

L'hydrogène et le secteur maritime

La volonté de verdissement du secteur maritime pousse les industriels, les armateurs ainsi que les autorités portuaires à trouver ou "re-trouver" de nouvelles sources d'énergie qui ont parfois été délaissées par nos sociétés mono-carbonées. C'est le cas par exemple de l'utilisation du dihydrogène (H₂) plus communément appelé hydrogène comme vecteur d'énergie. Mis en évidence dès le XVIII^e siècle, il est une des pistes de la décarbonation. Dans le secteur maritime, l'hydrogène servira à la fois de combustible pour la propulsion et d'électricité grâce à une pile à hydrogène. De nombreux défis restent à relever ; tels que celui de la sécurité, de la neutralité carbone de "l'extraction" à la consommation et enfin de la soutenabilité économique. Quelles sont les évolutions pour intégrer l'hydrogène dans le mix énergétique de demain?

Éléments de contexte

En 2018, la production annuelle mondiale d'hydrogène est estimée à 75 Mt. Elle sert principalement à alimenter des industries chimiques et pétrolières avec près de 45% pour le raffinage pétrolier (désulfuration), presque autant pour la production d'ammoniac et d'engrais azotés, environ 10% pour les industries alimentaires, électroniques et métallurgiques et enfin près de 1% pour la propulsion spatiale des fusées par combustion d'hydrogène et d'oxygène liquides.

L'hydrogène ne constitue pas sur Terre une énergie primaire directement disponible comme le charbon ou le pétrole. Sous forme H₂, c'est seulement un vecteur d'énergie qui doit être produit en l'extrayant de ses composés (eau, méthane, biomasse, etc.) et qui peut alors réagir puissamment avec les oxydants, en particulier l'oxygène, en dégageant beaucoup d'énergie. L'hydrogène possède une très grande densité massique d'énergie, 1 kg d'hydrogène contient autant d'énergie qu'environ 3 kg de pétrole. L'hydrogène est un gaz extrêmement léger, qui occupe un volume important dans des conditions de pression standard, c'est-à-dire à pression atmosphérique. Il faut fortement réduire ce volume pour pouvoir le transporter et le stocker. La molécule H₂ peut être liquéfiée à pression atmosphérique et à une température extrêmement basse (-253°C), or ceci représente un coût énergétique élevé et un effort important d'investissement dans les équipements. De plus, un phénomène d'évaporation s'exerce en raison du réchauffement de l'hydrogène.

Le stockage liquide par cryogénie est utilisé pour le transport embarqué ou le stockage de grandes quantités d'hydrogène. Le marché le plus mature aujourd'hui est celui du spatial qui est le plus gros consommateur d'hydrogène liquide notamment pour le lancement de navettes et de fusées et ce depuis 1979.

Une autre solution, la plus répandue, consiste à comprimer l'hydrogène à très haute pression (200, 350 ou 700 bars), tout en maîtrisant les risques de fuites, de corrosion et d'explosion. Cela nécessitera également de très gros réservoirs et exclura ainsi les petits navires. A titre d'information une pression de 700 bars représente 700 fois la pression atmosphérique.

Le vaporeformage, à partir de combustibles fossiles (charbon, gaz naturel, pétrole) est le procédé de production d'hydrogène le plus répandu (94%) car de loin le plus économique. Évalué à 1,5 €/Kg, son coût au kg reste cependant le triple de celui du gaz naturel hors taxe carbone et donc en ne tenant pas compte de sa lourde empreinte environnementale. Cette technique dégage énormément de CO₂. Pour une tonne d'hydrogène produite, 10 à 11 tonnes de CO₂ sont dégagées, et en général, émises dans l'atmosphère. Pour faire baisser les coûts, il faudrait des projets de plusieurs dizaines de mégawatts dès la phase initiale.

