

HYDROGÈNE BAS-CARBONE : QUELS USAGES PERTINENTS À MOYEN TERME DANS UN MONDE DÉCARBONÉ ?

Octobre 2022

Étude réalisée par Zeina Chaar, consultante, Baptiste Rouault, consultant,
et Aurélien Schuller, Manager.

Relecture et contact :
Alexandre Joly, responsable du pôle Énergie
alexandre.joly@carbone4.com

Cette étude a en partie été financée par  **mirova**
Investing in sustainability

Table des matières

Synthèse de l'étude.....	4
1. Introduction	8
2. L'hydrogène actuellement.....	10
2.1. Qu'est-ce que l'hydrogène ?	10
2.2. Pour quoi consomme-t-on de l'hydrogène actuellement ?	11
2.3. L'hydrogène est aujourd'hui principalement produit à partir de sources fossiles, si bien qu'il a une forte empreinte carbone	13
2.4. L'électrolyse permet de produire de l'hydrogène peu carboné, si l'électricité est elle-même peu carbonée	16
2.5. Coûts actuels et futurs pour l'hydrogène bas-carbone	18
3. Quelles perspectives pour la consommation d'hydrogène ?	20
3.1. Présentation du cadre général de la modélisation	20
3.2. Quelles perspectives pour l'hydrogène dans l'industrie ?	23
3.2.1. Production d'ammoniac et de méthanol	23
3.2.2. Sidérurgie	25
3.2.3. Chaleur industrielle	27
3.3. Quelles perspectives pour l'hydrogène dans les transports ?	28
3.3.1. Maritime.....	29
3.3.2. Aérien	33
3.3.3. Camions	36
3.3.4. Ferroviaire	41
3.4. Quelles perspectives pour l'hydrogène dans le secteur de l'énergie ?	42
3.4.1. Raffinage.....	42
3.4.2. Consommation en mélange dans les réseaux de gaz	44
3.4.3. Stockage pour le système électrique	46
4. Vision d'ensemble et conclusions.....	50
4.1. Analyses de la pertinence au sein des usages étudiés.....	50
4.2. Analyses de pertinence entre les usages étudiés	52
4.3. Conclusions	55

Synthèse de l'étude

Contexte : l'hydrogène bas-carbone suscite de l'espoir pour répondre à l'urgence climatique

Respecter l'Accord de Paris c'est « éviter l'ingérable », en limitant l'aggravation du dérèglement climatique déjà embarqué. Pour ce faire, il faut une forte et rapide réduction des émissions de gaz à effet de serre mondiales, et **notamment une décroissance soutenue de la consommation des énergies fossiles**. Pour y parvenir, une petite molécule suscite beaucoup d'espoir, **l'hydrogène : s'il est peu carboné, il est une réponse pour se passer d'énergies fossiles pour certains usages** et réussir la transition énergétique, tout en renforçant notre indépendance.

Dans ce contexte **Carbone 4 a mené une étude prospective sur le potentiel de l'hydrogène bas-carbone selon les différents segments de consommation** et compte tenu des autres options décarbonantes, afin **d'éclairer le débat public sur les usages les plus efficaces de l'hydrogène**, pour répondre à l'urgence climatique.

L'hydrogène aujourd'hui : principalement consommé dans l'industrie, il est majoritairement produit à partir de sources fossiles

La grande majorité de l'hydrogène est actuellement utilisée comme réactif dans le secteur industriel. On en consomme aujourd'hui dans le monde environ 115 MtH₂ par an, avec une légère croissance ces dernières années. 70% de la consommation est concentrée autour du raffinage, de la production de méthanol et d'ammoniac.

L'hydrogène est en grande partie (env. 40%) un coproduit d'activité (par exemple dans les gaz de hauts fourneaux). **Pour la partie complémentaire, dite « production dédiée » (env. 60%), l'hydrogène est aujourd'hui quasi-intégralement produit à partir de ressources fossiles** : la gazéification du charbon et surtout le vaporeformage du gaz naturel représentaient plus de 99% de la production dédiée d'hydrogène en 2018. **L'hydrogène a ainsi actuellement en moyenne une forte empreinte carbone¹ : 15 kgCO₂e / kgH₂ pour la production dédiée d'hydrogène, ce qui en fait l'un des vecteurs énergétiques à l'empreinte carbone la plus élevée.**

¹ On raisonne en empreinte carbone : l'impact sur le climat de la production de l'hydrogène ne dépend pas uniquement des émissions directes des procédés de production, mais aussi des émissions en amont pour produire l'électricité ou la molécule dont est dérivé l'hydrogène. Dans le cas du vaporeformage du méthane par exemple, les émissions de l'amont de la chaîne du gaz sont très significatives, ce qui conduit à une empreinte carbone de 13 kgCO₂e par kg d'hydrogène, alors que les émissions directes sont de l'ordre de 10 kgCO₂e par kg (chiffre que l'on retrouve dans beaucoup d'autres études à propos de l'hydrogène).

Décarboner la production d'hydrogène est possible par l'électrolyse, mais cela va potentiellement rester plus cher que la production fossile

Il existe toutefois des **procédés permettant une production d'un hydrogène moins carboné, mais malheureusement ces procédés sont très probablement plus coûteux. L'électrolyse notamment**, consiste, moyennant une consommation électrique importante, en la séparation de la molécule de dihydrogène et de l'atome d'oxygène qui composent la molécule d'eau.

L'électrolyse permet de produire de l'hydrogène peu carboné si l'électricité est elle-même peu carbonée. En effet, il faut une électricité avec un **contenu carbone inférieur à 60 gCO_{2e} / kWh pour produire un hydrogène bas-carbone** tel que nous le définissons dans cette étude — nous avons retenu le seuil d'empreinte carbone selon la Taxonomie européenne, **c'est-à-dire 3 kgCO_{2e} / kgH₂.**

En termes de coût, sur la base des prix des énergies d'avant-guerre en Ukraine, l'hydrogène bas-carbone par électrolyse ne serait pas compétitif avec l'hydrogène de source fossile. D'après nos modélisations prospectives, le coût de production par électrolyse pourrait se trouver entre 3 et 4 € par kg d'hydrogène à horizon 2030, contre environ 1 € pour la production d'origine fossile. Ces analyses sont néanmoins très sensibles aux hypothèses portant sur le prix des différentes énergies. En effet, le coût de production de l'hydrogène fossile à partir de gaz naturel dont le prix a récemment dépassé 100 € / MWh oscillerait autour de 5 € par kg d'hydrogène. C'est la même dynamique avec les prix actuels de marché de l'électricité pour l'électrolyse.

Démarche de l'étude : évaluer le potentiel de l'hydrogène bas-carbone à horizon 2030 pour 11 usages, notamment via une analyse croisée entre ces usages

Nous avons considéré un ensemble de 11 usages possibles de l'hydrogène, répartis au sein de 3 secteurs, avec une **focale temporelle sur la consommation d'hydrogène bas-carbone à horizon 2030.**

Industrie	Transports	Énergie
Production d'ammoniac	Maritime	Consommation en mélange dans les réseaux de gaz
Production de méthanol	Aérien	Stockage pour le système électrique
Production d'acier	Routier : camions	Raffinage
Usage chaleur	Ferroviaire	

L'étude d'un usage potentiel de l'hydrogène bas-carbone commence par **l'évaluation de sa pertinence au sein de l'usage, sur la base de son pouvoir unitaire de décarbonation² et de ses avantages ou désavantages comparatifs par rapport aux autres options décarbonantes.** Ensuite, nous avons déterminé des **volumes potentiels de la mobilisation de l'hydrogène bas-carbone pour**

² Le pouvoir unitaire de décarbonation désigne la proportion de réduction d'empreinte carbone que permet l'hydrogène bas-carbone au sein d'un usage donné. On le dit « unitaire » au sens où la décarbonation est rapportée à un volume d'activité du sous-jacent étudié : par exemple décarbonation par tonne d'acier pour la sidérurgie, ou encore décarbonation par km parcouru pour les camions.

les différents usages notamment, quand c'était possible, en utilisant des objectifs de décarbonation des secteurs pour déduire ces volumes de façon normative.

Le grand intérêt de l'étude réside dans la dernière étape qui est de procéder à une **analyse inter-usages, ou intersectorielle, pour aboutir à un ordre de mérite de mobilisation de l'hydrogène bas-carbone entre les différents usages étudiés**. Cette analyse se fait sur la base de **l'intensité décarbonante de l'hydrogène** : cette métrique, exprimée en tCO_2e / tH_2 , traduit **la baisse de l'empreinte carbone (exprimée en tCO_2e) d'un usage que permet l'hydrogène bas-carbone, rapportée à une unité d'hydrogène (exprimée en tH_2)**.

Enseignements de l'étude : l'hydrogène bas-carbone doit prioritairement aller vers la production d'ammoniac, de méthanol, la réduction directe du fer pour la production d'acier et la production d'e-GNL et d'e-méthanol pour le secteur maritime

Pour les usages actuels de l'hydrogène que sont la **production d'ammoniac**, principalement destiné à la fabrication d'engrais, **et la production de méthanol**, il est **nécessaire et prioritaire de substituer cet hydrogène fossile par de l'hydrogène bas-carbone** afin de décarboner ces usages pour lesquels peu d'autres leviers existent.

La sidérurgie (pour la réduction directe du minerai de fer) et le secteur maritime (pour la production de e-GNL et e-méthanol) auront nécessairement un besoin en hydrogène bas-carbone à moyen terme pour suivre leur trajectoire 2°C. Pour ces deux secteurs, l'hydrogène est à la fois incontournable et complémentaire avec d'autres solutions : le développement de la voie du recyclage et la capture du carbone pour l'acier, les bioénergies pour le maritime. En ce qui concerne les carburants maritimes, le e-GNL peut être aisément utilisé dans les navires GNL actuels ou en cours de construction, afin de réduire les émissions de gaz à effet de serre et d'économiser du gaz naturel.

L'utilisation d'hydrogène comme brique de flexibilité pour les systèmes électriques sera probablement incontournable, à moyen terme et surtout à long terme, pour accompagner le développement de moyens de production variables d'électricité, tels que l'éolien et le photovoltaïque.

Le secteur aérien aura également nécessité d'accéder à l'hydrogène bas-carbone pour les carburants de synthèse, là encore en complément des bioénergies, **mais à plus long terme** : les volumes potentiels en 2030 sont quasi-nuls. L'hydrogène en usage direct dans l'aviation quant à lui ne verra pas le jour avant 2035 car les technologies ne sont pas assez matures.

Pour les raffineries, la pertinence de l'hydrogène bas-carbone est incertaine : elles pourraient bénéficier d'un usage de l'hydrogène bas-carbone dès à présent même si la baisse des émissions engendrées est proportionnellement faible. Il est probable que la capture du carbone soit une voie qui corresponde mieux aux besoins du secteur même si sa décarbonation ne pourra reposer entièrement sur cette solution (accessibilité aux stockages géologiques profonds limitée). Enfin, une affectation de l'hydrogène dans ce secteur doit être faite en tenant compte de la décroissance nécessaire des volumes d'activité du secteur sur les décennies à venir.

Pour le ferroviaire et les camions, l'usage de l'hydrogène est pertinent mais en quantités limitées pour certaines situations très particulières (fort besoin d'autonomie par exemple, ou encore sous forme d'hybridation entre batteries et hydrogène au sein d'un même véhicule). Ces secteurs se décarboneront plutôt grâce à l'électrification. En effet, bien que le pouvoir unitaire de décarbonation de l'hydrogène soit bon dans ces secteurs, l'intensité décarbonante³ de l'hydrogène est faible. Il est alors préférable d'employer l'hydrogène bas-carbone pour d'autres usages.

Pour la production d'ammoniac comme carburant de synthèse pour le secteur maritime, l'allocation de l'hydrogène bas-carbone n'est pas pertinente : il y a encore des incertitudes sur la technologie d'une part (combustion incomplète entraînant des émissions de protoxyde d'azote et fuites d'ammoniac toxiques) et surtout, comme l'intensité décarbonante est plus faible que pour les autres carburants, il est préférable d'employer l'hydrogène bas-carbone pour d'autres usages, que ce soit pour la production des autres carburants de synthèse étudiés au sein du secteur maritime, ou bien pour d'autres secteurs.

La consommation d'hydrogène en mélange dans les réseaux de gaz et l'injection d'hydrogène dans les hauts fourneaux ne sont pas des applications pertinentes à développer pour l'hydrogène, car elles n'engendrent pas assez de réduction des émissions des secteurs concernés. L'intensité décarbonante de ces usages est par ailleurs faible, dans l'absolu pour la consommation d'hydrogène dans les réseaux de gaz, ou par rapport à la réduction directe du minerai de fer dans le cas de la sidérurgie.

³ Cette métrique, exprimée en tCO_2e / tH_2 , traduit la baisse de l'empreinte carbone (exprimée en tCO_2e) d'un usage que permet l'hydrogène bas-carbone, rapportée à une unité d'hydrogène (exprimée en tH_2). Elle permet de comparer les différents usages entre eux, dans l'optique d'une allocation sous contrainte d'un volume limité d'hydrogène bas-carbone disponible à l'horizon de temps considéré. Pour obtenir la plus forte décarbonation possible via l'hydrogène bas-carbone, il conviendra de l'allouer pour les usages qui présentent la meilleure réduction d'émissions par tonne d'hydrogène.



I - Introduction

L'urgence climatique

En décembre 2015 lors de la COP21, la communauté internationale a pris l'engagement de **limiter le réchauffement à 2°C, voire 1,5°C**. C'est ce qu'on appelle « **l'Accord de Paris** ». Ce niveau de réchauffement correspond, selon l'état de la connaissance scientifique, au **seuil à respecter pour ne pas faire basculer notre système climatique de façon irréversible dans un emballement du réchauffement**, du fait des boucles de rétroaction positives⁴.

Le dérèglement climatique est déjà là, ce que nous rappellent régulièrement et tristement de nombreuses actualités. Or les conséquences qui se déroulent sous nos yeux ne sont que l'effet des émissions passées de gaz à effet de serre. Les émissions actuelles et futures vont, quoi qu'il arrive, contribuer à **un dérèglement climatique embarqué auquel il faudra s'adapter**, pour « **gérer l'inévitable** ». Ce dont il est question à travers l'Accord de Paris, c'est de **limiter l'aggravation du dérèglement climatique déjà embarqué, et ainsi « éviter l'ingérable »**.

Pour respecter l'Accord de Paris, il faut une **forte et rapide réduction des émissions de gaz à effet de serre mondiales**. Les émissions de CO₂ issu de la combustion d'énergie représentent à elles seules deux tiers des émissions de gaz à effet de serre⁵. Sans occulter l'importance qu'il y a à réduire les émissions du troisième tiers des émissions de gaz à effet de serre⁶, il faut **s'engager rapidement et résolument dans une décroissance soutenue de la consommation des énergies fossiles** : la consommation de charbon, pétrole et de gaz doit baisser de 4 à 7% chaque année. On mesure aisément à quel point cela revient à **réinventer notre système énergétique**, car celui-ci **repose actuellement à 80% sur les énergies fossiles**. Dans le même temps cette tendance doit se combiner avec **l'accélération du développement des énergies peu carbonées et l'évolution vers des modèles d'affaires bâtis autour de la sobriété dans l'usage des énergies**.

⁴ Exemples : dégel du pergélisol, feux de forêt, réduction de l'albédo par la fonte des glaces (la surface de la glace est plus réfléchissante que l'eau libre ou la terre que sa fonte découvre).

⁵ Exprimées en potentiel de réchauffement global sur 100 ans.

⁶ Émissions liées aux changements d'affectation des terres (notamment déforestation), aux émissions de l'agriculture et aux émissions de certains procédés industriels.

Le momentum autour de l'hydrogène

Dans ce contexte, **une petite molécule suscite beaucoup d'espoir : l'hydrogène.**

L'**hydrogène décarboné** est une **réponse** pour **se passer d'énergies fossiles pour certains usages** et **réussir la transition énergétique**. Ce vecteur énergétique concentre de plus en plus les attentions ces dernières années et fait l'objet d'**engagements des pouvoirs publics**, notamment dans le cadre **des plans de relance** annoncés à la suite de la crise du coronavirus, par exemple au niveau de l'Union européenne dans le plan « Next Generation EU » ou à l'échelle française dans le plan « France Relance ».

Problématique instruite dans cette étude

Dans ce contexte, Carbone 4 a mené une **étude prospective sur le potentiel de l'hydrogène décarboné selon les différents segments de consommation et compte tenu des autres options décarbonantes**, afin d'**éclairer le débat public sur les usages les plus efficaces de l'hydrogène pour répondre à l'urgence climatique.**



II - L'hydrogène actuellement

Qu'est-ce que l'hydrogène ?

Rappels et quelques propriétés physico-chimiques

L'hydrogène est l'élément chimique le plus simple, au sens où il n'est composé que d'un proton. Toutefois dans le langage courant, le mot « hydrogène » est utilisé par abus de langage, et ce rapport n'y fera pas exception, pour **faire référence au dihydrogène (H₂)**, un gaz composé de deux atomes d'hydrogène. C'est la plus petite molécule existante. Le dihydrogène (appelé hydrogène ou H₂ dans la suite du rapport) est présent sous forme gazeuse aux conditions usuelles de pression et températures mais peut également subir une liquéfaction en abaissant sa température -253°C.

L'hydrogène permet le stockage de l'énergie sous forme chimique et sa restitution sous forme d'électricité via une pile à combustible ou sous forme de chaleur via sa combustion qui a la particularité de ne pas émettre directement de CO₂⁷. Il possède également une forte densité énergétique massique (3 fois plus que le diesel) mais une faible densité énergétique volumique à température ambiante (l'hydrogène liquéfié à -250°C a une densité énergétique volumique 4 fois plus faible que le diesel à température ambiante), caractéristiques qui peuvent être une contrainte dans certaines situations, par exemple dans son utilisation comme carburant embarqué pour le secteur de la mobilité.

Comparaison des principales caractéristiques physico-chimiques du dihydrogène et du diesel

Principales caractéristiques physico-chimiques	H ₂	Diesel	Unité
Densité volumique à T° ambiante	0	750	kg/m ³
Densité énergétique massique	34	13	kWh/kg (PCI)
Densité énergétique volumique à T° ambiante	3	9 750	kWh/m ³
Densité volumique à -250°C	71	/	kg/m ³
Densité énergétique volumique à -250°C	2385	/	kWh/m ³

L'hydrogène, un gaz à effet de serre ?

Fin 2021, une étude de l'Environmental Defense Fund⁸ (Euractiv, 2021), relayée par le média Euractiv, met en garde contre le **potentiel réchauffant indirect de l'hydrogène relâché dans l'atmosphère qui pourrait « prolonger la durée de vie du méthane dans l'atmosphère »**. Le risque climatique potentiel a également été confirmé par d'autres scientifiques auprès d'Euractiv. Cet effet de réchauffement provient de la possibilité que l'hydrogène réagisse suffisamment avec le radical hydroxyle (OH) pour diminuer sa concentration moyenne globale sur une période significative. Le radical OH est le principal « détergent » atmosphérique qui se débarrasse des

⁷ Le dihydrogène ne contient pas de molécule de carbone, et n'émet que de l'eau à la combustion. L'équation chimique de la réaction est : 2 H_{2(g)} + O_{2(g)} → 2 H₂O_(l).

⁸ Organisation non gouvernementale agissant dans le domaine de la protection de l'environnement, aux États-Unis.

polluants, du méthane et d'autres composés organiques volatiles dans l'atmosphère. Changer sa concentration a ainsi un impact sur la durée de vie des espèces qu'il élimine.

Récemment, une étude du BEIS⁹ (Warwick, Griffiths, Keeble, Alexander Archibald, & Shine) a évalué le pouvoir réchauffant de l'hydrogène dans l'atmosphère à onze fois supérieur (± 5) à celui du dioxyde de carbone sur 100 ans. Actuellement, la seule étude évaluant le pouvoir de réchauffement de l'hydrogène l'évaluait à environ 6 fois celui du CO₂ sur 100 ans et c'est cette valeur qui a été reprise par le GIEC dans son rapport de 2007. **Pour autant, cet effet fait encore l'objet d'incertitudes de la part de la communauté scientifique** et l'étendue du problème devait faire l'objet de recherches supplémentaires, par exemple dans le cadre du projet CICERO en Norvège, auquel participe le CEA, et dont les conclusions sont attendues pour 2022.

Si cet effet de réchauffement indirect se confirmait, il pourrait avoir un impact significatif sur l'empreinte carbone de l'hydrogène, et donc l'intérêt de son utilisation dans le cadre de la réduction des émissions de gaz à effet de serre de l'économie. En effet, si on imagine que le transport et la distribution de l'hydrogène engendrent des fuites analogues à celles sur les réseaux de gaz (entre 0,5 et 3% de fuites), alors cela représenterait une empreinte de 0,006 à 0,030 kgCO_{2e} / kgH₂, à comparer avec l'empreinte carbone de production de l'hydrogène bas-carbone, 3 kgCO_{2e} / kgH₂. Si cet effet réchauffant paraît donc limité, il faut garder en tête que la durée de vie de l'hydrogène dans l'atmosphère est courte et que son pouvoir réchauffant sur 20 ans serait d'environ trente fois celui du dioxyde de carbone sur cette même période (Warwick, Griffiths, Keeble, Alexander Archibald, & Shine). Le cas échéant, il serait pertinent d'intégrer cet impact en particulier dans les cas où le transport d'hydrogène est envisagé. Il faut tout de même garder à l'esprit les doutes scientifiques qui ne sont pas encore levés ainsi que les taux de pertes dans les réseaux hydrogène pouvant être moindres que ceux du méthane, car les contraintes de sécurité sont plus fortes pour l'hydrogène et la molécule est plus précieuse, deux raisons qui conduisent à être beaucoup plus attentif aux fuites dans les réseaux. Par ailleurs il y a beaucoup de cas d'usage pour lesquels l'hydrogène sera produit à proximité de son lieu d'utilisation, donc sans besoin de transporter la molécule.

Pour quoi consomme-t-on de l'hydrogène actuellement ?

Bien que beaucoup d'annonces portent sur l'utilisation de l'hydrogène comme vecteur énergétique, **la grande majorité de l'hydrogène est actuellement utilisée comme réactif dans le secteur industriel.** On en consomme actuellement dans le monde **environ 115 MtH₂** (valeur pour 2018), et la tendance récente est à une croissance faible mais régulière depuis les années 2000, à un rythme de +1% par an.

