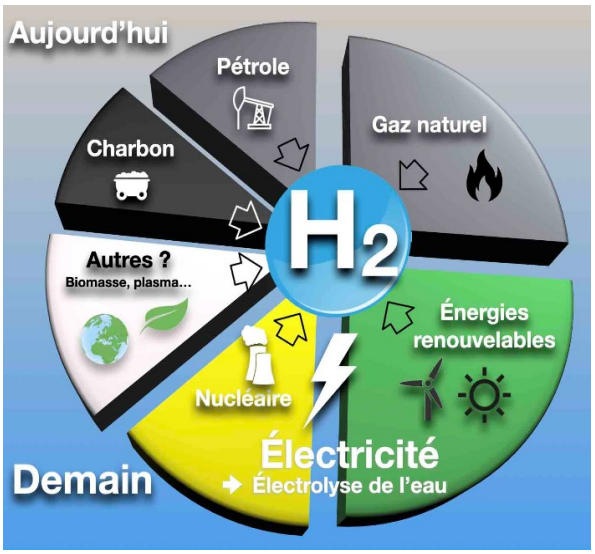
LES NOTES SCIENTIFIQUES DE L'OFFICE
OFFICE PARLEMENTAIRE D'ÉVALUATION DES CHOIX SCIENTIFIQUES ET TECHNOLOGIQUES

Note n° 25

Les modes de production de l'hydrogène

Avril 2021

N° 4098 ASSEMBLÉE NATIONALE - N° 536 SÉNAT



Source : OPECST

Résumé

- *La production d'hydrogène repose aujourd'hui sur les énergies fossiles (gaz naturel, pétrole et charbon) et s'accompagne d'importantes émissions de gaz à effet de serre (GES).*
- *Loin d'être une solution miracle, l'hydrogène peut cependant devenir un vecteur d'énergie pertinent sous la condition d'une production décarbonée, soit par captage du carbone en cas d'utilisation d'énergies fossiles, soit par recours à une électricité d'origine nucléaire ou renouvelable en cas de production par électrolyse de l'eau.*
- *Cette dernière technique, plus chère et nécessitant un apport d'eau et surtout d'électricité, n'est donc pas en soi synonyme de neutralité carbone et représente un défi d'avenir sur lequel la France parie de façon justifiée mais exclusive. Bien que peu matures et souvent plus coûteux, les autres modes de production décarbonés d'hydrogène ne doivent pas être abandonnés, ni sur le plan de la recherche ni sur celui de l'industrie.*

Gérard Longuet, Sénateur, Premier Vice-Président

De l'énergie miraculeuse prophétisée par Jules Verne…

Découvert par Paracelse vers 1520[1] et baptisé hydrogène par Lavoisier en 1783, car ce gaz permet de produire de l'eau (c'est le sens des deux mots grecs hudôr et gennen accolés dans « hydrogène ») en étant associé à l'oxygène, cet « air inflammable » selon la formule de Cavendish a suscité de nombreux travaux et applications. Dans *L'Île mystérieuse* (1874), Jules Verne fait dire à l'un de ses personnages « *je crois que l'eau sera un jour utilisée comme combustible, que l'hydrogène et l'oxygène qui la constituent fourniront une source de lumière et de chaleur inépuisable* ». Ni l'eau ni l'élément le plus abondant de l'univers qu'est l'hydrogène ne sont à ce jour devenus des sources inépuisables d'énergie : tout au plus ce gaz, **sous sa forme moléculaire de dihydrogène** H_2, peut être considéré comme un vecteur d'énergie[2] pertinent dont le potentiel reste à développer à long terme. L'hydrogène est en soi un **paradoxe**. Élément le plus abondant de l'univers, il est **rare à l'état moléculaire** sur terre[3] : très léger (onze fois plus que l'air), il s'échappe en effet facilement de l'atmosphère[4]. On le retrouve **combiné à d'autres éléments** (60 % des molécules comportent de l'hydrogène), comme l'oxygène (l'eau=H_2O) ou le carbone (matière organique, méthane=CH_4…). Il est donc nécessaire, avant de pouvoir l'utiliser ou le stocker, de **dépenser de l'énergie pour le produire** en vue de le dissocier des éléments auxquels il est associé. De nombreuses techniques plus ou moins coûteuses et émettrices de GES existent : conversion d'hydrocarbures, électrolyse de l'eau, dissociation thermochimique de l'eau ou de la biomasse, etc.

… à la réalité de la production de l'hydrogène par la conversion d'énergies fossiles

Parmi ces modes de production, les plus utilisés – à hauteur de **99 %** - sont ceux **recourant aux énergies fossiles**, moins coûteux mais particulièrement émetteurs de GES. Sur **70 millions de tonnes d'hydrogène** (hors production en tant que coproduit) produites chaque année dans le monde, dont un million en France, 48 % sont issues du gaz naturel, 28 % du pétrole et 23 % du charbon, selon les données de l'Agence internationale de l'énergie[5]. Bien qu'il existe des dizaines de techniques de production d'hydrogène sans recours aux hydrocarbures, leur coût, leur complexité ou leur faible maturité limitent leur utilisation. La technique la plus répandue est le **vaporeformage du méthane (*steam methane reforming* ou SMR)** : le gaz naturel, d'abord désulfuré, est ensuite traité à la vapeur d'eau autour de 900 °C sous une pression de 20 à 30 bars[6], un catalyseur au nickel transformant le gaz en gaz de synthèse (mélange H_2, CO, CO_2, CH_4 et H_2O). Une dernière étape consiste à isoler l'hydrogène par la technologie d'adsorption par inversion de pression, appelée PSA (pour *Pressure Swing Adsorption*), sorte de tamis moléculaire. Une autre technique de production est **l'oxydation partielle d'hydrocarbures** (on parle de Pox

