

## Le CCS et l'hydrogène bas carbone pour décarboner l'industrie française

Richard Lavergne\*, Benoît Legait\*

@ 53608

**Mots-clés : décarbonation, industrie, CCS, hydrogène, bas carbone**

***Pour atteindre les objectifs climatiques de la France, l'industrie manufacturière française doit s'adapter pour réduire fortement ses émissions de gaz à effet de serre. À cet effet, les filières les plus émettrices (chimie, ciment, métallurgie, agroalimentaire) ont identifié des leviers dont certains relèvent de technologies matures alors que d'autres nécessitent encore des travaux de recherche, des pilotes et des démonstrateurs. C'est le cas du captage-stockage-utilisation du CO<sub>2</sub> (CCS ou CCUS) et de l'hydrogène bas carbone. Ces technologies sont encore trop coûteuses pour que leur développement soit à la hauteur de l'ambition climatique française mais les pouvoirs publics et les industriels coopèrent en ce sens, tant au niveau national qu'europpéen. Le foisonnement des projets sur le captage-stockage-utilisation du CO<sub>2</sub> et l'hydrogène bas carbone, aux niveaux français et européen, est encourageant.***

La Stratégie nationale bas carbone (SNBC) de la France vise à atteindre la neutralité carbone en 2050, en se fixant des objectifs intermédiaires pour 2030, dont — à titre indicatif — une baisse des émissions de gaz à effet de serre (GES) de l'industrie de 35 % d'ici 2030, par rapport à 2015, et de 81 % d'ici 2050. Le plan France relance mis en place par le gouvernement pour faire face à la crise sanitaire Covid-19, d'un montant de 100 milliards d'euros (Md€) à mobiliser d'ici 2022, se répartit en trois volets : écologie (30 Md€), compétitivité (34 Md€) et cohésion (36 Md€). L'industrie représente une pièce maîtresse de ce plan car elle est présente sur les trois volets. Les aides aux investissements productifs de Bpifrance (appels à projets à destination des secteurs critiques, des filières automobile et aéronautique, du nucléaire et des «territoires de l'industrie») et de l'ADEME (soutien à la décarbonation)

permettent de réduire l'empreinte carbone des divers secteurs d'activité.

Avant la crise sanitaire, le gouvernement avait demandé, dans le cadre du Conseil national de l'Industrie (CNI), aux comités des filières les plus émettrices de GES de proposer des feuilles de route pour respecter la trajectoire fixée par la SNBC. Ces objectifs de décarbonation sont un nouveau défi pour l'industrie manufacturière française, dont la part dans le PIB s'est effondrée<sup>1</sup> depuis 1990, avec une accentuation du fait de la crise financière de 2007-2010, avant de se stabiliser récemment. La décarbonation de l'industrie peut être considérée à la fois comme un effort et une opportunité pour moderniser l'industrie française.

Les leviers proposés par les filières industrielles les plus émettrices de GES (chimie, ciment, métallurgie, agroalimentaire) pour respecter les objectifs 2030 de la SNBC font

\* Conseil général de l'économie (cf. biographies p. 75-76).

appel à des technologies matures aux coûts maîtrisés : efficacité énergétique, substitution de combustibles fossiles par de la biomasse ou des combustibles solides de récupération (CSR), utilisation de la chaleur fatale, augmentation du taux de recyclage, réduction de l'utilisation et des émissions d'HFC<sup>2</sup>, etc. Par exemple, la chimie<sup>3</sup> a présenté le 7 mai 2021 sa feuille de route de décarbonation avec en ligne de mire une baisse des émissions de GES de 26 % d'ici 2030 pour cette filière.

Pour atteindre les objectifs 2050 de la SNBC, plus ambitieux, les filières doivent envisager la mise en œuvre de technologies moins matures qui font aujourd'hui l'objet de recherches, de pilotes et de démonstrateurs, pour en réduire les coûts, et pour en assurer la fiabilité industrielle : c'est le cas du captage-stockage-utilisation du CO<sub>2</sub> (CCUS) et de l'hydrogène sur lesquels il est proposé ci-après un éclairage des défis et des opportunités, dont le lecteur pourra trouver une analyse plus complète dans le rapport publié en février 2021 par le Conseil général de l'économie (CGE) «La décarbonation des entreprises en France»<sup>4</sup>.

### 1. Captage et stockage du carbone

Pour permettre la neutralité carbone en 2070, l'AIE<sup>5</sup> a prévu dans ses travaux publiés en 2020 une augmentation très significative des capacités annuelles de captage du CO<sub>2</sub> : 600 millions de tonnes de CO<sub>2</sub> à l'horizon 2030, plus de 4,4 milliards de tonnes en 2050 et environ 6,9 milliards de tonnes en 2070. Ces chiffres peuvent sembler bien élevés, car la quantité de CO<sub>2</sub> captée est aujourd'hui de 35 millions de tonnes par an.