La pétrochimie représente à elle-seule plus de 70% des usages d'hydrogène dans le monde, avec :

- **Les raffineries**, qui l'utilisent principalement pour la désulfurisation du pétrole brut et pour l'hydrocraquage afin de transformer les produits bruts lourds en produits à plus grande

⁹ Cette étude n'a pas été publiée dans une revue scientifique à comité de lecture.

valeur. L'hydrogène est utilisé également en plus petits volumes pour la désoxygénation des biocarburants ;

- **La production d'ammoniac** (NH₃) avec le procédé d'Haber-Bosch. Environ 80% de l'ammoniac ainsi produit est ensuite utilisé dans la production d'engrais comme le nitrate d'ammonium. Le reste est utilisé pour des applications industrielles telles que les explosifs, les fibres synthétiques et d'autres matériaux spéciaux ;
- **La production de méthanol**, qui est ensuite utilisé dans un large éventail d'applications industrielles, notamment la production de formaldéhyde, de méthacrylate de méthyle et de divers solvants ;
- **La production de peroxyde d'hydrogène, de cyclohexane** ou d'autres molécules de l'industrie chimique qui ont besoin d'hydrogène pur.

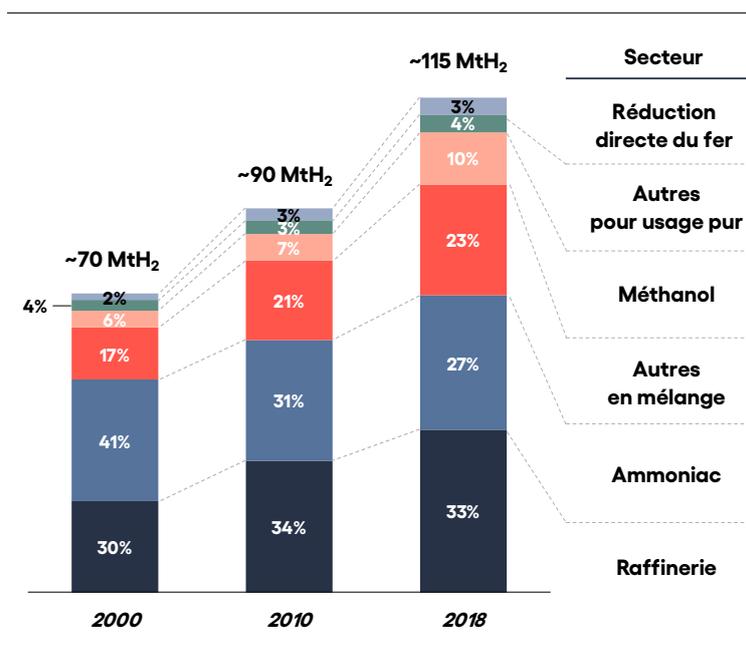
La métallurgie représente environ 3% de la consommation d'hydrogène, avec :

- **La réduction directe du minerai de fer** qui utilise de l'hydrogène en mélange avec du monoxyde de carbone (appelé gaz de hauts fourneaux ou encore gaz de synthèse¹⁰) en tant qu'agent réducteur. Cela représente 7% de la production d'acier primaire dans le monde ;
- D'autres usages nécessitant de l'hydrogène pur comme **la soudure** ou certains **traitements de surface**.

La production de chaleur et, dans une moindre proportion, d'électricité représente plus de 20% des usages de l'hydrogène sur les sites listés ci-dessus. Ces usages utilisent de l'hydrogène en mélange, coproduit sous la forme de gaz de combustion sur les sites des aciéries et de gaz dérivés des vapocraqueurs des raffineries.

Enfin, l'hydrogène est utilisé pur pour d'autres **usages diffus tels que l'électronique** (semi-conducteurs), le **verre, l'alimentaire** ou encore les **transports** (de façon très marginale).

Évolution de la demande d'hydrogène dans le monde depuis 2000 par secteur (MtH₂)



Source : (AIE, 2019).

¹⁰ En anglais Coke Oven Gas ou Syngas.

L'hydrogène est aujourd'hui principalement produit à partir de sources fossiles, si bien qu'il a une forte empreinte carbone

Il est **impropre de parler du dihydrogène comme une source d'énergie** : par « source d'énergie » on entend une énergie naturellement présente et exploitable, comme le pétrole, le charbon, le gaz naturel ou encore le vent. **L'hydrogène est en réalité un vecteur énergétique** : ce gaz n'est quasiment pas présent sous forme directement utilisable sur notre planète (le cas du gisement malien à Bourakébougou est connu mais fait figure d'exception). **L'hydrogène consommé doit donc être produit en utilisant de l'énergie pour séparer l'hydrogène d'une molécule qui en contient : de l'eau (H₂O) ou du méthane (CH₄)** par exemple.

Sur le marché de l'hydrogène, il est important de distinguer la production dédiée de la coproduction. En effet, certains procédés industriels coproduisent de l'hydrogène. Par exemple :

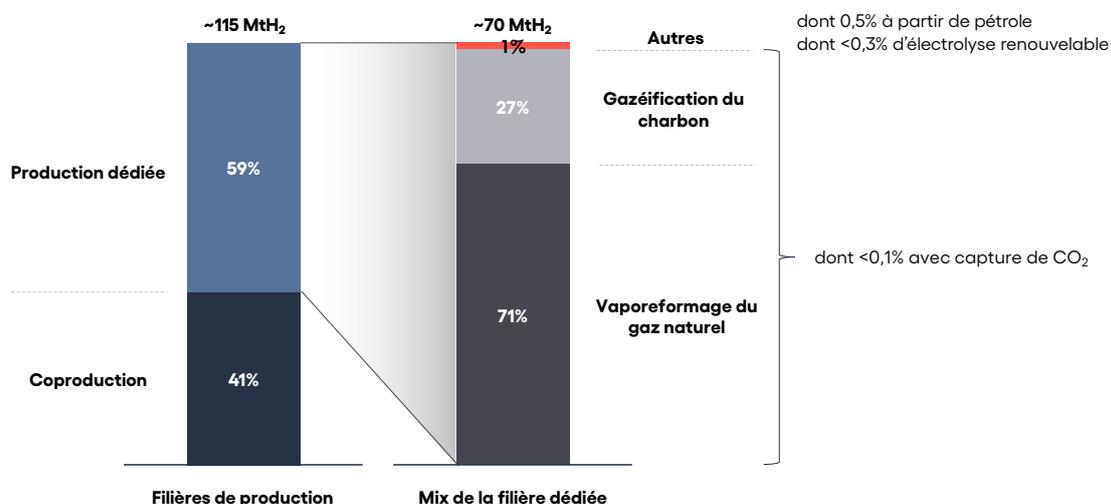
- Dans les aciéries : l'hydrogène est présent dans les gaz de hauts fourneaux ;
- Dans les raffineries : l'hydrogène est produit lors du procédé de vapocraquage ;
- Pour la production de dichlore : le procédé chlore-alcali, qui vise à produire du chlore gazeux et de l'hydroxyde de sodium par électrolyse d'une saumure, produit également de l'hydrogène.

L'hydrogène ainsi coproduit est utilisé directement sur site (comme réactif ou pour la production de chaleur) ou revendu à des sites industriels proches dans le cas de complexes pétrochimiques.

Dans le monde en 2018, **moins de 60% de l'hydrogène utilisé provenait de filières de productions dédiées, et quasi-intégralement à partir de ressources fossiles.** La **gazéification du charbon et surtout le vaporeformage du gaz naturel représentaient plus de 99% de la production dédiée d'hydrogène.** Dans le reste de la production dédiée, on pouvait trouver l'oxydation d'hydrocarbures lourds (0,5%) et l'électrolyse (< 0,3%).

C'est **ce procédé d'électrolyse dont on parle beaucoup dans les annonces** autour de l'hydrogène, car il **suscite beaucoup d'espoir.** L'électrolyse consiste en la **séparation de la molécule de dihydrogène et de l'atome d'oxygène qui composent la molécule d'eau**, en suivant la réaction : $2\text{H}_2\text{O} \rightarrow 2\text{H}_2 + \text{O}_2$. Cette réaction de décomposition est produite grâce à une activation par un courant électrique.

Production d'hydrogène dans le monde en 2018 par filière (MtH₂) et mix de production de la filière dédiée

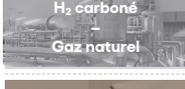


Source : (AIE, 2019).

Le coût de production et l'empreinte carbone de l'hydrogène dépendent fortement de son mode de production. Comme représenté sur le tableau ci-après issu d'une revue de littérature (Parkinson et al., 2019), **les coûts de production s'échelonnent de 1 à 13 € par kg d'hydrogène**, tandis que **l'empreinte carbone de sa production varie de 0,5 à 22 kgCO₂e par kg d'hydrogène**. L'électrolyse à partir d'électricité bas-carbone permet d'obtenir une empreinte carbone allant de 0,5 à 3 kgCO₂e par kg d'hydrogène, tandis que les procédés issus d'énergie fossile peuvent aller jusqu'à environ 22 kgCO₂e par kg d'hydrogène dans le cas de la gazéification du charbon. **Les procédés les plus carbonés sont malheureusement actuellement les moins coûteux.**

Il est intéressant de noter que **l'empreinte carbone de l'hydrogène issu de vaporeformage du méthane, le procédé le plus répandu, est de 13 kgCO₂e par kg d'hydrogène** d'après la revue de littérature. Or on trouve encore beaucoup le chiffre de 10 kgCO₂e par kg d'hydrogène dans les publications sur l'hydrogène. Cela permet de souligner l'importance de **raisonner en empreinte carbone : l'impact sur le climat de la production de l'hydrogène ne dépend pas uniquement des émissions directes des procédés de production (auquel cas l'hydrogène produit par électrolyse aurait des émissions nulles), mais aussi des émissions en amont pour produire l'électricité ou la molécule dont est dérivé l'hydrogène**. Dans le cas du vaporeformage du méthane, les émissions de l'amont de la chaîne du gaz sont très significatives.

**Empreinte carbone et coûts des différents procédés de production d'hydrogène :
Perspectives mondiales d'après une méta-analyse**

Catégorie dans la régl. française ¹	Description	Empreinte carbone ² (kgCO ₂ e / kgH ₂)		Coût ²	Part de marché ³
		Ém. amont	Ém. directes		
	L'H ₂ produite par électrolyse de l'eau à partir d'électricité d'origine renouvelable ou par une autre technologie utilisant une source renouvelable.	0,5 - 3	-	~4 à 13 € / kgH ₂	<0,3%
	L'H ₂ dont la production engendre moins de GES que le seuil retenu ⁴ pour le renouvelable. Ici à partir d'électricité d'origine nucléaire.	~1	-	~6 € / kgH ₂	<1%
	L'H ₂ dont la production engendre moins de GES que le seuil retenu pour le renouvelable. Ici à partir de ressources fossiles avec Capture et Séquestration du Carbone.	~5 ⁵	avec 90% de capture : ~1	~2 € / kgH ₂	<0,1%
	L'H ₂ qui n'est ni bas-carbone ni renouvelable. Principalement produit à partir de ressources fossiles. Ici par vaporeformage du méthane.	~5 ⁵	~8	~1 € / kgH ₂	71%
	L'H ₂ qui n'est ni bas-carbone ni renouvelable. Principalement produit à partir de ressources fossiles. Ici par gazéification du charbon.	~2	~20	~1 € / kgH ₂	27%

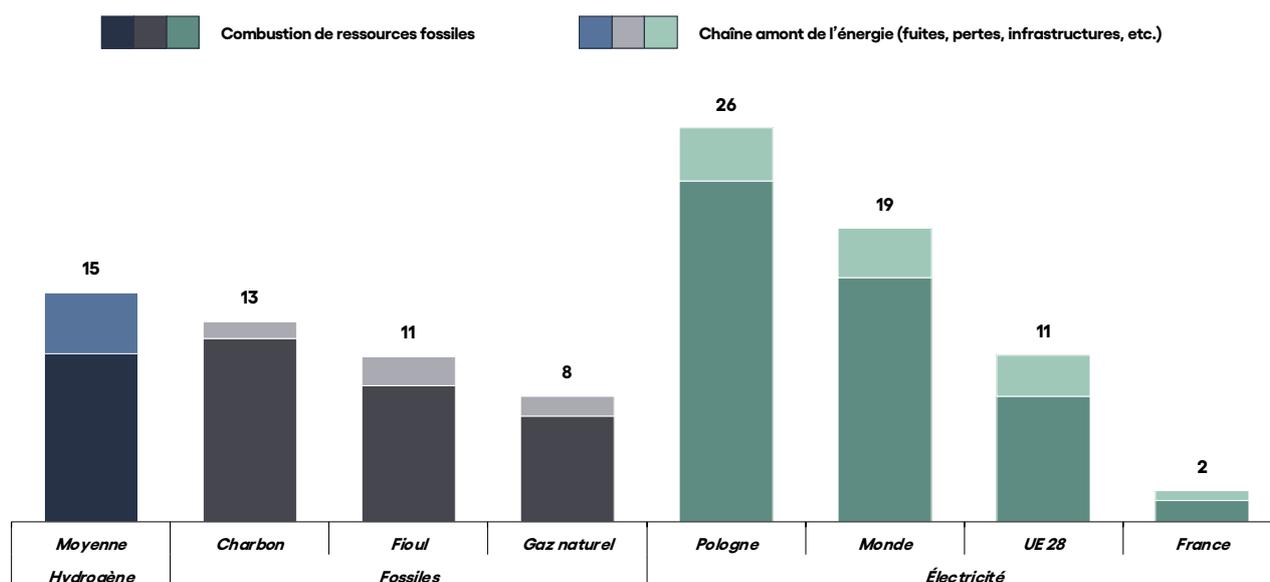
Notes et sources : ⁽¹⁾ Ordonnance n° 2021-167 du 17 février 2021 relative à l'hydrogène | ⁽²⁾ D'après l'étude « Levelized cost of CO₂ mitigation from hydrogen production routes », (Parkinson et al., 2019) ; le terme d'empreinte carbone signifie que les émissions sont comptabilisées sur l'ensemble du cycle de vie | ⁽³⁾ Pour la production dédiée, d'après (AIE, 2019) | ⁽⁴⁾ Seuil à définir par décret. À savoir que selon la Taxonomie européenne le critère de durabilité pour l'H₂ est de respecter un plafond de 3 kgCO₂e / kgH₂ | ⁽⁵⁾ Possible surestimation pour le gaz qui prend en compte « l'ensemble de la chaîne d'approvisionnement, y compris la distribution à basse pression, qui ne fera probablement pas partie de la chaîne d'approvisionnement en hydrogène ».

Étant majoritairement d'origine fossile, l'hydrogène a une empreinte carbone très élevée, avec une moyenne mondiale de 15 kgCO₂e / kgH₂ pour la production dédiée d'hydrogène¹¹. À titre comparatif, une même quantité d'énergie sous forme de charbon représente 13 kgCO₂e, 11 kgCO₂e pour le fioul et 8 kgCO₂e pour le gaz naturel. La même énergie sous forme d'électricité a une empreinte carbone plus ou moins forte selon le bouquet de production électrique¹². Elle serait de 26 kgCO₂e pour le bouquet électrique polonais, mais seulement de 2 kgCO₂e dans le cas français. **Tel que produit actuellement, l'hydrogène est donc parmi les vecteurs énergétiques aux empreintes carbone les plus élevées.**

¹¹ Cette moyenne découle des empreintes carbone d'après (Parkinson, Balcombe, Speirs, Hawkes, & Hellgardt, 2018), combinées avec les parts de marché par filières pour la production dédiée d'hydrogène d'après (AIE, 2019).

¹² Pour le besoin de ces comparaisons, on raisonne sur la base du contenu énergétique des différents combustibles (charbon, fioul ou gaz) ou en équivalence énergétique pour l'électricité (1 kWh d'électricité assimilé à 1 kWh PCI d'hydrogène).

Empreinte carbone de différents vecteurs d'énergie aujourd'hui (kgCO₂e / kgH₂ équivalent)



Notes : ⁽¹⁾ Le terme d'empreinte carbone signifie que les émissions sont comptabilisées sur l'ensemble du cycle de vie. | ⁽²⁾ L'équivalence entre vecteurs se fait sur la base d'une même quantité d'énergie (PCI), définie comme le contenu énergétique d'1 kg d'hydrogène, à savoir 33,6 kWh.

Sources : Hydrogène : Carbone 4 d'après Parkinson et al. | Fossiles : Base Carbone ADEME | Électricité : Base Carbone ADEME (France) et Carbone 4 d'après GIEC et AIE (hors France).

Réduire l'empreinte carbone de la production de l'hydrogène est possible, mais pas sans surcoût. En couplant coûts et empreinte carbone pour la production d'hydrogène figurant dans le tableau ci-avant, on obtient que **les coûts d'abattement pour la seule phase de production sont de l'ordre de 125 € / tCO₂e dans le cas de l'hydrogène bleu** (produit à partir d'énergie fossile avec capture et stockage du CO₂) qui réduit par deux l'empreinte carbone par rapport à l'hydrogène issu de vaporeformage du méthane, **et jusqu'à quelques centaines d'euros par tCO₂e dans le cas de l'hydrogène par électrolyse** qui permet de plus importantes réductions de l'empreinte carbone.

L'électrolyse permet de produire de l'hydrogène peu carboné, si l'électricité est elle-même peu carbonée

L'hydrogène produit par électrolyse n'est pas nécessairement synonyme d'hydrogène bas-carbone. Si le bouquet électrique est en forte proportion fossile, il est plus émissif d'utiliser la production d'hydrogène par électrolyse que l'utilisation directe de ressources fossiles.

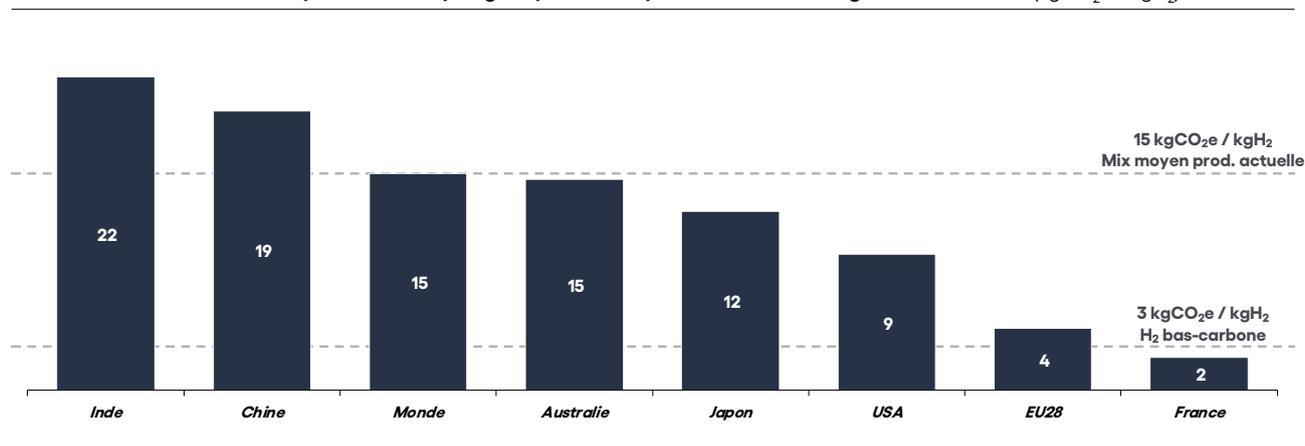
L'hydrogène bas-carbone, qu'est-ce que c'est ?

Faute de seuil dans la réglementation française au moment où ce rapport est rédigé, **nous avons retenu le seuil d'empreinte carbone de la Taxonomie européenne** (ce seuil est susceptible du reste d'être répliqué dans la réglementation française). Ainsi, **l'hydrogène est ici considéré bas-carbone si et seulement si son empreinte carbone est inférieure ou égale à 3 kgCO₂e / kgH₂**.

Pour être bas-carbone, l'hydrogène par électrolyse doit être issu d'une électricité au contenu carbone inférieur à 60 gCO₂e / kWh, compte tenu des rendements actuels des électrolyseurs. Cela **correspond en ordre de grandeur au contenu carbone du bouquet électrique français actuel**. Mais **actuellement en Europe, peu de pays ont un bouquet électrique national compatible avec la production d'hydrogène bas-carbone** : la Norvège, la France, la Suède voire la Suisse ont des bouquets électriques qui sont suffisamment peu carbonés pour produire de l'hydrogène bas-carbone ; toutefois **en moyenne européenne l'hydrogène est tout autant carboné que le bouquet moyen de production d'hydrogène issu de sources fossiles**. Enfin, dans des pays comme l'Allemagne ou la Pologne, l'hydrogène est respectivement 2 et 3 fois plus carboné s'il est issu d'électricité.

Dans le cas où les pays respectaient l'Accord de Paris et décarbonaient fortement leur bouquet électrique, la production d'hydrogène, par électrolyse, resterait en moyenne dans le monde aussi carboné que l'hydrogène issu de sources fossiles en 2030.

Émissions liées à la production d'hydrogène par électrolyse en 2030 selon l'origine de l'électricité (kgCO₂e / kgH₂)



Notes : ⁽¹⁾ Les émissions sont comptabilisées sur l'ensemble du cycle de vie. ⁽²⁾ D'après l'ADEME, l'empreinte carbone d'un électrolyseur s'élève à 38 gCO₂e / kgH₂ : elle n'est donc pas représentée sur le graphique ci-dessus.

Sources : Carbone 4 d'après la PPE et la SNBC (France) et l'AIE – WEO – Scénario SDS (hors France).

Coûts actuels et futurs pour l'hydrogène bas-carbone

Dans les projections les plus optimistes sur les coûts de production de l'hydrogène, il n'est pas rare de voir un hydrogène atteignant le seuil de 2 € / kgH₂, facilitant la substitution de l'hydrogène carboné. Or **actuellement, le coût de production de l'hydrogène par électrolyse varie entre 3 et 5 € / kgH₂ dans des conditions très favorables** : par exemple un fonctionnement pendant au moins 4 000 h / an, un coût de l'électricité de l'ordre de 50 € / MWh¹³ et un rendement de 63% pour atteindre un prix de 5 € / kgH₂ ; ou encore un fonctionnement pendant 7 000 h / an avec une électricité à 40 € / MWh dans un scénario encore plus optimiste pour atteindre un prix de 3 € / kgH₂ (avec la même hypothèse de rendement).