pour *Partial Oxidation*), qui concerne surtout le pétrole et ses dérivés. Dans ce processus intermédiaire entre la pyrolyse et la combustion, le gaz de synthèse - au lieu d'être produit par un catalyseur avec de la vapeur d'eau comme dans le cas du SMR - est issu d'une réaction exothermique avec du dioxygène, sous des contraintes accrues de température et de pression (900 à 1 500 °C et 20 à 60 bars). Ces deux modes de production conduisent à produire de l'hydrogène dit « gris ». La **gazéification du charbon**, utilisée auparavant par certains pays[7], avait été délaissée jusqu'à son recours massif, il y a une quinzaine d'années, par la Chine, qui produit la moitié du charbon mondial et est devenue le premier producteur mondial d'hydrogène grâce à cette technique. Le produit de ce processus est appelé « l'hydrogène noir ». Il existe également des procédés de conversion des hydrocarbures en hydrogène, dits hybrides entre SMR et oxydation partielle[8], qui ont leur intérêt pour de gros volumes (à partir de 500 000 m^3/h), à l'image de la technique ATR (*autothermal reforming*). Les modes de production par conversion d'énergies fossiles, aujourd'hui dominants, présentent l'inconvénient de s'accompagner d'**importantes émissions de GES** (environ 800 millions de tonnes de CO_2 par an, à rapprocher du total de 37 milliards de tonnes de CO_2 issues de la combustion d'énergies fossiles).

Le captage du CO_2 ou CCS

Pour limiter l'impact sur le climat des GES émis par la production d'hydrogène à partir d'énergies fossiles, le CCS (*Carbon Capture and Storage*) est une piste pertinente sous la réserve d'un stockage géologique permanent et sûr. **Son coût – de l'ordre de 200€/t de CO_2 à court terme, pouvant être ramené à 50€/t de CO_2 à long terme – représenterait un surcoût de 500 à 2 000€/t d'hydrogène produit** (soit +30 à +125 %). Plusieurs projets sont conduits, notamment en Mer du Nord (certains depuis 1996), grâce à une recherche active et à des acteurs compétents, y compris français (Ifpen, Air Liquide, Total, Engie et Storengy…). 40 millions de tonnes de CO_2 sont ainsi d'ores et déjà captées chaque année.

Le défi de la production d'hydrogène bas carbone par électrolyse de l'eau

La voie privilégiée pour produire de l'hydrogène bas carbone consiste à **utiliser l'énergie électrique pour extraire - par électrolyse - l'hydrogène présent dans l'eau**. Ce procédé d'extraction de l'hydrogène à la cathode et de l'oxygène à l'anode est simple et ancien (mis en œuvre dès 1800) mais sa montée en charge reste compliquée en raison de son coût élevé. Outre des besoins importants en termes d'investissements, ses coûts de fonctionnement dépendent à 80 % du prix de l'électricité, les électrolyseurs consommant, en moyenne 55 kWh d'électricité et 9 litres d'eau par kg d'hydrogène produit. Il pose également le **problème de l'électricité utilisée** : si cette dernière est produite par du charbon ou une autre énergie fossile, l'électrolyse de l'eau peut présenter un bilan carbone encore moins bon que la séparation directe de l'hydrogène présent dans le gaz naturel ou le charbon. Pour que l'hydrogène produit par électrolyse soit bas carbone, il est nécessaire d'utiliser de l'électricité « verte » - issue des énergies renouvelables (ENR) - ou « jaune » - issue de l'énergie nucléaire. Ce mode de production n'est pas économiquement compétitif : il coûte **quatre fois plus cher que le SMR** et dépend du prix de l'électricité, de celui des électrolyseurs et du facteur de charge de ces derniers. Les investissements étant élevés, il faut rentabiliser les électrolyseurs par l'allongement des durées d'utilisation (seuil minimal de 5 000 h/an et seuil optimal jusqu'à 8 000 h/an), ce que **l'intermittence des ENR** ne permet pas (2 000 à 4 000 h/an d'utilisation). À cet égard, **seules l'énergie nucléaire et l'hydroélectricité présentent le double intérêt d'être pilotables et décarbonées**.

On distingue **trois types d'électrolyseurs**, la France disposant pour chacun d'entreprises à la pointe de l'innovation : une technologie ancienne et éprouvée, celle des électrolyseurs alcalins[9] (dont Mc Phy est un fabriquant reconnu), une technologie plus récente et qui reste à développer sur un plan industriel, à membranes échangeuses de protons ou PEM[10] (dont Elogen, ex-Areva H2Gen, est un spécialiste), enfin, une technologie à haute température très prometteuse mais encore peu mature au niveau technologique, celle des électrolyseurs à oxydes solides ou SOEC[11] (dont le CEA, Genvia et Sylfen sont des acteurs d'avant-garde, avec l'objectif d'1 MW en 2024 puis 300 MW en 2030). Au-delà des soutiens publics, le développement des électrolyseurs sera favorisé par l'amélioration de leur rendement, l'optimisation de leur production et la réduction de leurs coûts à la faveur d'économies d'échelle permises par l'industrialisation et de plus grands volumes produits.