La France, qui a une électricité très peu carbonée, et peu d'activités industrielles, a des ambitions limitées en la matière : environ 15 MtCO<sub>2eq</sub> devraient être effectivement captées et stockées par an en 2050 afin de réduire les émissions de CO<sub>2</sub> dues d'une part à la combustion de la biomasse, et d'autre part aux procédés industriels, essentiellement pour produire de l'acier par la filière fonte, et pour produire

du ciment. L'industrie sidérurgique, avec de fortes concentrations dans les fumées, est bien adaptée au captage et stockage du gaz carbonique (CCS), au moins pour les installations situées près des ports, qui permettent un acheminement peu coûteux du CO<sub>2</sub> par pipelines ou bateaux jusqu'au lieu de stockage. Pour la filière ciment, la situation est plus contrastée : la fumée peut difficilement être traitée par des solvants chimiques, et les cimenteries se trouvent sur tout le territoire français. Les industries agroalimentaires et chimiques sont en bonne partie constituées de petites installations dispersées, avec des difficultés pour organiser le transport du CO<sub>2</sub>.

1. Il existe trois types de procédés pour séparer le CO<sub>2</sub> des autres constituants des fumées (vapeur d'eau, dioxyde d'azote...) :

- la postcombustion : la séparation du CO<sub>2</sub> s'effectue en sortie de l'installation industrielle par des procédés comme l'absorption dans des solvants (souvent des amines), l'absorption sur des solides, la diffusion à travers des membranes, ou la distillation cryogénique. L'absorption chimique est la technique pour laquelle il existe le plus d'expériences opérationnelles, notamment dans le secteur de la production pétrolière, où elle est mise en œuvre depuis plusieurs dizaines d'années pour séparer le CO<sub>2</sub>, l'H<sub>2</sub>S, etc., des gaz hydrocarbonés. Des projets de captage de CO<sub>2</sub> sont en cours en France : l'IFPEN et Arcelor développent un projet de démonstrateur d'un procédé innovant de captage de CO<sub>2</sub> d'origine industrielle par postcombustion DMX<sup>TM</sup>, à Dunkerque, avec onze partenaires et le soutien de la Commission européenne ; Air Liquide développe une nouvelle technologie de captage du CO<sub>2</sub> par le froid baptisée CRYOCAP<sup>TM</sup> sur son site de production d'hydrogène de Port-Jérôme-sur-Seine avec le soutien des pouvoirs publics.
- la précombustion : le combustible est combiné avec de la vapeur ou de l'oxygène pour produire un gaz de synthèse, composé de CO et d'H<sub>2</sub>. La réaction du CO avec de la vapeur conduit à une production supplémentaire d'H<sub>2</sub> et convertit le CO en CO<sub>2</sub>. En séparant le

CO<sub>2</sub> du mélange gazeux à haute pression, on obtient un gaz adapté à la génération d'énergie. La gazéification du charbon et le reformage du gaz sont toutes deux des technologies matures.

- L'oxycombustion : l'oxygène destiné à la combustion est séparé de l'azote dans l'air par distillation cryogénique, par séparation membranaire ou par *Chemical Looping* (apport d'oxygène sous forme d'oxyde métallique). La combustion réalisée avec de l'oxygène presque pur produit un gaz de combustion constitué presque uniquement de CO<sub>2</sub> et de vapeur d'eau, dont la séparation par condensation est facile.

2. Les technologies de transport du CO<sub>2</sub> sont bien maîtrisées, que ce soit par pipeline, bateau, train ou camion. Il existe toutefois des enjeux en matière de financement des infrastructures et des connexions des différents sites, d'optimisation de la logistique, de réduction des coûts, de sécurité et de réglementation.

Le transport par pipeline du CO<sub>2</sub> nécessite une surveillance continue et des travaux d'adaptation des pipelines de gaz naturel pour éviter fissurations et corrosions... Des bateaux environ sept fois plus gros que les méthaniers actuels sont en cours de conception.

3. Deux types de structures géologiques peuvent accueillir à long terme de grandes quantités de CO<sub>2</sub> dans le sous-sol :