Trop émettrice de CO₂ dans l'atmosphère, cette technique est condamnée à plus ou moins courte échéance, à moins que le CO₂ ne soit capté et qu'il soit par la suite stocké (CCS *Carbone Capture and Storage*) ou bien valorisé (CCU *Carbone Capture and Utilisation*). La technique du CCS consiste à capter le CO₂ dès sa source de production et à le stocker dans d'anciennes poches de gaz, de pétrole ou nappes phréatiques salées. Les conditions géologiques optimales sont rares et loin d'être à la hauteur des besoins. Elle permettrait de réduire drastiquement les émissions de CO₂ dans l'atmosphère des industriels mais cette solution reste très onéreuse et pas entièrement éprouvée. La technique CCU est à un stade embryonnaire et reste à être validée en termes économique et environnemental. Elle est envisagée pour la culture des micro-algues, la production d'urée, d'acide salicylique ou bien pour la production de méthane de synthèse. Actuellement, neuf pays européens travaillent à l'élaboration de futurs CCU avec un total de 24 projets. Ces technologies ne sont pas au point et pourraient même s'avérer dangereuses en cas de tremblement de terre pouvant occasionner des fissures

dans les cavités sous-terraines et ainsi libérer dans l'atmosphère le gaz stocké.

La technique du vaporeformage doit se substituer à d'autres procédés décarbonés comme celui de la production d'hydrogène vert issue de l'électrolyse alcaline¹, de l'usage de la biomasse ou encore de la thermochimie. Il n'en reste pas moins que le coût de production est aujourd'hui encore rédhibitoire. En sortie de production le coût de l'hydrogène par électrolyse² est estimé entre 4 et 14€ /Kg. Selon l'ADEME, l'hydrogène serait compétitif s'il est vendu à un prix inférieur à 6 ou 7€ /Kg en sortie de production et 9€ /Kg à la pompe. Un changement d'échelle est alors indispensable.

Éléments de terminologie

- L'hydrogène vert ou renouvelable est fabriqué par électrolyse de l'eau à partir d'électricité provenant uniquement d'énergies renouvelables.
- L'hydrogène gris ou fossile est fabriqué par procédés thermochimiques avec comme matières premières des sources fossiles (charbon ou gaz naturel).
- L'hydrogène bleu ou bas carbone est fabriqué de la même manière que l'hydrogène gris, à la différence que le CO₂ émis lors de la fabrication sera capté pour être réutilisé ou stocké.
- L'hydrogène jaune ou bas carbone, plus spécifique à la France, est fabriqué par électrolyse comme l'hydrogène vert mais l'électricité provient essentiellement de l'énergie nucléaire.

Outre l'aspect économique de l'hydrogène décarboné, d'autres facteurs sont à prendre en compte ; comme celui de la maîtrise des risques, l'hydrogène peut être hautement inflammable, corrosif et toxique. La formation des équipages doit donc en être renforcée.

La molécule pose des défis opérationnels : liés à l'autonomie du navire, au maintien à la forte pression, au recours à la cryogénisation, à la corrosion. L'hydrogène a besoin de grands volumes de stockage. Sa distribution nécessite l'existence d'un maillage territorial pour son transport (effectué par camion avec de l'hydrogène gazeux, de l'hydrogène liquide, par pipeline ou bien par voie maritime) ainsi que des investissements terrestres de distribution.

Le développement de l'hydrogène en tant que vecteur d'énergie alternative s'accompagne d'aides publiques que ce soit à une échelle régionale comme nationale afin de "dérisker" cette technologie qui est aujourd'hui peu éprouvée à travers le monde. S'inscrivant dans la ligne directrice fixée par le "Green Deal" européen de nombreux

Etats ont inscrit l'hydrogène dans leurs plans de relance nationaux.

Des projets de l'Union européenne

En accord avec les objectifs fixés par le Green Deal de réduire de 55% les émissions de gaz à effets de serre (GES), l'Union européenne (UE) souhaite développer un marché européen de l'hydrogène. La feuille de route de l'UE prévoit 40 GW de production d'hydrogène renouvelable (10 Mt) d'ici 2030. La part de l'hydrogène doit atteindre les 40% du mix énergétique européen d'ici à 2050. L'UE consacre l'H₂ comme une technologie clef, permettant d'atteindre les objectifs climatiques et pourvoyeuse d'emplois. Afin de favoriser cette transition éco énergétique, des fonds européens ont été mis en place. Par exemple, le Programme européen pour la recherche à l'innovation, intitulé "Horizon Europe" (95 Mds € de budget pour la période 2021 – 2027). "*L'innovation fund*", est un programme financé par les revenus du marché carbone afin de soutenir les technologies bas carbone au stade de démonstration et de pilote. Ce fonds pourrait atteindre 10 Mds € sur dix ans. Les domaines d'actions se concentrent sur les technologies de capture, d'utilisation et de stockage du carbone (CCUS), de production d'énergies renouvelables et de stockage d'énergie. Autre outil de financement le "*UE Invest*", doté d'un budget de 372 Mds €.

