

## Transition énergétique : l'hydrogène, vecteur des possibles

Philippe Boucly\*

@ 37479

***Du fait de ses qualités et de sa polyvalence, l'hydrogène est appelé à jouer un rôle majeur dans la transition énergétique à la fois pour stocker les énergies renouvelables (par essence variables) et pour contribuer à décarboner tous les secteurs de l'économie. Matures mais encore chères, les technologies de l'hydrogène ne parviendront à s'imposer qu'au prix d'une réduction des coûts, réduction qui ne pourra être obtenue que par un changement d'échelle. Un certain nombre de pays se sont déjà engagés dans cette voie. Au-delà de l'enjeu environnemental, il s'agit pour la France de créer une filière française de l'hydrogène compétitive afin d'en faire un des piliers de sa réindustrialisation.***

L'accord de Paris de 2015 a fixé comme ambition collective de parvenir à la neutralité carbone au cours de la seconde moitié du XXI<sup>e</sup> siècle afin de contenir le réchauffement climatique en deçà de 2 °C. Par le Plan Climat préparé à la demande du président de la République et du Premier ministre et présenté le 6 juillet 2017 par Nicolas Hulot, la France, qui a déjà réduit ses émissions de gaz à effet de serre de 80 Mt depuis 1990, s'engage à atteindre la neutralité carbone à l'horizon 2050. Neutralité carbone, c'est-à-dire zéro émission nette de gaz à effet de serre liés aux activités humaines, les émissions brutes résiduelles devant être absorbées par les puits de carbone (forêt par exemple) ou par des techniques de captage et séquestration du carbone.

Ainsi, nous ne disposons que de trois décennies pour atteindre cet objectif ambitieux qui nécessite une transformation massive du système énergétique. Cette transition vers un système énergétique décarboné ne pourra se faire qu'en employant différentes technologies. La France peut y parvenir en tirant parti de ses

atouts : un mix électrique déjà très décarboné et qui le restera, les énergies renouvelables remplaçant progressivement l'électricité d'origine nucléaire, des centres de recherche très engagés dans des filières prometteuses, des champions industriels d'envergure mondiale.

C'est dans ce contexte, ainsi que l'a montré le rapport de l'Hydrogen Council «Scaling Up» [1] publié en novembre 2017, que l'hydrogène est amené à jouer un rôle majeur dans cette transition. L'hydrogène, par son caractère polyvalent, peut en effet jouer un double rôle (cf. Figure 1) :

- permettre la conversion et le stockage des énergies électriques renouvelables (éolien, solaire) par essence variables et par là-même faciliter et contribuer à leur déploiement ;
- contribuer à décarboner tous les secteurs de l'économie : les transports, les bâtiments et également l'industrie où l'hydrogène peut constituer une source d'énergie ou une matière première (à condition, évidemment, que l'hydrogène soit produit sans émissions de CO<sub>2</sub>).

\* AFHYPAC (cf. biographies p. 79-80).

## L'hydrogène pourrait jouer 7 rôles dans la transition énergétique

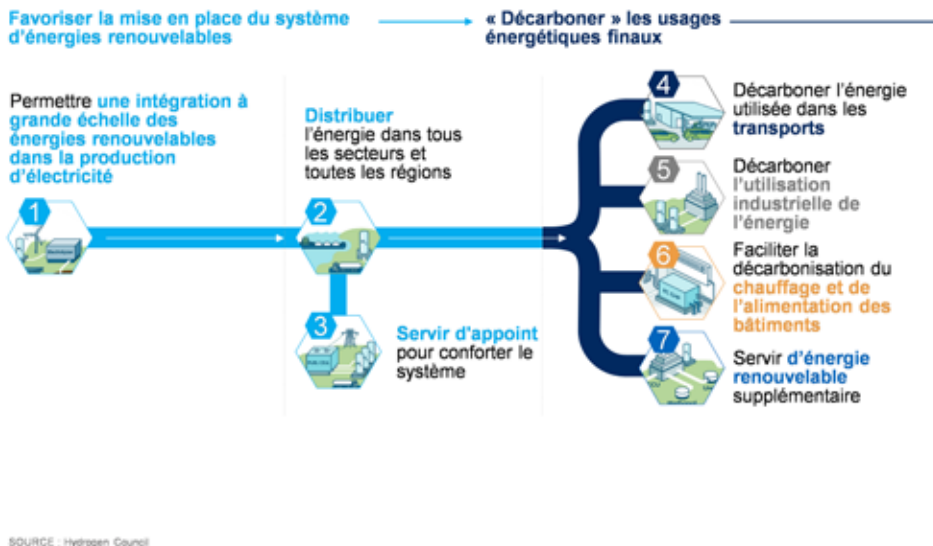


Figure 1. L'hydrogène peut jouer un rôle majeur dans la transition énergétique [2]

Pour la France, l'étude menée sous l'égide de l'AFHYPAC [2] par 10 grands groupes industriels avec le concours du CEA et du cabinet McKinsey a montré qu'à l'horizon 2050 l'hydrogène pouvait contribuer à la consommation finale d'énergie à hauteur de 20 %.

Examinons les différents segments de la chaîne de valeur.

### L'hydrogène, une variété de modes de production

Cinq techniques à des niveaux de maturité divers permettent actuellement de produire l'hydrogène.

#### 1. Procédés d'électrolyse, c'est-à-dire dissociation de la molécule d'eau par un courant électrique

Il serait trop long d'entrer dans le détail des différents procédés (le lecteur se reportera

notamment aux fiches techniques publiées sur le site de l'AFHYPAC). L'hydrogène produit ne sera bas carbone ou renouvelable que si l'électricité utilisée est elle-même bas carbone ou renouvelable. La France, qui dispose d'un mix électrique très décarboné (50 g de CO<sub>2</sub> par kWh), est particulièrement bien placée pour ce type de production.

Citons simplement :

- L'électrolyse alcaline.

Procédé le plus employé dans l'industrie, il utilise une solution aqueuse d'hydroxyde de potassium. Les champions européens sont le français McPhy, l'allemand ThyssenKrupp et le norvégien NEL. La technologie, ancienne, est mature. Les densités de courant atteintes permettent d'obtenir des installations compactes (900 m<sup>2</sup> pour une installation de 20 MW). Les progrès réalisés ces dernières années conduisent à des coûts de l'ordre de 750 €/kW pour l'ensemble de l'installation de production

et permettent d'espérer dans un futur proche des coûts de l'ordre de 450 €/kW.

- L'électrolyse PEM (*Proton Exchange Membrane*).

Ce procédé comporte non pas un électrolyte liquide mais un électrolyte solide à membrane polymère conductrice de protons. Les avantages sont l'absence d'électrolyte liquide et donc moins de problèmes de corrosion, la compacité et la plus grande réactivité à la puissance électrique disponible. Technologie plus récente que la précédente, l'électrolyse PEM est actuellement plus chère que l'électrolyse alcaline. Les fournisseurs européens sont le français AREVA H<sub>2</sub>GEN, le britannique ITM Power et l'allemand Siemens.