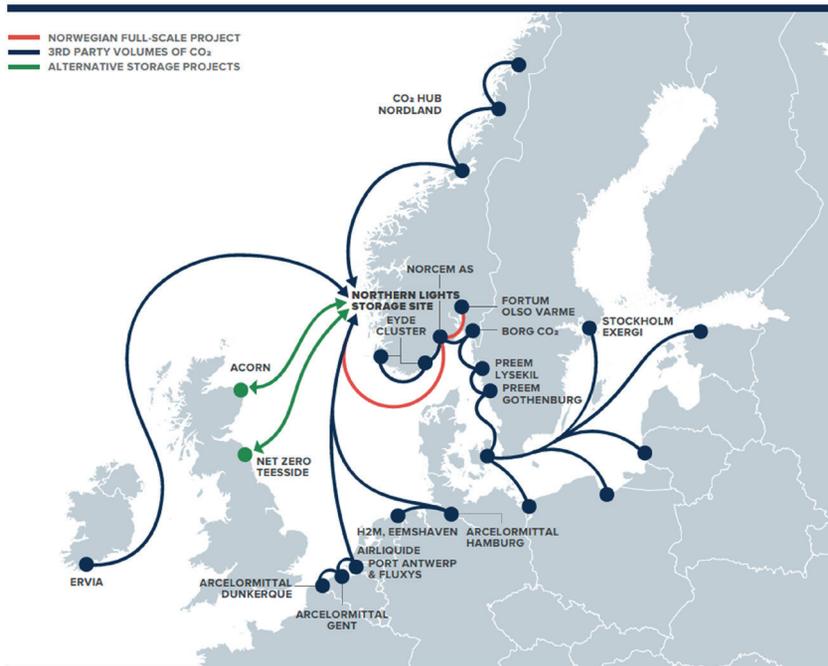
- les réservoirs d'hydrocarbures déplétés, ou en cours d'exploitation. Le CO<sub>2</sub> injecté dans ces réservoirs peut permettre une production additionnelle de pétrole, en mobilisant les hydrocarbures piégés : la récupération assistée du pétrole à l'aide de CO<sub>2</sub> est mise en œuvre depuis plus de 50 ans. Il s'agit aussi d'une forme de stockage, puisque l'essentiel du CO<sub>2</sub> est retenu dans le réservoir.

- les aquifères salins profonds. Le CO<sub>2</sub>, injecté sous forme supercritique plus lourd que l'eau salée, se minéralise en grande partie, et sinon se dissout dans l'eau. Mais comme les aquifères salins profonds n'ont pas été exploités par l'industrie pétrolière, des investissements très élevés sont nécessaires, sauf exception (comme Northern Lights dont l'aquifère salin

est sous un gisement d'hydrocarbures), pour caractériser leur structure géologique, pour vérifier que le toit de l'aquifère est étanche et permet de stocker le CO<sub>2</sub> de manière pérenne<sup>6</sup>, et pour réaliser les infrastructures nécessaires (puits, conduites, installations de surface...). En Europe, le stockage *offshore* est privilégié, compte tenu des réticences de la société civile, et malgré le coût plus élevé que le stockage à terre. Il est nécessaire d'obtenir un permis pour stocker en aquifère profond sur le fondement de la directive européenne du 23 avril 2009 relative au stockage géologique de CO<sub>2</sub>.

En 2019, 51 sites de CCS de grandes dimensions existent dans le monde : 19 en opération, 4 en construction (ces 23 sites ont une capacité de stockage d'environ 40 Mt de CO<sub>2</sub>/an), 10 en développement avancé, et 18 en pré-développement. Sur les 19 installations en opération, cinq stockent plus de 7 Mt/an dans des aquifères salins profonds. Ces chiffres, bien qu'en progression, sont très faibles par rapport aux prévisions de l'AIE (600 Mt/an en 2030, 4400 Mt/an en 2050), en raison du coût élevé du CCS (voir ci-dessous).

Une quinzaine de projets commerciaux de stockages souterrains, ouverts aux entreprises émettrices de CO<sub>2</sub>, sont en développement dans le monde, dont un tiers en Europe pour une capacité globale de stockage entre 23 et 40 Mt/an. Il faut noter l'absence de projet en France malgré l'étendue de ses structures sédimentaires. Total participe à certains de ces projets : Northern Lights en association avec Equinor et Shell, dans l'aquifère salin de Sleipner, en mer du Nord (0,7 Mt de stockage annuel de CO<sub>2</sub> seront proposés commercialement, en phase 1, pour un démarrage en 2024, puis 5 Mt/an environ en phase 2), Northern Endurance Partnership avec BP, Shell, Equinor, Eni, National Grid, dans l'aquifère salin Endurance en mer du Nord. Total a aussi l'intention de transformer un champ gazier néerlandais en stockage souterrain de CO<sub>2</sub> (projet Aramis). La mer du Nord devrait devenir une importante zone de stockage de CO<sub>2</sub>, car les pays riverains de la mer du Nord représentent 50 % des émissions de CO<sub>2</sub> européennes; la Figure 1 décrit



**Figure 1. Sources potentielles de CO<sub>2</sub> pour le projet Northern Lights**

Source : Global Status of CCS 2019, Targeting climate change

les projets d'acheminement du CO<sub>2</sub> vers ces projets de stockage. En France, une solution pourrait être de reconvertir des sites de stockage de gaz naturel en stockage de CO<sub>2</sub> compte tenu de la baisse prévue de consommation de gaz naturel, ou d'explorer le domaine maritime français mal connu (l'Atlantique semble offrir un réel potentiel). Les aquifères salins sont abondants dans le monde, et peuvent faire face aux besoins tels qu'évalués par l'AIE; mais peu sont bien connus, et facilement raccordables à des infrastructures pétrolières ou gazières.

Plusieurs régions préparent des «hubs» de CCS en Europe : les Pays-Bas sur les ports de Rotterdam et d'Amsterdam, la Belgique sur le port d'Anvers, la Grande-Bretagne sur Humber, Acorn et Teesside (voir Figure 1). Un projet multi-partenaires ALIGN CCUS vise à transformer six régions européennes (Teesside et Grangemouth en Grande-Bretagne; Rotterdam aux Pays-Bas; Rhénanie du Nord-Westphalie en Allemagne; Groenland en Norvège; Oltenia

en Roumanie) en des zones bas carbone d'ici 2025.

