

et l'hydrogène produit à partir de combustibles fossiles, mais dont le CO_2 est capturé (hydrogène bleu). Cet hydrogène bas-carbone, ainsi que les combustibles de synthèse, seront essentiels à la décarbonation de vastes secteurs de l'économie mondiale et donc une aide précieuse dans nos efforts visant à limiter le réchauffement de la planète à moins de 2°C . Citons notamment l'industrie chimique, la pétrochimie, l'acier, le ciment et l'industrie papetière.

De nombreuses études vantent la production d'énergie électrique dans les déserts, des régions non seulement étendues, mais aussi très ensoleillées. La littérature indique que le Sahara et l'Australie sont des zones potentielles. Mais comment transporter l'énergie, par exemple, du Sahara vers l'Europe ? Deux possibilités : les lignes à courant continu haute tension (CCHT), ou sous forme d'énergie chimique, c'est-à-dire de molécules. De nombreux spécialistes évoquent l'hydrogène, mais deux questions se posent. Cette molécule est-elle la mieux adaptée du point de vue énergétique ? Est-elle la plus performante ? Il est évident que l'électricité n'est pas une option en Australie, compte tenu de la distance avec l'Europe.

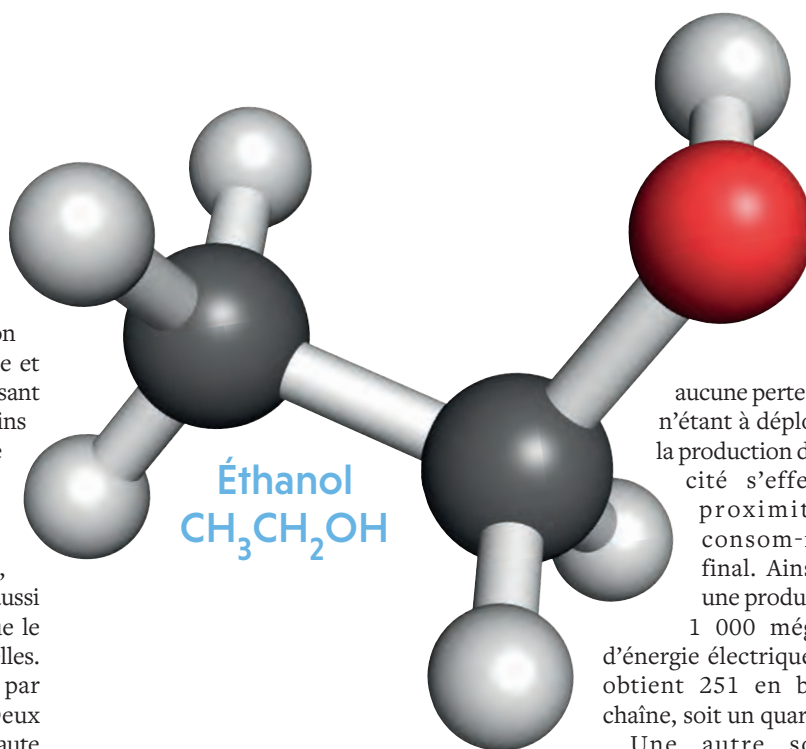
L'AVANTAGE DU MÉTHANE

Détaillons la chaîne énergétique de l'hydrogène. D'abord un électrolyseur est requis, ce dispositif produisant de l'hydrogène par l'électrolyse de l'eau en décomposant des molécules d'eau (H_2O) en H_2 et O . Or trouver de l'eau dans le Sahara, ou dans tout autre environnement désertique, n'est pas sans poser des difficultés, mais passons.

Partons sur une efficacité de 70 % pour cette étape. Le moyen le plus efficace pour transporter l'hydrogène en Europe est le transport sous forme liquide par bateau dans des réservoirs cryogéniques. La température d'ébullition de l'hydrogène étant extrêmement basse ($-252,87^\circ\text{C}$), sa liquéfaction est très énergivore. Différentes valeurs de rendement existent dans la littérature, mais prenons là encore 70 % pour cette deuxième étape.