- Électrolyse haute température (SOEC : *Solide Oxide Electrolyser Cells*).

Ce procédé s'effectue à une température de 700 à 800 °C, une partie de l'énergie de dissociation nécessaire étant apportée par la chaleur. La membrane (électrolyte) est en matériau céramique. L'intérêt majeur de cette technologie est de pouvoir être mise en œuvre avec des sources de chaleur dès 200 °C. Le principal enjeu technique est de démontrer la fiabilité et la robustesse du procédé dans la durée, ce qui implique la maîtrise des phénomènes de corrosion et de déformation liés à la température élevée. Les industriels placent de grands espoirs dans cette technologie qui, si les échanges de chaleur sont bien gérés, permet d'atteindre des rendements supérieurs à 90 %. Deux entreprises sont en pointe pour cette technologie : Sunfire, filiale d'EDF et de Total et Syllfen, *spin-off* du CEA.

### 2. Vaporeformage et captage/stockage du carbone

Le procédé de vaporeformage est le moyen le plus utilisé actuellement pour produire l'hydrogène. Il consiste à utiliser de la vapeur d'eau pour «casser» la molécule de méthane (CH<sub>4</sub>) et en extraire l'hydrogène. L'inconvénient est que le procédé émet 9 kg de CO<sub>2</sub> pour chaque kilo d'hydrogène produit, d'où l'idée de capter le

gaz carbonique pour le séquestrer ou l'utiliser (CCS ou CCUS).

C'est en particulier l'objet du procédé Cryo-Cap H<sub>2</sub> développé par Air Liquide sur son site de Port-Jérôme (capacité annuelle de captage : 100 000 tonnes de CO<sub>2</sub>). Il utilise un procédé cryogénique (- 50 °C) pour séparer le gaz carbonique de l'hydrogène et le purifier ensuite pour répondre aux besoins en gaz carbonique des marchés industriels locaux (agroalimentaire par exemple).

Par ailleurs, un consortium composé des sociétés Equinor, Total et Shell développe actuellement en Norvège le projet Northern Lights. Il s'agit dans une première étape d'établir une infrastructure de captage/stockage de CO<sub>2</sub> (sur 3 installations industrielles : usine d'ammoniac Yara, cimenterie de Norcem et usine de Fortum) pour ensuite, dans une seconde étape, produire de l'hydrogène décarboné à partir de gaz naturel en utilisant cette technique de captage/stockage de CO<sub>2</sub>. Le projet a démarré mi 2017 et doit se dérouler jusqu'en 2023.

### 3. À partir de biomasse

Appliquer la technique du vaporeformage au biométhane issu par exemple d'une installation de méthanisation permet d'obtenir un hydrogène renouvelable.

Par ailleurs, les procédés de pyrogazéification, combinaison d'un processus de pyrolyse suivi d'une gazéification, permettent également de produire de l'hydrogène renouvelable (si la charge du réacteur est renouvelable!). La pyrolyse est un traitement thermique de la matière organique sèche, en l'absence d'oxygène, produisant une phase gazeuse (appelée syngas), une phase liquide (huile) et une phase solide (charbon appelé parfois biochar). La gazéification est la transformation de la partie carbonée solide en gaz de synthèse par ajout d'une petite quantité d'oxygène ou de vapeur d'eau.

À noter à cet égard le procédé développé par HAFNER Energy dont deux projets fourniront

dès l'an prochain 120 et 650 kg d'hydrogène par jour à Vitry-le-François et Strasbourg respectivement.

#### 4. Thermolyse

Le procédé consiste en la dissociation par plasma de la molécule de méthane en hydrogène et carbone (*carbon black*). Ce procédé a été étudié en France par le laboratoire PERSEE de Mines Paris Tech. Il est mis en œuvre aux États-Unis, dans le Nebraska, par la société Monolith Materials. L'allemand BASF, en association avec Linde et ThyssenKrupp, y travaille. Le russe Gazprom s'y intéresse également. Le *carbon black* trouve son débouché dans les plastiques, encres, toners, pneus, etc... L'intérêt de ce procédé est qu'il ne demande que 37 kJ/mole H<sub>2</sub> comparé à l'électrolyse (286 kJ/mole H<sub>2</sub>).

#### 5. Hydrogène coproduit

Certains procédés chimiques produisent de l'hydrogène comme coproduit : c'est le cas de la production de chlore par électrolyse (51000 t/an en France).

### L'hydrogène, une logistique délicate ?

L'hydrogène se caractérise par une forte densité énergétique massique (PCI = 33,33 kWh/kg — PCS = 39,41 kWh/kg) et par une faible densité énergétique volumique (PCS = 3,55 kWh/m<sup>3</sup>). Compte tenu de ces caractéristiques, le transport et la distribution de l'hydrogène peuvent se faire sous différentes formes :

- par gazoduc (hydrogénoduc) : de nombreux réseaux existent dans le monde. Air Liquide exploite 1600 km de réseau dans le nord de la France, en Belgique et aux Pays-Bas. Les opérateurs de réseaux de gaz naturel (GRTgaz, Teréga, GRDF et les distributeurs locaux, Storengy) mènent actuellement des études pour définir la teneur maximale d'hydrogène admissible dans les réseaux de gaz naturel (actuellement 6 % en volume en France). Cette teneur devra être uniformisée au

plan européen où existe une grande disparité d'un pays à l'autre.

- par camion : le transport se fait en bouteilles ou grâce à des semi-remorques (*tube trailer*) à une pression de 200 bar (actuellement 300 kg d'hydrogène environ par *tube trailer* de 20 tonnes). Un réservoir de 125 litres peut stocker 5 kg d'hydrogène à 700 bar.

- sous forme liquéfiée : l'hydrogène est liquide à 20 °K soit - 253 °C. Un réservoir de 70 litres peut stocker 5 kg d'H<sub>2</sub> liquide.

- grâce des liquides organiques (LOHC : *Liquid Organic Hydrogen Carrier*) en utilisant par exemple les réactions d'hydrogénation/dés-hydrogénation du méthylcyclohexane (MCH) ou du dibenzyltoluène (H18 DBT). Ce procédé a été développé et testé à une échelle significative (projet SPERA) par la société Chyoda au Japon. (MCH ► Toluène + 3 H<sub>2</sub> - 205 kJ/mole).

À noter dans ce domaine les travaux de la start-up française HySilabs qui développe un procédé basé sur les hydrures de silicium ou polysilanes. Le produit développé est un liquide transparent, inerte et très stable à température et pression ambiantes appelé Hydrosil. Son utilisation est fondée sur un réacteur de conversion capable d'extraire à la demande l'hydrogène gazeux contenu dans l'Hydrosil simplement en mélangeant l'Hydrosil à de l'eau en présence d'un catalyseur. La technologie permet d'atteindre une densité énergétique comparable à l'hydrogène à 200 bar.