Le contexte a été plus favorable aux États-Unis qu'en Europe grâce à un crédit d'impôt de 35 \$/tCO<sub>2</sub> pour la récupération assistée et 50 \$/tCO<sub>2</sub> pour le stockage en aquifère salin profond. Néanmoins, l'Europe affiche des ambitions élevées, qu'il s'agisse de la transcription dans la loi d'objectifs d'émissions de CO<sub>2</sub>, de taxe carbone et d'ETS<sup>7</sup>, et a un potentiel de développement important.

Le coût du captage, transport et stockage de CO<sub>2</sub> est actuellement entre 50 et 200 €/tonne<sup>8</sup> (65 à 75 % pour le captage<sup>9</sup>, 10 à 15 % pour le transport et 10 à 20 % pour le stockage), bien plus que le prix d'échange des quotas d'émission EU-ETS. Le coût dépend des structures géologiques (profondeur, localisation — notamment en mer), des infrastructures à développer, des quantités de CO<sub>2</sub> stockées, etc. Ces coûts pourraient baisser par une massification

des infrastructures, et par des solutions de captage plus économes (membranes...)<sup>10</sup>.

La France bénéficie d'une communauté structurée au sein du Club CO<sub>2</sub>, avec des acteurs industriels et des organismes reconnus au plan international. Le pilote industriel de Lacq opéré par Total de 2010 à 2013 a prouvé très tôt la faisabilité d'une chaîne intégrée de captage, transport et stockage de CO<sub>2</sub> en France.

## 2. Hydrogène bas carbone

L'hydrogène (ou dihydrogène, H<sub>2</sub>) est handicapé par deux éléments qui expliquent qu'il reste encore limité à des usages de matière première dans l'industrie et peu développé pour des usages énergétiques. D'une part, il est très peu disponible à l'état naturel, d'autre part sa densité énergétique en volume est très faible : seulement 11 à 13 MJ/m<sup>3</sup> à l'état gazeux à pression atmosphérique ambiante<sup>11</sup> ou 5 600 MJ/m<sup>3</sup> à l'état gazeux avec une pression de 700 bar ou 10 039 MJ/m<sup>3</sup> à l'état liquide (à température très basse, de -253 °C), à comparer à environ 40 000 MJ/m<sup>3</sup> pour des carburants liquides classiques issus du pétrole (kérosène, gazole et un peu moins pour l'essence).

L'hydrogène a une densité énergétique en volume près de 3 fois inférieure à celle du gaz naturel (méthane, CH<sub>4</sub>). Par contre, sa densité énergétique par unité de masse<sup>12</sup> est sensiblement plus élevée que celle du gaz naturel (2,2 fois plus) ou du pétrole (de 2,75 à 3 fois plus). Selon l'AIE, la production de 1 kg d'hydrogène par électrolyse nécessite environ 50 kWh d'électricité et 9 litres d'eau, ce qui peut être un problème dans les régions arides, à moins d'utiliser de l'eau de mer, ce qui nécessite une désalinisation, dans l'état actuel des techniques, et donc des coûts supplémentaires. Au coût de production de l'hydrogène, il faut ajouter notamment des coûts de liquéfaction, de transport et distribution ainsi que de stockage qui sont pour l'instant relativement élevés (par exemple, la liquéfaction d'un kilogramme d'hydrogène nécessite 10 à 13 kWh d'électricité). Enfin, la sécurité est un sujet de

préoccupation à prendre en compte tout au long du cycle de l'hydrogène.

L'hydrogène fait l'objet de politiques publiques ambitieuses dans de nombreux pays, dont la France. L'hydrogène est aujourd'hui essentiellement produit par vaporeformage (hydrogène dit « gris », dont le coût de production est d'environ 1,5 €/kg), en émettant du CO<sub>2</sub>. Pour que l'hydrogène soit « décarboné », il faut soit capter-stocker ou utiliser le CO<sub>2</sub> émis (hydrogène « bleu » dont le coût est estimé entre 2 et 2,5 €/kg), soit le produire par électrolyse de l'eau (hydrogène « vert » issu d'énergies renouvelables essentiellement d'origine éolienne et photovoltaïque, ou « jaune » issu d'électricité nucléaire, entre 5 et 9 €/kg).

Pour la France, cette taxonomie complexe (il existe d'autres « nuances » telles que turquoise, noire, brune, etc.) a été en principe simplifiée par l'ordonnance n° 2021-167 du 17 février 2021 relative à l'hydrogène, qui distingue l'hydrogène renouvelable, l'hydrogène bas carbone et l'hydrogène carboné.