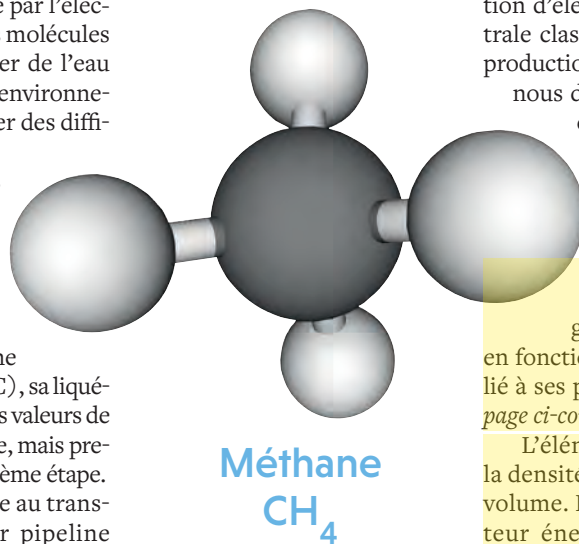
La consommation d'énergie liée au transport, y compris celui du gaz par pipeline jusqu'au site de liquéfaction situé sur la côte, est estimée à 10 % : le rendement de cette troisième étape est donc de 90 %. L'évaporation nécessite 5 % d'énergie supplémentaire. Le bilan global à ce stade est d'environ 40 %. L'hydrogène peut ensuite être injecté directement dans le réseau de distribution de gaz naturel et livré au consommateur final en tant que tel.

L'hydrogène peut être transformé en électricité sur le lieu de consommation par une pile à combustible (avec un rendement de 60 %),



aucune perte en ligne n'étant à déplorer, car la production d'électricité s'effectue à proximité du consommateur final. Ainsi, pour une production de 1 000 mégawatts d'énergie électrique, on en obtient 251 en bout de chaîne, soit un quart.

Une autre solution consiste à convertir l'hydrogène en méthane à l'aide de CO_2 capté dans l'air ou transporté par des canalisations. L'efficacité du procédé est estimée à 60 %. La liquéfaction ainsi que le transport du méthane sont nettement plus efficaces que l'hydrogène, avec respectivement 95 % de rendement et environ 0,1 % de perte par jour (soit 3 % par voyage). En termes d'évaporation, nous pouvons compter sur un rendement de 99 %, ce qui conduit à une efficacité globale à cette étape de 54,7 %. En ce qui concerne la production d'électricité, on peut recourir à une centrale classique à haut rendement (65 %). La production d'électricité étant alors centralisée, nous devons prendre en compte les pertes en ligne (92 %), ce qui donne un rendement global de 32,7 %.



LA BONNE MOLÉCULE POUR LE BON USAGE

Dans cet exemple, le méthane apparaît plus avantageux. Plus largement, le choix de la bonne molécule en fonction de son utilisation est étroitement lié à ses paramètres physiques (voir le tableau page ci-contre).

L'élément de comparaison pertinent est la densité d'énergie par unité de masse ou de volume. Plus la valeur est élevée, plus le vecteur énergétique est utile, transportable, facile à stocker et, dans ce cas, adapté aux applications mobiles.

Dans des conditions normales, la densité énergétique volumique de l'hydrogène est extrêmement faible, ce qui pose des problèmes de stockage et de transport. Nous pouvons atténuer quelque peu ces contraintes en augmentant la pression, mais la densité énergétique restera au mieux six fois inférieure à celle de l'essence. Cela constituera toujours un inconvénient majeur pour le secteur des transports.