Comment transporter 10 kWh d'énergie ?

- 1,1 l de gasoil,
- 1,7 l de méthane liquide (- 160 °C, 1 bar),
- 3,5 l d'ammoniac liquide (- 30 °C, 1 bar),
- 4,2 l d'hydrogène liquide (- 253 °C, 1 bar)
- 7,2 l d'hydrogène gazeux (20 °C, 700 bar)

- grâce à l'ammoniac (NH<sub>3</sub>) : l'ammoniac peut être considéré comme un vecteur de transport et de stockage de l'hydrogène.

## Transition énergétique : l'hydrogène, vecteur des possibles

Jusqu'à 5 000 m<sup>3</sup> l'ammoniac est généralement stocké sous pression à température ambiante, au-delà il est transporté et stocké sous forme liquide (- 33 °C). L'ammoniac, produit industriel connu (160 Mt/an dans le monde), peut être transporté par canalisation (4830 km de réseaux aux États-Unis). Chauffé à 800-900 °C, l'ammoniac donne un mélange 75 % H<sub>2</sub>/25 % azote. Il peut être utilisé directement comme combustible dans des turbines (Mitsubishi) ou dans des piles à combustible (PCI = 18,6 MJ/kg à comparer au gaz naturel 47 MJ/kg et à l'hydrogène 120 MJ/kg).

Il est intéressant de comparer le poids de l'hydrogène dans ces différents vecteurs en pourcentage du poids total :

- LOHC : 6 %,
- Ammoniac : 18 %,
- Hydrogène liquide : 100 %.

### L'hydrogène peut contribuer à décarboner tous les secteurs de l'économie

De nombreuses technologies de l'hydrogène ont été développées pour les divers secteurs de l'économie. Certaines sont encore au stade de la démonstration ou du pilote, d'autres sont prêtes pour un déploiement à grande échelle (cf. Figure 2). Il est clair en outre que les taux de pénétration de l'hydrogène seront variables selon les différents secteurs de l'économie.

#### 1. Hydrogène pour les transports

La mobilité hydrogène est une réalité. C'est une mobilité électrique qui combine le meilleur des deux mondes :

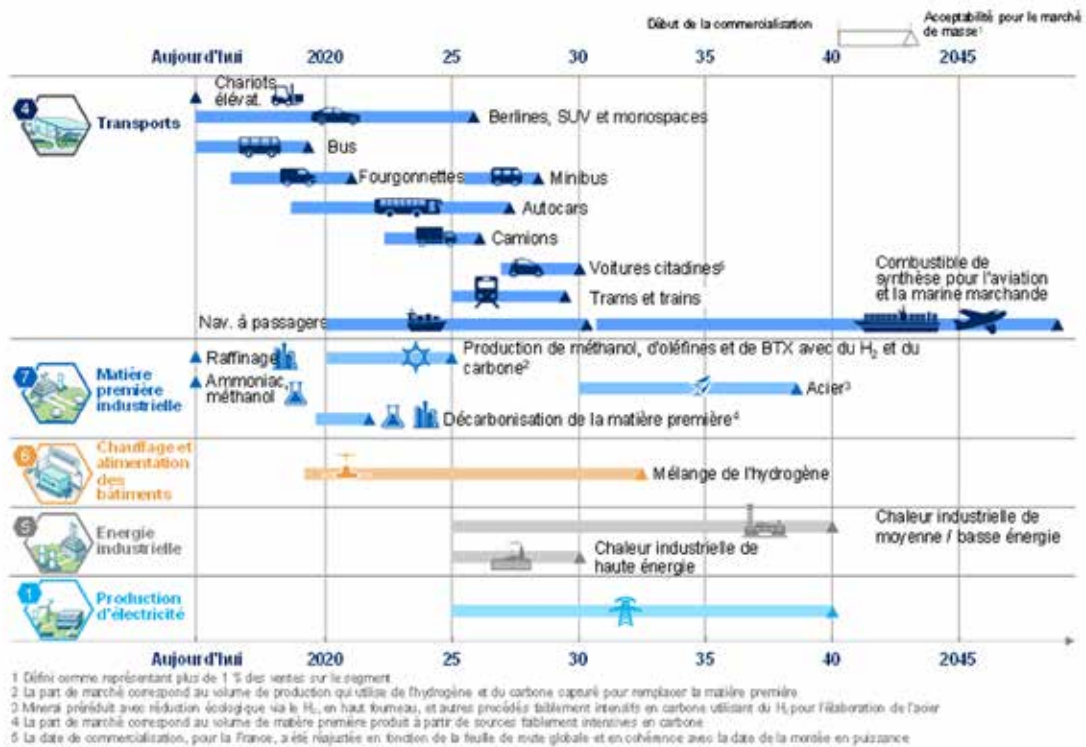


Figure 2. Les technologies hydrogène pour un déploiement à grande échelle [2]

- Comme la mobilité électrique à batterie, elle se caractérise par l'absence de pollution et de rejet de CO<sub>2</sub> du réservoir à la roue.
- Elle a aussi les avantages de la mobilité thermique : temps de recharge réduit (quelques minutes) et large autonomie (plus de 600 km).

La mobilité hydrogène est complémentaire de la mobilité à batterie : elle est particulièrement bien adaptée aux usages intensifs (taxis, logistique du dernier kilomètre), aux longs trajets et aux lourdes charges (bennes à ordures, camions, bus, cars, trains, péniches).

Les véhicules apparaissent progressivement :

- Véhicules légers

Mirai de Toyota, ix35 et Nexo de Hyundai, Honda, Daimler. Toyota produira 30000 Mirai par an à partir de l'an prochain. PSA, Audi (allié à Hyundai) et BMW prévoient la sortie prochaine de modèles à hydrogène.

À noter 2 réussites françaises :

- la société Symbio, filiale de Michelin, qui a doublé l'autonomie du Kangoo ZE de Renault en le dotant d'une petite pile à combustible (5 kW) et d'un réservoir de 1,7 kg d'hydrogène. D'autres véhicules utilitaires, en préparation avec le H2Motiv L de Symbio, devraient particulièrement convenir aux artisans, ambulanciers et pompiers notamment. Le 11 mars 2019, Faurecia et Michelin se sont alliés pour créer un leader mondial de la mobilité hydrogène au travers d'une coentreprise qui garde le nom de Symbio et qui concentrera les compétences des 2 groupes en matière de mobilité hydrogène.

- la société STEP qui dispose déjà de plus de 100 taxis à hydrogène dans Paris et qui vise un parc de 600 véhicules à la fin de l'an prochain. Par la création le 21 février dernier de la société HySetCo, les sociétés Air Liquide, Idex, Toyota et la STEP souhaitent faciliter le déploiement des véhicules et de l'infrastructure de recharge.