### **Le reformage du gaz, principale source actuelle d'hydrogène, peut être décarboné grâce au CCUS**

L'hydrogène est encore aujourd'hui produit à plus de 95 % à partir d'énergies fossiles, utilisant 6 % de la production mondiale de gaz naturel et 2 % de la production mondiale de charbon. L'essentiel de la production d'hydrogène est issue soit du vaporeformage<sup>13</sup> du gaz naturel (ou d'autres hydrocarbures tels que l'éthanol, le propane ou l'essence), dit SMR (*Steam-Methane Reforming*), soit, dans une moindre mesure, du procédé ATR (*Autothermal Reforming*)<sup>14</sup>, dans les deux cas dans de grandes installations et en émettant beaucoup de CO<sub>2</sub>.

Le méthane utilisé en amont dans ces procédés pour produire de l'hydrogène peut être soit du gaz naturel, et on parle alors d'hydrogène « gris », soit du charbon (dont du lignite) gazéifié et on parle alors d'hydrogène « noir » ou « brun ».

# Le CCS et l'hydrogène bas carbone pour décarboner l'industrie française

## Hydrogène décarboné produit par électrolyse

Les 5 % d'hydrogène non produits à partir d'énergies fossiles sont obtenus principalement comme sous-produits de procédés de production de chlore et de soude dans l'industrie chimique. Seulement 0,1 % des 70 Mt d'hydrogène produits par an, au niveau mondial, est obtenu spécifiquement par électrolyse de l'eau, essentiellement pour des procédés industriels nécessitant de l'hydrogène très pur (électronique, polysilicium...).

L'électrolyse de l'eau suscite un intérêt croissant pour la production d'hydrogène pour plusieurs raisons :

- Il s'agit d'une production peu émettrice de CO<sub>2</sub> si l'électricité utilisée est bas carbone (nucléaire, renouvelable ou à base d'énergie fossile mais avec CCUS).
- Le prix des électrolyseurs tend à baisser.
- Le coût du stockage de l'électricité par exemple par batterie reste élevé.

Le développement rapide des EnRi (énergies renouvelables intermittentes) entraîne des «bouffées» aléatoires de courant, souvent déconnectées de la demande et donc disponibles à très bas prix (voire parfois à prix négatifs), pouvant être utilisées dans des électrolyseurs, mais avec des incertitudes sur le modèle économique, pris en ciseau entre le prix de l'électricité et les durées d'utilisation.

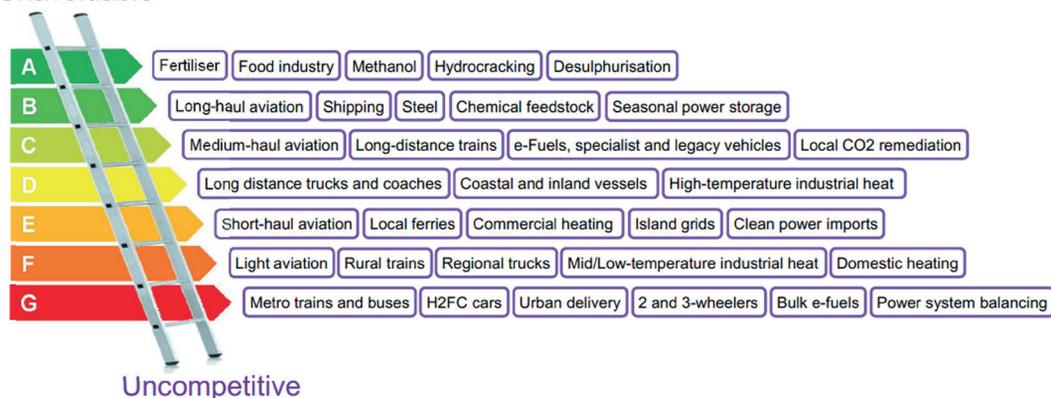
De façon générale, les technologies «hydrogène» nécessitent des développements importants. Les références mondiales d'électrolyseurs de grande taille sont limitées à quelques unités. Air Liquide a ainsi mis en service un prototype de 20 MW au Canada en 2019, et envisage d'en faire des répliques.

Selon le rapport «*Making the hydrogen economy possible: Accelerating clean hydrogen in an electrified economy*» (Energy Transitions Commission, ETC, avril 2021), les usages potentiels de l'hydrogène dans une économie bas carbone peuvent être classés en quatre catégories :

## Hydrogen: The Ladder

Liebreich Associates

Unavoidable



Source: Liebreich Associates Concept: Adrian Hiel/Energy Cities

Figure 2. Une vision à moyen-long terme de l'ordre de mérite de l'hydrogène, entre les applications où il est considéré comme incontournable (« classe A ») et celles où il n'est pas considéré comme compétitif (« classe G »)

Source : Liebreich Associates (25 mai 2021)

