

# Que signifie transférer le transport routier du fossile vers l'hydrogène propre ?



© Air Liquide/Thomas Cortesi.

Il y a actuellement beaucoup d'agitation autour de l'hydrogène. Que ce soit les gouvernements (Allemagne, Japon, France très timidement, et une vingtaine d'autres pays), des entreprises pétrolières (ENI, BP, Total, Shell...), des non-pétrolières (constructeurs automobiles, Michelin, Siemens, Boeing, Airbus...), des grandes instances internationales (GIEC, IEA, l'Union européenne...), tout le monde voit l'hydrogène comme un vecteur énergétique d'avenir qui trouvera sa place dans le monde de demain. Certains médias vont même jusqu'à adouber tout ce qui fonctionne à l'hydrogène, sans s'occuper d'en connaître l'origine et donc sa propreté en CO<sub>2</sub>. On lit et entend à peu près tout et n'importe quoi sur le sujet.

J'ai voulu, pour m'éclairer l'esprit tout d'abord, mais aussi pour vérifier moi-même les ordres de grandeur que certains spécialistes avancent, voir ce que pouvait signifier, en matière d'infrastructures, le passage du transport routier français vers l'hydrogène « propre », c'est-à-dire sans émissions de CO<sub>2</sub> dans l'atmosphère.

À noter que plusieurs qualificatifs existent pour labelliser l'hydrogène (H<sub>2</sub>) : sa propreté en CO<sub>2</sub>, et la façon dont il est produit. H<sub>2</sub> peut ainsi être :

- gris, d'origine fossile, avec émissions de CO<sub>2</sub> ;
- bleu, à partir de sources fossiles mais avec captage et stockage d'une partie du CO<sub>2</sub> (CCS, « carbon capture and storage ») ;
- jaune, par électrolyse d'origine nucléaire ;
- vert : par électrolyse mais avec sources d'énergie renouvelables (ENR).

Différentes voies sont possibles techniquement pour produire de l'hydrogène « propre », parmi lesquelles :

- le vaporeformage du gaz naturel avec stockage du CO<sub>2</sub> émis dans le sol (CCS) ;
- la pyrolyse du méthane avec production de carbone solide, voie sur laquelle travaillent activement plusieurs sociétés (BASF en Allemagne par ex.) ;
- l'électrolyse de l'eau.

L'approche considérée ici ne concerne que la voie électrolytique, celle dont les médias parlent sans doute le plus actuellement. Mais cette approche n'aborde pas les aspects économiques. Personnellement, je pense qu'il est trop tôt pour avoir une idée assez précise des investissements à faire et des coûts de fonctionnement. Il y a trop d'incertitudes sur des aspects économiques et techniques clés : coûts de l'électricité EPR, technologie d'électrolyse, nouvelles éoliennes offshore, type et coût du stockage de H<sub>2</sub>... Certains experts et organismes s'y sont attaqué. La dispersion des résultats obtenus est très importante : le coût de H<sub>2</sub> propre se balade généralement de 7 à 18 €/kg selon les hypothèses prises, et quelquefois vers des valeurs beaucoup plus éloignées aux extrémités de cette plage !

## L'énergie fossile pour le transport routier en France

Nous prendrons le transport routier dans son intégralité : véhicules particuliers, taxis, utilitaires, poids lourds de marchandises, bus et autocars, véhicules deux roues.

### Quelques données sur les besoins fossiles

#### • Insee 2016 [1]

En 2015, la consommation énergétique totale utilisée pour le transport de marchandises et de voyageurs (route, rail, aérien, navires) a atteint 49,4 millions de tonnes équivalent pétrole (Mtep), soit près du tiers de la consommation d'énergie en France. C'est presque exclusivement du fossile, à part le rail. Quant au secteur routier, avec 63 % de voyageurs et 37 % de marchandises, il représente près de 83 % de la consommation énergétique des transports (40,9 Mtep), une part stable depuis dix ans.