Dans notre étude, **nous avons modélisé le coût de production en 2030 de l'hydrogène par électrolyse selon deux schémas** :

- **Production centralisée** : des électrolyseurs bénéficient d'un prix fixe de l'électricité pendant une grande partie de l'année, ce qui permet d'amortir les CAPEX de l'électrolyseur et du raccordement au réseau ;
- **Production décentralisée** : production d'hydrogène à partir de sources d'électricité renouvelables éoliennes et photovoltaïques dans des zones favorables car très venteuses ou ensoleillées, et transport de l'hydrogène vers le lieu de consommation en Europe. À des fins purement illustratives, et sans chercher à instruire la vraisemblance en termes de faisabilité ni le caractère souhaitable de telles situations, nous avons considéré la production d'hydrogène à partir de solaire photovoltaïque en Afrique du Nord, ou bien à partir d'éolien offshore dans la Mer du Nord, purement sous l'angle du coût de production. Dans ce schéma, l'électrolyseur bénéficie d'une électricité très peu chère mais a une plus faible durée de fonctionnement dans l'année, durée qui correspond au facteur de charge des installations d'électricité renouvelable.

Dans l'un comme dans l'autre des schémas, en tenant compte de la baisse des CAPEX des électrolyseurs et de l'amélioration de leurs rendements, nous parvenons à des **coûts prospectifs de production de l'hydrogène entre 3 et 4 € par kg d'hydrogène, ce qui ne suffit pas à rendre compétitif l'hydrogène bas-carbone par rapport au 1 € par kg d'hydrogène produit à partir de sources fossiles**, dans l'hypothèse de prix analogues à ceux de 2021. La récente envolée du prix du gaz, qui a dépassé 100 € / MWh, pourrait changer l'ordre de mérite : un kg d'hydrogène produit à partir de gaz naturel coûterait aux alentours de 5 € quand celui produit via un électrolyseur oscillerait entre 3 et 14 € en fonction du prix auquel l'électricité est achetée¹⁴.

Il convient donc de rappeler que les analyses économiques, *a fortiori* lorsqu'elles concernent l'énergie, sont toujours empreintes d'incertitudes fortes en raison des hypothèses de prix retenues.

¹³ Ce qui peut sembler faible au regard de la spectaculaire hausse du prix de l'électricité en Europe observée à partir de fin 2021, mais qui était auparavant un niveau raisonnable pour un prix à terme sur le marché de gros de l'électricité.

¹⁴ <https://www.spglobal.com/commodityinsights/en/market-insights/topics/hydrogen> ; <https://www.sgh2energy.com/economics> ; <https://www.rechargenews.com/energy-transition/green-hydrogen-now-cheaper-to-produce-than-grey-h2-across-europe-due-to-high-fossil-gas-prices/2-1-1098104>

Pour la suite de l'étude, nous avons retenu une valeur de **coût prospectif de production de 3,4 € par kg d'hydrogène bas-carbone¹⁵ à horizon 2030**, correspondant à une **empreinte carbone de 3 kgCO₂e par kg d'hydrogène**. Cela traduit un **coût d'abattement moyen** par rapport à la production fossile d'hydrogène **de l'ordre de 200 € / tCO₂e**.

¹⁵ Cela correspondrait à un fonctionnement sur l'électricité du réseau à 50 € / MWh pendant 6 000 h / an, ou bien à un fonctionnement avec de l'électricité issue d'éolien offshore à 36 € / MWh avec un facteur de charge correspondant à 4 000 h / an. La sensibilité au coût de l'électricité est très forte : environ 70% dans le premier cas et près de 55% dans le second.

III - Quelles perspectives pour la consommation d'hydrogène ?

Présentation du cadre général de la modélisation

L'objectif de cette étude est d'**éclairer sur les usages les plus efficaces de l'hydrogène bas-carbone pour répondre à l'urgence climatique**. Cela revient notamment à se demander :

- Dans quelle proportion l'hydrogène bas-carbone peut-il décarboner¹⁶ les usages étudiés ? Plus précisément, l'évaluation vise à exprimer le **pouvoir unitaire de décarbonation**¹⁷ de l'hydrogène bas-carbone ;
- Quel est **l'avantage comparatif de l'hydrogène bas-carbone dans les usages étudiés**, compte tenu des autres options décarbonantes ?
- Si l'hydrogène bas-carbone tire son épingle du jeu de l'évaluation précédente, quel est le **volume à mobiliser dans l'usage étudié pour que le secteur en question soit aligné avec les objectifs climatiques de l'Accord de Paris** ?

Caractéristiques de l'hydrogène bas-carbone considéré

Dans cette étude, les modélisations effectuées ont pour hypothèse l'utilisation d'hydrogène bas-carbone au sens de la Taxonomie européenne. Dans une approche conservatrice nous avons choisi de retenir la valeur du seuil en question, et non pas une valeur inférieure, soit une **empreinte carbone de 3 kgCO_{2e} / kgH₂** pour l'hydrogène bas-carbone.

Le **coût de production de l'hydrogène**, quand il est nécessaire pour les évaluations économiques, est supposé être de **3,4 € par kg d'hydrogène**. Cette valeur est fondée sur une modélisation prospective à horizon 2030 compte tenu des coûts d'investissement et de fonctionnement des électrolyseurs, comme développé dans la section précédente.

Périmètre des usages couverts dans cette étude

Nous avons considéré un ensemble de **11 usages possibles de l'hydrogène, répartis au sein de 3 secteurs**, comme représenté dans le tableau ci-dessous :

¹⁶ Par « décarbonation », ou « décarbonant », on entend la capacité à réduire les émissions de gaz à effet de serre.

¹⁷ Le pouvoir unitaire de décarbonation désigne la proportion de réduction d'empreinte carbone que permet l'hydrogène bas-carbone au sein d'un usage donné. On le dit « unitaire » au sens où la décarbonation est rapportée à un volume d'activité du sous-jacent étudié : par exemple décarbonation par tonne d'acier pour la sidérurgie, ou encore décarbonation par km parcouru pour les camions.

Industrie	Transports	Énergie
Production d'ammoniac	Maritime	Consommation en mélange dans les réseaux de gaz
Production de méthanol	Aérien	Stockage pour le système électrique
Production d'acier	Routier : camions	Raffinage
Usage chaleur	Ferroviaire	

La **sélection des usages** dans cette étude s'est faite d'une part **sur la base des usages qui sont le plus souvent concernés par les annonces et les stratégies des pouvoirs publics** (par exemple acier, aviation, ferroviaire etc.), et d'autre part **sur la base des études déjà existantes**¹⁸ qui se sont intéressées à la pertinence de l'hydrogène selon les usages, compte tenu des alternatives décarbonantes.

En ce qui concerne **l'usage pour véhicules légers** (camionnettes mais surtout voitures), nous avons **choisi de ne pas étudier l'usage de l'hydrogène bas-carbone**, car un consensus semble se former sur le fait que **cela n'est pas l'option de décarbonation qui est susceptible de se développer significativement au sein de ces segments**. Bien sûr un certain domaine de pertinence est possible, par exemple pour les taxis, pour les flottes captives d'entreprises avec des forts kilométrages quotidiens, ou encore sous forme d'hybridation au sein d'un véhicule entre batterie et hydrogène. Mais **l'option de décarbonation via les véhicules électriques à batteries semble l'avoir emporté dans les déploiements effectifs à court terme**¹⁹.

Démarche

Comme présenté en début de ce chapitre, **l'étude d'un usage potentiel de l'hydrogène bas-carbone commence par l'évaluation de sa pertinence** sur la base de :

- **Son pouvoir unitaire de décarbonation ;**
- **Ses avantages ou désavantages comparatifs par rapport aux autres options décarbonantes.** Cette appréciation peut se faire sur la base du pouvoir unitaire de décarbonation des différentes options de décarbonation disponibles, de leur coût économique respectif, mais également d'autres critères d'appréciation qualitative (par exemple limites techniques, ou encore inertie dans la diffusion des solutions décarbonantes).

Ensuite, nous avons déterminé des **volumes potentiels de la mobilisation de l'hydrogène bas-carbone pour les différents usages**.

Si l'hydrogène bas-carbone est pertinent pour l'usage considéré, il est **parfois possible de déterminer des volumes potentiels de façon normative**²⁰ pour cet usage. Cela peut se faire à

¹⁸ Par exemple (IDDRI, 2022) et (Agora Energiewende, 2022).

¹⁹ D'après (Nature, 2022), il y avait environ 25 000 voitures hydrogène dans le parc automobile mondial début 2021, concentrées à 90% dans 4 pays : Corée, États-Unis, Chine et Japon. On ne comptait par ailleurs que 2 modèles de voitures dans les gammes de constructeurs automobiles d'envergure mondiale. Tandis qu'au moment où nous rédigeons ce rapport, il y a dans le monde environ 15 millions de voitures électriques à batteries et voitures hybrides rechargeables, et presque tous les constructeurs mondiaux ont des modèles dans leur gamme (au moins 350 modèles disponibles mondialement).

²⁰ La modélisation est normative quand le résultat obtenu découle de l'application de « contraintes » sur le système modélisé, dans notre cas la contrainte est de respecter une trajectoire de réduction des émissions de gaz à effet de serre pour l'usage ou le secteur concerné, trajectoire qui découle d'un scénario plus global qui respecte le budget carbone de l'économie pour limiter le réchauffement climatique à 2°C

condition qu'il existe des objectifs de réduction des émissions spécifiques à cet usage qui soient alignés avec l'ambition climatique de cette étude, c'est-à-dire le respect de l'Accord de Paris (moins de 2°C de réchauffement, voire 1,5°C). Les usages pour lesquels nous avons pu aboutir à ces potentiels normatifs sont :

- La production d'ammoniac ;
- La production de méthanol ;
- La production d'acier ;
- Le maritime ;
- L'aérien.

Pour les autres usages, les volumes potentiels ont été déterminés de différentes façons :

- Pour le raffinage : l'évaluation des potentiels de volumes d'hydrogène bas-carbone découle non pas d'un objectif de décarbonation du secteur, mais d'une projection de l'ensemble de la consommation d'hydrogène qui n'est pas autoproduite par le secteur, dans un scénario de décarbonation de l'économie mondiale, donc avec moins de consommation de produits pétroliers, mais plus de biocarburants. La modélisation tient compte également de l'évolution possible des normes de désulfuration des carburants, et du bouquet d'approvisionnement des raffineries entre pétroles bruts plus ou moins lourds ;
- Pour les camions : dans cet usage où beaucoup d'alternatives décarbonantes existent, l'évaluation de pertinence de l'hydrogène bas-carbone a conduit à faire une estimation du volume potentiel en ordre de grandeur avec une modélisation simplifiée ;
- Pour la consommation en mélange dans les réseaux de gaz : l'évaluation de pertinence a conduit à ne pas estimer le volume potentiel d'hydrogène bas-carbone ;
- Pour le ferroviaire et pour la chaleur industrielle : pour ces deux usages non prioritaires dans l'étude, nous avons repris un volume potentiel issu d'une autre étude ;
- Pour le stockage pour le système électrique enfin : cet usage de l'hydrogène ne conduit pas directement à réduire les émissions, mais c'est une condition facilitante voire nécessaire pour le développement de certaines filières de production électrique renouvelables. Ainsi la modélisation a là aussi conduit à une estimation du volume potentiel d'hydrogène bas-carbone de façon normative, non pas sur la base d'objectifs de réduction des émissions, mais sur la base d'un scénario de déploiement des énergies renouvelables dans le bouquet électrique mondial d'un scénario 1,5°C.

Enfin, au-delà de l'évaluation de pertinence et de la détermination de volumes potentiels usage par usage, **le grand intérêt de l'étude réside dans la dernière étape qui est de procéder à une analyse inter-usages, ou intersectorielle, pour aboutir à un ordre de mérite de mobilisation de l'hydrogène bas-carbone entre les différents usages étudiés.** Cette analyse se fait sur la base de **l'intensité décarbonante de l'hydrogène** : cette métrique, exprimée en tCO_{2e} / tH₂, traduit **la baisse de l'empreinte carbone (exprimée en tCO_{2e}) d'un usage que permet l'hydrogène bas-carbone, rapportée à une unité d'hydrogène (exprimée en tH₂).**

voire 1,5°C. Les scénarios utilisés qui font apparaître des budgets carbone sont ceux de l'Agence Internationale de l'Énergie (AIE) : selon les cas, nous avons mobilisé soit des scénarios issus de la famille Energy Technology Perspectives soit de celle du World Energy Outlook.

Quelles perspectives pour l'hydrogène dans l'industrie ?

Actuellement, l'essentiel de l'hydrogène est utilisé dans l'industrie, sous la forme de réactif et provenant intégralement de sources fossiles. Il paraît donc à la fois **nécessaire et prioritaire de substituer cet hydrogène fossile par de l'hydrogène bas-carbone afin de décarboner ces usages pour lesquels peu d'autres leviers existent.**

Production d'ammoniac et de méthanol

La production d'ammoniac aujourd'hui : usage, consommation d'hydrogène et empreinte carbone

L'ammoniac, ou NH_3 , est le principal consommateur d'hydrogène du secteur de la chimie : plus d'un quart de l'usage final d'hydrogène dans le monde lui est consacré, soit 31 MtH₂ en 2018 (AIE, 2019). **Plus de 80% de l'ammoniac est aujourd'hui utilisé pour la production d'engrais de synthèse pour l'agriculture.** L'ammoniac est **produit intégralement à partir d'hydrogène fossile**, essentiellement par vaporeformage du méthane en France et en Europe (Fuel Cells & Hydrogen Observatory, 2021). Il est ensuite combiné avec du diazote via le procédé d'Haber-Bosch. Ce procédé demande 180 kgH₂ / tNH₃²¹ et ses émissions directes varient de 1,6 à 2,7 tCO_{2e} / tNH₃ selon l'efficacité énergétique des différentes usines et la source de production de l'hydrogène, avec une moyenne mondiale située autour de 2,4 tCO_{2e} / tNH₃ (AIE, 2019). **La production d'hydrogène compose près de 80% de l'empreinte carbone de l'ammoniac**, le reste étant dû au procédé d'Haber-Bosch qui est intensif en énergie, principalement obtenue par combustion de gaz naturel.

La production de méthanol aujourd'hui : usage, consommation d'hydrogène et empreinte carbone

Le méthanol, ou CH₃OH, est le deuxième plus grand consommateur d'hydrogène du secteur de la chimie avec près de 12 MtH₂ consommées en 2018. **Le méthanol est utilisé dans de nombreuses applications : principalement comme réactif dans la synthèse d'autres produits chimiques**²² (55% de la demande mondiale) mais **également comme carburant** (EY pour AFHYPAC, 2020). Le méthanol est également **produit intégralement à partir d'hydrogène fossile**, essentiellement par vaporeformage du méthane en France et en Europe (Fuel Cells & Hydrogen Observatory, 2021). Il est ensuite recombinaison dans le procédé de méthanolation. Ce procédé requiert 130 kgH₂ / tCH₃O²³ et ses émissions directes varient de 0,8 à 3,1 tCO_{2e} / tCH₃OH selon l'efficacité énergétique des différentes usines et la source de production de l'hydrogène, avec une moyenne mondiale située autour de 2,3 tCO_{2e} / tCH₃OH (AIE, 2019). **La production d'hydrogène compose près de 50% de l'empreinte carbone du méthanol.**

²¹ En France et en Europe, 5 à 10% de cet hydrogène est coproduit et provient de sites industriels proches.

²² Environ 40% du méthanol est converti en formaldéhyde, pour être ensuite transformé en produits aussi divers que des matières plastiques, des résines synthétiques (dont certaines entrent dans la fabrication du contreplaqué), des peintures, des explosifs et des tissus infroissables.

²³ En France, 3% de cet hydrogène est coproduit et provient de sites industriels proches.

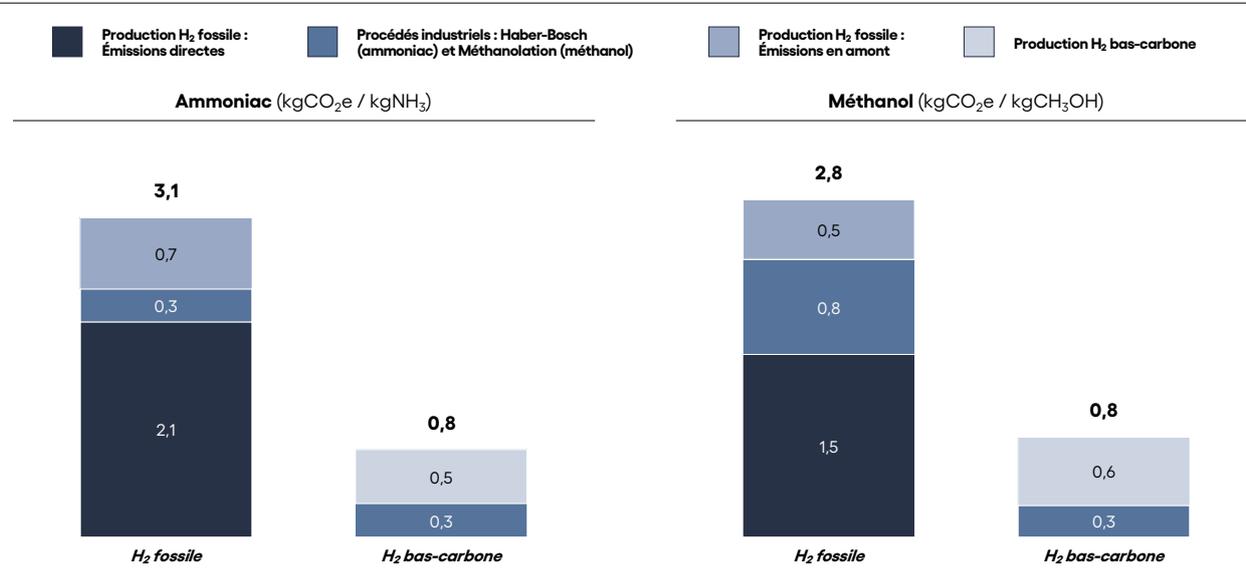
La production d'ammoniac et de méthanol demain : rôle de l'hydrogène bas-carbone

En raison de la population croissante et d'un modèle agricole reposant fortement sur l'usage d'engrais azotés à base d'ammoniac pour la nourrir, les analyses prospectives de l'AIE se traduisent par une **augmentation de la consommation d'ammoniac de 1,2% par an à horizon 2030**. Toujours d'après l'AIE, **la demande en méthanol croîtrait de façon plus importante, à raison de 3% par an jusqu'en 2030** (AIE, 2018). **Or les émissions globales du secteur de la chimie devraient augmenter de seulement 0,3% par an sur cette même période** d'après le même scénario de l'AIE (AIE, 2018), compatible avec un réchauffement contenu en-dessous de 2°C.

Compte tenu de la structure des émissions du secteur, le poste le plus important à décarboner est celui de la production d'hydrogène, pour lequel la conversion vers un hydrogène bas-carbone produit par électrolyse est une solution efficace : **la voie utilisant de l'hydrogène bas-carbone a un potentiel de décarbonation unitaire de l'ordre de 65% sur les émissions liées à la consommation directe d'énergie** (combustion in situ et en amont pour la production d'électricité consommée) et de **70% en empreinte par rapport à la voie fossile de production de ces deux produits chimiques primaires**.

La production de méthanol par la voie bas-carbone est différente de la voie traditionnelle : elle consomme de l'électricité décarbonée pour capturer du CO₂ directement dans l'atmosphère, biogénique ou même provenant d'autres industries. La réaction n'étant pas la même, elle demande une plus grande quantité d'hydrogène (+50%) pour la même quantité de méthanol produit.

Empreinte carbone des voies de production à partir d'hydrogène fossile et bas-carbone



Pour que les secteurs de la production d'ammoniac et de méthanol respectent une évolution des émissions de gaz à effet de serre qui soit compatible avec l'Accord de Paris tout en suivant la croissance de l'activité, il faudrait **mobiliser massivement l'hydrogène bas-carbone** s'il était le levier de décarbonation. En effet, ce scénario nécessiterait une pénétration du secteur de 12% par l'hydrogène bas-carbone dans le cadre de l'ammoniac et de 50% dans le cas du méthanol en

moins de 10 ans, soit **pour l'ammoniac et pour le méthanol respectivement 5 MtH₂ et 10 MtH₂ d'hydrogène bas-carbone en 2030**. À défaut d'atteindre de telles pénétrations de l'hydrogène bas-carbone, c'est le volume d'activités du secteur qu'il faudrait interroger — à moins que le dépassement du budget carbone du secteur puisse être absorbé par une surperformance d'un autre secteur par rapport à son propre budget carbone ?

La CCS²⁴ est une autre voie possible pour réduire les émissions de la production d'ammoniac et de méthanol, avec une réduction des émissions comparable. Dans une perspective intersectorielle, c'est d'ailleurs pour ce type d'installations que la CCS est la plus probable, car les fumées sont concentrées en CO₂, ce qui facilite sa capture. Du reste, les sites de production s'étant développés historiquement à proximité des zones d'extraction des hydrocarbures, ils sont susceptibles d'être de bons candidats pour le stockage du CO₂ (les anciens gisements d'hydrocarbures pouvant être dans certains cas utilisés pour stocker le CO₂).

En conclusion, **l'hydrogène bas-carbone est un levier important et efficace pour la décarbonation de ces deux secteurs**, et paraît même être l'un des seuls avec la CCS. Pour autant, **il faudrait une forte pénétration de l'hydrogène bas-carbone et de la CCS pour réconcilier budget carbone et hypothèses de croissance de l'activité pour ces secteurs, ce qui interroge sur la vraisemblance de ces budgets carbone au regard des projections d'activité, ou vice-versa.**

Sidérurgie

L'acier aujourd'hui : usage, consommation d'hydrogène et empreinte carbone

Le secteur de l'acier **consomme aujourd'hui de l'hydrogène en mélange de deux manières différentes :**

- **Dans la voie la plus répandue pour la production d'acier, celle des hauts fourneaux BF-BOF²⁵** (qui représente plus de 70% de la production mondiale d'acier) qui consomme sur site l'hydrogène coproduit sous la forme de gaz de hauts fourneaux (en mélange avec du monoxyde de carbone). Cet hydrogène est principalement utilisé pour la production de chaleur et plus rarement d'électricité ;
- **Pour la production par la voie DRI²⁶ dite « gas-based »** (qui représente 7% de la production mondiale d'acier en 2020) qui consomme environ 4 MtH₂ par an en 2018. Dans cette voie c'est le mélange gazeux contenant hydrogène et monoxyde de carbone qui joue le rôle de réduction du minerai de fer. L'hydrogène est en proportions variables : 25% à 60% d'hydrogène, selon le procédé et la source de production du gaz de synthèse (principalement à partir de gaz naturel ou de charbon) et le degré d'épuration.