- Bus

Quelques constructeurs européens se sont engagés dans la conception de bus à hydrogène

dont le français SAFRA (Albi) ainsi que Van Hool, Evobus, Solaris et Wright Bus. Au plan européen, dans le cadre du partenariat public-privé FCH JU (*Fuel Cell Hydrogen Joint Undertaking*), le projet JIVE s'efforce de former une commande de 1000 bus dans le but de donner aux constructeurs la visibilité nécessaire pour qu'ils lancent les lignes de production. Au sein de l'AFHYAC, le groupement Mobilité Hydrogène France travaille également à un plan de déploiement de 1000 bus en France sur 4 ans. Dès à présent, des villes réalisent des premiers achats : à Pau (8 bus Van Hool, septembre 2019), dans le Nord le syndicat des transports Artois-Gohelle (6 bus SAFRA, septembre 2019), à Versailles (2 bus Van Hool et 5 bus SAFRA), à Auxerre (5 bus) et à Toulouse (5 bus). Les opérateurs de transport (Kéolis, RATP), membres de l'AFHYAC, considèrent sérieusement ce type de mobilité.

- Camions et bennes à ordures

De premières bennes à ordures à hydrogène ont été livrées à Melbourne (Australie) et à Amsterdam. Hyundai va livrer 1000 camions à hydrogène en Suisse fin 2019. La société de brasserie américaine Anheuser-Busch a commandé 800 camions au constructeur américain Nikola Motors pour livrer sa production sur tout le territoire américain. 800 stations de recharge doivent être construites d'ici 2028 par le norvégien NEL. Toyota allié à Kenworth développe actuellement une première série de 10 camions à hydrogène pour le port de Los Angeles. Les sociétés Toyota, Hyundai, Shell, Air Liquide, NEL et Nikola Motors s'associent pour standardiser les composants de la recharge hydrogène.

- Trains

En septembre 2019, le premier train à hydrogène est entré en exploitation commerciale en Allemagne. Alstom, qui le construit à Salzgitter, a conçu la chaîne de traction dans son usine de Tarbes. Alstom, la SNCF et les régions de France travaillent actuellement au déploiement d'un premier train à hydrogène en France à l'horizon 2022.

- Navettes fluviales et maritimes

Deux navettes pour passagers sont en service actuellement en France : le Navibus H<sub>2</sub> sur l'Erdre à Nantes et la navette Yelo à La Rochelle. Des projets sont à l'étude pour des bateaux de pêche. D'autres projets de plus grande ampleur sont actuellement lancés comme par exemple la conception en Norvège d'un ferry de 300 passagers (mise à l'eau prévue en 2021) où au moins 50 % des besoins en énergie seront couverts par l'hydrogène.

- Infrastructures

Comme pour la mobilité à batterie, un des facteurs limitant le développement de la mobilité hydrogène est le manque d'infrastructures de recharge. La France dispose actuellement de 25 stations de recharge (50 en Allemagne). Les initiatives se multiplient pour développer cette infrastructure. En Normandie, le projet EasHyMob prévoit l'implantation de 15 stations dans les prochaines années. En région Auvergne-Rhône-Alpes, à l'initiative du président de région, de Michelin, de ENGIE, de la Caisse des Dépôts et du Crédit Agricole, la société Himpulsion vient d'être créée afin de mettre en œuvre le projet «Zéro Emission Valley» : 1000 véhicules au moins et 20 stations dans les trois ans à venir. Des initiatives similaires sont à l'étude dans d'autres régions de France. Le 11 décembre dernier, Akuo Energy, Ataway, JCDecaux et les Galeries Lafayette ont lancé le projet «Last Mile» dans le but de déployer 33 stations de recharge en milieu urbain et périurbain à Paris et en France pour alimenter 400 véhicules à hydrogène. En région Occitanie, la société Hyport (ENGIE 51 %, région 49 %) vise à développer la mobilité hydrogène, notamment dans les aéroports.

Le développement de ces infrastructures est étroitement lié à la résolution du problème de l'œuf et de la poule : pas d'intérêt à déployer une infrastructure car le parc de véhicules est trop réduit, pas d'achat de véhicules par les utilisateurs potentiels car l'infrastructure de recharge est trop limitée. Le développement ne peut se faire qu'en couvrant le «risque trafic» : le modèle économique s'avère rentable dès lors que la fréquentation des stations est

suffisamment élevée. Il faut donc mettre en place des mécanismes de garantie pendant la phase de *ramp-up*, par exemple dans le cadre de partenariats public-privé avec l'implication de banques telles que la Caisse des Dépôts.

### 2. Hydrogène dans l'industrie (énergie et matière première)

Au plan mondial, l'industrie, avec 8,5 Gt de CO<sub>2</sub> par an, est responsable de 24 % des émissions de gaz carbonique. 3 secteurs de base (cimenterie, sidérurgie et chimie) sont responsables de 70 % des émissions. Même si l'électricité peut être envisagée pour certains secteurs (sidérurgie), l'hydrogène décarboné ou renouvelable apparaît comme un des moyens de réduire les émissions de l'industrie. La question a fait l'objet d'un rapport détaillé établi par Cédric Philibert [3].

En France, les secteurs de l'industrie et de l'énergie ont émis en 2015 88,5 et 56,8 millions de tonnes équivalent CO<sub>2</sub> respectivement. Pour l'industrie, les secteurs chimie, métaux et matériaux de construction représentent 75 % du total. Dans l'énergie, la production d'électricité représente 41 %, le raffinage du pétrole 26 % et le chauffage urbain 11 %.

Un certain nombre d'industriels s'engagent en France et en Europe pour réduire leurs émissions grâce à l'hydrogène.

- En France, le cimentier Vicat étudie la combinaison de l'électrolyse et de la méthanation pour réduire ses émissions. En outre l'oxygène coproduit avec l'hydrogène permettrait de réduire le volume de fumées à traiter. De façon générale, l'industrie cimentière française (18 Mt de ciment par an environ) s'est engagée à réduire ses émissions de 80 % d'ici 2050 (0,66 tonnes de CO<sub>2</sub> par tonne de ciment actuellement).

- Dans le domaine du raffinage, Shell dans le cadre du programme REFHYNE a installé avec le soutien financier du FCH JU un électrolyseur ITM Power de 10 MW (1 400 t H<sub>2</sub>/an) dans sa raffinerie de Rhénanie. Il s'agit là

d'un démonstrateur, la quantité d'hydrogène consommée par la raffinerie étant de 180 000 t/an. Le but est de tester le remplacement de l'hydrogène nécessaire au traitement du pétrole et produit actuellement par vaporeformage par de l'hydrogène d'origine renouvelable. Cette démarche est particulièrement remarquable dans la mesure où la directive sur les énergies renouvelables révisée récemment (dite RED II) ouvre la voie à l'intégration d'hydrogène renouvelable d'origine non biologique à la production de carburant. En effet, l'article 25 de cette directive précise que « afin d'intégrer l'utilisation de l'énergie renouvelable dans le secteur des transports, chaque État membre impose une obligation aux fournisseurs de carburant afin de faire en sorte que d'ici à 2030, la part de l'énergie renouvelable [...] atteigne au moins 14 % [...]. Pour le calcul, les États membres tiennent compte des carburants [...] renouvelables, d'origine non biologique, également lorsqu'ils sont utilisés en tant que produit intermédiaire pour la production de carburants conventionnels ».