#### • ADEME 2018 [2]

Le secteur des transports représente 33 % de la consommation d'énergie en France en 2015, contre 29 % en 1990. Il est également le principal émetteur de CO<sub>2</sub>, avec 39 % des émissions de gaz à effet de serre (hors UTCF – utilisation des terres, leurs changements et la forêt). En 2018, la consommation en énergie a été de 153,2 Mtep en France (Bilan énergétique de la France, ADEME, janvier 2020).

En 2015, la route représente plus de 80 % des consommations de ce secteur, soit 0,33 x 0,8 x 153,2 : 40,4 Mtep. Suivent derrière l'aérien (15 %), le ferroviaire (2 %) et la navigation intérieure (0,4 %).

Les voitures représentent plus de 61 % des consommations du transport routier, devant les véhicules utilitaires légers (20 %), les camions (14 %), les bus et autocars (4 %) et les deux-roues (1,5 %).

### Au final

On voit que les chiffres de l'ADEME et de l'Insee sont tout à fait cohérents, ce qui est tout de même la moindre des choses pour deux organismes de l'État ! D'autres articles sur Internet

corroborent aussi ce type de valeur. Par simplification pour la suite, nous prendrons donc le chiffre de 40 Mtep.

## Quantité équivalente d'hydrogène pour remplacer le fossile

### H<sub>2</sub> nécessaire pour assurer la même fonction que le fossile actuel

Les moteurs thermiques modernes, bien réglés, à chaud, fonctionnant sur banc à leur régime optimal, c'est-à-dire à celui du couple maxi, arrivent à atteindre des valeurs voisines de 40 % en sortie de vilebrequin (autour de 42 % pour un diesel, de 36 % pour un moteur essence [3].

Mais la réalité est tout autre :

- le moteur ne fonctionne pas souvent dans ces conditions idéales : style de conduite, environnement de conduite (ville, autoroute, montagne...);

- il y a plusieurs autres organes (boîte de vitesses, transmissions) entre la sortie vilebrequin et les roues ;

- et nous utilisons aussi des accessoires qui consomment de l'énergie (radio, climatisation, éclairage...).

Tout cela explique des rendements habituellement bien plus faibles pour les véhicules thermiques (VT), variant de 14 à 26 % [4-6]. Nous considérerons ici un rendement effectif de 20 % pour le VT. Tout le reste de l'énergie utilisée part en chaleur, en usure des différents organes du véhicule (moteur, pneus, plaquettes, etc.), et pour satisfaire notre confort.

Cela veut dire que nous utilisons seulement 8 Mtep sur les roues pour le transport proprement dit.

Les densités énergétiques (kWh/kg) des différentes sources d'énergie sont bien connues et s'établissent ainsi :

- essence : 13,22 kWh/kg ;

- diesel : 12,71 kWh/kg ;

- GPL : 12,99 kWh/kg ;

- H<sub>2</sub> : 34,44 kWh/kg.

On voit que H<sub>2</sub> a un contenu énergétique 2,7 fois supérieur environ à celui des énergies fossiles classiques utilisées dans le transport routier (essence, diesel, GPL). À supposer que H<sub>2</sub> ait un rendement énergétique de 100 % entre le réservoir et les roues, cela équivaldrait à une quantité d'hydrogène de  $8/2,7 = 2,96$  millions de tonnes d'hydrogène (MtH<sub>2</sub>).

Les rendements entre le réservoir d'H<sub>2</sub> et les roues ne sont bien sûr pas de 100 %. L'US Department of Energy (USDE) a publié des valeurs typiques d'efficacité des véhicules électriques (VE) sur batteries, en ville et sur autoroute [5]. En incluant les pertes des différents éléments de la voiture (batterie, accessoires, moteurs électriques...) et la récupération d'énergie cinétique au freinage, on arrive à 91 % d'efficacité en ville et à 80 % sur autoroute. Nous prendrons pour la suite la valeur intermédiaire de 85 % d'efficacité pour un VE sur batterie.