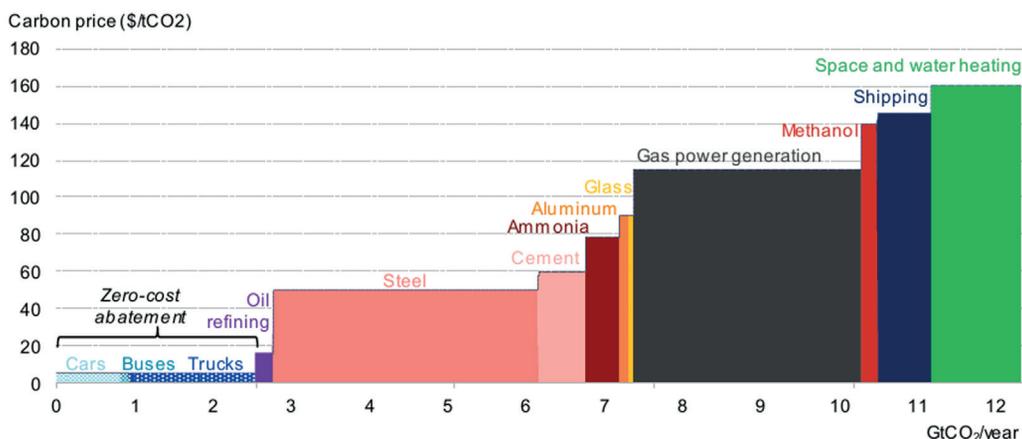
- usages déjà existants et pouvant raisonnablement passer à court terme à un process à base d'hydrogène bas carbone, avec une bonne visibilité de forte demande à plus long terme : engrais, méthanol, raffinage...
- usages dont le développement devrait prendre du temps, mais dont il est raisonnable d'estimer que la demande deviendra forte à long terme : acier, stockage d'électricité, transport maritime, aviation...
- usages potentiels possibles à court terme, mais transitoires : mélange au gaz naturel...
- usages futurs possibles pour lesquels les avantages par rapport à l'électrification directe et à d'autres options de décarbonation ne sont pas encore clairs : plastique, chauffage, transports lourds...

Une classification a été proposée, sous une forme légèrement différente et illustrée, par

Michael Liebreich, fondateur de Bloomberg New Energy Finance (BNEF), pour illustrer les secteurs où la demande d'hydrogène lui paraît la plus prometteuse à moyen terme : cf. Figure 2.

Dans ces deux visions, ainsi que dans celle du rapport de l'Académie des technologies «*Rôle de l'hydrogène dans une économie décarbonée*»<sup>15</sup> (juin 2020), l'industrie semble constituer le secteur présentant le plus d'opportunités à moyen long terme pour l'hydrogène, particulièrement la chimie-pétrochimie-engrais et la sidérurgie. Néanmoins, l'hydrogène est aussi d'ores et déjà employé dans l'industrie agroalimentaire, l'électronique, la métallurgie, l'industrie spatiale, etc.

Les nouvelles applications d'hydrogène bas carbone, par exemple pour la mobilité, ne représentent pour l'instant qu'une infime partie



Source: BloombergNEF. Note: sectoral emissions based on 2018 figures, abatement costs for renewable hydrogen delivered at \$1/kg to large users, \$4/kg to road vehicles. Aluminum emissions for alumina production and aluminum recycling only. Cement emissions for process heat only. Refinery emissions from hydrogen production and aluminum recycling only. Road transport and heating demand emissions are for the segment that is unlikely to be met by electrification only, assumed to be 50% of space and water heating, 25% of light-duty vehicles, 50% of medium-duty trucks, 30% of buses and 75% of heavy-duty trucks.

**Figure 3. Coût marginal à l'horizon 2050 de réduction d'émission de CO<sub>2</sub> en utilisant de l'hydrogène à un prix de 1 \$/kg, par secteur**

Source : BNEF, *Hydrogen Economy Outlook*, 30 mars 2020

Indication de lecture pour l'acier : si l'industrie sidérurgique pouvait disposer d'hydrogène à un coût de 1 \$/kg, à l'horizon 2050 la fabrication d'une tonne d'acier par une technologie à base d'hydrogène serait compétitive avec un process classique dès que le prix du carbone atteindrait 50 \$/t.

## Le CCS et l'hydrogène bas carbone pour décarboner l'industrie française

du marché de l'hydrogène (moins de 0,1 % en 2018), mais les progrès techniques et le déploiement de solutions à base d'hydrogène permettent d'espérer des coûts en réduction, comme BNEF l'envisage dans la Figure 3.

Le 8 septembre 2020, le gouvernement a présenté sa Stratégie nationale pour le développement de l'hydrogène décarboné en France afin d'en accélérer le déploiement, avec une dotation globale de plus de 7 Md€ jusqu'à l'horizon 2030, dont 2 Md€ d'ici 2022 et inclus dans le plan de relance.

De son côté, l'Union européenne a préparé une vision ambitieuse de l'intégration de l'hydrogène dans les systèmes énergétiques et dans de nombreux secteurs industriels à travers deux stratégies adoptées par la Commission européenne le 8 juillet 2020, respectivement sur l'intégration du système énergétique et sur l'hydrogène pour une Europe climatiquement neutre.

La production mondiale, en croissance continue depuis 50 ans, dépasse 70 millions de tonnes (Mt) par an en hydrogène pur (pour l'essentiel carboné) et 40 Mt en mélange avec d'autres gaz. En France, la consommation d'hydrogène (gris pour l'essentiel) est comprise entre 0,9 et 1 Mt/an.