- Dans le domaine de la sidérurgie, l'autrichien VOEST Alpine, allié à Verbund et ECN et avec le soutien du FCH JU, développe à Linz en Autriche le projet H<sub>2</sub>FUTURE : un électrolyseur PEM Siemens de 6 MW pour produire et utiliser de l'hydrogène dans la production d'acier et réduire ainsi les émissions de CO<sub>2</sub> (actuellement 1,8 tonne de CO<sub>2</sub> par tonne d'acier produit). Des démonstrateurs similaires fonctionnent ailleurs en Europe : le projet HYBRIT (Vattenfall) en Suède et le projet SALCOS (Salzgitter, Sunfire) en Allemagne.

### 3. Stockage

Avec le développement des énergies renouvelables électriques (éolien, solaire), le système électrique va changer de paradigme et évoluer d'un système où la production était centralisée en quelques grandes unités pilotables (« dispatchables ») vers un système composé d'un grand nombre de petites unités soumises à la variabilité des éléments (vent, soleil). Dans ces conditions, des moyens nouveaux doivent être imaginés et mis en place pour assurer la

flexibilité nécessaire, faire face à cette variabilité de l'offre d'énergie et assurer à chaque instant l'équilibre offre-demande. Les leviers de flexibilité sont nombreux : développement de moyens de production pilotables alimentés par des sources renouvelables, développement des réseaux et interconnexions, pilotage de la demande dans le cadre de *smart grids* (effacement des pointes ou ballons d'eau chaude par exemple) et développement de moyens de stockage. Au côté des STEP (station de transfert d'énergie par pompage) et des batteries, la transformation en hydrogène par électrolyse de l'électricité disponible apparaît actuellement comme la seule solution capable de stocker de grandes quantités dans la durée. Dès à présent, ce sont quelques TWh (5 à 7) en Allemagne et quelques dizaines (70 à 80) en Chine produits par les énergies renouvelables qui sont perdus faute de moyens de flexibilité.

En France métropolitaine, les scénarios élaborés par RTE ne font pas apparaître de besoin notable de stockage avant 15 ans.

En revanche, pour les sites isolés, les milieux insulaires (ZNI : zones non interconnectées), ou pour réduire localement les points de congestion sur les réseaux, le recours à des moyens de stockage alliant généralement batterie et hydrogène est nécessaire. Le refuge du col du Pallet dans le parc de la Vanoise est un exemple de site isolé autonome en énergie (panneaux PV, stockage hydrogène) développé par la société Powidian qui a également réalisé une installation semblable pour EDF SEI dans le cirque de Mafate à la Réunion. À noter également dans ce domaine les projets Jupiter 1000 de GRTgaz, MéthyCentre et Hyaunais de Storengy qui, au-delà de la simple électrolyse de l'eau, comportent une étape de méthanation afin d'obtenir un méthane de synthèse directement injectable dans les réseaux de gaz naturel.

Même si le besoin de stockage en France métropolitaine n'est pas immédiat, il est important pour les industriels français de préparer dès maintenant des solutions pour les zones insulaires françaises afin de disposer de solutions



à proposer pour les nombreuses zones isolées dans le monde, qu'elles soient géographiques ou énergétiques.

### La France a désormais une stratégie hydrogène

Le 1<sup>er</sup> juin 2018, le ministre d'État, ministre de la Transition écologique et solidaire, Nicolas Hulot a présenté un plan national de développement de l'hydrogène. Ce plan établi sur la base d'un rapport réalisé par la DGEC et le CEA est organisé autour de trois axes :

- créer une filière industrielle décarbonée;
- développer des capacités de stockage des énergies renouvelables;
- développer des solutions zéro émission pour les transports routiers, ferrés, fluviaux, etc....

14 mesures détaillent ce plan. Le projet de PPE mis en consultation le 25 janvier dernier [4] intègre les objectifs du Plan National Hydrogène et en particulier :

- dans l'industrie, 10 % d'hydrogène décarboné dans l'hydrogène industriel d'ici 2023 et entre 20 et 40 % d'ici 2028;
- dans les transports, 5 000 véhicules utilitaires légers (VUL), 200 véhicules lourds (bus, camions, trains, bateaux) et 100 stations de recharge d'ici 2023, 20 000 à 50 000 VUL, 800 à 2 000 véhicules lourds et 400 à 1 000 stations de recharge à l'horizon 2028.

La mise en œuvre du plan se réalise au travers de 3 composantes :

- Le Comité Stratégique de Filière «Industries des Nouveaux Systèmes Énergétiques», créé le 28 mai 2018, est présidé par Isabelle Kocher, DG d'ENGIE et Sylvie Jehanno, PDG de Dalkia. Il participe au sein du Conseil National de l'Industrie présidé par le Premier ministre à l'ambition de la France de recouvrer une capacité industrielle significative. Le contrat de cette filière a été signé le 29 mai 2019.

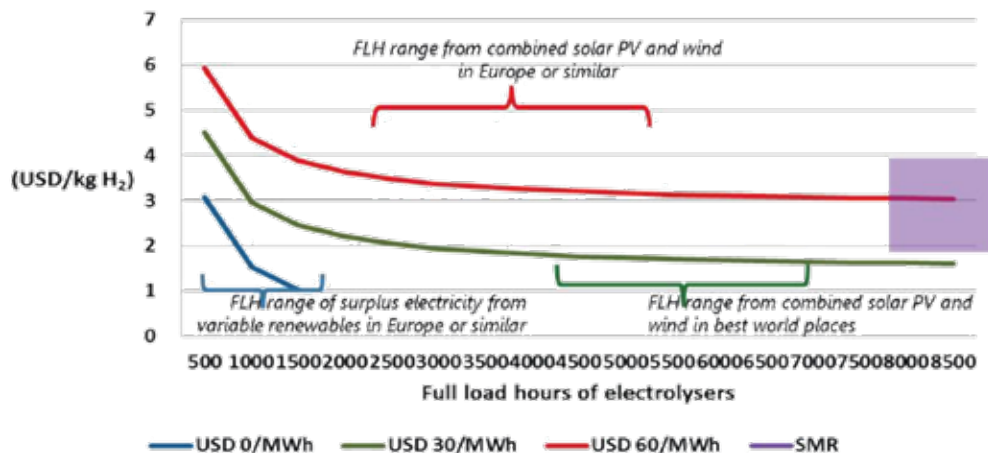
- Le dispositif des engagements pour la croissance verte. Par contrat (non opposable juridiquement), les acteurs de la filière et les

représentants de l'administration s'engagent à lever les obstacles et à identifier les leviers du développement de la filière hydrogène. Deux premiers engagements (mobilité routière et hydrogène décarboné dans l'industrie) ont été signés le 29 mai 2019.