Les autres techniques de production

Outre la production d'hydrogène fatal, le plus souvent récupéré[12], on peut relever des techniques coûteuses, complexes et/ou peu matures : la production d'hydrogène par dissociation thermochimique de l'eau[13], par oxydation du fer, par photosynthèse (avec l'activité de micro-organismes tels que des algues et des bactéries) ou encore par des procédés biomimétiques de photocatalyse et photoélectrocatalyse. Une place particulière doit être donnée à **deux solutions plus opérationnelles** et au coût plus modéré : la **pyrolyse du méthane** (dont le carbone issu du processus de production reste sous la forme solide du « noir de carbone » et non de CO_2) - très efficace notamment à travers les technologies plasma inventées dès 1920 et dont certaines développées depuis 1995 par l'école des Mines de Paris sont en cours de déploiement industriel par l'entreprise américaine Monolith Materials - et la **production d'hydrogène à partir de biomasse**, très vertueuse[14], comme le montre le tableau ci-après, bien qu'en concurrence avec la méthanisation. Les premières unités de production d'hydrogène par thermolyse de biomasse démarrent actuellement à Strasbourg, avec l'entreprise Haffner Energy (pour un coût inférieur à 5€/kg).

Comparatif des principaux modes de production de l'hydrogène

Technologie	Vaporeformage	Oxydation partielle	Gazéification	Électrolyse	Pyrolyse (dont plasma)	Thermolyse	Dissociation thermochimique
Matière première utilisée	Méthane, dérivés pétroliers…	Dérivés pétroliers…	Charbon	Eau+électricité	Méthane	Biomasse	Eau+électricité (ou autre forme d'énergie)
Part et volume / production mondiale	48 % 33,6 millions t.	28 % 19,6 millions t.	23 % 16 millions t.	<1 % <700.000 t.	Quasi-nul	Quasi-nul	Quasi-nul
Couleur*	Gris (bleu si CCS)	Gris (bleu si CCS)	Noir (bleu si CCS)	Vert si ENR Jaune si nucléaire	Turquoise	Vert (à confirmer)	Pas de couleur
Coût estimé (base Europe)	1600€/t (+500 à 2000€ si CCS)	1660€/t (+500 à 2000€ si CCS)	1000€/t (+1000 à 3000€ si CCS)	4000 à 6000€/t (moins cher : l'alcalin, plus cher : le SOEC, entre les deux : le PEM) 2000 à 3000€/t à terme	1660€/t 350 à 850 €/t à terme	2000 à 6000€/t selon la taille des unités	Très incertain car phase R&D (>300€/t)
Maturité	+++	+++	+++	+	-	-	---
Rendement	72 à 82 %	53 à 67 %	50 à 70 %	70 % (jusque 85 % pour le SOEC)	50 %**	70 %	Faible
Emissions de tonnes de CO_2 par tonne d'hydrogène produite, en ACV (calcul LCOE)	9 à 13 (inférieur à 5 si CCS)	13 à 18 (inférieur à 5 si CCS)	20 (mines à ciel ouvert) 24 (mines souterraines) (moindre si CCS)	Dépend de l'origine de l'électricité utilisée, faible si ENR ou nucléaire (21 selon mix américain et 3 selon mix français)	Dépend de l'origine de l'électricité utilisée (4 selon mix américain et nul ou négatif si ENR)	Faible, nul ou négatif (-15 dans le cas où le biochar produit retourne à la terre)	Dépend de l'origine de l'énergie utilisée, faible si ENR ou nucléaire
Exemples d'acteurs français	Air Liquide, Ifpen	Air Liquide, Total, Ifpen	Ifpen (via Axens)	McPhy, Elogen (ex-ArevaH_2Gen), CEA, Genvia, Sylfen, EDF, Air Liquide, Engie	-	Haffner Energy et sa technologie Hynoca, Trifyl	-
Exemples d'acteurs étrangers	Air Products, Linde, Praxair, Airgas, Messer, Amec Foster Wheeler, Technip FMC	Air Products, Shell, Mitsubishi, Conoco Philips, Exxon, Chevron, BP	Shenhua / Guodian, Datong, Sinopec, Baofeng, Air Products, Conoco Philips	Siemens, Thyssenkrupp, Cockerill, Asahi Kasei, Nel, ITM, Sunfire, Schlumberger, Cummins (Hydrogenics)	Monolith Materials	Air Products	-

***** Code couleur utilisé par l'Union européenne jusqu'en 2020 et qui continue d'être utilisé en Allemagne et dans certaines recherches

****** Le rendement de la production d'hydrogène par pyrolyse du méthane représente 50 % mais avec huit fois moins d'énergie requise que l'électrolyse pour la même production d'hydrogène

NB : CCS = captage du CO_2 ; ENR = énergies renouvelables ; SOEC = électrolyseurs à oxydes solides ; PEM = électrolyseurs à échangeur de protons ; ACV = analyses de cycle de vie ; LCOE = *Levelized Cost of Energy*

Source : Opecst sur la base d'informations issues des organismes AIE, Afhypac, Ademe, Ifpen, Haffner, Monolith Materials et de l'article de B.Parkinson et al. « Levelized Cost of CO_2 Mitigation from Hydrogen Production », dans la revue « Energy & Environmental Science », janvier 2019.