La troisième voie principale de la production d'acier est la voie du recyclage, qui représente environ 20% de la production mondiale d'acier. Dans cette voie, la ferraille (« scrap ») est transformée en acier dans des fours à arc électrique (EAF pour *Electric Arc Furnace* en Anglais). Cette voie de production d'acier n'utilise pas d'hydrogène.

²⁴ La capture et séquestration du carbone (CSC ou CCS en anglais) lors de la production d'ammoniac ou de méthanol entraîne une baisse des émissions analogue à la substitution de l'hydrogène fossile par de l'hydrogène bas-carbone envisagée ici. Les conclusions que nous tirons pour l'H₂ bas-carbone seraient donc les mêmes pour la CCS.

²⁵ BF-BOF = Blast Furnace – Basic Oxygen Furnace, haut fourneau et convertisseur à oxygène en Français.

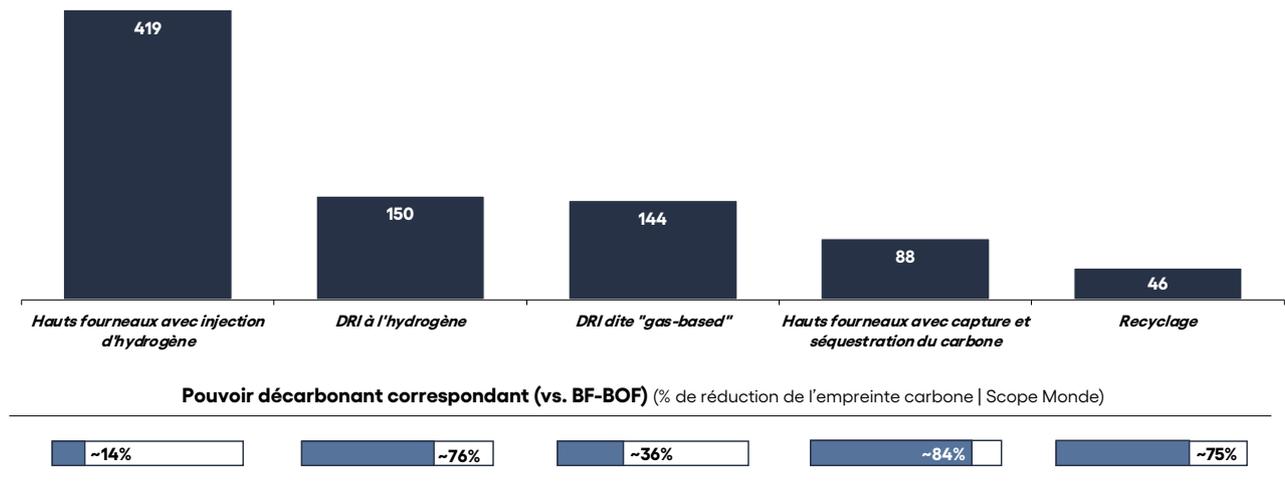
²⁶ DRI = Direct Reduced Iron, réduction directe du minerai de fer en Français.

Les différentes voies de production de l'acier ont des empreintes carbone très différentes qui varient de 2 tCO₂e par tonne d'acier pour la voie BF-BOF à 0,5 tCO₂e par tonne d'acier pour la voie recyclage. Intermédiaire, la voie DRI gas-based émet de l'ordre de 1,4 tCO₂e par tonne d'acier.

L'acier demain : rôle de l'hydrogène bas-carbone

Dans le scénario Beyond 2 Degrees de l'AIE (AIE, 2017), **la demande en acier est stable jusqu'en 2030 mais ses émissions baissent à un rythme de 4% par an entre la période actuelle et 2030**. Cela concerne les émissions directes sur site et les émissions directes de la production d'électricité pour l'acier. **Plusieurs leviers de décarbonation** sont possibles pour la filière : l'augmentation de la proportion d'**acier recyclé** dans le bouquet de production, l'augmentation de la **voie DRI « gas-based »** dans la production primaire, **l'injection d'hydrogène comme réducteur auxiliaire dans les hauts fourneaux**, la production d'acier par la **voie DRI n'utilisant que de l'hydrogène**, et enfin **la capture et séquestration du carbone**. Nous avons étudié ces voies selon leur potentiel de décarbonation et leur coût :

Coût d'abattement (vs. BF-BOF) par les différentes voies de production de l'acier à horizon 2030 (\$ / tCO₂e)



En ce qui concerne l'hydrogène bas-carbone, il ressort que son utilisation dans le secteur de l'acier est pertinente pour la voie DRI à l'hydrogène mais pas pour l'injection directe d'hydrogène dans les hauts fourneaux, qui réduit peu les émissions mais présente un important coût d'abattement. Par ailleurs, même si la DRI à l'hydrogène paraît prometteuse, elle l'est moins que l'augmentation de la voie du recyclage dans le bouquet de production ou que le développement de CCS sur les hauts fourneaux, en particulier sur l'aspect économique. Enfin, bien que le développement de la DRI à l'hydrogène fasse partie de la feuille de route de nombreux producteurs, il est peu probable que cette voie représente une grande part du bouquet à horizon 2030 compte tenu des délais de développement²⁷.

²⁷ Le sidérurgiste français ArcelorMittal a annoncé l'ouverture de sa première usine de production d'acier par DRI à Sestao en 2025 qui devrait produire 1,6 Mt d'acier. L'allemand ThyssenKrupp a annoncé la mise en service de sa première usine de DRI à l'hydrogène en 2025 avec un objectif de production de 3 Mt d'acier en 2030. Enfin le suédois SSAB a annoncé la commercialisation d'acier produit avec la technologie DRI

L'augmentation du taux de recyclage de l'acier est donc le levier prioritaire pour le secteur et cette voie a un fort potentiel : elle couvre actuellement seulement 20% des besoins et même si la collecte de la ferraille pour alimenter la filière demeure un enjeu, il ne devrait pas y avoir d'obstacle majeur pour atteindre des niveaux de collecte pouvant satisfaire 70% de la demande en acier à l'horizon 2050 (Carbone 4, 2019). Avec cette perspective, la prise en compte de l'inertie dans le développement d'une filière de collecte et de recyclage nous conduit à considérer que le seuil de 30% pourrait être atteint par la filière d'ici 2030.

La voie DRI au gaz est en forte croissance depuis 2015 (+ 8% par an) et pourrait atteindre une proportion de l'ordre de 20% dans le bouquet de production global en 2030 si la tendance se poursuivait. Toutefois, les annonces des producteurs laissent penser qu'une faible part de cette production (< 5%) pourrait être occupée par la voie DRI au seul hydrogène (cf. note précédente sur les annonces de grandes entreprises de sidérurgie).

Ainsi en 2030, la moitié de la production mondiale se fera probablement toujours par la filière BF-BOF qui devra donc employer la CCS de manière importante (environ 15%) ou réduire les volumes produits afin de respecter les ambitions du secteur en matière de réduction des émissions.

En conclusion, les volumes d'hydrogène mobilisés par le secteur tendent à augmenter avec pour principal moteur le développement de la voie DRI au gaz qui mobilisera une dizaine de millions de tonnes d'hydrogène au global. La voie BF-BOF, bien qu'actuellement deuxième consommatrice du secteur avec environ 5 MtH₂ par an, utilisera l'hydrogène qu'elle coproduit (quelques dix millions de tonnes annuelles). Le reste pourra être valorisé grâce à des synergies industrielles au sein du secteur même pour la DRI au gaz ou dans d'autres applications comme la production de produits chimiques²⁸. Enfin, **la DRI à l'hydrogène qui commencera juste son développement à grande échelle ne consommera probablement pas plus de 3 MtH₂. C'est probablement cette voie qui sera la plus demandeuse d'un accès à de l'hydrogène bas-carbone pour continuer son développement.**

Chaleur industrielle

La chaleur industrielle aujourd'hui : émissions et axes de décarbonation

La production de chaleur représente près de la moitié des émissions de l'industrie (McKinsey, 2018), majoritairement issues de la combustion de ressources fossiles. Afin de réduire les émissions de ce secteur, et en plus des actions de sobriété et d'efficacité, les principaux leviers concernent le **report de vecteur énergétique vers l'électricité, la biomasse, l'hydrogène et l'installation de dispositifs de capture et stockage du carbone**. Toutefois, cette dernière option ne permet pas de s'affranchir de la dépendance en ressources fossiles, nécessite des sites de stockage proches des industries et pourrait s'avérer plus coûteuse que les autres options (McKinsey, 2018).

Une étude récente de l'Hydrogen Council, acteur soutenant le développement de l'hydrogène, ayant conclu à des **usages faibles de l'hydrogène dans ce secteur dans des horizons de temps proches (autour de 2 MtH₂ en 2030)** (Hydrogen Council, 2021), ce secteur n'a pas été analysé avec autant de profondeur que les autres.

à l'H₂ en 2026, avec l'objectif de 2,7 Mt d'acier en 2030 (projet HYBRIT), et un démonstrateur en 2025. Compte tenu de la temporalité de ces annonces et de l'inertie de transformation du système de production, les volumes commercialisés seront encore faibles en 2030.

²⁸ Cet hydrogène coproduit est actuellement utilisé pour la production de chaleur ou d'électricité sur site mais cet usage n'est pas le plus efficient. Compte tenu de son empreinte carbone très élevée par rapport à d'autres vecteurs énergétiques, il pourrait être judicieux d'utiliser cet hydrogène en substitution à de l'hydrogène actuellement fossile nécessaire à d'autres usages (cf. 3.3).

L'industrie a des besoins en chaleur de typologies différentes, pouvant être segmentés en basse température, moyenne température et haute température²⁹. Ces niveaux de chaleur sont plus ou moins compatibles avec l'utilisation des divers vecteurs énergétiques alternatifs.

Sur le segment de la basse température, les pompes à chaleur sont capables de répondre à la plupart des usages. Techniquement matures, économiquement compétitives et largement plus efficaces énergétiquement que les autres options, elles semblent **s'imposer comme l'option décarbonante principale de ces niveaux de température.** Par ailleurs, d'autres filières, comme le solaire renouvelable et la géothermie, permettent de compléter le bouquet, et d'éviter notamment d'utiliser de la biomasse.

Sur les segments de la moyenne et de la haute température, les pompes à chaleur ne sont pas capables de répondre aux besoins, mais toutes les autres options sont envisageables. **La biomasse est mature, mais les conflits d'usage sur la ressource sont une contrainte.** D'un autre côté, l'électricité bas-carbone ne sera pas non plus illimitée, *a fortiori* pour **les options utilisant de l'hydrogène qui sont globalement moins efficaces que celles utilisant directement l'électricité** (Agora Energiewende, Agora Industry, 2021). Pour autant, dans le cas de sites industriels utilisant déjà de l'hydrogène à des fins non énergétiques, son usage chaleur peut bénéficier des infrastructures existantes et apparaître comme l'option la plus pertinente. Par ailleurs, parfois l'alternative en électricité directe n'existe pas, notamment pour atteindre une température et une qualité de flamme mais **la combustion de l'hydrogène pour des applications à haute température soulève encore des incertitudes en matière de maîtrise technique et de satisfaction des règles de sécurité** (ANCRE, 2021). On pourrait alors imaginer prioriser la biomasse pour ces segments. **L'hydrogène ne montre pas ainsi d'avantage particulier face à ses concurrents,** aussi il est très peu probable qu'il devienne l'option de décarbonation principale du secteur.

Quelles perspectives pour l'hydrogène dans les transports ?

Actuellement, les volumes d'hydrogène utilisés dans les transports sont très anecdotiques. Il s'agit de quelques expérimentations ou d'une utilisation en tant que carburant de fusées. Pourtant, **l'hydrogène pourrait être utilisé à plus large échelle de deux façons différentes :**

- **Directement, par combustion** (motorisation thermique) **ou via une pile à combustible** (motorisation électrique) ;
- **Indirectement, comme réactif intermédiaire pour la production de carburants de synthèses** comme l'e-ammoniac, le e-méthanol, le e-GNL (Gaz Naturel Liquéfié) ou encore le e-kérosène.

²⁹ Les seuils habituellement partagés pour départager ces segments sont 100°C et 500°C.

S'il est bas-carbone, l'hydrogène pourrait être un levier de décarbonation pour le secteur des transports, mais il reste **en compétition avec d'autres alternatives comme les biocarburants, l'électrification ou le biométhane**. Il est donc important de comparer les performances relatives de l'hydrogène avec les différentes alternatives envisageables selon le segment de transport étudié et ses spécificités.

Maritime

Le secteur maritime aujourd'hui : empreinte carbone et réglementations

Le secteur maritime émet actuellement plus d'1 milliard de tonnes de CO₂e selon l'Organisation Maritime Internationale (OMI, 2018) et la tendance est à la hausse, sous l'effet de l'accroissement prévu de l'activité de +2,4% par an entre 2022 et 2026 selon (CNUCED, 2021).

L'OMI a récemment mis en place plusieurs réglementations afin de réduire l'impact du secteur sur le climat à moyen et long terme. Parmi elles, la mise en place de l'EEDI (Energy Efficiency Design Index) et du CII (Carbon Intensity Indicator), deux indicateurs des performances énergétique et carbone calculés pour chaque cargo, qui devront obligatoirement rester sous un seuil de plus en plus contraignant sous peine de sanctions pour les armateurs. Le CII étant plus ambitieux que le budget carbone du secteur (AIE, 2014), il est compatible avec une croissance des volumes transportés à émissions constantes. **Ces réductions d'émissions concernent l'ensemble du cycle de vie des carburants, de l'amont à la combustion, et sont appelées *Well-to-Wake*, c'est à dire du puits au sillage.** Si cette réglementation est respectée, les volumes d'activité du secteur maritime pourront croître de 2,5% par an jusqu'en 2030.

Le secteur maritime demain : quels choix de carburants alternatifs ?

Afin d'atteindre cet objectif en intensité carbone, il est nécessaire d'effectuer un report des carburants fossiles actuellement utilisés vers des carburants alternatifs. Nous avons étudié trois catégories de carburants :

- **Les carburants fossiles** : HFO, VLSFO, MGO ou encore le GNL³⁰ ;
- **Les carburants de synthèse**, produits à partir d'hydrogène et aussi appelés synfuels ou e-fuels : e-méthanol, e-ammoniac, e-GNL, LH₂³¹ ;
- **Les bioénergies** : les bioliquides, qu'ils soient de première génération (Diesel FAME) ou de deuxième génération (FAME ou HVO)³², et également le biométhane liquéfié (BioGNL), de première ou de deuxième génération.

L'utilisation des carburants alternatifs représente de fortes contraintes pour certaines des options possibles. En effet, certains ont des densités énergétiques (massiques et volumiques) inférieures à celles des carburants fossiles actuellement utilisés dans le secteur, ce qui se traduit par des **réductions de capacités d'emport de marchandises pour les navires**, du fait de l'encombrement et de la masse supplémentaires pour les soutes et les systèmes de gestion des carburants à bord. **Pour traduire cette contrainte, nous avons raisonné avec la notion d'unité**

³⁰ HFO = Heavy Fuel Oil, VLSFO = Very Low Sulphur Fuel Oil, MGO = Marine Gas Oil, GNL = Gaz Naturel Liquéfié.

³¹ LH₂ = Hydrogène liquéfié.

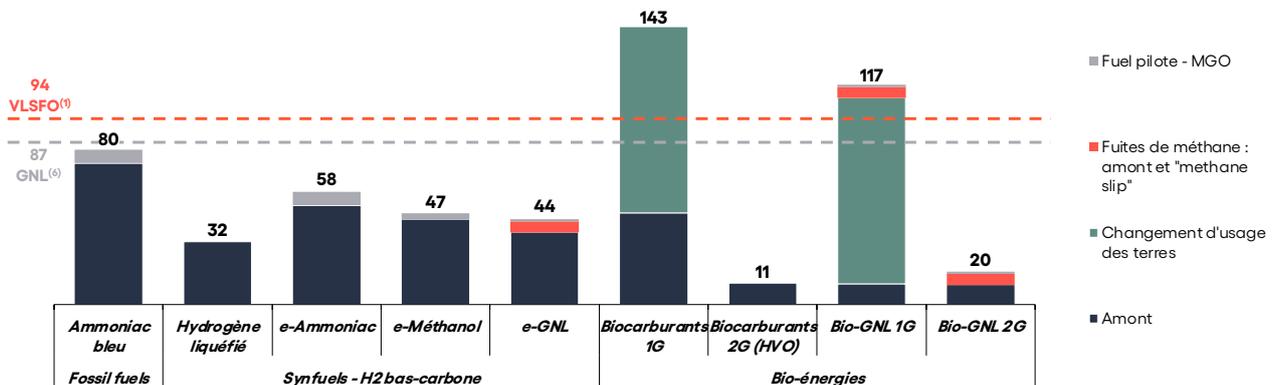
³² FAME = Fatty Acid Methyl Esters, HVO = Hydrotreated Vegetable Oil.

fonctionnelle en calculant les coûts et les empreintes des carburants rapportés à une même masse ou à un même volume transporté.

De plus, certains carburants nécessitent l'utilisation de **fuel pilote en complément pour déclencher la combustion** (l'équivalent des bougies sur un moteur essence de voiture), qui est généralement un fuel fossile, en proportions variables. Par exemple, dans le cas de l'ammoniac, c'est 7,5% de la consommation d'énergie qui provient du MGO, un carburant fossile. Il faut donc **prendre en compte les émissions liées à l'utilisation de ce fuel pilote**.

L'intégration de la contrainte d'encombrement et des émissions de **fuel pilote conduisent à l'utilisation d'une unité particulière pour la comparaison : le mégajoule équivalent fossile³³**. On mesure ainsi l'empreinte carbone *Well-to-Wake* (c'est-à-dire de l'amont jusqu'à la combustion) pour la quantité d'énergie, variable, qui permet de transporter la même quantité de marchandises qu'un MJ de carburant fossile.

Empreinte *Well-to-Wake* (de l'amont à la combustion) de différents carburants alternatifs pour le secteur maritime à horizon 2030
(gCO₂e/ MJ équivalent fossile)



Notes : ⁽¹⁾ VLSFO = Very Low Sulfur Fuel Oil | ⁽²⁾ Le terme d'empreinte carbone signifie que les émissions sont comptabilisées sur l'ensemble du cycle de vie. | ⁽³⁾ Le MJ équivalent fossile est l'énergie nécessaire pour transporter la même quantité de marchandises que 1 MJ de carburant fossile, alors que les différents carburants permettent des capacités d'emport différentes et peuvent nécessiter un fuel pilote. | ⁽⁴⁾ L'hydrogène est considéré « bas-carbone » au sens de la Taxonomie européenne (seuil de 3 kgCO₂e / kgH₂). | ⁽⁵⁾ Le CO₂ pour la fabrication du e-Méthanol et du e-GNL est considéré comme étant capté directement dans l'air (Direct Air Capture). Le contenu carbone de l'électricité utilisée pour la DAC est le même que pour la production d'H₂ bas-carbone. | ⁽⁶⁾ L'empreinte du GNL (Gaz Naturel Liquéfié) présenté ici prend en compte les fuites de méthane tout au long de sa chaîne de valeur.

Sources : Carbone 4, d'après JEC, Globiom, RED II, ICCT, SEALNG x SGMF, T&E, AIE

Par ailleurs, nous tenons compte d'une **spécificité pour l'utilisation du gaz** (fossile, BioGNL ou gaz de synthèse) comme carburant maritime : **l'effet des fuites qui ont une incidence importante sur son empreinte**. En effet, le méthane (principal composant des carburants gazeux étudiés) relâché directement dans l'atmosphère a un potentiel de réchauffement climatique à 100 ans près de 30 fois supérieur à celui du CO₂. Ces fuites ont lieu tout au long du cycle de vie de ce carburant. Tout d'abord, **en amont de la combustion, une partie du méthane s'échappe dans l'atmosphère lors de son extraction et de son transport par pipeline**. Ensuite, **pendant la combustion, cette dernière n'est pas totale et une partie du gaz qui n'est pas brûlé s'échappe à nouveau dans l'atmosphère** :

³³ Pour mémoire, une tonne d'équivalent pétrole correspond à près de 42 000 mégajoules.

ces fuites correspondent au phénomène de « methane slip » (termes en anglais). Le volume de ces échappements dépend de multiples facteurs, comme la forme et la taille de la chambre de combustion ou la « charge de la cuve ». La réduction du *methane slip* est une préoccupation des motoristes, qui prévoient une réduction de ces fuites jusqu'à 90% selon les motorisations en 2030, ce qui ferait parvenir à une valeur de 0,8% de fuites (en proportion de l'énergie), valeur retenue dans ce rapport.

Cette première analyse d'empreinte carbone permet d'**écarter d'emblée certains carburants alternatifs, trop carbonés :**

- **Les carburants fossiles** (VLSFO, MGO, HVO et GNL), non représentés sur le graphique, ne sont pas des carburants bas-carbone alternatifs ;
- **L'ammoniac bleu**, c'est-à-dire produit à partir d'hydrogène issu du vaporeformage du gaz naturel avec un dispositif de capture et stockage de carbone, n'est pas un carburant très décarbonant du fait de son besoin important en fuel pilote et de sa densité énergétique massique faible. De plus, sa toxicité importante et la création de dioxyde d'azote lors de sa combustion sont des enjeux de taille qui font encore l'objet de recherches par les motoristes ;
- **Les bioénergies de première génération** (1G)³⁴ engendrent un changement d'affectation des sols, notamment de la déforestation directement ou indirectement. Cela génère des émissions importantes et en font ainsi une solution non viable.

A l'inverse, **certaines carburants alternatifs apparaissent pertinents d'un point de vue carbone.** C'est le cas des **bioénergies de deuxième génération** (2G)³⁵ et des **carburants de synthèse pourvu qu'ils soient produits avec de l'hydrogène bas-carbone** : e-GNL, e-ammoniac, e-méthanol et LH₂.

Concernant l'hydrogène liquéfié, une contrainte technique de taille subsiste : il est hautement explosif, ce qui entraîne des contraintes de sécurité. **Par ailleurs, aucun armateur n'a pour le moment réussi à maintenir du LH₂ dans une cuve de cargo pendant plus d'une quinzaine de jours** avant que le phénomène de *boil-off* (l'hydrogène liquéfié redevient gazeux en se réchauffant) ne devienne incontrôlable, alors qu'un navire faisant des liaisons transatlantiques ou transpacifiques passe typiquement environ 25 jours en mer.