En France, l'hydrogène bas carbone (bleu ou vert) devrait pouvoir se développer sensiblement d'ici 2050 particulièrement dans l'industrie chimique (raffinage et production d'ammoniac en substitution d'hydrogène gris) et dans l'industrie sidérurgique où il pourrait «réduire» les oxydes du minerai de fer en substitution partielle ou totale du coke (charbon). Si l'industrie chimique française remplaçait totalement l'hydrogène gris par de l'hydrogène vert et si les 10 Mt/an d'acier brut français produits par la filière fonte étaient produits avec de l'hydrogène vert, et non plus avec du coke, il faudrait augmenter la production actuelle d'électricité française d'environ 15 %.

Dans l'industrie, l'usage actuel principal de l'hydrogène est non énergétique, en tant

qu'intrant «matière» d'un process, même si quelques usages énergétiques existent pour produire de la chaleur ou, marginalement, de l'électricité.

La demande annuelle d'hydrogène de l'Union européenne est estimée à 8,3 Mt (chiffre de 2018) ou 327 TWh<sub>PCS</sub>. L'essentiel de cette demande provient des raffineries, à hauteur de 45 %, soit 3,7 Mt. En deuxième position, on trouve l'industrie de l'ammoniac (pour les engrais) avec 34 % (2,8 Mt), puis le reste de la chimie avec environ 12 %, principalement pour la production de méthanol.

Dans les raffineries, l'hydrogène est utilisé pour :

- convertir et «nettoyer» (désulfurer) les produits pétroliers (hydrotraitement du naphta, hydrodésulfuration des coupes gazole), par exemple pour extraire le soufre des carburants automobiles ;
- convertir des distillats lourds de pétrole en «coupes» légères (hydrocraquage).

Dans la sidérurgie, l'hydrogène pourrait permettre d'éviter de recourir au charbon utilisé pour la réduction des oxydes de fer contenus dans le minerai de fer afin d'obtenir du fer pur dans un haut-fourneau moyennant un dégagement important de CO<sub>2</sub>. Selon l'AIE, sans faire de gros investissements dans les hauts-fourneaux existants, l'ajout d'hydrogène permettrait d'économiser jusqu'à 35 % de gaz naturel. Plusieurs aciéristes envisagent un tel ajout comme étape intermédiaire avant de s'engager sur une voie de réduction directe du fer par l'hydrogène seul.

Diverses technologies sont expérimentées, sans que pour l'instant elles permettent de se passer totalement d'énergies fossiles (charbon ou gaz). En 2019, ThyssenKrupp a inauguré l'injection d'hydrogène dans un haut-fourneau de son site de Duisbourg, en Allemagne. La même année, ArcelorMittal a annoncé un partenariat avec l'américain Midrex Technologies afin de tester à l'échelle d'un démonstrateur, à Hambourg, toujours en Allemagne, la production d'acier par réduction directe

du minerai de fer à l'hydrogène. En Suède, le sidérurgiste SSAB a lancé le projet Hybrit dès 2016, avec l'objectif d'une usine zéro carbone en 2026.

À Maizières-lès-Metz, en Moselle, Arcelor-Mittal met en œuvre une unité pilote, dans le cadre du projet Siderwin lancé en 2017, de production de plaques de fer pur par électrolyse du minerai de fer. Les plaques produites seraient ensuite fondues dans des fours électriques, comme le sont aujourd'hui les ferrailles issues du recyclage. Toutefois, la production industrielle n'est pas attendue avant 2040.

Si la totalité de l'acier produit en France actuellement par la filière fonte (environ 10 Mt/an) utilisait de l'hydrogène vert, la consommation d'électricité pour réduire le minerai de fer serait d'environ 35 TWh/an, soit environ 7 % de la consommation électrique française actuelle.

Outre la métallurgie, l'hydrogène est actuellement utilisé dans l'industrie chimique et le raffinage, l'industrie du verre et l'électronique (fabrication de composants) et l'usage d'hydrogène bas carbone trouvera son intérêt dès que le prix du carbone atteindra un niveau suffisant ou que les prix de revient de l'hydrogène baisseront, éventuellement grâce à un soutien public.

Au-delà de ces secteurs, l'examen des feuilles de route de décarbonation des filières ne fait pas apparaître d'enthousiasme à court terme des industriels français pour développer l'usage de l'hydrogène, mais il peut prendre du sens à moyen et long terme pour des procédés difficiles à électrifier et à convertir à la biomasse (par exemple le biogaz). L'industrie cimentière fait partie des secteurs où des applications pourraient se développer.

À des fins de décarbonation, l'hydrogène vert ne peut donc pas être la seule solution, ni pour la sidérurgie, ni comme substitution de l'hydrogène gris dans la chimie, sauf à investir très lourdement dans des installations de production d'électricité.