À court terme, les **coûts de l'hydrogène gris sont les plus faibles** – environ 1,6€/kg – mais l'**hydrogène bas carbone** devrait se développer puis coûter **de moins en moins cher**[15], qu'il s'agisse de l'hydrogène vert (de 4 à 6€/kg vers 2 à 3€/kg), jaune (de moins de 3€/kg vers moins de 2€/kg), voire bleu (baisse du coût du CCS). L'hydrogène gris devrait à l'inverse s'apprécier notamment sous l'effet du renchérissement du prix du CO_2 et probablement de celui du gaz naturel[16].

■ Les enjeux de la production d'hydrogène

Face aux enjeux climatiques, **produire de l'hydrogène impose désormais de recourir à des modes décarbonés**. Il s'agit à la fois de satisfaire les **utilisations actuelles** de l'hydrogène[17], qui concernent l'industrie (80 % pour le raffinage du pétrole et la production d'ammoniac, entrant dans la composition des engrais, le reste pour produire du méthanol, des polymères, de l'eau oxygénée…), mais aussi d'**anticiper de nouveaux usages** de l'hydrogène en tant que vecteur d'énergie, notamment pour les **transports lourds**[18], voire pour le **stockage** des surplus issus de l'intermittence des énergies renouvelables[19], cet usage posant le problème de la sous-utilisation des électrolyseurs et du risque de surcoût par rapport à la cible évoquée de 2-3€/kg. Il est en effet possible selon une boucle *power to gas to power* de

transformer l'hydrogène en méthane par méthanation ou en électricité par des piles à combustibles. Par ailleurs, l'injection directe dans le réseau de gaz naturel, plafonnée actuellement à 6 %, pourrait être accrue.

En tout état de cause et au-delà même d'être le gaz le plus inflammable[20] et le plus léger, capable de s'échapper de presque n'importe où, **l'hydrogène n'est pas une solution miracle** : le **faible rendement** du processus global sous l'effet de multiples conversions induisant une dégradation du potentiel énergétique doit être relevé. Par exemple, pour un véhicule électrique à hydrogène le rendement de la chaîne hydrogène de la production jusqu'à l'utilisation finale s'établit selon l'Ademe autour de 22 %[21]. En outre, la **distribution d'hydrogène** reste extrêmement **délicate et coûteuse** : à cause de la très faible densité volumique de l'hydrogène (0,09 kg/m^3), même avec un stockage sous pression de 350 bars son encombrement est 13 fois plus grand que celui de l'essence. Or comme l'explique l'Académie des technologies[22], c'est toute la chaîne de valeur de l'hydrogène qu'il convient d'appréhender de manière réaliste. À cet égard, des productions décentralisées peuvent revêtir un intérêt[23].

La Stratégie nationale pour l'hydrogène décarboné

Après le plan hydrogène du 1er juin 2018, la France a annoncé le 8 septembre 2020 une stratégie tournée vers le soutien à l'hydrogène renouvelable et à l'hydrogène bas-carbone (c'est-à-dire issus d'ENR ou d'électricité nucléaire, par opposition à l'hydrogène carboné, cette tripartition étant issue de l'ordonnance du 17 février 2021 relative à l'hydrogène). Prévoyant 7 milliards d'euros d'ici 2030, animée par un coordonnateur depuis février 2021 et éclairée par un conseil national et un observatoire, cette stratégie donne une priorité marquée à l'industrie par rapport à la recherche (80 millions d'euros, soit un peu plus de 1 % des crédits) et fait le choix exclusif de la production d'hydrogène par électrolyse de l'eau.

La Commission européenne soutient une cible encore plus étroite de production par électrolyse, alimentée par les seules ENR : le nucléaire n'est pas évoqué par la stratégie européenne pour l'hydrogène présentée le 8 juillet 2020.

L'objectif européen d'installation de 6 gigawatts (GW) d'électrolyseurs pour la production d'un million de tonnes d'hydrogène renouvelable d'ici 2024 puis de 40 GW pour dix millions de tonnes d'ici 2030 doit être confronté au nombre d'éoliennes et de panneaux photovoltaïques que cela pourrait représenter[24] : respectivement au moins 15 000 et 150 000 éoliennes, d'une part, et en surface de panneaux photovoltaïques environ 80 000 hectares et près d'un million d'hectares, d'autre part. La couverture des besoins actuels de l'industrie au niveau mondial (70 millions de tonnes d'hydrogène renouvelable soit 420 GW) conduirait à la mise en service de plus d'**un million de nouvelles éoliennes ou 5 à 6 millions d'hectares de panneaux photovoltaïques**.

La piste alternative d'un hydrogène bas-carbone issu de l'électricité nucléaire représenterait 400 nouveaux réacteurs nucléaires d'1 GW, ce qui constitue une perspective chimérique, surtout à l'heure où plusieurs pays dont le nôtre réduisent la part du nucléaire dans leur mix énergétique. Certains pays, dont l'Allemagne, visent l'importation d'hydrogène renouvelable depuis des pays disposant de plus grandes capacités en matière d'énergies renouvelables.

■ Les recommandations de l'Office

L'Office proposait dès 2013 dans son rapport « L'hydrogène : vecteur de la transition énergétique »[25] de coordonner le développement de la filière - depuis la production de l'hydrogène jusqu'aux usages - et de fédérer les acteurs. Ces recommandations restent d'actualité.