Pour **l'e-ammoniac produit à partir d'hydrogène bas-carbone, de fortes contraintes de sécurité demeurent quant à la toxicité de ce gaz** pour l'être humain et l'environnement. Par ailleurs, les potentiels risques d'émissions de protoxyde d'azote (fort pouvoir réchauffant) et son pouvoir décarbonant moindre que les autres e-fuels nous ont conduit à l'écarter de la palette de carburants alternatifs pour décarboner le secteur maritime à moyen terme.

Ainsi, il ressort que les bioénergies de 2^{ème} génération sont les mieux placées pour le secteur : c'est vrai à la fois **en termes d'empreinte carbone** comme montré ci-dessus, mais **également en termes de coûts**, d'après (T&E, 2020). **Leurs gisements étant limités, ils doivent toutefois être complétés par des e-fuels.** Parmi les e-fuels, **le e-GNL et le e-méthanol sont des options qui, même si elles sont plus chères, tirent leur épingle du jeu.** Par ailleurs, elles peuvent être déployées dès à présent : le e-GNL peut s'utiliser dans une motorisation GNL (dans ce cas, son potentiel de réduction est plus faible que celui présenté en conclusion qui utilise le VLSFO comme référence) et le méthanol

³⁴ Une bioénergie de première génération est un biocarburant produit à partir de cultures destinées traditionnellement à l'alimentation. Plus spécifiquement, ce sont les organes de réserve des plantes oléifères (à huile) ou des plantes à sucre qui sont utilisés pour produire du biodiesel ou du bioéthanol.

³⁵ Les bioénergies de deuxième génération, aussi appelés « avancées », sont les successeuses des bioénergies actuelles (dites de première génération) et sont appelées à résoudre le problème de la compétition avec la production alimentaire. Elles n'utilisent que les parties non comestibles des plantes et les déchets de biomasse (par exemple les déchets agricoles ou les huiles de cuisson usagées).

quant à lui est un carburant liquide qui est déjà connu du secteur et qui peut être utilisé pour les navires existants après leur *retrofit*, opération de rénovation consistant à changer la motorisation d'un navire.

La place de l'hydrogène dans le futur du secteur maritime

Pour déterminer la demande future en hydrogène pour le secteur maritime, **nous avons évalué la part de e-fuels et de bioénergies nécessaires pour parvenir aux objectifs climatiques du secteur.** Nous ne considérons pas l'hydrogène liquéfié pour les raisons explicitées ci-dessus.

Les bioénergies 2G paraissent être l'option la plus pertinente vis-à-vis des critères étudiés ci-dessus, et permettent de décarboner la flotte existante car ils sont compatibles avec les motorisations actuelles. Mais les bioénergies sont par nature limitées par les ressources en biomasse, qui sont à la fois complexes à estimer et soumises à des concurrences d'usages importantes, que ce soit pour des usages énergétiques ou non énergétiques. Ainsi, leur disponibilité pour le secteur maritime étant limitée³⁶, il sera nécessaire de faire appel aux e-fuels également. Selon que l'électrification du secteur routier est plus ou moins forte, les volumes de bioénergies 2G disponibles pour le secteur maritime peuvent changer considérablement. Dans notre étude, nous avons évalué la part de bioliquides 2G pour le maritime dans une fourchette de 15% à 20% des besoins énergétiques du secteur en 2030³⁷.

Pour la pénétration des e-fuels dans le secteur, nous avons raisonné sur la base de leur dynamique possible de déploiement : certains e-fuels nécessitent des motorisations *ad hoc*, tandis que d'autres déjà compatibles avec les motorisations actuelles pourront jouer le même rôle que les biocarburants pour décarboner la flotte existante. C'est le cas du e-GNL qui est directement utilisable par les motorisations GNL. Le e-méthanol cependant nécessitera le *retrofit* des navires pour pouvoir être utilisé. Or, pour des raisons économiques, il est fort probable que les navires les plus récents bénéficient de ces opérations de *retrofit* en priorité, soit près de 5% de la flotte de 2030³⁸. Enfin, le e-ammoniac nécessiterait des designs de navires adaptés, si bien qu'il ne serait possible que pour les nouvelles commandes de navires.

En tenant compte de ces contraintes de dynamique et de l'amélioration de l'efficacité des nouvelles motorisations, **les e-fuels pourront représenter d'une dizaine à une vingtaine de pourcents du carburant de la flotte et appelleront des volumes de l'ordre de 10 à 20 MtH₂ selon la disponibilité en bioénergies 2G qu'on considère.** La quantité de carburants de synthèse à mobiliser est très sensible à la disponibilité en bioliquides pour le maritime. En revanche, la consommation d'hydrogène est peu dépendante du choix du e-fuel qui est favorisé dans les scénarios. En effet, les e-fuels ont un besoin en hydrogène similaire pour leur production³⁹.

³⁶ À la fois par la disponibilité en biomasse déchets mais également à cause de la concurrence avec les différents segments de la mobilité comme le routier ou l'aérien.

³⁷ Ces estimations sont fondées sur les volumes de diesel et d'essence 2G considérés dans le scénario Net Zero de l'AIE (AIE, 2021).

³⁸ Soit les navires ayant 10 ans ou moins en 2030. Source : entretiens avec experts du secteur.

³⁹ Ramené à l'unité fonctionnelle, ici le MJ équivalent fossile.

Aérien

Le secteur aérien aujourd'hui : empreinte carbone et engagements des acteurs

En raisonnant sur les émissions de combustion, le secteur aérien émet actuellement 3 à 4% des émissions de CO₂ liées à l'énergie dans le monde (AIE, 2021). Mais rappelons que l'impact de l'aérien sur le climat ne se résume pas aux émissions de CO₂ dues à la combustion du kérosène. En ajoutant l'amont du carburant et l'effet réchauffant des traînées de condensation, l'aérien contribue plutôt de l'ordre de 4% aux émissions réchauffantes mondiales (Klöwer, et al., 2021). Et la tendance à la hausse demeure très forte malgré la crise sanitaire : après une croissance de 4% par an entre 2010 et 2018, les acteurs du secteur prévoient une croissance post-covid de l'ordre de 3,6% par an (ICAO, 2021).

Les États, à travers l'ICAO (International Civil Aviation Organisation)⁴⁰ se sont engagés à une « croissance neutre » du secteur, c'est-à-dire à une croissance de l'activité telle qu'anticipée actuellement avec la mise en place de leviers de réduction des émissions de sorte à ne pas émettre plus qu'actuellement. Les compagnies aériennes membres de l'IATA (International Air Transport Association)⁴¹ se sont fixées plus récemment un objectif plus ambitieux : l'atteinte de la neutralité carbone sur leurs émissions directes en 2050.

Ces engagements en termes de « neutralité » ou « croissance neutre » du secteur sont critiquables⁴². Pour les besoins de l'étude, nous avons besoin de raisonner sur la réduction réelle des émissions du secteur. Compte tenu du niveau de compensation carbone annoncé, l'engagement de l'IATA correspond à la cible des émissions du scénario B2DS de l'AIE en 2050, soit environ 340 MtCO₂, à comparer avec environ 1 000 MtCO₂ actuellement, pour un doublement du trafic de passagers.

Le secteur aérien demain : quels leviers de réduction des émissions ?

Les vols commerciaux long-courrier et moyen-courrier représentent à eux deux 80% des émissions du secteur. À ce jour il n'y a pas encore de perspectives claires pour l'utilisation de l'hydrogène sur ce type de vol, malgré un fort engouement, à tout le moins en France, au sujet de l'avion à hydrogène.

Utiliser de l'hydrogène dans un avion pourrait se faire en usage direct (combustion ou pile à combustible) ou bien, tout comme dans le secteur maritime, comme réactif intermédiaire pour la production de carburants de synthèse, ou synfuels. Ces synfuels sont une forme de SAF⁴³, au côté des carburants issus de biomasse.

Nous avons analysé les feuilles de route technologiques des grands constructeurs aéronautiques dans le monde. La plupart des constructeurs se positionnent plutôt en faveur des SAF. Certains, et tout particulièrement Airbus, espèrent tout de même commercialiser des avions à hydrogène à partir de 2035 mais seulement pour de petits avions court-courriers ; ils envisagent le recours à l'hydrogène pour des moyen-courriers à plus long terme (Frost, 2021). Sur le court-courrier, le

⁴⁰ L'ICAO est une branche des Nations unies qui représente les différentes autorités aéronautiques des pays membres de l'ONU.

⁴¹ L'IATA est une organisation commerciale internationale de sociétés de transport aérien, et un lobby. La plupart des compagnies aériennes régulières y sont représentées.

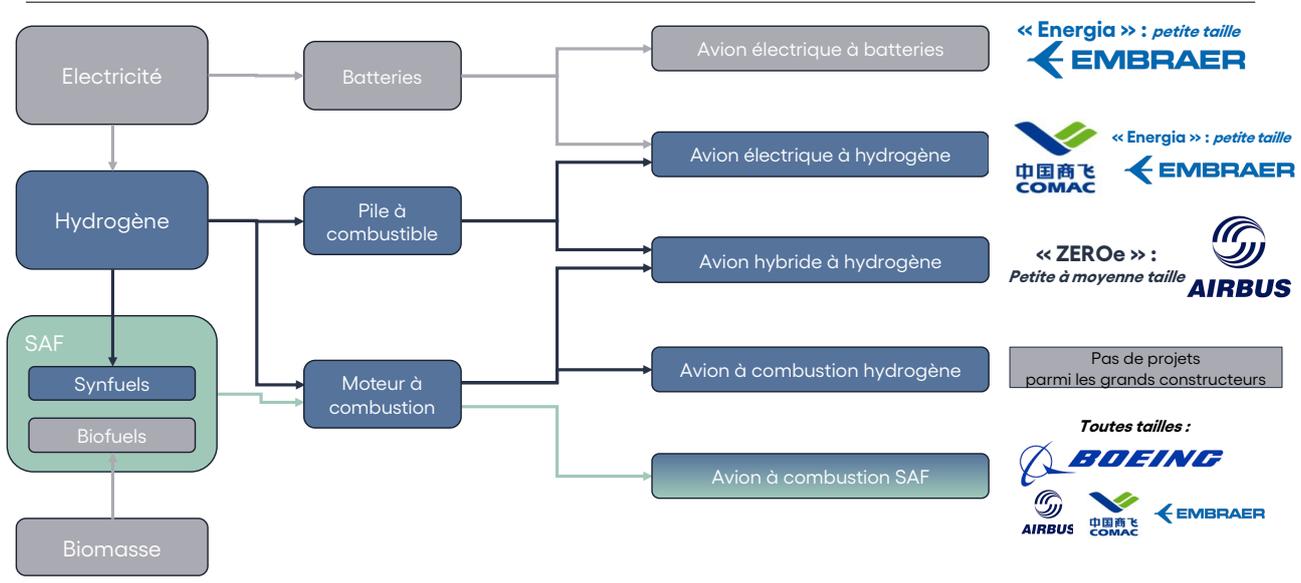
⁴² Voir par exemple les articles de Carbone 4 à ce sujet, comme celui-ci : « Ne dites plus "compensation" : De la compensation à la contribution »

<https://www.carbone4.com/neditespluscompensation-de-compensation-a-contribution>.

⁴³ SAF = Sustainable Alternative Fuels ou Sustainable Aviation Fuels.

développement d'avions à batteries est également en cours et serait donc en concurrence avec l'hydrogène.

Possibles usages de l'électricité et de la biomasse dans le secteur aérien et positionnement des constructeurs sur les technologies associées



La place de l'hydrogène dans le futur du secteur aérien

L'utilisation directe de l'hydrogène dans le secteur aérien présente bien sûr des avantages importants comme la **réduction des émissions de CO₂⁴⁴, de NO_x⁴⁵ et des effets de traînées de condensation⁴⁶**. Aussi, **l'utilisation directe de l'hydrogène permet une utilisation plus efficace de l'énergie disponible** car les SAF de synthèse (e-kérosène) nécessitent une étape de transformation de l'hydrogène supplémentaire et donc une consommation énergétique additionnelle⁴⁷. Cet aspect confère un avantage supplémentaire à l'hydrogène sur les SAF de synthèse : **l'hydrogène permet une réduction des émissions plus importante ainsi qu'une utilisation plus efficace du gisement d'électricité peu carbonée qui est limité**. De plus, **la solution serait moins coûteuse que les SAF de synthèse pour le court à moyen-courrier** (McKinsey, 2020) (ICCT, 2022).

Pour autant, beaucoup d'éléments substantiels sont défavorables à l'utilisation directe de l'hydrogène pour l'aérien :

- **Les contraintes de densité énergétique volumique et de densité massique pénalisent l'hydrogène**, que ce soit pour le carburant en lui-même (pour la densité volumique), mais aussi indirectement à travers le système de refroidissement et pressurisation qu'il nécessite (pour la densité massique). Ainsi, cela conduirait à une hausse de 40 à 50% des coûts sur

⁴⁴ Il n'y a littéralement pas de carbone dans les émissions directes, et peu d'émissions en empreinte carbone pourvu que l'H₂ soit lui-même bas-carbone.

⁴⁵ Et même la suppression des NO_x pour les piles à combustible, pour lesquelles il n'y a pas de combustion.

⁴⁶ Les réductions attendues sont de l'ordre de 30% à 50% pour le cas de la combustion de l'hydrogène et de 60% à 80% pour le cas des piles à combustibles (McKinsey, 2020).

⁴⁷ Même si les avions à hydrogène consommeront probablement au moins 10% d'énergie supplémentaire que les avions classiques, la production de e-kérosène par Fischer-Tropsch requiert environ 40% d'électricité supplémentaire à la production de LH₂.

long-courriers due à une demande en énergie plus importante engendrée par l'effet de la masse additionnelle (McKinsey, 2020) ;

- **Peu de modèles** sont proposés par les constructeurs, seulement pour les court-courriers et moyen-courriers, et pas avant 2035.
- **L'infrastructure** d'avitaillement dédiée aux avions à hydrogène doit nécessairement faire l'objet d'un développement uniforme et coordonné à l'échelle mondiale, car l'avion doit pouvoir être utilisé partout par les compagnies aériennes ;
- **Les enjeux de sécurité** sont fortement ancrés dans la culture du secteur aérien. Or l'hydrogène présente des risques dus à son caractère explosif, ce qui implique de la complexité pour les circuits d'alimentation des moteurs pour pallier l'évaporation d'hydrogène (Wachenheim, 2021) ;
- **Son coût est supérieur** aux biocarburants, et aux e-fuels sur long-courriers (McKinsey, 2020).

Ainsi, il est **très peu probable que l'hydrogène, utilisé directement comme carburant dans les avions, acquière une place significative dans le secteur aérien à long terme**, et il est **impossible de le voir émerger d'ici 2035 pour les moyens et long-courriers** car les premiers avions ne seront pas encore commercialisés. À horizon 2050, l'hydrogène peut être utilisé de façon significative de façon indirecte : en effet, comme le gisement de biocarburants est limité, et que plusieurs secteurs sont en compétition pour y accéder, il est probable qu'ils ne suffiront pas à eux seuls, sauf à réduire le trafic aérien en conséquence. C'est pourquoi l'emploi de l'hydrogène pourrait être nécessaire pour la production de e-kérosène. Comme pour le secteur maritime, les quantités à mobiliser seront très sensibles à la disponibilité en biomasse et il est donc difficile d'anticiper les volumes de la demande.

Volumes d'hydrogène à l'horizon 2035

Étant donné les feuilles de route de développement des avions à hydrogène, **la consommation d'hydrogène du secteur en 2035 sera presque exclusivement dédiée à la production de SAF**. L'IATA fixe un seuil objectif de 17% de SAF à atteindre sur cet horizon de temps. Il est fort probable que ce seuil soit **principalement atteint avec les biocarburants** et que les volumes d'hydrogène appelés par le secteur soit quasi-nuls. Cependant, **l'Union européenne a un projet de règlement avec des taux minimum d'incorporation de Fuel Renouvelable d'Origine Non Biologique (RFNBO) à hauteur de 5% en 2035. Si ce taux minimum était généralisé au monde, les volumes d'hydrogène appelés seraient de l'ordre de 5 MtH₂ par an en 2035**. Le même principe de calcul, appliqué en 2030, donnerait moins de 1 MtH₂ en 2030 si le taux minimum européen de 0,7% de RFNBO était généralisé au monde.

Volumes d'hydrogène à l'horizon 2050

Le seuil d'incorporation de SAF devra, toujours selon l'IATA, atteindre les 65% en 2050. L'AIE estime par ailleurs que la demande en biocarburants pour le secteur pourra couvrir 40% des besoins en carburant du secteur (AIE, 2021). Dans ce scénario, le e-kérosène devra donc couvrir 25% des besoins du secteur. Le projet de règlement européen est plus ambitieux en termes d'incorporation de RFNBO et fixe un seuil de 28% en 2050. Dans les scénarii évoqués ici⁴⁸, **les volumes d'hydrogène appelés pour la production de SAF sont de 40 à 45 MtH₂ par an**.

⁴⁸ Les deux scénarii sont : soit les projections de l'AIE, soit la généralisation des taux minimum européens à l'ensemble du secteur.

Les avions à hydrogène auront en 2050 commencé à pénétrer le secteur sur les court et moyen-courriers. Sur les court-courriers, ils seront en compétition avec les avions à batteries qui semblent

réalistes pour ce segment. La répartition entre ces deux technologies dépendra des avancées qui auront été réalisés par les constructeurs d'ici là. En tenant compte de la vitesse de renouvellement de la flotte et des dates de premières commercialisations de ces nouvelles motorisations, **les avions à hydrogène pourraient représenter un peu plus de 10% du trafic⁴⁹ en 2050**, avec une variation de l'ordre du pourcent selon la pénétration des avions à batterie. **Les volumes d'hydrogène correspondant sont de 20 à 30 MtH₂ par an.** Ces volumes sont sensibles aux hypothèses de pénétration des solutions concurrentes, comme les batteries, mais très peu à la technologie de la motorisation, combustion directe ou pile à combustible.

Ainsi, **pour ces deux usages cumulés, la demande en hydrogène pourra atteindre 60 à 70 MtH₂ par an en 2050.**

Camions

Le secteur du fret routier aujourd'hui : empreinte carbone et axes de réduction

Aujourd'hui, bien que n'étant responsable que de 18% des volumes de marchandises transportées en tonnes-kilomètres, **le fret routier pèse pour 65% des émissions de CO₂ du secteur du fret⁵⁰**, c'est-à-dire **plus de 2 milliards de tonnes de CO₂e chaque année⁵¹**. Ceci est dû à l'utilisation quasi-exclusive de carburants issus du pétrole, en premier lieu de gazole. Il s'agit du mode de transport le plus carboné par tonne transportée et par kilomètre après l'avion, ce dernier restant cependant très anecdotique en termes d'activité de transport de marchandises (tonnes-kilomètres).

Afin de réduire les émissions du fret routier, il existe **au moins deux leviers activables avant de s'intéresser aux camions à proprement parler**. Le premier et le plus efficace est la **réduction des volumes transportés et des distances parcourues**, qui peuvent découler d'une diminution des consommations de biens mais aussi d'une augmentation des taux de remplissage ou encore d'un rapprochement entre les bassins de production et de consommation de ces biens. Le second consiste à **reporter une partie de ce fret sur d'autres modes de transport, moins carbonés**, tels que le ferroviaire, le maritime et le fluvial.

Il existe ensuite des **leviers touchant aux émissions unitaires des camions**, sur lesquelles portent quelques mesures et engagements à commencer par la réglementation européenne. Cette dernière impose en effet une réduction des émissions des poids lourds neufs de 15% en 2025 et 30% en 2030 par rapport à 2019-2020. **Si l'amélioration de l'efficacité des moteurs est bienvenue, elle ne saurait réduire suffisamment les émissions des camions et c'est avant tout un changement de vecteur énergétique qu'il faut opérer.**

⁴⁹ En passagers-kilomètres.

⁵⁰ Données portant sur l'année 2019. Source : OCDE.

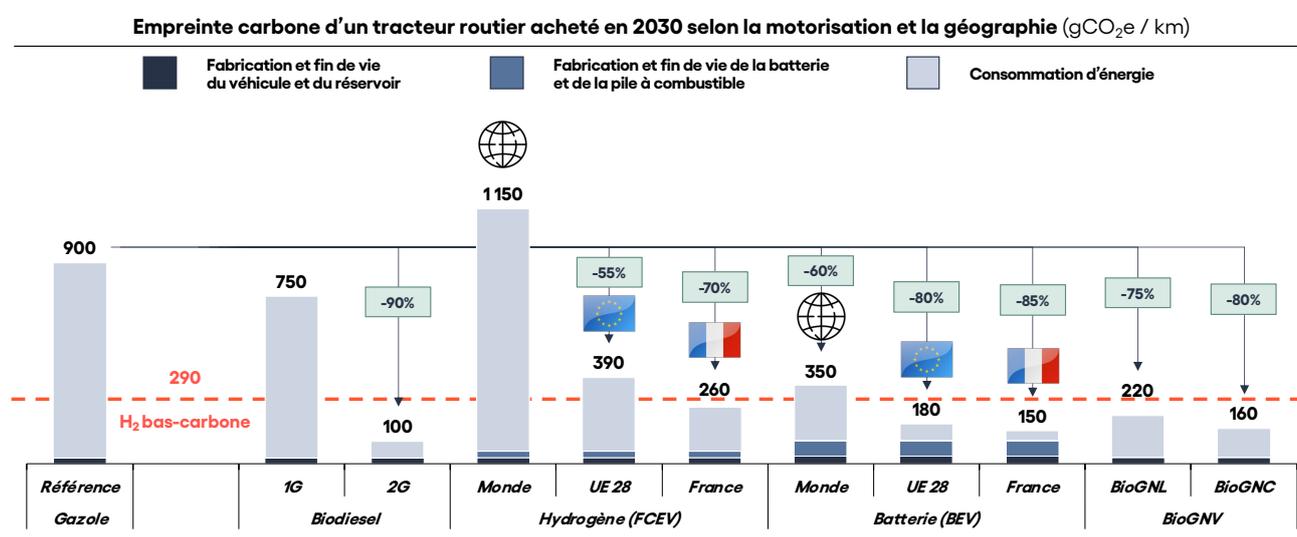
⁵¹ Ibid. Les émissions de CO₂ du fret dans son ensemble sont de 3,2 milliards de tonnes de CO₂.

Le secteur du fret routier demain : quels choix de vecteurs énergétiques ?