Le rapport précité du CGE formule plusieurs recommandations concernant l'hydrogène, dont les deux suivantes : d'une part, l'ADEME devrait réaliser dès que possible une étude prospective des nouvelles technologies utilisant de l'hydrogène ainsi que des entreprises les plus pertinentes pour les utiliser, puis devrait lancer des appels à projets permettant aux industriels de se les approprier dès lors que leur coût à la tonne de CO<sub>2</sub> évitée ne sera pas trop élevé par rapport à d'autres solutions de décarbonation. D'autre part, la qualification d'hydrogène vert et les avantages qui lui sont concédés devraient être élargis à l'ensemble des technologies bas carbone de production d'hydrogène, que ce soit par électrolyse avec de l'électricité bas carbone (renouvelable ou nucléaire) ou par reformatage avec CCUS.

### NOTES

1. La contribution de l'industrie dans le PIB a baissé de 38 % en France depuis 1990, pour atteindre 10 % aujourd'hui, contre 16 % en 1990.
2. Les hydrofluorocarbures, ou HFC, sont des gaz à fort pouvoir de réchauffement global, principalement utilisés comme réfrigérants dans les climatiseurs et réfrigérateurs, ou comme agents de propulsion dans les aérosols.
3. La chimie est l'un des secteurs où la baisse des émissions a été la plus spectaculaire, avec -66 % entre 1990 et aujourd'hui.
4. Téléchargeable à l'adresse : [https://www.economie.gouv.fr/files/files/directions\\_services/cge/decarbonation-entreprises.pdf](https://www.economie.gouv.fr/files/files/directions_services/cge/decarbonation-entreprises.pdf).
5. *Special Report on Carbon Capture Utilisation and Storage*, Agence Internationale de l'Énergie, septembre 2020.
6. Un site doit rester actif entre 20 et 40 ans après sa fermeture pour s'assurer du bon comportement du stockage.
7. *Emissions Trading System* : système communautaire d'échange de quotas d'émissions de CO<sub>2</sub>.
8. Source : IFPEN.
9. Le coût inclut le captage du CO<sub>2</sub> émis par le procédé lui-même.
10. *Special Report on Carbon Capture Utilisation and Storage*, Agence Internationale de l'Énergie, septembre 2020.
11. 10,8 MJ/m<sup>3</sup> en pouvoir calorifique inférieur (PCI) et 12,8 MJ/m<sup>3</sup> en pouvoir calorifique supérieur (PCS) qui inclut l'énergie de la vapeur d'eau.

12. 33,3 kWh/kg en PCI et 39,4 kWh/kg en PCS.

13. Procédé de transformation (raffinage) du gaz naturel ou d'hydrocarbures légers en gaz de synthèse, dit «syn-gas», formé essentiellement d'hydrogène de CO et de CO<sub>2</sub>, par réaction avec de la vapeur d'eau sur un catalyseur, à haute température (de l'ordre de 900 °C), selon le principe  $\text{CH}_4 + \text{H}_2\text{O} \rightarrow \text{CO} + 3 \text{H}_2$ .

14. Production de syngas grâce à une réaction chimique entre, d'une part, du méthane, d'autre part, de l'oxygène, du CO<sub>2</sub> ou de la vapeur d'eau.

15. Téléchargeable à l'adresse : <https://www.academie-technologies.fr/blog/categories/publications-de-l-academie/posts/role-de-l-hydrogene-dans-une-economie-decarbonee-rapport>.



## SAVE THE DATE



►► *The Covid-19 pandemic has disrupted our economies and our lifestyles, but both climate and biodiversity emergencies are still with us. New health, economic, political and societal uncertainties complicate the fight against environmental damages and require more efficiency and realism, cooperation and solidarity.*

*Just over a year ago, let's remember that there were many debates on the energy transition: the stakes were mainly environmental, with the fight against climate change at the top of the list. The composition of the energy mix, the capacity of our societies to evolve towards other modes of transport and the consequences of the emergence of digital technology were discussed, to name but a few of the debates that were very present in the "world before".*

*And then the Covid-19 pandemic struck, a shock of unprecedented violence that surprises us more and more each day by its power, its persistence and the extent, still poorly estimated, of its consequences. Has it modified, directly or through its numerous consequences, our perception of energy issues or of possible energy transitions? What will be the contribution of the engineers in building our new energy landscape?*

**The Committee on Energy of the World Federation of Engineering Organizations (WFEO) organises an online conference dedicated to**

## **Energy transition and Covid-19 crisis: the role of engineers**

The conference, in English, will be held over two days,

**October 6 & 7, 2021, from 1:00 to 4:00 pm Paris time**

to allow the participation from the five continents:

### **Wednesday, October 6, 2021**

- [Introduction](#)
- [Session 1](#) | Resilience of energy systems to Covid-19 crisis: experience feedback
- [Session 2](#) | A larger definition for resilience: a new understanding of risks

### **Thursday, October 7, 2021**

- [Session 3](#) | Energy demand: evolution or disruption?
- [Session 4](#) | On the supply side: the citizens's requests
- [Roundtable](#) | Lessons learned so far: the role of engineers

**MORE INFORMATION TO COME ON**

[www.wfeo.org/committee-energy](http://www.wfeo.org/committee-energy)