Le "*Connecting Europe Facility*" est un Programme de financement des infrastructures (études et ou travaux) énergétiques et de transport en Europe. Les projets financés sont transfrontaliers et couvrent les corridors prioritaires identifiés dans les domaines de l'énergie (budget de 5,84 Mds €), du transport (budget de 25,81 Mds €) ou du numérique (budget de 2,07 Mds €). Enfin, dernier outil de financement de l'UE auquel les projets H₂ peuvent prétendre, "*l'Interrégional Innovation Investment Instrument*" doté de 75 M € et dédié à la transition verte, le numérique et les procédés industriels intelligents et durables.

Beaucoup de pays européens ont profité des efforts budgétaires post-covid pour se prononcer sur le développement de la filière hydrogène au travers de plans de relance allant jusqu'en 2030³.

L'*European Clean Hydrogen Alliance*, permet d'organiser et de coordonner les travaux collectifs des Etats membres et des différents industriels sur cette thématique, et à laquelle la France contribue activement. Plusieurs États

¹ L'électrolyse de l'eau est une méthode qui vise à séparer la molécule d'eau en hydrogène et en oxygène par application d'un courant électrique. Le procédé lui-même ne rejette pas de CO₂.

² Source : IRENA "Green hydrogen cost" 2020.

³ L'Allemagne, souhaite injecter 9 Mds €, la France 7,2 Mds € sur les dix prochaines années, le Portugal 5 Mds €, l'Espagne 8,2 Mds €, les Pays-Bas 9 Mds €, le Royaume Uni 12 Mds de livres sterling.

membres, comme l'Allemagne et le Portugal ont déjà exposé leur stratégie sur l'hydrogène. D'autres ont prévu de le faire prochainement.

L'UE compte environ 250 projets liés à l'hydrogène, en cours ou envisagés, parmi eux 20 concernent le maritime.

Les ports maritimes et fluviaux constituent des centres névralgiques favorables pour le développement de la filière H₂ avec la présence de nombreux sites industriels où des synergies peuvent être créées. Les ports concentrent à la fois des unités de production et de distribution et également de potentiels démonstrateurs/ utilisateurs de solutions H₂ qui se déclinent en applications terrestres (transports routier et ferroviaire), maritimes, fluviales.

Sur le plan terrestre, cela concerne principalement les engins de manutention : *reach stackers*, cavaliers, empileuses, chargeuses, tracteurs, pelleteuses mais aussi chariots élévateurs indispensables à l'activité portuaire mais dont les applications hydrogènes sont encore balbutiantes. En mer, les navires de service portuaire représentent une large gamme d'usages et d'activités (dragues, chalands, remorqueurs, pilotines...). Mais l'on constate que les projets purement maritimes se concentrent, pour le moment, sur des navires de petites tailles de types navettes à passagers / fret. Même si un pousseur, un remorqueur et un ferry H₂ sont à l'étude au sein de l'UE. Une quinzaine de projets de navires est actuellement en cours. Parmi ces quinze projets, celui de l'armateur danois DFDS est le plus ambitieux avec la construction d'un ferry fonctionnant grâce à la technologie de la PAC à hydrogène et pouvant accueillir 1800 personnes ainsi que 120 camions ou 380 voitures. Il aurait une autonomie de 48h soit le temps nécessaire pour sa liaison entre Copenhague et Oslo, ce projet devrait voir le jour en 2027.

Certaines applications utilisent des moteurs à combustion interne "*dual fuel*" qui brûlent de l'hydrogène en injectant une faible quantité de diesel. Cette configuration intervient sur des navires ayant besoin d'une forte puissance à laquelle la pile à combustible (PAC) ne peut pas encore répondre. L'hydrogène peut être combiné pour obtenir des carburants de synthèse utilisables pour des plus grands navires (porte-conteneurs, vraquiers, etc...).