Le calcul peut aisément être fait en remplaçant la batterie par une pile à combustible (PAC). Le rendement des PAC varie de 50 à 80 % selon les technologies utilisées ; nous prendrons dans cette approche 60 %.

Sur la base des données et du calcul fait par l'USDE, on arrive à un rendement global de la voiture à hydrogène avec récupération d'énergie cinétique au freinage de 54 % en ville et de 51 % sur autoroute. Nous prendrons pour la suite une efficacité moyenne de 52 %.

Vérifions la cohérence des valeurs relatives de rendement prises pour le VT (20 %), pour le VE sur batterie (85 %) et pour le VE sur H<sub>2</sub> (52 %) :

• Toyota et Honda parlent de consommations de l'ordre de 1 kg d'H<sub>2</sub> aux 100 km pour leur VE à H<sub>2</sub>. Cela revient à utiliser une quantité d'énergie de  $34,44 \text{ kWh} \times 0,52 = 17,9 \text{ kWh}$  sur les roues, c'est-à-dire pour le déplacement proprement dit.

• Un VE sur batterie consommera donc  $17,9 \text{ kWh}/0,85 = 21,1 \text{ kWh}/100 \text{ km}$ . Cette valeur est tout à fait en ligne avec les consommations habituelles des VE sur batteries, habituellement comprises entre 15 et 25 kWh/100 km.

• Un VT devra embarquer  $17,9 \text{ kWh}/0,2 = 89,5 \text{ kWh}$  d'énergie fossile, soit autour de 7 L de carburant fossile pour faire ces 100 km ; c'est aussi cohérent.

Cela signifie que le transport routier utilisera  $2,96/0,52 : 5,7 \text{ MtH}_2$ .

### Quantité d'hydrogène à produire pour alimenter le transport routier français

Les véhicules à H<sub>2</sub> chargent dans leurs réservoirs de l'hydrogène à 700 bar. Le bilan H<sub>2</sub> va encore s'affaiblir non seulement pour disposer d'une telle pression dans les stations du réseau d'hydrogène, mais aussi pour le transporter des centres de production vers les stations. C'est la partie la plus aléatoire à définir car aucun réseau conséquent d'hydrogène n'existe dans le monde ; elle repose donc sur pas mal d'hypothèses.

#### • Quels sont les moyens actuels pour transporter l'hydrogène ?

Il y en a actuellement deux :

- *Par pipelines* : ils sont réalisés avec des aciers classiques et on ne connaît pas de problèmes particuliers liés à leur exploitation. Les pressions de service des canalisations diffèrent selon les réseaux et sont en général comprises entre 3,4 et 100 bar, pour des diamètres variant entre 10 et 300 mm. Comme les gazoducs, ils peuvent être enfouis.

On peut noter que les premiers pipelines mis en place dans la Ruhr en 1938 sont toujours utilisés et n'ont connu aucun incident. Le choix d'une telle solution comparée aux autres s'appuie uniquement sur des considérations économiques et non techniques, compte tenu de sa maturité.

L'Europe de l'Ouest possède un réseau de pipelines d'hydrogène d'environ 1 600 km. Les principaux pays européens utilisant ce type de réseaux sont la France, l'Allemagne et le Benelux. De plus petits réseaux existent ailleurs, notamment en Grande-Bretagne, en Suède et en Italie.

Environ 1 150 km de pipelines dédiés à l'hydrogène sont exploités aux États-Unis. Le plus long réseau est situé sur la côte du Golfe du Mexique où de grandes quantités d'hydrogène sont utilisées dans le raffinage et la pétrochimie. La plupart de ces grands réseaux sont exploités par les trois grands opérateurs industriels que sont Air Products, Praxair et Air Liquide. Ils relient des sites industriels entre eux et n'ont pas été conçus pour d'autres usages.

- *Par route ou rail* : les industriels livrent l'hydrogène soit sous forme de bouteilles en acier contenant de l'hydrogène sous pression, soit sous forme cryogénique.