S'agissant spécifiquement de la promotion de l'hydrogène bas carbone, il est préconisé de :

- recourir au captage du carbone (CCS) dans un contexte d'utilisation d'énergies fossiles et de veiller à ce que l'électricité utilisée pour la production d'hydrogène par électrolyse de l'eau soit d'origine nucléaire ou renouvelable, ce qui imposera des mécanismes de traçabilité rigoureux ;
- développer les technologies de production d'hydrogène par électrolyse de l'eau (alcalines, PEM ou SOEC), pertinentes, mais sans exclusivité car les autres modes de production d'hydrogène ne doivent être abandonnés ni sur le plan de la recherche ni sur celui des applications industrielles. La pyrolyse du méthane et la production d'hydrogène à partir de biomasse sont par exemple des techniques intéressantes. Des efforts seront à fournir pour accélérer leur maturité ;
- réfléchir à l'utilisation du prix de la tonne de CO_2 pour internaliser le coût des émissions de GES et rendre compétitives les productions moins carbonées. Fixer ce prix à 250€/t permettrait à l'hydrogène vert ou jaune de concurrencer l'hydrogène gris issu de la conversion d'hydrocarbures. Un prix entre 100 et 200€/t inciterait *a minima* au CCS en vue de passer de l'hydrogène gris à l'hydrogène bleu ;
- soutenir la recherche sur la production d'hydrogène, notamment sur la question des matériaux, et améliorer la connaissance de l'hydrogène naturel.

Un accroissement significatif de notre capacité de production d'électricité bas carbone pouvant conduire à relancer la filière nucléaire, l'avenir de l'hydrogène passera par une **politique énergétique cohérente, réaliste et responsable**.

Cette ambition ne peut se contenter d'être un slogan, **sans quoi l'hydrogène, qui est depuis longtemps une technologie d'avenir, le restera**.

Sites Internet de l'Office :

http://www.assemblee-nationale.fr/commissions/opecst-index.asp
http://www.senat.fr/opecst

Références

[1] Paracelse a été le premier à mettre en évidence un phénomène de dégagement de gaz lors de la réaction du vitriol (acide sulfurique concentré) sur du fer. L'hydrogène en tant que tel n'a pu être isolé par Cavendish qu'en 1766.

[2] Une source d'énergie est disponible et utilisable tandis qu'un vecteur d'énergie, comme l'électricité ou l'hydrogène, permet de transporter de l'énergie, avec des pertes (i.e. un vecteur restitue moins d'énergie qu'il n'en a fallu pour le produire).

[3] L'hydrogène naturel est surtout généré au fond des mers, le plus souvent dans les très grands fonds, ce qui le rend difficile à exploiter. Des émanations d'hydrogène ont aussi pu être identifiées sur terre, selon des conditions géologiques qui doivent continuer à faire l'objet de recherche. Plusieurs types de contexte géologique permettent de dissocier l'hydrogène de l'eau : d'une part, une radiolyse se produit sous l'effet de la radioactivité naturelle de certaines roches et, d'autre part, une oxydation du fer a lieu dans les roches riches en métaux. L'oxydation naturelle du fond des océans, appelée serpentinisation, s'observe aussi dans les massifs de péridotite, où le contexte tectonique expose les roches à l'altération par les eaux météoriques. Les cratons précambriens, zones les plus anciennes des continents émergés peuvent aussi connaître un tel phénomène. Une accumulation d'hydrogène naturel découverte au Mali en 1987 lors d'un forage dans une zone cratonique est exploitée pour produire de l'électricité. L'énergie qui en est issue reste modeste puisqu'une turbine électrique de 35 kilovoltampères fournit 7 kW. Des recherches restent à conduire pour identifier les réserves d'hydrogène naturel de notre planète et comprendre leur formation.

[4] La légèreté de l'hydrogène a pour conséquence une propriété endosmotique qui donne à ce gaz la capacité de traverser les petites ouvertures et les membranes avec plus de facilité que tous les autres gaz.

[5] Cf. le rapport de l'Agence internationale de l'énergie (AIE) sur le futur de l'hydrogène publié en 2019.

[6] Une telle température de 900 °C et pression de 20 à 30 bars représentent le niveau idéal pour minimiser les coûts. Il peut être remarqué qu'après la première réaction catalysée au nickel, le vaporeformage produit de l'hydrogène additionnel avec une deuxième réaction à plus basse température, à 400 °C avec un catalyseur fer-chrome et à 200 °C avec un catalyseur cuivre-fer.

[7] La liquéfaction et la gazéification du charbon – pour la production d'essence synthétique et de syngaz - ont été massivement utilisées par l'Allemagne nazie dans les années 1930 et 1940, après la mise au point du procédé Fischer-Tropsch en 1920. Il s'agissait alors de s'affranchir de la dépendance au pétrole. Depuis, seule l'Afrique du Sud avait, sous l'effet de blocus, poursuivi dans la voie de la production massive de tels produits de synthèse. La Chine étant massivement productrice de charbon, surtout depuis les années 2000 et 2010, elle l'utilise à diverses fins, dont la production d'hydrogène.

[8] Le choix de la technique dépend le plus souvent de son coût relatif, du volume d'hydrocarbures convertis en H_2, du type d'hydrocarbure utilisé et de la flexibilité du processus selon le type d'hydrocarbure.

[9] L'électrolyse alcaline, mature et répandue, utilise une solution aqueuse d'hydroxyde de potassium (ou potasse) dont la concentration varie en fonction de la température (typiquement de 25 % à 80 °C). Elle consomme 55 kWh/kg de H_2 produit (rendement de 70 %) mais une amélioration de ses performances est possible.