Quatre alternatives au gazole ont été étudiées en termes de capacité à réduire les émissions unitaires des camions :

- Les camions thermiques roulant aux **biocarburants de 1^{ère} ou 2^{ème} génération** (resp. 1G ou 2G) ;
- Les camions thermiques roulant au **biométhane (BioGNV)**, qu'il soit comprimé (BioGNC) ou liquéfié (BioGNL) ;
- Les **camions électriques avec batteries (BEV)**, rechargés en électricité ;
- Les **camions électriques avec pile à combustible (FCEV)**, rechargés en hydrogène⁵².

L'analyse comparée de ces options sur le plan du carbone permet d'apprécier leur capacité respective à décarboner une situation de référence définie par le camion au gazole. La figure suivante porte sur des tracteurs routiers, mais les enseignements sont transposables à des plus petits camions.



Hypothèses : 1 200 000 km parcourus sur la durée de vie du camion ; capacité de batterie de 1 000 kWh pour les camions électriques ; les calculs tiennent compte d'une décarbonation progressive des bouquet électriques concernés, selon un scénario de l'AIE (SDS du WEO 2020, scénario de moyen-terme d'alignement avec l'Accord de Paris) et de la PPE en France.

Sigles : BEV pour Battery Electric Vehicle ; FCEV pour Fuel Cell Electric Vehicle ; GNV pour Gaz Naturel Véhicule, GNC pour Gaz Naturel Comprimé, GNL pour Gaz Naturel Liquéfié.

Notes : ⁽¹⁾ Le terme d'empreinte carbone signifie que les émissions sont comptabilisées sur l'ensemble du cycle de vie. | ⁽²⁾ Le seuil d'H₂ bas-carbone indiqué correspond aux émissions maximales d'un tracteur FCEV pour que l'H₂ qu'il consomme soit considéré comme bas-carbone d'après la Taxonomie européenne (3 kgCO₂e / kgH₂).

Concernant les motorisations thermiques, **les biocarburants 1G sont loin d'être assez décarbonant et ne constituent pas une alternative crédible au gazole**. Les **biocarburants 2G et le BioGNV**, en revanche, sont tous deux des candidats **très décarbonants pour le secteur**.

L'empreinte des BEV et des FCEV dépend très fortement du contenu carbone de l'électricité utilisée pour alimenter les camions, soit directement pour les BEV, soit indirectement pour les FCEV.

⁵² La pile à combustible sert à opérer la réaction chimique inverse de l'électrolyse de l'eau : de l'hydrogène en provenance d'un dispositif de stockage embarqué sur le camion et de l'oxygène issu de l'air ambiant réagissent pour former de l'eau tout en relâchant de l'énergie sous forme électrique. Les camions thermiques à combustion d'hydrogène n'ont pas été étudiés car la filière est moins mature que celle des FCEV.

En pratique, ceci conduit notamment à des **émissions très variables en fonction de la géographie** dès lors que l'électricité considérée est celle du réseau et du bouquet de production qui l'alimente. Dans une perspective de décarbonation relativement soutenue, un camion électrique acheté en 2030⁵³, qu'il fonctionne à l'électricité ou à l'hydrogène, pourra être considéré comme suffisamment bas-carbone selon le contexte, avec toutefois des émissions qui demeurent plus élevées pour le FCEV.

Avec un hydrogène bas-carbone au niveau du seuil de la Taxonomie européenne (3 kgCO_{2e} / kgH₂) et dans un scénario d'évolution du contenu carbone de l'électricité aligné avec la décarbonation de l'économie, **un FCEV en France pourra être considéré comme roulant à l'hydrogène bas-carbone, mais cela n'est pas valable en moyenne sur l'UE et encore moins dans le monde**. En effet, l'intensité carbone mondiale moyenne de l'électricité à ces horizons de temps serait tellement élevée que le camion à hydrogène s'avèrerait plus carboné que le camion au gazole, **la valeur pivot se situant autour de 150 gCO_{2e} / kWh d'électricité pour égaliser les émissions du camion au gazole. À l'inverse, si l'on voulait que le FCEV soit aussi décarbonant que le BEV, il faudrait atteindre des niveaux très bas d'intensité carbone pour l'électricité, de l'ordre de 10 gCO_{2e} / kWh**. En-dessous d'un tel niveau d'intensité carbone de l'électricité, le surplus d'émissions pour la fabrication de la batterie par rapport à la pile à combustible est supérieur à l'effet des émissions plus importantes à l'usage pour le FCEV.

Quelle place pour l'hydrogène dans l'avenir du fret routier courte et moyenne distance ?

Afin de traiter de façon plus fine la pluralité des situations réelles, l'étude a segmenté le fret routier en deux segments, lesquels présentent des enjeux spécifiques : le fret de courte et moyenne distance d'une part, et le fret de longue distance d'autre part. Sur chacun des segments, une réflexion s'appuyant à la fois sur des éléments quantitatifs et qualitatifs a permis de prendre position sur la place que pourrait occuper l'hydrogène dans une optique de transition bas-carbone.

La courte et moyenne distance s'entend dans cette étude comme les trajets de moins de 500 km par jour⁵⁴. Elle concerne donc à la fois du fret urbain et du fret régional et elle mobilise essentiellement des utilitaires et des camions légers.

Le nombre croissant de réglementations portant sur la qualité de l'air en milieu urbain favorise les motorisations électriques (BEV ou FCEV) au détriment des motorisations thermiques, responsables d'émissions de particules fines⁵⁵ et de NOx, par la nature même du fonctionnement du moteur à explosion. Les molécules NOx se forment avec l'azote présent dans l'air qui entre dans le moteur thermique, car il n'est pas envisageable d'avoir une combustion contrôlée avec du dioxygène pur.

Les bioénergies sont aussi par ailleurs limitées par les ressources en biomasse, qui sont à la fois complexes à estimer et soumises à des concurrences d'usages importantes, que ce soit pour des usages énergétiques ou non énergétiques. Si des ressources en biomasse devaient être allouées au secteur routier, il paraît plus pertinent de les réserver pour les trajets de longue distance, plus difficilement électrifiables.

⁵³ Afin de prendre en compte la durée de vie des véhicules, les émissions sont calculées en considérant le contenu carbone moyen de l'électricité sur la décennie 2030.

⁵⁴ En 2019, elle représentait 61% des tonnes-kilomètres et 64% des véhicules-kilomètres effectués en UE28. Source : Eurostat.

⁵⁵ Il est cependant important de rappeler que les particules fines émises par un camion ne sont pas uniquement issues de la combustion, mais aussi de l'usure des routes, des pneumatiques ou encore des freins.

À la lumière de ces éléments, le camion électrique à batterie semble l'option à prioriser pour décarboner le segment du fret routier sur courte et moyenne distance. En effet il est d'ores et déjà assez mature pour répondre à la demande pour le type de distances couvertes, alors que le camion à hydrogène est moins avancé sur le plan industriel, plus carboné et probablement plus coûteux que le camion à batterie⁵⁶.

Quelle place pour l'hydrogène dans l'avenir du fret routier de longue distance ?

La longue distance s'entend dans cette étude comme les trajets de plus de 500 km par jour⁵⁷. Elle concerne du fret national voire international.

Les motorisations thermiques alternatives issues de biomasse sont déjà matures et présentent des caractéristiques très proches du camion gazole en matière de capacité transportable, d'autonomie, de temps de recharge ou encore de conduite. Cependant, **même si les ressources en biomasse sont fléchées prioritairement vers la longue distance, elles demeurent limitées** et seront probablement insuffisantes pour couvrir les besoins de ce segment.

L'autonomie et la capacité transportable du camion à batterie sont directement liées à la capacité énergétique de sa batterie. **Les batteries de taille usuelle sont loin de permettre une autonomie similaire au camion à gazole, en plus de nécessiter des temps de recharge élevés.** Augmenter la taille des batteries permettrait de palier le besoin d'autonomie ; néanmoins, la batterie du camion est à la fois l'élément le plus coûteux, celui faisant peser le plus de tensions sur les matériaux de fabrication et un poste important de l'empreinte carbone.

Pour autant, et **dans un contexte de rationalisation de l'allocation de l'électricité bas-carbone, un BEV est 2 à 3 fois plus efficace qu'un FCEV sur l'ensemble de la chaîne de valeur depuis la production d'électricité jusqu'à la transmission d'énergie motrice aux essieux.** Cet écart provient des pertes énergétiques intervenant à chacune des transformations, d'abord pour la transformation de l'électricité en hydrogène par électrolyse puis à nouveau en électricité via la pile à combustible. En plus de cette consommation accrue en électricité qui renchérit la consommation d'énergie en phase d'exploitation du FCEV par rapport au BEV, **le camion à hydrogène devrait demeurer plus coûteux à fabriquer dans des horizons de temps proches⁵⁸.**

Par ailleurs, les contraintes portant sur l'autonomie et le temps de recharge des camions à batterie peuvent être en partie levées par deux voies. Premièrement, la réglementation peut imposer, comme c'est le cas en Europe, des **pauses régulières pour les conducteurs de camions⁵⁹,** qui peuvent être mises à profit pour la recharge des batteries. Les pauses longues permettent ainsi une recharge lente et complète, tandis que des bornes rapides rendent possible une recharge sur les pauses courtes. Une fréquence élevée des pauses autorise de plus les camions de faible autonomie à parcourir des distances élevées grâce à des recharges régulières. Le deuxième levier touche à **l'organisation des flux logistiques.** Changer la façon de penser les trajets, par exemple avec des **convoyages bas-carbone entre terminaux,** qu'il est plus facile d'équiper en bornes de recharge rapide, ou en s'appuyant sur **des infrastructures de recharge dynamique telles que les**

⁵⁶ Raisonnement en coûts complets de possession. Sources : T&E, 2020 ; ICCT, 2021.

⁵⁷ En 2019, elle représentait 39% des tonnes-kilomètres et 36% des véhicules-kilomètres effectués en UE28. Source : Eurostat.

⁵⁸ A horizon 2030, un FCEV pourrait être 2 fois plus cher qu'un BEV à l'achat. Source : ICCT, 2022.

⁵⁹ Dans l'UE, une pause d'au moins 45 minutes est obligatoire toutes les 4h30 de conduite. Par ailleurs, la durée journalière de conduite ne doit pas excéder 9h (de l'ordre de 800 km en roulant à 90 km/h) et une pause quotidienne de 11h est requise. Source : MTE.

autoroutes électriques⁶⁰, peut permettre de réduire significativement la taille des batteries des camions électriques, bien que certaines options technologiques nécessitent encore un peu de maturation.

Enfin, la temporalité du déploiement joue en défaveur du camion à hydrogène vis-à-vis de son concurrent à batterie. D'une part, les constructeurs sont plus avancés sur la maturité des BEV, alors que leurs annonces n'appellent pas de commercialisation significative de FCEV à horizon proche, mais plutôt à partir de la seconde moitié de la décennie⁶¹. Il est probable qu'à cette échéance, la technologie à batterie aura continué d'évoluer et sera encore plus mature qu'aujourd'hui, y compris sur le plan technique. **Le renforcement des réglementations sur les camions neufs portant sur les seuils d'émissions pousse par ailleurs les constructeurs à commercialiser des véhicules à faibles émissions à court-terme**, ce que ne permet pas encore la technologie à hydrogène. Cela peut conduire les industriels à pousser une stratégie fondée sur les camions à batterie. Pour finir, à l'instar des camions à batterie, les camions à hydrogène nécessitent des déploiements d'infrastructures *ad hoc*, pour la charge et la distribution d'hydrogène, ce qui n'est pas le cas des camions au biocarburant et moins significatif pour les camions au BioGNV. **Développer à la fois les technologies à hydrogène et à batterie demanderait ainsi de mobiliser en double un appareil industriel et des investissements lourds.** Il peut paraître difficile d'envisager un déploiement parallèle de ces deux réseaux distincts ; **or les infrastructures électriques sont celles qui sont susceptibles de se développer en premier**, poussées par le développement des camions à batterie sur la logistique régionale et en synergie avec les besoins pour les trajets de longue distance des véhicules légers.

Ainsi, en termes de dynamique de déploiement des BEV et des FCEV d'ici la moitié du siècle, **il n'est pas impossible que l'histoire soit déterminée par la première étape à franchir** (concept de la « dépendance au sentier » en économie) : le développement des BEV à court et moyen terme suppose des infrastructures et des changements d'organisation des chaînes logistiques (pour surmonter la baisse d'autonomie par rapport aux camions gazole actuels). **Une fois ces infrastructures pour camions à batteries déployées, et les changements organisationnels mis en place, il est peu probable qu'un nouveau mouvement s'enclenche pour un déploiement massif des FCEV**, car cela conduirait à réduire l'amortissement des infrastructures pour BEV d'une part, et à revenir à nouveau sur l'organisation logistique d'autre part. Même si cela n'aurait vraisemblablement pas une incidence majeure sur la demande globale en hydrogène, il n'est cependant pas impossible que le camion à hydrogène se développe plus particulièrement sur des segments particuliers, par exemple certaines flottes captives.

Au vu des éléments précédents, **le camion à hydrogène peut jouer un rôle dans la décarbonation du fret routier longue-distance en complément d'autres options technologiques bas-carbone. Cependant, les contraintes techniques et industrielles liées à son déploiement ne laissent pas entrevoir une pénétration forte de cette alternative d'ici 2030**, aussi s'il est amené à se développer ce sera plutôt au-delà de cet horizon de temps.

⁶⁰ L'autoroute électrique permet de recharger les camions de façon dynamique, soit à l'aide de caténaires, de rails ou encore par induction. Des essais ont déjà eu lieu en Europe (Suède, Italie, Allemagne) et aux États-Unis (Californie). En France, au moins un concessionnaire a prévu de tester une forme d'autoroute électrique, dans le but que des camions électriques prennent le relai des camions au gazole sur les tronçons autoroutiers électrifiés.

⁶¹ Source : Recharge, 2022, d'après le Fraunhofer Institute.

Volumes d'hydrogène pour 2030 et 2050

Évaluer la capacité de l'hydrogène à pénétrer le secteur du fret routier est un exercice complexe, auquel se risquent plusieurs études sans toutefois aboutir à une vision convergente, et Carbone 4 n'a pas la prétention de donner une évaluation définitive. Nous avons toutefois procédé à une estimation des volumes d'hydrogène à horizon 2030 et 2050.

Si le camion à hydrogène arrive à représenter 10% des ventes pour la longue-distance sur la fin de la décennie, ce qui semble déjà relativement ambitieux au vu des annonces des constructeurs, il ne pourra vraisemblablement pas dépasser **5% des camions en circulation en 2030** compte tenu de la durée de vie des véhicules et donc de l'inertie du remplacement du parc roulant. **À horizon 2050, il paraît périlleux de départager les 4 options technologiques** (biocarburants, BioGNV, BEV et FCEV) : aussi une position simpliste consiste à **accorder à chacune, y compris au camion à hydrogène, une part de 25% des camions**. D'après le récent scénario *Net Zero by 2050* de l'AIE (AIE, 2021)⁶², les quantités de transport routier mondiales (toutes distances confondues) devraient passer de 27 milliards de tonnes-kilomètres en 2019 à 38 milliards de tonnes-kilomètres en 2030 et 60 milliards de tonnes-kilomètres en 2050. Sous ces hypothèses et certaines complémentaires⁶³, **la demande d'hydrogène pour le fret routier longue distance serait de 4 MtH₂ en 2030 et atteindrait 25 MtH₂ en 2050**.

Ferroviaire

Le secteur ferroviaire est le secteur de la mobilité qui est déjà le plus électrifié, mais il y a encore des motorisations diesel en exploitation dans le monde : 25% du trafic de passagers et 50% du fret en 2017 (AIE, 2019). L'hydrogène couplée à une pile à combustible pourrait être une solution pour le remplacement de ces trains. C'est d'ailleurs l'objectif annoncé par plusieurs feuilles de route d'acteurs du secteur ou d'États, tout particulièrement en Europe⁶⁴.

L'intérêt de l'hydrogène dans le secteur paraît toutefois assez limité compte tenu à la fois de la faiblesse des volumes adressables (seulement 2% de la demande en énergie du secteur des transports (AIE, 2019)), mais également de sa concurrence avec l'électrification, qu'elle repose soit sur de la charge continue (via des caténaires) soit sur la charge discontinue et l'utilisation de batteries dans les trains. En effet, **pour les nouveaux tronçons ou les tronçons courts et denses en trafic, l'hydrogène est moins pertinent économiquement que l'électrification directe des voies**⁶⁵. L'hydrogène est **également plus coûteux que les batteries car il entraîne divers surcoûts** : à l'usage concernant les piles à combustible (pour qui le secteur du ferroviaire constitue actuellement un marché de niche et qui ne sont donc pas optimisées pour les usages propres au secteur) et pour l'adaptation des infrastructures (techno-centres et stations).

Pour autant, son autonomie supérieure aux batteries et la difficulté que peut poser l'électrification directe pour certaines typologies de routes (par exemple en montagne avec ouvrages fréquents comme des tunnels et des ponts) **rendent le train à hydrogène pertinent pour**

⁶² Ce scénario, fruit d'un travail de convergence entre les familles de scénarios WEO et ETP, propose une trajectoire pour l'atteinte mondiale de la neutralité carbone à horizon 2050.

⁶³ Hypothèses : Poids de la longue distance dérivé des statistiques européennes 2019 et considéré constant dans le temps | Poids transporté par camion issu des statistiques européennes 2019 avec prise en compte d'une augmentation de 5% d'ici 2030 et de 15% d'ici 2050 | Consommation kilométrique de 7,8 kgH₂ / 100km en 2030 et 7 kgH₂ / 100km en 2050.

⁶⁴ L'Allemagne, la France, l'Italie et le Royaume-Uni se sont engagés dans des commandes auprès d'Alstom pour des livraisons avant 2025, et des essais réussis du constructeur ont eu lieu en Autriche, en Suède et aux Pays-Bas.

⁶⁵ La structure de coût de l'électrification directe des voies est dominée par le CAPEX alors que celle de l'hydrogénisation des locomotives est dominée par les OPEX. Pour un usage « intensif », l'électrification des voies devient donc moins coûteuse.

les lignes régionales à plus faible trafic qui sont peu ou pas électrifiées et qui présentent des distances plus importantes à franchir.

Pour notre étude, **nous avons choisi de nous référer aux analyses prospectives d'acteurs pro-hydrogène afin de retenir un majorant** des volumes d'hydrogène appelés par le secteur à horizon 2030. Nous avons retenu la valeur **de 3 MtH₂ par an**, proposée par l'Hydrogen Council dans son rapport *Hydrogen for Net-Zero* (McKinsey for Hydrogen Council, 2021).

Quelles perspectives pour l'hydrogène dans le secteur de l'énergie ?

Raffinage

Le secteur aujourd'hui : empreinte et consommation d'hydrogène

Le raffinage est le secteur qui consomme le plus d'hydrogène dans le monde avec 38 MtH₂ consommé en 2018, soit **33% de la demande mondiale**. En moyenne, 35% de l'hydrogène consommé par le secteur est coproduit sur site par les vapo-craqueurs. **La production d'hydrogène dédiée est responsable d'environ 20% des émissions de gaz à effet de serre du secteur** (AIE, 2019).

Contrairement aux autres segments du secteur de l'énergie, **l'hydrogène est également utilisé par les raffineries comme un réactif**, et ce pour trois usages distincts :

- **L'hydrocraquage**, qui consiste à **casser une molécule organique complexe en éléments plus petits** en les hydrogénant. Cela concerne principalement la production de diesel, des fiouls lourds et de kérosène. Ce procédé consomme près de 300 m³ d'hydrogène par m³ de carburant et représente plus de 80% de la consommation d'hydrogène par les raffineries en 2017 ;
- **L'hydrodésulfuration**, qui est un procédé utilisé dans le raffinage du pétrole pour **enlever le soufre** contenu dans les fractions moyennes de type diesel, essence ou fioul lourds. La consommation en hydrogène du procédé dépend du taux de soufre du carburant et représente environ 17% de l'hydrogène consommé par les raffineries en 2017 ;
- **L'hydrodésoxygénation**, qui consiste en **l'élimination de l'oxygène** dans certains composants. Ce procédé **concerne les biocarburants**, consomme de l'ordre de 50 à 60 m³ d'hydrogène par m³ de carburant et représente environ 1% de l'hydrogène consommé par les raffineries en 2017.

Les raffineries demain : quelles évolutions de la demande en hydrogène ?

Plusieurs facteurs sont déterminants de la demande en hydrogène par les raffineries : **l'évolution de la réglementation sur le contenu en soufre** des produits pétroliers, **l'évolution du contenu en soufre du pétrole brut** en entrée des raffineries et enfin **l'évolution des volumes et du bouquet de la demande en carburants**.

Tout d'abord, **les réglementations tendent à réduire le contenu en soufre acceptable des produits pétroliers**. Par exemple, depuis le 1^{er} janvier 2020, la nouvelle réglementation de l'Organisation Maritime Internationale a imposé la baisse de la teneur en soufre dans les carburants marins de 3,5% à 0,5%. Le processus de désulfuration consomme d'autant plus d'hydrogène que la quantité de soufre à retirer est élevée. Ainsi, le durcissement des réglementations est un facteur qui influe à la hausse sur la demande en hydrogène du secteur.

Par ailleurs, **l'évolution de la qualité du pétrole brut en entrée des raffineries exerce une influence sur son contenu en soufre**. Le pétrole brut « lourd » a un contenu en soufre quatre fois supérieur à celui du pétrole brut dit « léger », et il demande deux fois plus d'hydrogène. La tendance actuelle étant à l'augmentation de la part du pétrole brut lourd en entrée des raffineries, ce facteur tend à augmenter la demande en hydrogène du secteur. Pour autant, dans un scénario de respect de l'Accord de Paris, la consommation de produits pétroliers devrait ralentir fortement d'ici 2030, ce qui limitera l'évolution de la densité moyenne du pétrole brut en 2030⁶⁶. En 2017, la proportion « lourd » / « léger » était d'environ 50%/50%. Dans le scénario respectant l'Accord de Paris, nous tenons compte d'une évolution de cette proportion vers 55%/45% en 2030.

Enfin, et supposant toujours le respect de l'Accord de Paris, **la demande en produits pétroliers devrait baisser de plus de 20% d'ici 2030 par rapport à 2017**, tandis que **la part de biocarburants devrait être multipliée par 3**. En particulier, la consommation d'essence et de fioul lourd pour la production d'électricité devrait respectivement être divisée par 1,5 et 3 sur cet horizon de temps (AIE, 2014). Le traitement des biocarburants nécessitant moins d'hydrogène que les autres produits pétroliers et le volume total de produits raffinés étant décroissant, l'évolution de la demande en carburants est un facteur qui tend à réduire la demande en hydrogène des raffineries.