Le stockage et la distribution d'hydrogène sous pression sont une pratique standard, depuis de très nombreuses années, avec des bouteilles ou assemblages de bouteilles cylindriques en acier, gonflées à 200-250 bar. Les inconvénients de ce mode de stockage sont l'encombrement

– seulement  $14 \text{ kg/m}^3$  à 200 bar et à température ordinaire ( $21^\circ\text{C}$ ) – et le poids. D'où les travaux de développement d'une nouvelle technologie de stockage s'appuyant sur les progrès réalisés dans le domaine des réservoirs de type composite qui permettent de stocker l'hydrogène jusqu'à 700 bar. C'est ainsi qu'Air Products a présenté, en août 2014, un nouveau type de camion de livraison transportant de l'hydrogène sous 500 bar développé dans le cadre du projet européen FCH- JU HyTEC. Les plus gros camions de transport d'hydrogène à 500 bar arrivent à atteindre des volumes utiles de  $26 \text{ m}^3$ . À  $31 \text{ kg/m}^3$  sous cette pression, ils peuvent donc transporter 810 kg d'hydrogène par livraison.

#### • À quoi pourrait ressembler un réseau national d'hydrogène ?

Le transport par pipe sous pression pourrait être privilégié pour relier les centres de production (nucléaire, éolien...) en bordure de mer à quelques villes stratégiquement situées en France (cinq à dix centres de réception ?) à partir desquelles des camions viendraient s'approvisionner pour distribuer un réseau plus finement maillé sur le territoire.

Cela veut dire plusieurs zones de compression : une première pour passer de la pression atmosphérique à celle utilisée par les pipes (100 bar par ex.), une seconde pour monter à la pression des camions de distribution (disons 500 bar), et une troisième dans les stations-services pour monter à un peu plus de 700 bar.

#### • Quelle est l'énergie consommée pour simplement distribuer l'hydrogène ?

La compression de  $\text{H}_2$  de 0 à 700 bar consomme 15 % de l'énergie contenue au départ. Un camion de livraison devrait atteindre une consommation moyenne de  $3 \text{ kg d'H}_2/100 \text{ km}$  (1 kg pour une voiture type Mirail) et pourrait faire en moyenne 400 km par livraison : 200 à plein et 200 à vide. Il consommera donc 12 kg d'hydrogène pour ne livrer que 810 kg, soit 1,5 % du contenu énergétique ! Les pertes énergétiques du réseau de distribution correspondent donc à quelque chose autour de 17 % du contenu énergétique de départ !

#### • Quelle doit donc être la production annuelle d'hydrogène ?

Pour assurer aux transports routiers la même fonction que le fossile actuel, la production doit être de  $5,7/0,83 = 6,9 \text{ MtH}_2/\text{an}$ .

### Électricité nécessaire

Plusieurs modes de production d'électricité sont envisageables pour fabriquer de l'hydrogène par voie électrolytique. Nous n'en envisagerons que deux ici : le nucléaire et l'éolien offshore.

La molécule d'eau est l'une des plus stables qui soit : il faut une grosse quantité d'énergie pour la casser et obtenir les deux gaz la constituant. La dissociation de la molécule d'eau demande par elle-même, sans aucune perte d'énergie,  $241 \text{ kJ/mole d'eau}$ . Et dans une mole d'eau correspondant à 18 g, il y a seulement  $2 \text{ g d'hydrogène}$  !

En ramenant ces chiffres aux kWh nécessaires pour produire 1 kg de  $\text{H}_2$ , on arrive à la valeur de  $33,47 \text{ kWh/kg de H}_2$ . Or les électrolyseurs industriels ont généralement des rendements compris entre 50 % (technologie PEM (« proton exchange membrane ») actuelle) et 80 % pour les nouveaux prototypes PEM. La technologie la plus couramment utilisée dans

l'industrie est l'électrolyse alcaline, avec un rendement de 60 % ; c'est ce que nous prendrons pour cette approche.