- Trois appels à projets (AAP) lancés par l'ADEME, un pour chaque axe du plan. L'appel à projets «Écosystèmes de mobilité» connaît un grand succès puisque 24 projets pour un total de 475 millions d'euros ont été déposés dès la première clôture le 11 janvier dernier. 11 projets sont actuellement en cours d'instruction. Le deuxième appel à projets «Production et fourniture d'hydrogène décarboné pour des consommateurs industriels» a été lancé le 25 février dans le cadre du PIA. L'AAP ZNI doit être publié prochainement. Les soutiens financiers prévus pour 2019 pour ces trois appels à projets s'élèveraient à 100 millions d'euros.

L'exécution de ce plan exige en particulier la réalisation d'un certain nombre de mesures et notamment :

- mettre en place un système de traçabilité de l'hydrogène décarboné conformément à la Directive RED II;
- identifier les services rendus aux réseaux électriques par l'hydrogène : ENEDIS et RTE sont chargés d'évaluer la valeur de ces services;
- identifier les besoins pour le stockage par hydrogène des ZNI (lancement d'une étude par EDF SEI et l'ADEME);
- déterminer les conditions techniques et économiques d'injection de l'hydrogène dans les réseaux de gaz naturel : c'est la mission confiée par le ministre aux opérateurs gaziers qui prévoient de rendre leur rapport en juin prochain;
- en matière de réglementation, un arrêté ministériel définit depuis janvier 2019 les conditions d'installation des stations de recharge hydrogène. D'autres points importants doivent être traités ou clarifiés : l'installation des dépôts de bus, l'accès des véhicules hydrogène aux tunnels et parkings souterrains en particulier;
- en matière de financement, il s'agira de mobiliser les institutions financières publiques



Note: Assumptions - Capex of electrolyzers USD 450/kW (Simonsen, 2017), WACC 7%, lifetime 30 years, efficiency 70% (IEA, 2015b); cost of hydrogen from SMR USD 1/kgH<sub>2</sub> to USD 3/kgH<sub>2</sub> depending on natural gas prices.

**Figure 3. Coût de production de l'hydrogène en fonction du taux d'utilisation des électrolyseurs [3]**

et privées et notamment la Caisse des Dépôts et BPI France afin de mettre au point des mécanismes de garantie et des schémas de cofinancement qui assurent le déploiement d'écosystèmes hydrogène dans les territoires.

### Changer d'échelle pour réduire les coûts

Les technologies de l'hydrogène, quoique matures, sont encore chères. Les acteurs de la filière doivent poursuivre leurs efforts de réduction des coûts. Certes les programmes de R&D doivent être maintenus et amplifiés. Un grand nombre de laboratoires et centres de recherche (CEA, CNRS, FCLAB, Mines Paris Tech, etc...) se situent en France à la pointe des recherches. Mais surtout, à l'instar de ce qui a été observé pour d'autres technologies émergentes, la réduction des coûts ne peut se faire sans un changement d'échelle. Le coût des piles à combustible, qui a déjà baissé fortement en 10 ans, passant de 150-200 USD/kW à 60 USD/kW, devrait encore se réduire pour atteindre un coût cible de 40 USD/kW si les productions se chiffrent en centaines de milliers voire en millions d'unités. Concernant le coût des électrolyseurs, les plates-formes de taille significative (20 MW et plus) proposées

par les constructeurs permettent raisonnablement d'envisager obtenir la parité du coût de l'hydrogène produit par électrolyse avec le gaz naturel fossile à une échéance proche. En effet, sur la base d'un CAPEX d'électrolyseur de 600 €/kW, d'un coût du capital de 5 %, d'un coût d'exploitation/maintenance de 1 à 2 % du CAPEX, on obtient pour une durée de fonctionnement de 5000 heures un coût de 0,4 à 0,7 €/kg H<sub>2</sub> auquel s'ajoute le coût de l'électricité. Compte tenu d'un rendement de l'électrolyseur de 55 kWh/kg H<sub>2</sub>, si l'on peut acheter de l'électricité à 30 €/MWh en moyenne sur 5000 heures, la composante «électricité» du coût de l'hydrogène est de 1,65 €/kg. Soit au total un coût de production de l'hydrogène de 2,05 à 2,35 €/kg H<sub>2</sub> soit 50 à 60 €/MWh. (Le coût de l'électrolyseur représente entre 20 et 30 % du coût de l'hydrogène).

Ce coût est à rapprocher du coût du gaz naturel (20 €/MWh) augmenté de la taxe carbone (20 à 40 €/MWh) pour des valeurs de la taxe carbone de 100 et 200 €/tCO<sub>2</sub> respectivement.

La Figure 3 [3] illustre la variation du prix de l'hydrogène produit pour différentes durées d'utilisation des électrolyseurs et différents prix de l'électricité.

### Ailleurs dans le monde?

Un certain nombre de pays ont pris la mesure de l'importance et de l'intérêt que pourrait représenter l'hydrogène pour le développement de leur économie et pour le succès de la transition énergétique. Il serait trop long d'exposer ici en détail les stratégies et plans d'actions mis en œuvre par des pays tels que l'Allemagne, les Pays-Bas, la Grande-Bretagne, les États-Unis (et notamment la Californie), la Chine, la Corée du Sud et le Japon.

On se limitera à donner quelques indications sur la Chine et le Japon.

- Chine

La Chine s'est lancée dans un vaste programme de développement d'hydrogène. En matière de mobilité, 1 000 à 5 000 véhicules et 100 stations de recharge d'ici 2020, 1 million de véhicules et plus de 1 000 stations de recharge d'ici 2030. En février 2018 a été créée la China Hydrogen Alliance chargée d'organiser l'industrie de l'hydrogène au plan national afin de construire une société de l'hydrogène en Chine. Les Jeux olympiques d'hiver de Pékin en 2022 devraient être l'occasion de mettre en évidence les réalisations. Air Liquide a signé en janvier 2019 un accord avec le groupe minier et chimique chinois Yankuang pour développer la filière hydrogène en Chine et en juin dernier a pris une participation dans une start-up chinoise (STNE) dont l'objectif est de disposer d'ici 2020 d'une flotte de plus de 7 500 camions (500 actuellement) pour la livraison urbaine de marchandises. Des industriels chinois ont par ailleurs pris des participations dans des sociétés occidentales (Hydrogenics, Ballard) ou ont des accords de coopération avec certaines d'entre elles (US Hybrid).