Des projets H₂ de plus grande envergure et qui parfois s'intègrent dans une logique d'économie circulaire impliquent de grands sites industrialo-portuaires. Comme au port de Rotterdam. Le groupe pétrolier BP et l'entreprise de chimie Nouryon souhaitent convertir la raffinerie qui utilise actuellement de l'hydrogène dérivé d'hydrocarbures par de l'hydrogène vert, ce qui pourrait réduire les émissions de CO₂ de 350 000 t/an. L'accord prévoit une installation d'électrolyse de l'eau de 250 MW permettant de produire jusqu'à 45 000t/ an d'hydrogène

vert. Ce serait le plus grand centre du genre en Europe. Pour une généralisation de l'hydrogène vert comme moyen de propulsion maritime, il faudrait créer un maillage de stations de ravitaillement ainsi que de nouveaux moyens de stockage. Le port de Rotterdam souhaite devenir un hub H₂ sur le plan européen et mondial. D'ici 2030, les autorités portuaires prévoient de produire 1,16 Mt de H₂/an par CCUS et par électrolyse. La société allemande d'énergie Uniper et l'autorité portuaire ont conclu un accord pour développer la production de 100 MW puis 500 MW d'hydrogène vert d'ici à 2025 sur le site d'Uniper à Maasvlakte. L'usine d'hydrogène utiliserait l'électricité produite par les parcs éoliens offshore de la mer du Nord. La centrale d'hydrogène d'Uniper sera connectée au futur pipeline HyTransport.RTM qui traversera le port de Rotterdam. Le pipeline reliera également l'usine Uniper à l'infrastructure nationale d'hydrogène et au faisceau de pipelines Delta Corridor. Ce dernier projet est destiné à fournir de l'hydrogène aux clusters chimiques de Moerdijk et Geleen (Chemelot) et plus loin en Rhénanie du Nord-Westphalie. Le port de Rotterdam est une plaque tournante énergétique pour l'Europe occidentale. Aujourd'hui, environ 13 % de l'approvisionnement énergétique européen entrent dans l'Union européenne via Rotterdam. Le port a pour ambition d'être neutre en carbone d'ici 2050 tout en conservant son rôle central dans le système énergétique européen. D'ici là, selon les attentes de l'autorité portuaire, environ 20 Mt d'hydrogène transiteront par le port chaque année pour alimenter les Pays-Bas, l'Allemagne et l'Europe du Nord-Ouest.

Le port d'Anvers multiplie les projets H₂ avec plusieurs industriels comme Engie, Fluxys, Indaver, Inovyn... Le port a commandé auprès de la Compagnie Maritime Belge (CMB) un remorqueur propulsé à l'hydrogène, le premier au monde, baptisé l'Hydrotug. Cet "Hydrotug" unique est entraîné par des moteurs à combustion qui brûlent de l'hydrogène en combinaison avec du diesel. CMB a également mis en service, en juin 2021, une station de distribution de H₂ produit à l'aide d'un électrolyseur de 1,2 MW. Cette station pourra alimenter à la fois les poids-lourds, les navires, bateaux, bus ... CMB a également conçu un camion dual-fuel composé d'H₂ et de diesel.

Le port de Hambourg mise sur l'intelligence collective avec la mise en place du "*Hamburg Hydrogen Network*", composé notamment de Shell, Vattenfall, Mitsubishi Heavy Industries... Cette coalition a permis d'obtenir le soutien de l'UE pour neuf projets complémentaires avec un volet production, distribution et utilisation d'H₂. Le but est de réduire de 16Mt les émissions de CO₂ par an d'ici 2030 et de produire en parallèle 1Mt de H₂. L'objectif étant de remplacer les énergies fossiles dans l'industrie, les transports et la logistique.

Des projets en France

La France produit environ 900 000 t d'hydrogène industriel par an pour le raffinage et la chimie lourde, soit 1,5% de la production mondiale. Pour avoir un ordre d'idées, les Etats-Unis et la Chine en produisent chacun 10 Mt/ an. La stratégie nationale pour le développement de l'hydrogène décarboné en France passe par un soutien public de l'ordre de 7,2 Mds € ("France Relance" / "Investissements d'Avenir") sur une période de 10 ans. 3,4 Mds € sont versés sur les trois premières années de 2020 à 2023, puis un étalement des 3,8Mds € de 2023 à 2030. La priorité est donnée à la décarbonation de l'industrie en faisant émerger une filière de l'électrolyse. L'objectif est fixé à 6,5 GW d'électrolyseurs installés en 2030. Cela permettra d'éviter le rejet de 6Mt de CO₂ dans l'atmosphère chaque année. En 2020, seuls 5 MW d'électrolyse ont été déployés.