Cela veut dire que pour produire 1 kg d'hydrogène, il faut  $33,47/0,6 = 55,8 \text{ kWh d'énergie électrique}$ . On peut, à partir de cette valeur, facilement calculer que la production de  $6,9 \text{ MtH}_2/\text{an}$  exige une production électrique supplémentaire de 385 TWh/an. Cela veut dire qu'il faudrait augmenter la production électrique française actuelle de 70 % (537,7 TWh en 2019), ou augmenter la production d'électricité nucléaire de 90 % (416 TWh en 2015). C'est tout simplement gigantesque !

#### L'électricité d'origine nucléaire

Les 56 réacteurs nucléaires français ont en moyenne une puissance de 1 082 MW (32 de 900 MW, 20 de 1 300 et 4 de 1 450) et produisent avec un facteur de charge de 75 % environ. C'est relativement faible pour ce type d'outil, et EDF a d'ailleurs fait mieux dans le passé (taux supérieur à 80 %). Il y a plusieurs raisons à cela que je ne développerai pas ici. À titre d'information, le réacteur EPR n° 1 chinois de Taishan, démarré en 2018, a eu un facteur de charge de 83 % dès sa première année d'opération en 2019 !

Je considérerai par la suite un facteur de charge de 80 % pour les futurs réacteurs nucléaires, tous de technologie EPR et de puissance nette égale à 1 660 MW. Chaque réacteur produira donc :  $(1\,660 \text{ MW} \times 8\,760 \text{ h/an} \times 0,8)/10^6 = 11,6 \text{ TWh d'électricité}$ .

Il faudrait donc  $(385 \text{ TWh}/11,6 \text{ TWh}) = 33$  réacteurs nucléaires EPR supplémentaires pour alimenter le transport routier en hydrogène propre ! En considérant trois à quatre réacteurs par centrale et une surface au sol de 500 hectares par centrale, les dix centrales nucléaires supplémentaires demanderaient une surface au sol de 5 000 hectares ( $50 \text{ km}^2$ ).

#### L'électricité d'origine éolienne offshore

Je ne considérerai pas ici l'éolien terrestre pour plusieurs raisons : son inacceptabilité croissante, sa faible performance (facteur de charge 60 % plus faible que pour l'éolien maritime), et la surface au sol qu'il faudrait figer pour une telle filière !

En 2019, selon WindEurope, le facteur de charge moyen de l'éolien offshore européen était de 38 %, pour une puissance unitaire moyenne installée de 7,8 MW, en progression de 1 MW par rapport à 2018. Plusieurs industriels dans ce domaine annoncent des éoliennes de plus fortes puissances à l'avenir, allant jusqu'à 12 voire 14 MW.

Pour cette première approche, nous considérerons des éoliennes de 8 MW fonctionnant avec un facteur de charge de 38 %. Chaque éolienne produira donc  $(8 \text{ MW} \times 8\,760 \text{ h/an} \times 0,38)/10^6 = 0,02663 \text{ TWh/an d'électricité}$ . À noter qu'un réacteur EPR équivaut à 435 éoliennes maritimes de 8 MW chacune. Produire les 385 TWh/an d'électricité pour la production d'hydrogène nécessitera donc  $385 \text{ TWh}/0,02663 \text{ TWh par éolienne}$ , soit 14 500 éoliennes offshore !

Un des plus grands parcs éoliens maritime en Europe est le London Array avec 175 éoliennes de 3,5 MW démarrées en avril 2013. Il occupe une surface en mer de  $100 \text{ km}^2$ . On peut imaginer que des éoliennes de 8 MW nécessiteront plus de surface par éolienne ; mais restons sur cette base à défaut d'en savoir plus.