[10] L'électrolyse PEM (pour proton exchange membrane), 25 % plus chère, offrant un rendement de 75 % et utilisée depuis plusieurs décennies pour la génération d'oxygène dans le secteur spatial et les sous-marins nucléaires, repose sur un électrolyte solide acide à membrane polymère conductrice de protons qui nécessite des métaux nobles (platine, iridium…), avec une température de 65 à 70°C. Elle est adaptée aux ENR car les variations de puissance électrique n'affectent pas son fonctionnement, à la différence de l'électrolyse alcaline, à la maintenance onéreuse (corrosion liée à l'électrolyte liquide…).

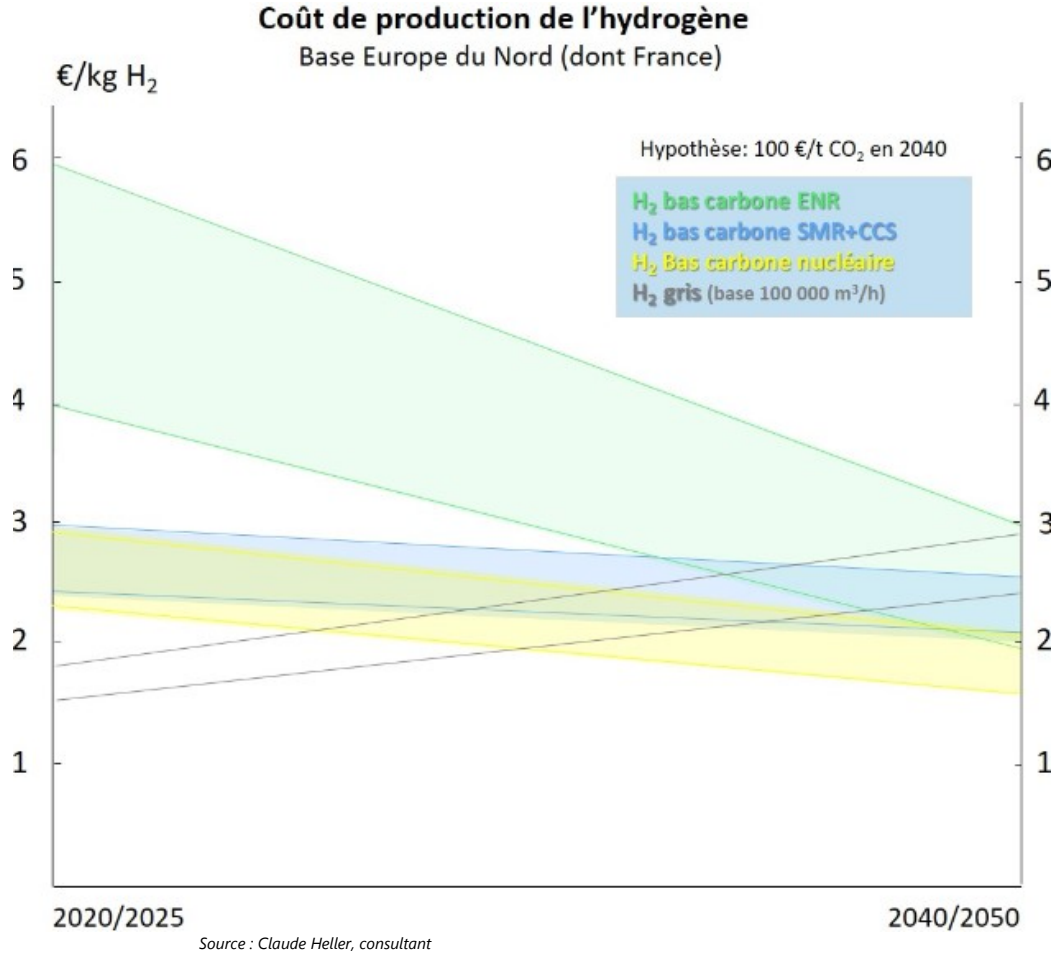
[11] Issue des progrès des piles à combustible, l'électrolyse SOEC (solid oxide electrolysis cell), elle-même 25 % plus chère que le système PEM, fonctionne à haute température (400 à 1 000 °C) avec un rendement de 85 % sous réserve d'une chaleur fatale disponible (au moins 150 °C) pour la vaporisation de l'eau et sans besoin de métaux nobles. Ces électrolyseurs doivent donc être couplés à une source de chaleur, de type système solaire à concentration ou réacteurs nucléaires à haute température dits de 4e génération, ce qui implique de construire une complémentarité entre les filières nucléaire et hydrogène. Ils présentent de plus l'avantage de pouvoir être réversible (l'électrolyseur est aussi une pile à combustible). Sa variante PCEC (protonic ceramic electrolysis cell) fonctionne non par transfert d'ions négatifs, mais par transfert de protons, toujours au sein d'une céramique mais à température plus basse, de 350 à 600 °C.

[12] L'hydrogène fatal, c'est-à-dire l'hydrogène coproduit lors de processus industriels, représente la moitié de l'hydrogène produit en France (total de 900 000 t). Il est issu des raffineries, des cokeries et d'autres processus industriels (chlore notamment). L'hydrogène fatal devrait être systématiquement récupéré.

