(th.) /kg	33.3 (PCI) 39.4 (PCS)	13,9	13,3	12,2	11,7	5,5	6,2

²⁶ Facteur de conversion avec comme référence 120 MJ/ kg H₂



Technologies Hydrogène Bas carbone : Intrants et rendements :

Technologie productrice d'hydrogène	Rendement	Intrants	Co-produits
<p>Reference:</p> <p>Vaporeformage - SMR (Steam Methane Reforming)</p> <p>AutoThermique (ATR)</p>	<p>76 %</p> <p>90 %</p>	<p>Méthane (gaz naturel)</p> <p>3.4 kg CH₄ / kg H₂</p> <p>2,8 kg CH₄ / kg H₂</p>	<p>CO₂ et autres gaz (NO_x, SO_x,etc)</p>
<p>Electrolyse à partir d'électricité renouvelable</p> <p>Electrolyse à partir d'électricité du réseau français</p> <p>Electrolyse à partir d'électricité nucléaire</p>	<p>60 % PCI (Technologies actuelles)</p> <p>65-95 % PCI (Technologie en développement)</p>	<p>Electricité: 55.5 kWhe / kg H₂</p> <p>Eau : 9.0 L / kg H₂</p> <p>Electricité: 51.3 kWhe / kg H₂</p> <p>Eau : 9.0 L / kg H₂</p> <p>Electricité: 47.6 kWhe / kg H₂</p> <p>Eau : 9.0 L / kg H₂</p>	<p>Oxygène : 8.0 kg O₂ / kg H₂</p>
<p>Pyrogazéification de la biomasse</p>	<p>25 – 35 %</p>	<p>Biomasse : 30 kg / kg H₂</p>	<p>Biochar : 5,5 kg / kg H₂</p>
<p>Vaporeformage couplé avec carbone capture (SMR+CCS)</p>	<p>69 %</p>	<p>Méthane (gaz naturel): 3.7 kg CH₄ / kg H₂</p>	<p>CO₂ et autres gaz (NO_x, SO_x,etc)</p>
<p>Pyrolyse du méthane</p>	<p>Global = Méthane + électricité 40 – 50 %</p>	<p>Méthane (gaz naturel): 4.0 kg CH₄ / kg H₂</p> <p>Electricité: 15 – 25 kWhe / kg H₂</p>	<p>Noir de carbone : 3 kg / kg H₂</p>



7.5 Sources et pour aller plus loin

Rapports:

IEA - Global Hydrogen Review 2023

H2Council - Global-Hydrogen-Flows-2023

Zenon x Archery - low carbon hydrogen production

IAEA Nuclear Energy Series - No. NP-T-4.2- Hydrogen Production Using Nuclear Energy

ADEM_hydrogene-renouvelable-bas-carbone-011390

Carbone_4_Etude_Hydrogene

IEA_Towards hydrogen definitions based on their emissions intensity_2023.

Alain Prinzhofer et Éric Deville « Hydrogène naturel. La prochaine révolution énergétique ? », Belin 2015.

The place of natural hydrogen in the energy transition, Earth2 Position paper, February 2023

Capgemini: low carbon hydrogen, a path to a greener future 2023

Articles:

<https://www.insu.cnrs.fr/fr/cnrsinfo/une-energie-naturelle-emissions-negatives-les-promesses-de-lhydrogene-orange>

<https://hal-univ-orleans.archives-ouvertes.fr/insu-03858117/> (Orange hydrogen is the new green)

https://www.science.org/content/article/hidden-hydrogen-earth-may-hold-vast-stores-renewable-carbon-free-fuel?utm_source=Nature+Briefing&utm_campaign=6da05f8a9e-briefing-dy-20230220&utm_medium=email&utm_term=0_c9dfd39373-6da05f8a9e-46500074

<https://www.insu.cnrs.fr/fr/cnrsinfo/hydrogene-naturel-des-origines-dorees>

<https://www.cairn.info/revue-realites-industrielles-2022-4-page-154.htm>

<https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0012825219304787>

<https://gsa.confex.com/gsa/2022AM/meetingapp.cgi/Paper/380270>

Sites internet :

<https://www.iea.org/energy-system/low-emission-fuels/hydrogen>

<https://www.connaissancedesenergies.org/tribune-actualite-energies/lhydrogene-naturel-curiosite-geologique-ou-source-denergie-majeure-dans-le-futur>

<https://www.france-hydrogene.org/technical-sheet/3-4-lhydrogene-naturel/>

<https://www.france-hydrogene.org/magazine/les-promesses-de-lhydrogene-orange/?cn-reloaded=1>

<https://agirpourlatransition.ademe.fr/entreprises/potentiel-hydrogene-bas-carbone-renouvelable>



EVOLEN

Energies
Aujourd'hui & Demain

Pour toutes informations concernant la
note introductive à la production
d'hydrogène bas carbone :

communication@evolen.org



EVOLEN



[evolen_association](https://www.linkedin.com/company/evolen_association)



[evolenofficiel](https://twitter.com/evolenofficiel)



[evolen_org](https://www.evolen.org)