- Japon

Avec la publication de sa stratégie Hydrogène le 26 décembre 2017, le Japon a réitéré son engagement à devenir la première « société hydrogène » au monde [5]. Un des objectifs fixés est de baisser le coût de l'hydrogène de 100 Yen/m<sup>3</sup> actuellement (0,9 USD/m<sup>3</sup>) à 30 Yen/m<sup>3</sup> d'ici 2030 avec pour cible 13 Yen/m<sup>3</sup> (soit 1,3 USD/

kg H<sub>2</sub>) en produisant l'hydrogène par électrolyse ou à partir de combustibles fossiles et des technologies de CCS. Au cours des six dernières années, le gouvernement japonais a consacré 1,5 milliard de dollars en R&D et subventions (272 MUSD au budget 2018 du METI – 3,5 % de son budget énergie). Les grands groupes japonais (Toyota, Honda, Mitsubishi, Marubeni, Kawasaki, Iwatani, Chyoda, Kansai Electric Power, Tokyo Gas, etc...) sont tous impliqués dans la chaîne de valeur de l'hydrogène afin de concourir à ce grand plan national japonais. Les Jeux olympiques de Tokyo en 2020 seront l'occasion de faire la démonstration des avancées des technologies japonaises en matière d'hydrogène. Par ailleurs, à noter que l'AIE a présenté au G20 à Tokyo un rapport et des recommandations sur l'intérêt à développer l'hydrogène et ses technologies.

### Vous avez dit « sector coupling » ? Une approche systémique

Par sa capacité à transformer l'électricité en hydrogène, l'électrolyse établit un pont entre les systèmes électriques et gaziers. À l'inverse, alimenter une pile à combustible par de l'hydrogène ou une turbine avec de l'ammoniac ou de l'hydrogène permet de générer de l'électricité.

L'hydrogène apparaît ainsi comme le vecteur énergétique (le seul?) qui permet de convertir l'électricité dans une autre énergie, la stocker (massivement si nécessaire) et l'acheminer vers tout type d'utilisation (transports, industrie, bâtiments). Par la flexibilité des installations d'électrolyse et par les possibilités de stockage du gaz produit, l'hydrogène constitue en outre un excellent moyen d'arbitrage entre les différents marchés de l'énergie.

On assiste ainsi au couplage des systèmes électriques et gaziers, en d'autres termes le « *sector coupling* ».

En Europe, des projets de taille significative sont envisagés, en voici quelques exemples :

- En Allemagne, 3 opérateurs de réseaux (TenneT, Gasunie Deutschland et Thyssengas) envisagent un projet d'électrolyseurs de 100 MW (dénommé «Element One») dans le nord-ouest du pays afin de contribuer à la stabilité du réseau électrique et limiter le délestage d'électricité éolienne.

Par ailleurs, les gestionnaires de réseau de transport d'électricité, Amprion, et de gaz, Open Grid Europe (OGE), ont annoncé récemment leur intention de construire à Emsland, en Basse-Saxe, un projet hydrogène de 100 MW (baptisé «Hybridge») qui aura une vocation de *trading* d'énergies.

- En Grande-Bretagne, le projet H21 Leeds City Gate vise à convertir à l'hydrogène tout le réseau de gaz naturel de la région (distributeur : Northern Gas Network). Le projet concerne près de 3,7 millions de logements et comprend des unités de vaporeformage associées à une séquestration du CO<sub>2</sub> dans des champs *offshore* de Leeds ainsi que des cavités salines pour un stockage massif de l'hydrogène. Lancé en juillet 2016, le projet doit se terminer en 2029.

Plus récemment, le projet «Centurion», porté par les entreprises ITM Power, Inovyn, Storengy (filiale d'ENGIE), Cadent (réseau de distribution de gaz) et Element Energy, prévoit de déployer un système de stockage d'énergie *Power-to-Gas* d'une puissance de 100 MW sur le site du chimiste Inovyn (filiale d'Ineos) à Runcorn (Cheshire).

- Aux Pays-Bas, le Northern Netherland Innovation Board propose un vaste plan de développement de l'hydrogène dans la région de Groningue [6]. Le projet profiterait de 4000 MW d'éolien offshore néerlandais (qui grâce à 1000 MW d'électrolyseurs produirait 140 000 t H<sub>2</sub>/an) auxquels s'ajouteraient 1 000 MW de biomasse (qui produiraient 100 000 t H<sub>2</sub>/an). L'hydrogène produit alimenterait les transports (bus, trains) grâce à une centaine de stations de recharge et contribuerait à la production de méthanol et d'ammoniac. Il est également envisagé qu'une partie de l'hydrogène soit expédiée par canalisation vers Rotterdam ou l'Allemagne.

De façon générale, le développement de l'hydrogène doit s'appréhender dans une vision

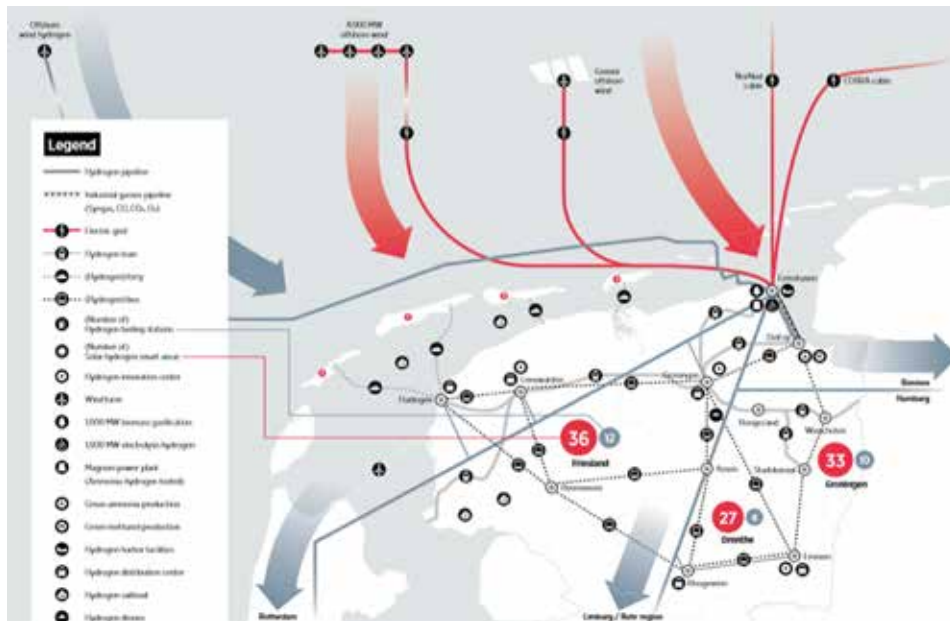


Figure 4. Northern Netherland project [6]