[13] Il est possible de dissocier la molécule d'eau au prix d'un apport d'énergie très élevé qui correspond à une température supérieure à 3 500 °C (dissociation thermique à pression atmosphérique). Pour une dissociation de l'eau à une température plus basse de 900 à 1 000 °C, il faut compenser la baisse de température par un apport d'énergie électrique ou chimique (exemple : par cycle thermochimique iode-soufre, zinc, bromure, sulfates…) avec un rendement faible de l'ordre de 20 %. Les deux sources de chaleur décarbonées fournissant un tel apport d'énergie sont le nucléaire haute température (avec les réacteurs de 4e génération) et le solaire à concentration. Le CEA a arrêté la recherche dans le domaine de la dissociation thermochimique au début des années 2010, tandis que le Japon poursuit dans cette voie.

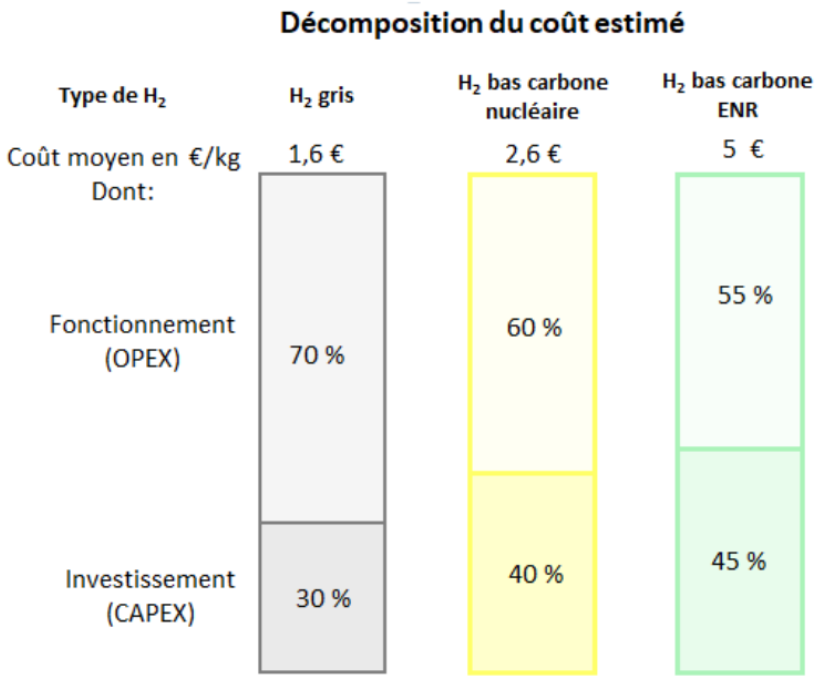
[14] *Composée de matières organiques végétales et animales formées de molécules de carbone et d'hydrogène, la biomasse permet déjà par la transformation de déchets agricoles et sylvicoles, agroindustriels et ménagers de produire de l'électricité et de la chaleur par combustion (30 % électricité, 70 % chaleur) ; du méthane par fermentation anaérobie de déchets fermentescibles (le vaporeformage de ce méthane pouvant produire de l'hydrogène) ; du méthanol par gazéification à haute température de déchets peu fermentescibles (le gaz de synthèse issu de la gazéification contenant de l'hydrogène, il est aussi possible de récupérer cet hydrogène au lieu de l'utiliser pour fabriquer du méthanol-CH_3OH).*

[15] *Cette évolution probable à moyen et long terme pour ces quatre modes de production est mise en évidence dans le graphique suivant (le rythme d'évolution dépendant largement du prix de la tonne de CO_2 émis) :*



Source : Claude Heller, consultant

[16] *Pour approfondir la connaissance de ces coûts et de leur évolution, il convient de préciser les différences de structure entre les dépenses de fonctionnement et d'investissement selon le mode de production retenu. L'hydrogène gris nécessite moins d'investissements (30 % du coût total) que l'hydrogène jaune (40 %) et vert (45 %), et ses coûts de fonctionnement sont dominés à plus de 90 % par la matière première que sont les énergies fossiles, le méthane par exemple. La part des dépenses de fonctionnement liées à la production d'hydrogène jaune (60 %) et vert (55 %), est quant à elle marquée à hauteur de 80 % par le coût de l'électricité. À long terme, ces deux derniers modes de production devraient voir la part des investissements dans leur coût baisser pour s'établir respectivement à 20 % et 30 %, rejoignant tendanciellement la structure de coût de l'hydrogène gris. La décomposition de ce coût estimé de l'hydrogène selon le mode de production retenu montre dans le graphique suivant ces écarts entre la part des dépenses de fonctionnement (ou OPEX pour operational expenditures) et des dépenses d'investissements (ou CAPEX pour capital expenditures) : parmi les premières, le coût des matières premières est nettement prépondérant (plus de 90 % pour les énergies fossiles dans le cas de l'hydrogène gris et 80 % pour l'électricité avec l'hydrogène jaune et vert), le reste se répartissant entre maintenance, main d'œuvre et autres frais courants et d'exploitation.*



Source : Claude Heller, consultant

[17] Selon l'Agence internationale de l'Énergie, en 2030 la production d'ammoniac et de méthanol nécessitera 323 milliards de m^3/an de gaz naturel (avec CCS) ou 3 020 térawattheures par an d'électricité pour produire de l'hydrogène bas carbone.