Quand on tient compte de ces trois facteurs aux effets antagonistes, on parvient à un maintien de la consommation en hydrogène par les raffineries, bien que l'usage de la molécule soit réparti différemment entre les trois procédés détaillés plus haut. Toutefois, **à plus long terme, l'effet de la baisse des produits pétroliers va conduire à réduire les volumes d'hydrogène de 58% entre 2030 et 2050 dans le scénario AIE** (AIE, 2014).

La place de l'hydrogène dans le futur des raffineries

Étant donné la quantité d'hydrogène produit de façon dédiée aux raffineries (de l'ordre de 65%), les volumes adressables par l'hydrogène bas-carbone en 2030 sont importants : **de l'ordre de 25 Mth₂ par an**. Pour autant, son **pouvoir décarbonant est assez faible sur l'ensemble des émissions du secteur du raffinage, environ 15%** : la production d'hydrogène utilisé par les raffineries, à plus de 90% par vaporeformage du méthane, ne représente qu'environ 20% des émissions du secteur (AIE, 2019). Pour autant, **la décarbonation de l'hydrogène consommé est un des seuls leviers de réduction des émissions du secteur, avec la capture et la séquestration du carbone. L'usage de l'hydrogène bas-carbone pourrait donc se faire de manière transitoire, en accompagnant la décroissance du secteur**.

⁶⁶ La demande est prioritairement produite grâce aux sources dites « conventionnelles » (pétrole brut léger) qui sont plus faciles à exploiter. Dans le cadre d'une augmentation contenue de la consommation d'hydrocarbures, la part de pétrole brut non conventionnel sera moindre que dans un scénario où la demande en hydrocarbures croît fortement, d'où une augmentation mais légère de la part de ces sources dans le bouquet de pétrole brut en entrée de raffineries dans notre scénario.

Consommation en mélange dans les réseaux de gaz

Les réseaux de gaz aujourd'hui : consommation et émissions

Aujourd'hui, le gaz, quasi-exclusivement du gaz fossile nommé gaz naturel et composé majoritairement de méthane, est principalement utilisé pour produire de l'électricité et de la chaleur par combustion. Il représente un quart de la consommation d'énergie primaire dans le monde et de l'ordre de 15% des émissions de gaz à effet de serre. Alors qu'il est consommé de façon diffuse, son extraction est relativement centralisée, ce qui induit le besoin de l'acheminer depuis les bassins de production jusqu'aux bassins de consommation. Pour ce faire, la solution historique consiste à faire transiter le gaz dans des tuyaux, nommés gazoducs, pour former les réseaux de transport et de distribution (resp. haute et basse pression). Une option alternative, dynamisée par la guerre en Ukraine, concernant de l'ordre de 10 à 20% du gaz aujourd'hui, consiste à liquéfier celui-ci pour le faire transiter par bateau sur de longues distances — c'est le GNL.

Les réseaux de gaz demain : axes de décarbonation

Afin de réduire la consommation de gaz fossile, pour s'affranchir d'une des principales sources d'émissions mondiales mais aussi d'une cause majeure de tensions physiques et géopolitiques comme la guerre en Ukraine le rappelle tragiquement, plusieurs leviers sont à mobiliser. D'abord, la **réduction de la consommation d'énergie par des actions de sobriété et d'efficacité**, par exemple liées à la performance des bâtiments et des équipements industriels et non industriels. Ensuite, le **changement de vecteur énergétique, par exemple par l'électrification de certains usages ou le report vers la biomasse**. Enfin, le **remplacement du gaz fossile par d'autres combustibles au sein des réseaux, comme le méthane renouvelable ou l'hydrogène bas-carbone**.

L'hydrogène pour décarboner les réseaux de gaz

À l'instar du méthane (CH₄), l'hydrogène (H₂) libère de l'énergie lorsqu'il est brûlé. Ces deux gaz peuvent ainsi répondre à des besoins similaires pour la production de chaleur et d'électricité, c'est pourquoi des études portent sur la **possibilité d'injecter de l'hydrogène dans les réseaux de gaz pour remplacer au moins en partie le gaz fossile qui y transite**.

En réalité, **il ne s'agit pas d'une nouveauté** : de l'hydrogène transitait déjà dans des réseaux de gaz par le passé, à l'instar du « gaz de ville », un mélange d'hydrogène, de monoxyde de carbone puis de gaz naturel, qui alimentait de nombreuses villes françaises durant les XIX^{ème} et XX^{ème} siècles pour des usages tels que l'éclairage public ou la cuisson domestique.

Au sens de la Taxonomie européenne, la combustion d'hydrogène bas-carbone ne peut excéder 90 kgCO₂e / MWh_{PCI}, tandis que les émissions de combustion du gaz naturel s'élèvent à 227 kgCO₂e / MWh_{PCI} (ADEME, France). **Le remplacement de gaz naturel par l'hydrogène bas-carbone induit alors une baisse des émissions de 60%, en plus d'une réduction d'émissions de particules fines⁶⁷.**

⁶⁷ La combustion d'hydrogène pur ne relâche pas de particules nocives, car la molécule ne comporte pas d'atome de carbone dans sa composition.

La consommation d'hydrogène dans les réseaux de gaz pose cependant des questions sur le plan technico-économique. En effet, il est nécessaire de s'assurer que les infrastructures de réseau et les appareils consommateurs en fin de chaîne soient capables de **gérer un mélange H₂/CH₄**, ce qui n'est pas forcément assuré à ce jour. **Les études de faisabilité, toujours en cours, conduisent à penser que l'injection est possible moyennant un certain nombre de critères.** Ainsi, en France, un consortium d'opérateurs gaziers a conclu que la plupart des réseaux étaient déjà à même d'accueillir jusqu'à 6% d'hydrogène en volume sans modifications majeures et que ce taux de pénétration pourrait réalismement grimper jusqu'à 20% en mobilisant des investissements raisonnables portant à la fois sur les infrastructures et les équipements. **Au-delà de 20% d'hydrogène en volume, les transformations du système gazier à mettre en œuvre seraient en revanche d'une bien plus grande amplitude**, en particulier concernant l'adaptation des équipements résidentiels, tertiaires et industriels (Opérateurs gaziers français, 2019). À la lumière de ces éléments, il semble **très peu probable que l'injection d'hydrogène puisse dépasser 20% en volume, du moins à horizon 2030.**

La densité énergétique de l'hydrogène est trois fois plus faible que celle du gaz naturel. Ainsi, **une injection d'hydrogène de 20% en volume, ce qui représenterait une demande en hydrogène significative, ne permettrait de remplacer que 6% de l'énergie du réseau.** À raison d'un pouvoir décarbonant de 60% par unité d'énergie, **cela conduirait à réduire les émissions du réseau d'uniquement 3,5%.** Si la consommation d'hydrogène en mélange dans les réseaux de gaz permettait effectivement de réduire l'empreinte carbone liée à la consommation de gaz, cette option est **très loin de pouvoir répondre à l'ampleur de la baisse des émissions qui est nécessaire.**

En complément des aspects techniques, **le coût de cette option semble très élevé** : sur le seul périmètre de la production, le surcoût de l'hydrogène pourrait avoisiner les 80 € / MWh_{PCI} à horizon 2030, pour une réduction des émissions de l'ordre de 140 kgCO_{2e} / MWh_{PCI}, conduisant à **un coût d'abattement excédant 550 € / tCO_{2e} évitée.** Un raisonnement en coûts complets, intégrant en particulier le réseau de transport et de distribution ainsi que le stockage, aboutirait à un coût d'abattement encore plus élevé. Ces éléments sont néanmoins à considérer avec prudence au vu de l'évolution récente des prix du gaz naturel : si leur coût de production venait à se positionner durablement à des niveaux élevés, les coûts d'abattement de l'injection d'hydrogène s'en trouveraient réduits.

Au vu des éléments discutés, la production d'hydrogène dans le but de l'injecter en mélange dans les réseaux de gaz ne semble pas la manière la plus efficace de réduire les émissions globales de nos sociétés. Sous réserve de conformité technique, l'injection peut cependant servir à assurer temporairement et localement un débouché à une production d'hydrogène si les installations de production se structurent avant celles de consommation.

Par ailleurs, notre appréciation ici se focalise sur l'injection d'hydrogène dans les réseaux de gaz avec finalité de consommer cet hydrogène en mélange avec le gaz. **Cela n'invalide pas en soi l'intérêt que pourrait avoir l'injection d'hydrogène à des fins de transport** : dans ce cas de figure, l'hydrogène transiterait dans les réseaux, mais sortirait des réseaux (par séparation) une fois arrivé à destination. Il convient néanmoins, pour apprécier la pertinence de cette option, **d'être attentif aux études scientifiques en cours portant sur le pouvoir réchauffant de l'hydrogène** relâché dans l'atmosphère, les réseaux de gaz présentant toujours des taux de fuite fussent-ils faibles.

Stockage pour le système électrique

Le stockage électrique aujourd'hui : définition et caractéristiques

L'électricité est une forme d'énergie qui ne s'emmagasine pas en tant que telle⁶⁸, il s'agit par définition du mouvement des électrons. **Lorsque l'on parle de stockage d'électricité il s'agit en réalité d'un abus de langage portant sur la transformation de l'énergie électrique sous une forme stockable puis sa transformation inverse sous forme électrique aux moments opportuns.** Or le bon fonctionnement du réseau électrique impose qu'à tout moment il y ait autant de consommation que de production d'électricité : on parle d'équilibre offre-demande. **Pour répondre à cet enjeu d'équilibre offre-demande du système électrique, il existe un certain nombre de flexibilités qui peuvent être mobilisées, dont le stockage** qui permet de récupérer de l'énergie lorsque la production est excédentaire pour la restituer sur une période où la consommation est trop élevée.

Les technologies de stockage existantes (déployées et déployables dans un horizon raisonnable) sont de natures diverses et présentent des caractéristiques techniques et économiques et des niveaux de maturité spécifiques. Ainsi, certaines visent à répondre très rapidement à une perturbation sur le réseau électrique, tandis que d'autres présentent des puissances très élevées afin de compenser des écarts importants entre l'offre et la demande sur un temps donné et que d'autres modes de stockage offrent des capacités énergétiques conséquentes de sorte à pouvoir déplacer une partie de la consommation sur un temps plus ou moins long. **Aucune technologie n'est en mesure de répondre à la multiplicité des enjeux autour du stockage et une pluralité d'options est à envisager selon les services attendus.**

Le principal moyen de stockage à l'heure actuelle, tant en puissance qu'en capacité énergétique, consiste à monter de l'eau pour emmagasiner de l'énergie potentielle gravitaire puis à la relâcher en passant par une turbine pour produire de l'électricité. Il s'agit des STEP⁶⁹, capables de déplacer des consommations électriques sur plusieurs jours.

La production électrique demain : une montée en puissance de la production variable

La production d'électricité est en hausse et est amenée à poursuivre son développement pour deux raisons majeures. D'abord, pour **permettre un accès à l'électricité à toutes et tous**, en accord avec l'Objectif du Développement Durable n°7 et alors que 10% de la population mondiale n'y a pas accès (ONU, 2021). Ensuite, et c'est le principal moteur de l'augmentation à prévoir, **l'électrification des usages** est une brique majeure de l'ensemble des scénarios de transition bas-carbone. Cependant, la production d'électricité est responsable d'un quart des émissions mondiales de gaz à effet de serre du fait de l'utilisation très majoritaire de ressources fossiles et le respect de l'Accord de Paris implique de s'affranchir de ces sources d'énergie carbonées (sauf dans les cas de déploiement de capture du carbone sur les centrales fossiles).

Prise en ciseau entre une consommation électrique prévue à la hausse et une production d'origine fossile prévue à la baisse, la production électrique bas-carbone est amenée à se développer très fortement. Parmi les options possibles, l'éolien et le photovoltaïque, aujourd'hui représentant moins de 10% de la production mondiale (EMBER, 2021), peuvent être amenés à se développer très fortement (GIEC, 2018). **Ces moyens de production, dits variables du fait que leur fonctionnement varie en fonction des conditions météorologiques** (régime de vent et ensoleillement), **ne**

⁶⁸ Le stockage électrique direct peut cependant exister pour des applications relevant de la recherche, par exemple au moyen de supraconducteurs.

⁶⁹ STEP : Station de Transfert d'Énergie par Pompage.

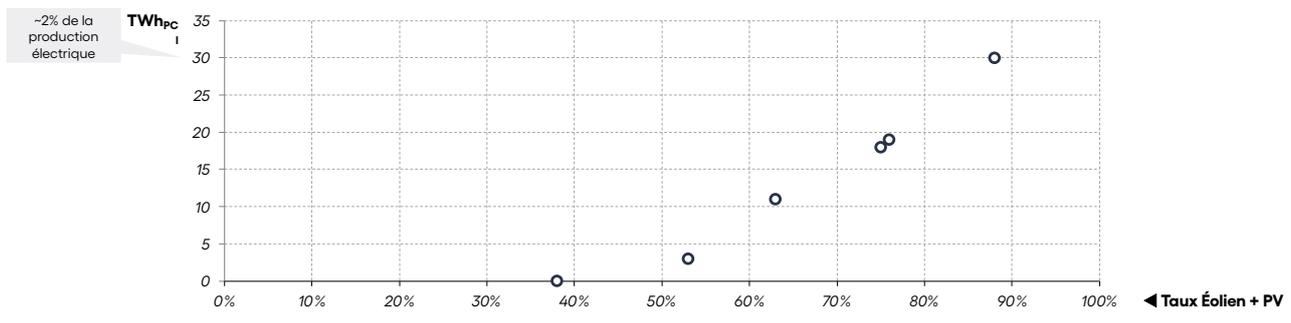
permettent pas de fournir de l'électricité de manière aussi pilotable que les moyens conventionnels de production (centrales thermiques, hydraulique de barrage, etc.).

La flexibilité électrique demain : la production variable en hausse demande des flexibilités additionnelles, en particulier le stockage par hydrogène

Afin de garantir l'équilibre offre-demande du système électrique malgré la baisse de pilotabilité de la production introduite par la pénétration des moyens de production variable, il semble nécessaire de jouer de flexibilités supplémentaires, allant de la maille infra-journalière à l'échelle interannuelle. Or en dehors des interconnexions entre réseaux électriques, **l'hydrogène apparaît comme l'option permettant les flexibilités de plus long terme, sur la production par stockage mais aussi sur la consommation par le pilotage des électrolyseurs** (RTE, 2022). On parle de *power-to-gas-to-power* pour cette solution de stockage, c'est-à-dire la boucle énergétique consistant à fabriquer du gaz hydrogène à partir d'électricité par électrolyse, puis à récupérer une partie de l'énergie sous forme électrique par combustion dans une centrale thermique ou oxydation dans une pile à combustible. Une variante existe, non traitée dans cette étude, qui consiste à transformer l'hydrogène en méthane par un procédé de méthanation. Si c'était l'option privilégiée à la place de la production électrique à partir d'hydrogène, les raisonnements qui suivent demeureraient inchangés et seuls les volumes nécessaires d'hydrogène seraient légèrement revus à la hausse du fait des pertes énergétiques additionnelles ayant lieu au cours du processus de méthanation.

RTE⁷⁰ mène de nombreux travaux de prospective concernant le système électrique français et ses études traitent notamment des besoins en flexibilité selon les scénarios de production électrique futurs. **Nous nous sommes fondés sur les travaux de RTE pour analyser les besoins en hydrogène pour la production d'électricité en fonction du taux de couverture de l'éolien et du photovoltaïque.** On observe qu'en France, en 2050, et dans un contexte d'atteinte de la neutralité carbone nationale, **la production d'électricité par hydrogène, donc son stockage, s'avère nécessaire à partir d'un taux de pénétration conjoint de l'éolien et du photovoltaïque situé autour de 50%. Passé ce seuil, le besoin en hydrogène augmente de façon très linéaire avec leur taux de couverture.**

Besoin d'hydrogène pour l'équilibrage du système électrique en fonction de la part Éolien + PV, d'après les scénarios de RTE pour 2050 en France pour la trajectoire de consommation de référence (TWh_{PCI})



Sources : (RTE, 2021). Les points correspondent aux situations en 2050 des 6 scénarios étudiés par RTE, qui se différencient entre autres par le niveau de développement de l'éolien et du photovoltaïque.

Notes : ⁽¹⁾ 30 TWh_{PCI} d'H₂ permettent de produire de l'ordre de 15 TWh d'électricité, à comparer à environ 680 TWh (entre 654 et 713) de production prévue dans les scénarios de RTE. Ces valeurs ne prennent pas en compte une potentielle production d'électricité au biogaz, moyen complémentaire de flexibilité. | ⁽²⁾ En toute rigueur, les énergies renouvelables variables intègrent d'autres moyens de production, minoritaires dans ces projections.

⁷⁰ RTE : Réseau de Transport d'Électricité, gestionnaire du réseau public haute-tension en France métropolitaine.

Le stockage électrique demain : quelle place pour l'hydrogène ?

Les scénarios 1,5°C retenus et étudiés par le GIEC font état d'une couverture par l'éolien et le photovoltaïque allant jusqu'à 40% en 2030 et 60% en 2050 à l'échelle mondiale (GIEC, 2018). L'application de la relation tirée des travaux de RTE conduirait à un besoin nul en production d'électricité à partir d'hydrogène en 2030 et à un besoin de 23 Mth₂ en 2050 en considérant la production électrique moyenne de ces scénarios (62 500 TWh) et un rendement de 50% pour la production d'électricité⁷¹ à partir d'hydrogène.

Cependant, appliquer les enseignements des analyses de RTE à une zone géographique telle que le monde n'a pas de sens physique, car il n'existe pas de réseau électrique mondialisé. De plus, une valeur moyenne cache des disparités à plus petite échelle, et même si le taux moyen d'éolien et de photovoltaïque demeure inférieur à 50% en 2030, il est possible que ce ne soit pas le cas pour certaines géographies spécifiques qui pourraient alors avoir besoin de l'hydrogène comme solution de stockage électrique (les zones non interconnectées sans hydroélectricité par exemple). L'étude des taux de couverture de moyens variables et des volumes de production d'électricité à une échelle régionalisée permet une vision plus juste des besoins en stockage d'hydrogène.

En considérant **des scénarios régionalisés qui impliquent un développement très important de l'éolien et du photovoltaïque, il est possible de trouver des volumes d'hydrogène plus élevés et probablement majorants**. Les travaux de l'IRENA permettent de faire ce type d'analyse, en projetant des volumes d'électricité et des taux de couverture par les renouvelables électriques « modernes » mondiaux segmentés en 10 zones géographiques (IRENA, 2020). **L'application de la relation tirée des travaux de RTE aux projections de l'IRENA aboutit à des volumes de l'ordre de 9 Mth₂ en 2030 et 55 Mth₂ en 2050**, toujours en considérant un rendement de 50%.

Il est important de noter que **ces résultats sont soumis à des hypothèses et des incertitudes fortes**. Premièrement, **si la régionalisation permet une analyse beaucoup plus fine, elle n'est pas encore fidèle à la réalité physique** des réseaux électriques et de leurs interconnexions. Par ailleurs, **les scénarios de l'IRENA s'inscrivent vraisemblablement dans une trajectoire ambitieuse de limitation des émissions de gaz à effet de serre et de maîtrise de la consommation d'énergie**, induisant des volumes de production d'électricité projetés plus faibles que la moyenne des scénarios 1,5°C retenus et étudiés par le GIEC. Ces deux éléments conduisent à dire que les volumes nécessaires d'hydrogène pourraient être supérieurs à ceux trouvés. À l'inverse, **les scénarios de l'IRENA sont très volontaristes sur le développement des énergies renouvelables**, notamment de production variable, et atteignent des taux de couverture renouvelable bien supérieurs à la moyenne des scénarios 1,5°C retenus et étudiés par le GIEC. De plus, **par manque de données désagrégées, les calculs ont été effectués avec les taux d'énergies renouvelables que l'IRENA appelle « modernes », lesquelles ne sont pas toutes variables** car incluant vraisemblablement d'autres modes de production tels que l'hydroélectricité. Ces deux éléments conduisent quant à eux à dire que les volumes nécessaires d'hydrogène pourraient être inférieurs à ceux trouvés.

Au vu des éléments discutés dans cette section, il apparaît que **la nécessité de mobiliser de l'hydrogène pour stocker de l'électricité au moyen de la boucle *power-to-gas-to-power* se fera sentir en fonction de la direction empruntée concernant le développement des moyens de production d'électricité variable, au premier lieu l'éolien et le photovoltaïque**. Tant que ces modes de production resteront minoritaires, le stockage d'hydrogène ne devrait pas être essentiel ; à l'inverse, il deviendra certainement indispensable si ces modes de production s'imposent

⁷¹ RTE indique que les centrales thermiques envisagées pour la production d'électricité à partir d'hydrogène dans le cas de la France ont des rendements allant de 40% (turbines à combustion) à 60% (cycles combinés au gaz). Source : RTE, 2022.

majoritairement. Le plus probable est que la situation future s'avère différente d'un réseau électrique à un autre, certains présentant des besoins en hydrogène dès 2030 alors que d'autres pourraient attendre 2050 voire plus tard. En tout état de cause, **les besoins en hydrogène pour la production d'électricité ne devraient pas excéder une dizaine de millions de tonnes à horizon 2030.**



Vision d'ensemble et conclusions

Analyses de la pertinence au sein des usages étudiés

Nous avons synthétisé les résultats pour chacun des usages dans le tableau ci-dessous. Il est possible d'identifier **une première catégorisation quant à la pertinence de l'hydrogène consommé à horizon 2030 dans les différents usages**, sur la base des critères suivants :

- **Le potentiel de décarbonation unitaire de l'hydrogène au sein de l'usage.** Cet indicateur représente la baisse des émissions induite par la production d'une unité (comme 1 tonne d'acier, 1 m³ de pétrole raffiné, ou une tonne-kilomètre transportée) par la voie hydrogène bas-carbone au lieu de la voie fossile actuellement généralisée (par exemple voie BF-BOF pour l'acier, hydrogène produit par vaporeformage pour le raffinage ou kérosène pour l'aérien) ;
- **L'horizon temporel envisageable pour le déploiement de la solution.** La **pertinence de l'hydrogène est évaluée ici pour sa consommation en 2030** : il est donc possible que certaines solutions ne soient pas assez matures, technologiquement parlant, pour être déployées dans cet horizon de temps. Au contraire, pour certains usages l'hydrogène bas-carbone pourrait être déjà déployé mais la décroissance de l'activité du secteur laisse présager une demande décroissante en hydrogène : c'est le cas des raffineries ;
- **Les solutions décarbonantes complémentaires ou concurrentes à l'hydrogène bas-carbone.** Cet indicateur permet d'arbitrer si l'hydrogène est nécessaire à l'usage considéré : l'hydrogène n'aura pas le même rôle à jouer dans le cas où aucune alternative n'existe ou bien si elles ne peuvent pas décarboner à elles-seules l'usage, que dans le cas où il existe des solutions plus performantes sur les critères de coûts et réduction des émissions et qui pourraient être généralisées.