À CHAQUE ÉNERGIE SES PROPRIÉTÉS

Offre énergétique	Énergie spécifique MJ/kg	Densité d'énergie MJ/l	Masse volumique kg/m ³
Fioul domestique	46,2	37,3	807,359
Gaz naturel	53,6	0,0364	0,679
Méthanol	19,7	15,6	791,878
Méthane (1,013 bar, 15 °C)	55,6	0,0378	0,680
Propane (gaz de pétrole liquéfié : GPL)	49,6	25,3	510,081
Butane (GPL)	49,1	27,7	564,155
Gaz naturel liquéfié (GNL) à -160 °C	53,6	22,2	414,179
Ammoniaque liquide (sa combustion donne de l'azote N ₂ et de l'eau H ₂ O)	18,6	11,5	618,280
Kérosène	43	35	813,953
Hydrogène liquide à pouvoir calorifique supérieur (PCS), c'est-à-dire incluant l'énergie de la vapeur d'eau dégagée	141,86	10,044	70,802
Hydrogène liquide à pouvoir calorifique inférieur (PCI)	119,93	8,491	70,800
Hydrogène PCS (1 atm à 15,5 °C)	141,86	0,01188	0,084
Hydrogène PCI (1 atm à 15,5 °C)	119,93	0,01005	0,084
Hydrogène PCI (690 atm à 15,5 °C)	141,86	5,323	37,523
Hydrogène PCI (690 atm à 15,5 °C)	119,93	4,5	37,522
Essence	46,4	34,2	737,069
Éthanol	30	24	800,000
Gasoil	45,6	38,6	846,491
Pétrole brut	41,868	37	883,730
Gaz naturel comprimé (GNC) à 250 bars	53,6	9	167,910
Biodiésel	42,2	33	781,991

En comparaison, la densité d'énergie du méthane liquide (GNL) est plus de deux fois supérieure à celle de l'hydrogène liquide. À volume transporté égal, le méthane liquide véhicule deux fois plus d'énergie. De plus, nous l'avons vu, la faible température d'ébullition de l'hydrogène entraîne d'importantes contraintes en termes d'équipements nécessaires (réservoirs, pompes et compresseurs).

VERT OU BLEU ?

Ainsi, on peut en conclure que dans une société sans carbone, les besoins en hydrogène d'origine renouvelable seront massifs. Cette molécule représentera une étape intermédiaire critique dans la fourniture d'énergie spécifique la mieux adaptée à chaque besoin et une matière première essentielle pour l'industrie.

Le choix entre l'hydrogène vert et son pendant bleu dépendra évidemment du coût et, plus spécifiquement pour l'hydrogène vert,

RÉFÉRENCES

E. Hegnsholt et al., **The real promise of hydrogen**, Boston Consulting Group, 31 juillet 2019. <http://bit.ly/BCG-Hydro>

A. Scipioni et al. (éd), **Hydrogen economy**, Academic Press, 2017.

M. Larsson et al., **Synthetic fuels from electricity for the Swedish transport sector : comparison of well to wheel energy efficiency and costs**, *Energy Procedia*, vol. 75, pp. 1875-1880, 2015.

J. Van Mierlo et al., **Which energy source for road transport in the future ? A comparison of battery, hybrid and fuel cell vehicles**, *Energy Convers. Manag.*, vol. 47, pp. 2748-2760, 2006.

U. Vol Bossel, **Does a hydrogen economy make sense**, *proceedings of the IEEE*, vol. 94(10), pp. 1826-1837, 2006.

de la disponibilité des ressources énergétiques renouvelables nécessaires à sa production. En ce qui concerne l'hydrogène bleu, la question de l'opinion publique et son acceptation du stockage du CO₂ se posera.

L'option consistant à capturer et stocker le CO₂ est la mieux adaptée aux grandes installations, par exemple dans l'industrie chimique ou sidérurgique. Elles sont d'ores et déjà dotées de canalisations et de dispositifs de stockage. La route vers l'hydrogène vert est plus fragmentée et convient davantage, du moins au début, à des investissements moins importants. Quelle que soit la solution retenue, il reste beaucoup de chemin à parcourir, même si certains éléments, comme les électrolyseurs, sont déjà parvenus à maturité.

Toujours est-il que les molécules, d'hydrogène ou à base de carbone, resteront longtemps indispensables pour faire de la transition énergétique une réalité. ■