Les 14 500 éoliennes occuperont donc une surface en mer de l'ordre de  $8\,300 \text{ km}^2$  au moins, soit à peu près la surface de la Corse ( $8\,600 \text{ km}^2$ ). Dans ces zones, la pêche et la navigation

maritime seront interdites (Allemagne, Danemark...) ou fortement réglementées. La législation française n'est pas encore claire sur le sujet.

À noter que dans le cas de l'option éolienne, des capacités de stockages supplémentaires de l'hydrogène seront nécessaires pour pallier l'intermittence de ce mode de production électrique. Nous n'en parlerons pas ici car les aspects économiques (investissements, coûts d'opération) n'y sont pas abordés.

### Pour conclure...

Cette petite approche permet de toucher du doigt l'énormité des investissements à consentir pour permettre juste au transport routier français de rouler sous hydrogène. Devant l'immensité du défi, je ne crois pas que sur les deux à trois décennies qui viennent, cette voie décollera vraiment.

Les grandes multinationales pétrolières se lancent aussi dans la production d'hydrogène, car c'est un gaz qu'elles connaissent bien, qu'elles produisent et utilisent déjà, savent manipuler. Elles voient toute un avenir à l'hydrogène en tant que vecteur énergétique. Toutefois, comme le dit l'une d'elles dans sa prospective du futur [6] : « L' $H_2$  par électrolyse ne devrait émerger comme vecteur énergétique qu'après 2040. Sa croissance devrait alors atteindre 10 %/an. Quatre secteurs l'utiliseront préférentiellement : le transport routier, le maritime, l'industrie lourde et légère. La production devrait atteindre 800 Mt $H_2$  en 2080. »

En attendant, la filière énergétique hydrogène se développera vraisemblablement à tâtons, comme l'Allemagne le fait actuellement avec son projet à 9 milliards d'euros en Mer du Nord. Cela permettra aux gouvernements et aux investisseurs privés d'affiner les choix technologiques à adopter et d'y voir plus clair sur les coûts engendrés (investissements, opération) afin de les comparer à ceux de toutes les autres options possibles : petits véhicules thermiques économes, biocarburants, ferroutage, transport en commun, mix de toutes ces options et d'autres...

[1] [www.insee.fr, dossier Enviro17i8\\_F3.8\\_Environnement.pdf](http://www.insee.fr/dossier/Enviro17i8_F3.8_Environnement.pdf)

[2] [www.ademe.fr/expertises/mobilite-transport/chiffres-cles-observations/chiffres-cles](http://www.ademe.fr/expertises/mobilite-transport/chiffres-cles-observations/chiffres-cles)

[3] [www.ifpenergiesnouvelles.fr/enjeux-et-prospective/decryptages/transport/les-vehicules-essence-et-diesel](http://www.ifpenergiesnouvelles.fr/enjeux-et-prospective/decryptages/transport/les-vehicules-essence-et-diesel)

[4] [www.hkw-aero.fr/pdf/rendement\\_voiture.pdf](http://www.hkw-aero.fr/pdf/rendement_voiture.pdf)

[5] US Department of Energy, [www.fueleconomy.gov/feg/atv-ev.shtml](http://www.fueleconomy.gov/feg/atv-ev.shtml)

[6] Sky Scenario de Shell, [http://webcaster.mediaplatform.com/share//assets/ea/%7Bea4bd258-8238-cbbe-e237-be0c5980e2bc%7D/SKY\\_London\\_presentation\\_-\\_webinar.pdf](http://webcaster.mediaplatform.com/share//assets/ea/%7Bea4bd258-8238-cbbe-e237-be0c5980e2bc%7D/SKY_London_presentation_-_webinar.pdf)

#### Jean-Louis BILHOU\*

Retraité, Jean-Louis Bilhou a occupé diverses fonctions chez Shell : directeur du site pétrochimique Shell de Berre et PDG de Shell Chimie, directeur industriel du site pétrochimique de NanHai en Chine, vice-président Sécurité Procédé (La Haye, Pays-Bas) et administrateur de la JV Shell-CNOOC à NanHai.

\*beraageire@hotmail.com