Enfin, **d'autres considérations qualitatives ont été prises en compte**, non rappelées ici mais développées dans le chapitre précédent de ce rapport (par exemple la toxicité de l'ammoniac comme carburant maritime, ou encore les différents arguments en faveur ou contre l'hydrogène pour chaque usage).

		Pertinence de l'H ₂ bas-carbone	Pouvoir unitaire de décarbonation ¹	Horizon temporel	Alternatives décarbonantes, complémentaires ou concurrentes	Potentiel H ₂ bas-carbone en 2030 : borne haute (MtH ₂)
Industrie	Production d'ammoniac	✓	-73%	⌚	CCS sur le site de production	5
	Production de méthanol	✓	-70%	⌚		10
	Acier : DRI à l'H ₂	✓	-76%	⌚ ⌚	CCS sur le site de production, voie recyclage de la ferraille par four électrique, réduction directe « gas based »	3
	Acier : injection dans BF-BOF	✗	-14%	⌚		n.a.
Mobilité	Ferroviaire	✓ / ~	-78%	⌚ ⌚	Electrification directe des voies, batteries	3
	Camions	~ / ✗	-70%	⌚ ⌚	Batteries, BioGNV, biocarburants 2G	4
	Maritime : LH2	✗	-66% -89%	⌚ ⌚ ⌚	Bioénergies : bioliquides 2G et BioGNL 2G	n.a.
	Maritime ² : e-ammoniac	~	-39% -60%	⌚ ⌚		6 ³ 30 ³
	Maritime ² : e-méthanol	✓	-50% -78%	⌚		8 ⁴ 20 ⁴
	Maritime ² : e-GNL	✓	-53% -79%	⌚		4 ³ 15 ³
	Aérien court à moyen courrier : usage direct	✗	-66%	⌚ ⌚ ⌚	Batteries, biocarburants	n.a.
	Aérien : synfuels	✓	-62%	⌚ ⌚		-0
	Consommation en mélange dans les réseaux de gaz	✗	-4%	⌚		Biogaz et gaz de synthèse
Énergie	Stockage pour le système électrique	Nécessaire si bcp d'EnRv ⁵	n.a.	⌚ ⌚	Réservoirs hydrauliques	9
	Raffinage	~	-15%	⌚ Transitoire	CCS sur le site de production	25

Notes : ⁽¹⁾ Pour les carburants maritimes, la fourchette haute correspond à une variante utilisant un hydrogène très-bas-carbone, à 1 kgCO_{2e} / kgH₂, c'est-à-dire à une électrolyse à partir d'une électricité avec un contenu carbone autour de 20 gCO_{2e} / kWh. En outre, des hypothèses plus optimistes ont été prises pour le e-GNL concernant les taux de fuites et la consommation d'énergie pour la liquéfaction. | ⁽²⁾ Les 3 potentiels pour le secteur maritime ne se somment pas : ils correspondent aux potentiels pour 3 variantes d'un scénario de décarbonation du secteur privilégiant, chacune, un carburant de synthèse. Ces scénarii sont décrits dans les notes ci-après. L'intervalle correspond aux résultats selon que l'on fait l'hypothèse d'une forte ou faible disponibilité de biocarburants 2G. | ⁽³⁾ Le scénario e-GNL (resp. e-ammoniac) considère que les nouvelles motorisations dédiées aux fuels de synthèse tourneront exclusivement au e-GNL (resp. e-ammoniac) en mobilisant les volumes d'hydrogène représentés en dernière colonne. Ce scénario prévoit également une consommation additionnelle (non représentée ici) de 5 MtH₂ pour la production de e-méthanol, utilisé comme carburant pour les unités retrofittées de la flotte. | ⁽⁴⁾ Le scénario e-méthanol ne prévoit que l'utilisation de méthanol, pour les unités retrofittées et les nouvelles motorisations. | ⁽⁵⁾ Énergies renouvelables variables.

La borne haute du potentiel de l'hydrogène bas-carbone (ici en dernière colonne) fait écho aux différentes modélisations présentées dans chacune des sections sectorielles du rapport. **Cette valeur représente pour chaque secteur la quantité mondiale d'hydrogène bas-carbone à mobiliser afin qu'il respecte une évolution des émissions de gaz à effet de serre qui soit compatible avec l'Accord de Paris tout en suivant la croissance de l'activité.** La quantité totale d'hydrogène à mobiliser étant très importante, il est probable qu'il faille **réinterroger la pertinence des projections d'activité au regard des budgets carbone**, ou vice-versa. C'est pourquoi ce potentiel est **qualifié de « borne haute »**.

Concernant les carburants maritimes, le pouvoir unitaire de décarbonation est présenté sous forme d'intervalle pour illustrer la variabilité à laquelle peut conduire l'utilisation d'un hydrogène encore moins carboné que le seuil de l'hydrogène bas-carbone que nous avons retenu dans cette étude. Cet **hydrogène très-bas-carbone a été considéré à 1 kgCO_{2e} / kgH₂**, plutôt que 3 kgCO_{2e} / kgH₂ qui est la valeur retenue pour l'hydrogène bas-carbone de l'étude. Pour être bas-carbone, l'hydrogène par électrolyse doit être issu d'une électricité au contenu carbone inférieur à 20 gCO_{2e} / kWh, ce qui est possible avec de l'électricité d'origine éolienne et nucléaire, et sous certaines conditions pour l'électricité hydraulique et photovoltaïque⁷².

⁷² Concernant l'hydroélectricité par retenue d'eau, d'importantes émissions de gaz à effet de serre peuvent avoir lieu du fait de l'inondation de végétation, qui se décompose alors notamment sous forme de méthane (cas pouvant arriver à des latitudes tropicales). Concernant

Une analyse de sensibilité a été conduite sur les e-carburants du maritime avec un hydrogène à 1 kgCO_{2e} / kgH₂ pour la fourchette haute. Celle pour le e-GNL est également allée plus loin avec des hypothèses plus faibles pour les fuites de méthane et la consommation d'électricité destinée à la liquéfaction. Sans ces hypothèses favorables, la fourchette haute, donc mobilisant de l'hydrogène à 1 kgCO_{2e} / kgH₂, se situerait autour de -79% pour le e-GNL.

Faute d'évaluation approfondie, l'usage de la chaleur industrielle n'est pas représenté dans ce tableau. Rappelons ici que l'hydrogène ne montre pas d'avantage particulier face à ses concurrents pour cet usage, aussi il est très peu probable qu'il devienne l'option de décarbonation principale du secteur. Selon une étude récente de l'Hydrogen Council, les usages dans ce secteur seraient faibles, de l'ordre de 2 MtH₂ en 2030.

Sur la base de ces critères, nous distinguons la pertinence selon les trois catégories suivantes :

- **Les voies sans regrets** (icône verte dans le tableau), qui représentent **un potentiel total d'environ 25 à 30 MtH₂** : il n'y a pas d'arbitrage à réaliser sur la façon de décarboner l'usage et l'hydrogène est incontournable à moyen et long terme, par exemple car pour l'usage en question c'est le seul levier existant de réduction des émissions, ou encore car les autres leviers ne suffiront pas à eux seuls ;
- **Les usages potentiellement pertinents mais où certaines incertitudes demeurent** (icône orange dans le tableau), pour plusieurs raisons différentes : l'hydrogène bas-carbone conduit à une trop faible réduction d'émissions, son développement dépend encore de potentielles/futures avancées technologiques ou tout simplement certaines solutions existantes ont de meilleures performances au regard de ces deux critères. Pour toutes ces raisons, il pourrait ne pas y avoir d'hydrogène dans ces usages, et si hydrogène il y a, alors son rôle sera probablement au 2nd plan par rapport à une ou plusieurs autres solutions décarbonantes. Cette catégorie représente **un potentiel total d'environ 25 à 40 MtH₂** (la fourchette est importante, du fait des usages ferroviaire et camions que nous n'avons pas catégorisé de façon univoque d'une part, et de la variante dans le secteur maritime qu'on retient d'autre part) ;
- **Les usages pour lesquels l'hydrogène n'est tout simplement pas pertinent** (icône rouge dans le tableau) en tant que solution décarbonante.

Analyses de pertinence entre les usages étudiés

Toujours avec le prisme d'un déploiement de l'hydrogène bas-carbone à moyen terme dans le monde, c'est-à-dire la consommation de l'hydrogène en 2030 dans notre étude, nous avons ensuite **évalué les différents usages entre eux, dans l'optique d'une contrainte sur le volume total d'hydrogène bas-carbone disponible à cet horizon de temps**. Cette contrainte de volume peut découler d'une limite dans les montants d'investissements, dans l'électricité bas-carbone disponible, ou plus simplement de délais dans les déploiements des projets. Au regard de cette contrainte, il n'est pas suffisant d'analyser la pertinence de l'hydrogène au sein de chaque usage pour choisir comment allouer les quantités disponibles. La question à laquelle nous souhaitons apporter une réponse est ici : à volume d'hydrogène bas-carbone limité, **pour quels usages doit-il être alloué en priorité ?**

l'électricité photovoltaïque, il est possible de se rapprocher d'une telle empreinte carbone pour des emplacements particulièrement bien ensoleillés, et/ou pour des panneaux dont la production est moins carbonée que la moyenne.

Nous proposons une façon de répondre à cette question, encore une fois à l'aune de la nécessité de réduire les émissions de gaz à effet de serre. Pour se faire, **nous évaluons les différents usages sur la base d'une métrique : l'intensité décarbonante de l'hydrogène**. Cette métrique, exprimée en tCO_{2e} / tH₂, traduit la baisse de l'empreinte carbone (exprimée en tCO_{2e}) d'un usage que permet l'hydrogène bas-carbone, rapportée à une unité d'hydrogène (exprimée en tH₂). Le **croisement de cette intensité décarbonante avec le potentiel d'hydrogène bas-carbone permet d'aboutir à un potentiel de réduction des émissions en 2030**, usage par usage. Ces résultats sont représentés sur le tableau ci-dessous pour les usages pertinents et potentiellement pertinents à horizon 2030.

		Potentiel H ₂ bas-carbone en 2030 : borne haute (MtH ₂)	Intensité décarbonante de l'H ₂ bas-carbone (tCO _{2e} / tH ₂)	Potentiel de réduction des émissions en 2030 ¹ (MtCO _{2e})
Industrie	Production d'ammoniac	5	12,5	60
	Production de méthanol	10	10	100
	Acier : DRI à l'H ₂	3	24	75
Mobilité	Ferroviaire	3	~8 ²	25
	Camions	4	8	30
	Maritime ³ : e-ammoniac	6-30 ⁴	4	25-100 ⁴
	Maritime ³ : e-méthanol	8-20 ⁵	5	40-100 ⁵
	Maritime ² : e-GNL	4-15 ⁴	6	25-90 ⁴
	Aérien : synfuels	~0	6	~0
	Raffinage	25	10	250

Notes : ⁽¹⁾ Le potentiel de réduction est le produit du volume potentiel d'hydrogène bas-carbone en 2030 avec l'intensité décarbonante. Les valeurs ont été arrondies à 5 MtCO_{2e} près | ⁽²⁾ Pour le ferroviaire, il s'agit d'une valeur en ordre de grandeur, faute d'avoir identifié des données robustes sur les rendements des locomotives gazole | ⁽³⁾ Les 3 potentiels pour le secteur maritime ne se somment pas : ils correspondent aux potentiels pour 3 variantes d'un scénario de décarbonation du secteur privilégiant, chacune, un carburant de synthèse. Ces scénarii sont décrits dans les notes ci-après. L'intervalle correspond aux résultats selon que l'on fait l'hypothèse d'une forte ou faible disponibilité de biocarburants 2G. | ⁽⁴⁾ Le scénario e-GNL (resp. e-ammoniac) considère que les nouvelles motorisations dédiées aux fuels de synthèse tourneront exclusivement au e-GNL (resp. e-ammoniac) en mobilisant les volumes d'hydrogène représentés en dernière colonne. Ce scénario prévoit également une consommation additionnelle (non représentée ici) de 5 MtH₂ pour la production de e-méthanol, utilisé comme carburant pour les unités retrofittées de la flotte. | ⁽⁵⁾ Le scénario e-méthanol ne prévoit que l'utilisation de méthanol, pour les unités retrofittées et les nouvelles motorisations.

La variabilité dans les valeurs d'intensités décarbonantes entre les usages peut sembler forte. Nous donnons ici **quelques éléments d'explication pour certains cas particuliers** :

- **Pour l'acier** : l'intensité décarbonante pour la réduction directe **se dégage de toutes les autres valeurs en étant très haute**. Cela découle du fait que l'hydrogène a ici un **rôle de réactif qui vient éviter de « gâcher » du carbone dans la production de l'acier**. En effet, dans la voie classique par haut fourneau, le minerai de fer se transforme d'abord en fonte, avec une trop forte concentration de carbone, issu du charbon, par rapport à l'acier recherché. Cette fonte passe ensuite dans un four à oxygène pour réduire la concentration en carbone (causant des émissions de CO₂). L'hydrogène contribue ainsi à une réduction du minerai de fer plus « efficace » en quelque sorte ;

- **Pour la production d’ammoniac, de méthanol et le raffinage** : les intensités décarbonantes ne sont pas exactement les mêmes (notamment pour ammoniac qui a une intensité décarbonante plus élevée), alors qu’il s’agit dans les 3 cas de remplacer un hydrogène d’origine fossile par un hydrogène bas-carbone. **Les différences s’expliquent car le contenu carbone de l’hydrogène fossile est plus ou moins élevé dans la situation de référence.** Par exemple pour la production d’ammoniac, un tiers de l’hydrogène fossile consommé provient de gazéification du charbon, procédé plus carboné que le vaporeformage du méthane ;
- **Pour les camions, par comparaison avec le maritime** : les intensités décarbonantes sont faibles pour les carburants maritimes, notamment pour le e-ammoniac, par comparaison avec l’utilisation d’hydrogène pour les camions. Pourtant, pour l’ensemble de ces usages il s’agit de le substituer à du gazole (certes de nature un peu différente entre des navires et des camions, mais cela joue à la marge). Les différences proviennent du fait que **les rendements des moteurs sont meilleurs pour les navires dans la situation de référence** (ce qui réduit le potentiel de décarbonation car on « gâche » moins de carbone fossile), que **l’étape de transformation de l’hydrogène en e-carburant alourdit l’empreinte carbone** et que **la combustion des e-carburants s’accompagne de la combustion d’un fuel pilote dans les moteurs des navires.** Enfin, et cela a un impact très significatif pour l’e-ammoniac, **la réduction des émissions pour les carburants maritimes tient compte de la moindre densité énergétique de ces carburants par rapport au fuel maritime fossile** (c’est le raisonnement en « énergie équivalent fossile » qui est exposé dans la section sur le maritime).

Par la comparaison des intensités décarbonantes entre les différents usages, nous pouvons dégager **2 analyses complémentaires à celles qui précèdent** :

1. Pour l’utilisation de l’hydrogène sous forme d’**e-ammoniac dans le secteur maritime**, ou directement comme **carburant pour les camions et les trains : utilisé pour ces usages, l’hydrogène n’a pas une très bonne intensité décarbonante** par rapport à d’autres usages considérés. Sous le prisme du carbone, **ce ne sont donc pas des usages à développer dans une situation sous contrainte d’un volume limité d’hydrogène**, comme cela sera probablement le cas à horizon 2030 ;
2. Pour le **raffinage** : même si l’usage de l’hydrogène bas-carbone a un faible pouvoir unitaire de décarbonation (au sein de cet usage), **l’intensité décarbonante est relativement bonne par comparaison avec les autres usages étudiés**, et **surtout c’est un usage pour lequel l’hydrogène bas-carbone a un potentiel de réduction des émissions très important en valeur absolue.** Cela s’explique bien évidemment car le volume potentiel d’utilisation d’hydrogène bas-carbone est lui-même très important, le raffinage étant déjà aujourd’hui le premier consommateur d’hydrogène dans le monde.

Enfin, nous n’avons pas fait figurer les valeurs dans le tableau ci-dessus pour les usages jugés non pertinents à horizon 2030, mais mentionnons néanmoins que **la valeur pour l’injection d’hydrogène comme réducteur auxiliaire dans les hauts fourneaux (11 tCO_{2e} / tH₂) est sans surprise plus faible que la réduction directe par hydrogène, ce qui milite d’autant plus pour privilégier ce second procédé.** Enfin **pour la consommation d’hydrogène en mélange dans les réseaux de gaz, la valeur est faible en absolu** (moins de 5 tCO_{2e} / tH₂), **ce qui renforce encore l’appréciation de cet usage comme non pertinent.**

Conclusions

Ces analyses de la pertinence de l'hydrogène au sein des usages et entre les usages aboutissent aux conclusions suivantes, dans l'optique d'une réduction des émissions de gaz à effet de serre :

- **Les secteurs ammoniac et méthanol devront (et peuvent déjà) bénéficier d'un accès à l'hydrogène bas-carbone qui leur est nécessaire pour s'approcher de leurs objectifs climatiques.** Toutefois, ce levier risque de ne pas être suffisant pour atteindre les objectifs de réduction d'émissions, rendant probablement nécessaire une baisse des volumes d'activité pour respecter les budgets carbone, même en cas de développement conjoint de la capture et séquestration du carbone (CCS en anglais) ;
- **Les secteurs de la sidérurgie (réduction directe) et du maritime (pour les carburants de synthèse e-GNL et e-méthanol) auront nécessairement un besoin en hydrogène bas-carbone à moyen terme pour suivre leur trajectoire 2°C.** Pour ces deux secteurs, l'hydrogène est à la fois incontournable et complémentaire avec d'autres solutions : le développement de la voie du recyclage et la CCS pour l'acier, les bioénergies pour le maritime. En ce qui concerne les carburants maritimes, le e-GNL peut être aisément utilisé dans les navires GNL actuels ou en cours de construction, afin de réduire les émissions de gaz à effet de serre et d'économiser du gaz naturel ;
- **Le secteur aérien aura également nécessité d'accéder à l'hydrogène bas-carbone pour les carburants de synthèse, là encore en complément des bioénergies, mais à plus long terme :** les volumes potentiels en 2030 sont quasi-nuls. **L'hydrogène en usage direct dans l'aviation quant à lui ne verra pas le jour avant 2035** car les technologies ne sont pas assez matures ;
- **L'utilisation d'hydrogène comme brique de flexibilité pour les systèmes électriques sera probablement incontournable,** à moyen terme et surtout à long terme, pour accompagner le développement de moyens de production variables d'électricité, tels que l'éolien et le photovoltaïque.
- **Les raffineries pourraient bénéficier d'un usage de l'hydrogène bas-carbone dès à présent,** même si la **baisse des émissions engendrées est proportionnellement faible.** Il est probable que **la CCS soit une voie qui corresponde mieux aux besoins du secteur,** même si sa décarbonation ne pourra reposer entièrement sur cette solution (accessibilité aux stockages géologiques profonds limitée). Une affectation de l'hydrogène dans ce secteur doit être faite en tenant compte de la décroissance nécessaire des volumes d'activité du secteur sur les décennies à venir ;
- **Pour le ferroviaire et les camions, l'usage de l'hydrogène est pertinent mais en quantités limitées pour certaines situations particulières** (fort besoin d'autonomie par exemple, ou encore sous forme d'hybridation entre batteries et hydrogène au sein d'un même véhicule). Ces secteurs **se décarboneront plutôt grâce à l'électrification.** En effet, bien que le pouvoir unitaire de décarbonation de l'hydrogène soit bon dans ces secteurs, **l'intensité décarbonante de l'hydrogène est faible.** Il est alors **préférable d'employer l'hydrogène bas-carbone pour d'autres usages ;**
- **Concernant la production d'ammoniac comme carburant de synthèse pour le secteur maritime :** il y a encore **des incertitudes sur la technologie** d'une part (combustion incomplète entraînant des émissions de protoxyde d'azote et fuites d'ammoniac toxiques) et surtout, **comme l'intensité décarbonante est plus faible que celle des autres carburants, il est préférable d'employer l'hydrogène bas-carbone pour d'autres usages,** que ce soit pour la production des autres carburants de synthèse étudiés au sein du secteur maritime, ou bien dans d'autres secteurs ;
- **La consommation d'hydrogène en mélange dans les réseaux de gaz et l'injection d'hydrogène dans les hauts fourneaux ne sont pas des applications pertinentes de**

l'hydrogène, car elles n'engendrent pas assez de réduction des émissions des secteurs concernés. L'intensité décarbonante de ces usages est par ailleurs faible, dans l'absolu pour la consommation d'hydrogène dans les réseaux de gaz, ou par rapport à la réduction directe du minerai de fer dans le cas de la sidérurgie.

Il est **important de rappeler que ces conclusions doivent être lues au regard du périmètre temporel de l'étude, qui porte sur la consommation d'hydrogène bas-carbone en 2030**. Compte tenu des évolutions futures dans le déploiement de l'hydrogène, mais aussi des solutions décarbonantes complémentaires ou concurrentes, **le potentiel à plus long terme n'est pas forcément en continuité avec l'évaluation portant sur le moyen terme**. Notamment compte tenu des inerties (de l'appareil industriel, des flottes de véhicules, etc.), l'hydrogène peut se diffuser plus ou moins rapidement dans les usages. Pour illustrer ce point, prenons le cas de l'aérien : le potentiel à 2050 de l'hydrogène bas-carbone dans le secteur est encore très incertain, bien que nous nous risquions à une évaluation dans ce rapport. Mais à horizon 2030, la consommation d'hydrogène du secteur sera encore très marginale, ce qui ne dit rien en soi sur le potentiel pour 2050.



Carbone 4 est le premier cabinet de conseil indépendant spécialisé dans la stratégie bas-carbone et l'adaptation au changement climatique.

En permanence à l'écoute des signaux faibles, nous déployons une vision systémique de la contrainte énergie-climat, et mettons toute notre rigueur et notre créativité en œuvre pour transformer nos clients en leaders du défi climatique.

Contact : contact@carbone4.com