Le deuxième axe repose sur une mobilité lourde (transport collectif, transport de marchandises) à H₂ décarboné. Le dernier axe est celui du développement de la R&D en matière de production, de transport, de stockage et d'usage de l'H₂, qui sera pourvoyeuse d'emplois. Un Conseil national de l'hydrogène a été créé il y a un an afin de fluidifier les échanges entre l'Etat et les différentes filières industrielles concernées. Parmi ces membres citons, McPhy, EDF Engie, Total, ArcelorMittal France, Airbus, Faurecia, Alstom, Vicat, Air Liquide, CEA... L'objectif étant le passage rapide à une échelle industrielle afin de baisser les coûts de production. Selon la stratégie nationale, l'objectif est de créer 50 à 150 000 emplois directs ou indirects. Cette stratégie s'intègre également dans une coopération avec des partenaires européens afin de financer conjointement la création d'une chaîne de valeur européenne sur l'hydrogène.

TotalEnergie et Engie se sont associés dans le projet "Masshyla" qui vise une production d'H₂ à partir d'énergie solaire photovoltaïque (capacité globale > 100 MW) pour alimenter dans un premier temps la bioraffinerie TotalEnergies de la Mède dans la zone de Fos-sur-Mer en lieu et place du vaporeformage. Le but est de produire 5 t d'hydrogène par jour. Pour 2022, une station hydrogène alimentera une première flotte de huit camions de 44 t spécialement conçus. Construite dans le cadre de HyAMMED (Hydrogène à Aix-Marseille pour une Mobilité Écologique et Durable), ce projet est en partie financé par l'ADEME et intégré au programme européen H2Haul. Cette station bénéficiera également du soutien de la Région Sud et de l'Europe via le FCH JU (*Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking*). La station construite et opérée par Air Liquide pourra, à terme, alimenter jusqu'à 20 camions. Parmi les autres partenaires du projet figurent des transporteurs et des acteurs de la grande distribution

tels que Carrefour, Coca-Cola European Partners et Monoprix.

L'hydrogène est étudié pour la mobilité inter-urbaine. Plusieurs projets sont en cours, comme à Vannes avec la navette à hydrogène "Hylia" pouvant accueillir 250 pax, à Toulon avec un projet d'avitaillement H₂ pour une navette maritime à passagers intitulée "Hynovar". Ce projet mené entre autres par la CCI du Var, Engie Cofely et Hyseas, comprend la construction d'un navire, la mise en place d'une station hydrogène avec électrolyseur ainsi que des infrastructures permettant de mutualiser les applications terrestres (bus) et maritimes. A Nantes, et ce depuis 2018 citons le bateau-bus le "Jules Verne 2" (10 kW) qui navigue grâce à une PAC à hydrogène sur l'Erdre. Porteur du projet du Navibus H₂, la Semitan (société organisatrice des transports urbains de passagers sur le territoire) a constitué un consortium de sept partenaires (MH2, Bureau Veritas, Polytech Nantes, Matis Technologies, Ship-ST, Navalu), qui a reçu le soutien financier de la Région et de la Métropole. Le budget global s'élève à près de 1,6 M € dont près de 597 000 € pour le seul navire.

Dans le cadre d'un projet européen "*Flagships*", la Compagnie Fluviale de Transport (CFT) affiliée au groupe havrais Sogestran a transposé à Paris son projet d'unité fluviale destinée dans un premier temps à la métropole de Lyon. L'unité fluviale déployée sur la Seine sera destinée à transporter des palettes et des conteneurs le long du fleuve à Paris. *Flagships* est un programme de recherche européen pluridisciplinaire réunissant des partenaires industriels, des armateurs, des équipementiers maritimes, des sociétés de conception de systèmes d'alimentation électrique, des fournisseurs de PAC. Soutenu par l'UE, il est doté de fonds pour aider à développer de nouveaux concepts. Le projet est accompagné d'un financement par le FCH JU avec un budget de 7 M € pour la construction de deux navires. L'autre projet est la construction d'un navire dans les chantiers de Stavanger, en Norvège. Il sera dédié au transport de passagers.

Aucun carburant alternatif n'est en mesure de remplacer le pétrole d'ici à 2030 pour des trajets transocéaniques en raison d'un manque de maturité de ces solutions, de problème de stockage, de chaîne d'approvisionnement et de logistique. Les carburants alternatifs multiplient par un facteur de deux à huit le coût de l'énergie à bord, qui représente déjà 20 à 30% des charges annuelles pour un armateur. Cependant, l'espoir est permis au travers des nombreux plans de relance européens et des synergies entre acteurs afin d'avancer vers une décarbonation de nos activités.

Camille VALERO