## Transition énergétique : l'hydrogène, vecteur des possibles

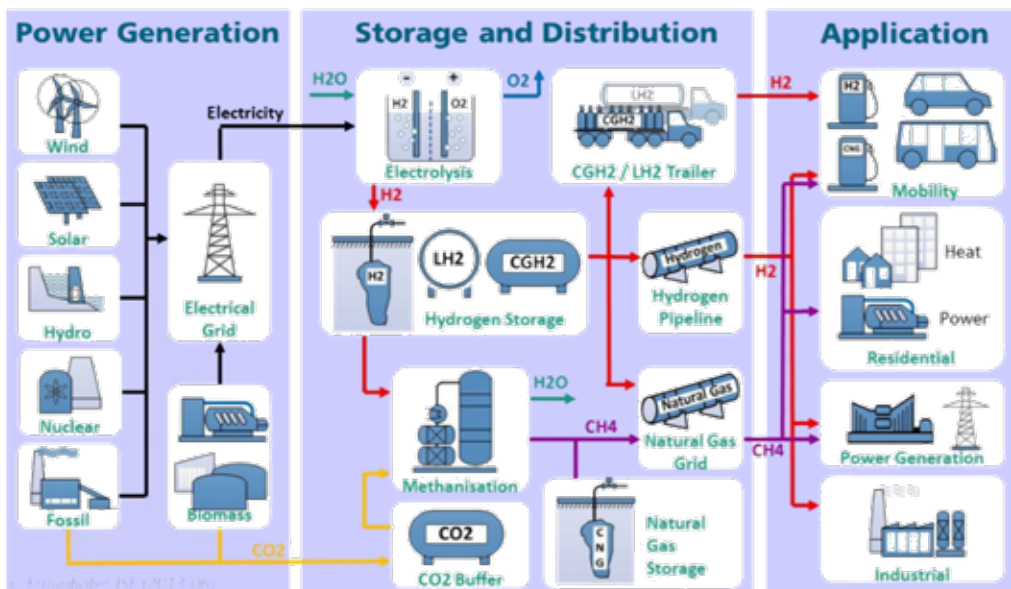


Figure 5. L'hydrogène, vecteur des possibles

systémique, holistique. Ainsi que le montre la Figure 5, les flux d'électricité, de gaz naturel (et biométhane), d'hydrogène, de chaleur et même de gaz carbonique doivent être considérés dans leur ensemble pour parvenir à une alimentation optimale des différents segments de l'économie.

C'est dans cet esprit que sont conçus les projets cités ci-dessus.

C'est également pour répondre à ces nouvelles possibilités que le nouveau Paquet Gaz en préparation actuellement à la Commission européenne à Bruxelles intégrera en particulier le développement des gaz verts et notamment le lien entre gaz et électricité au niveau des infrastructures.

### En conclusion

Au terme de cette analyse, les conclusions suivantes peuvent être tirées :

- Pour un certain nombre de pays (Chine, Japon, Corée du Sud, Allemagne, États-Unis, Grande-Bretagne), l'hydrogène constitue véritablement une composante majeure de leur stratégie industrielle. Au plan européen, l'Initiative Hydrogène signée à Linz en septembre dernier illustre la volonté des États membres d'accorder une place plus grande à l'hydrogène. La réunion du G20 à Tokyo le 15 juin a également été l'occasion, sur la base du rapport préparé par l'AIE, de mettre en évidence les avantages à développer les technologies et usages de l'hydrogène.

- Loin d'en faire une contrainte dans la lutte contre le changement climatique, certains États font du développement des technologies de l'hydrogène un levier pour développer une filière puissante et une industrie capable de s'imposer sur les marchés mondiaux.

- La France pour sa part dispose d'atouts forts : une stratégie affichée, des centres de recherche d'excellence ainsi que des grands groupes déjà engagés dans le développement de l'hydrogène en France et à l'étranger.

- Il s'agit maintenant de changer d'échelle, c'est-à-dire pour les acteurs français de développer des écosystèmes territoriaux à l'échelle des régions françaises ainsi que des grands projets (100 MW et plus).

- L'enjeu est d'abord un enjeu industriel. Pour ce faire, à l'instar de ce qu'on observe dans les pays en pointe sur l'hydrogène (cités plus haut), il est nécessaire que les pouvoirs publics français apportent un soutien fort et pérenne à des technologies qui certes sont matures mais qui restent néanmoins chères. Le Plan National Hydrogène, dont les objectifs sont intégrés à la Programmation pluriannuelle de l'énergie, a constitué un signal fort donné à la filière. Pour mettre en œuvre ce plan, les industriels ont désormais besoin de visibilité dans la durée. Si ce soutien public est clairement apporté, les efforts menés actuellement dans le cadre du Comité Stratégique de Filière «Industries des Nouveaux Systèmes Énergétiques» et également dans d'autres filières (automobile, industriels de la mer, chimie, ferroviaire, etc..) devraient permettre de bâtir une filière française de l'hydrogène compétitive.

## RÉFÉRENCES

- [1] Hydrogen Council, Scaling up, novembre 2017. <http://hydrogencouncil.com/wp-content/uploads/2017/11/Hydrogen-scaling-up-Hydrogen-Council.pdf>
- [2] AFHYAC, CEA et Air Liquide, Alstom, EDF, ENGIE, Hyundai, Faurecia, Michelin, Plastic Omnium, SNCF, Total, Toyota, Développons l'hydrogène pour l'économie française, mars 2018. [http://www.afhyac.org/documents/actualites/pdf/Afhyac\\_Etude%20H2%20Fce\\_VDEF.pdf](http://www.afhyac.org/documents/actualites/pdf/Afhyac_Etude%20H2%20Fce_VDEF.pdf)
- [3] Cédric Philibert, AIE – Renewable Energy for Industry, novembre 2017. [www.iea.org/publications/insights/insightpublications/Renewable\\_Energy\\_for\\_Industry.pdf](http://www.iea.org/publications/insights/insightpublications/Renewable_Energy_for_Industry.pdf)
- [4] Ministère de la Transition écologique et solidaire, Dossier PPE, 25 janvier 2019. <https://www.ecologique-solidaire.gouv.fr/sites/default/files/Projet%20PPE%20pour%20consultation.pdf>; <https://www.ecologique-solidaire.gouv.fr/sites/default/files/Synth%C3%A8se%20finale%20Projet%20de%20PPE.pdf>
- [5] IFRI, Monica Nagashima, Stratégie hydrogène du Japon, octobre 2018. [www.ifri.org/fr/publications/etudes-de-lifri/japans-hydrogen-strategy-and-its-economic-and-geopolitical-implications](http://www.ifri.org/fr/publications/etudes-de-lifri/japans-hydrogen-strategy-and-its-economic-and-geopolitical-implications)
- [6] Northern Netherland Innovation Board, The Green hydrogen economy in Northern Netherland, octobre 2017. [http://verslag.noordelijkeinnovationboard.nl/uploads/bestanden/dbf7757e-cabc-5dd6-9e97-16165b653dad/3008272975/NIB-Hydrogen-Full\\_report.pdf](http://verslag.noordelijkeinnovationboard.nl/uploads/bestanden/dbf7757e-cabc-5dd6-9e97-16165b653dad/3008272975/NIB-Hydrogen-Full_report.pdf)