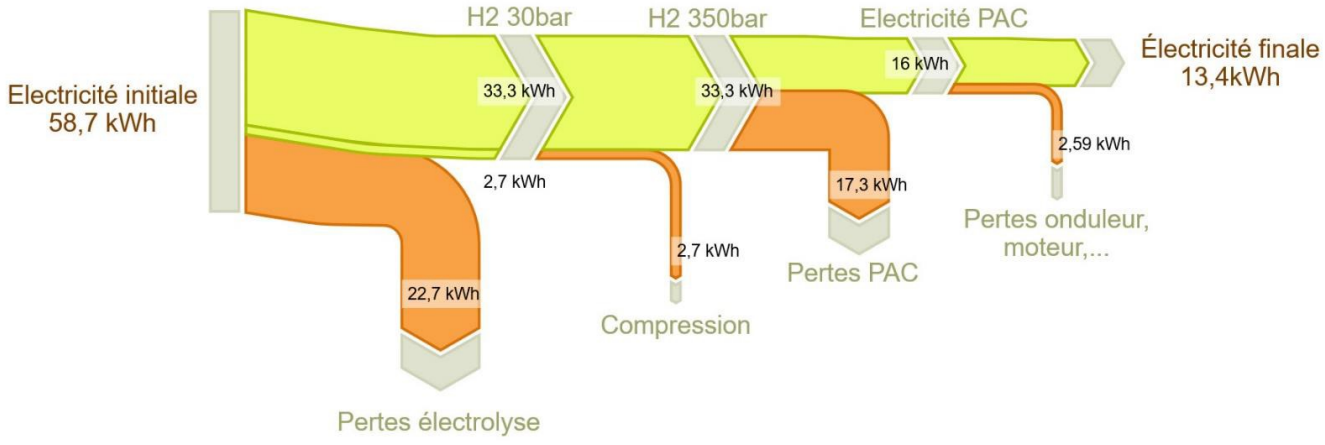
[18] Les applications pourraient concerner, en particulier, les transports en commun (trains et bus) et les véhicules utilitaires (poids-lourds et autres) car ces véhicules auront du mal à migrer vers l'électrique en raison du poids élevé des batteries, qui représente une limite profonde, d'où la pertinence de l'hydrogène pour eux. Le prix de l'hydrogène à la pompe, de l'ordre de 10 à 12 €/kg chez Air Liquide pour une autonomie maximale de 100 km/kg de H_2, n'est pas encore compétitif (sauf à ce que le prix du carburant – gasoil ou essence – dépasse 2 euros le litre pour des voitures thermiques consommant 5 L/100 km). L'Office a consacré en 2019 un rapport à la fin des véhicules thermiques en 2040, dont les rapporteurs étaient Stéphane Piednoir, sénateur et Mme Huguette Tiegna, députée (lien : rapport de l'Office n° 380, 2018-2019).

[19] Cf. la note n° 11 de l'Office sur le stockage de l'électricité, réalisée par la sénatrice Angèle Préville.

[20] Différentes techniques et procédures ont cependant permis d'accroître sa sûreté : stockage et transport en matériaux composites parfaitement étanches, multiplication des contrôles, etc.

[21]

De l'énergie nécessaire pour produire un kg d'hydrogène à l'énergie électrique finale disponible



Source : Ademe

NB : Il convient de préciser que ce rendement de 22 % peut encore être dégradé selon la solution de transport retenue.

[22] *Cf. le rapport de l'Académie des technologies « Le rôle de l'hydrogène dans une économie décarbonée », juin 2020.*

[23] *Les approches couplant la production à la consommation sont ainsi pertinentes et pourraient par exemple s'appliquer avantageusement à l'ensemble de la filière du bâtiment.*

[24] *Ces données reposent sur le rapport constaté empiriquement entre nos 8 000 éoliennes en fonctionnement en France et leur production annuelle de 32 TWh/an (avec 15 GW installés). S'agissant des panneaux photovoltaïques, l'ordre de grandeur de 80 000 hectares, soumis à d'importantes marges de variation, retient une valeur intermédiaire approximative entre 104 000 hectares et 57 000 hectares (ces deux valeurs étant issues, d'une part, de la méta-analyse de John van Zalka et de Paul Behrens qui retient une puissance effective de 6 W/m² ou 6 MW/km², soit 525 MWh/an/ha, et, d'autre part, d'un calcul de Jean-Marc Jancovici qui aboutit à 11 W/m² ou 11 MW/km², soit 1000 MWh/an/ha).*

[25] *Cf. le rapport de l'Office n° 253 (2013-2014) de Laurent Kalinowski et Jean-Marc Pastor sur le site du Sénat https://www.senat.fr/rap/r13-253/r13-253.html ou sur celui de l'Assemblée nationale https://www.assemblee-nationale.fr/14/rap-off/i1672.asp. Il peut être signalé que le président du groupe d'études de l'Assemblée nationale sur l'hydrogène, le député Michel Delpon, a publié, en mars 2021, l'ouvrage « Hydrogène renouvelable. L'énergie verte du monde d'après ».*

Nota : Gérard Longuet indique être administrateur de la société Cockerill.

Personnes consultées

Membre du conseil scientifique de l'OPECST

- M. Didier Roux, délégué à l'information et à la communication de l'Académie des sciences, membre de l'Académie des technologies

Institutions

Ministère de la transition écologique et solidaire - Direction générale de l'énergie et du climat (DGEC)
- M. Laurent Michel, directeur général
- Mme Alice Vieillefosse, directrice du cabinet du directeur général
- M. Lionel Prevors, chef de projet sur l'hydrogène

Académie des sciences
- M. Marc Fontecave, professeur au Collège de France, président du Comité de prospective en énergie de l'Académie des sciences, directeur du laboratoire de chimie des processus biologiques

Académie des technologies
- M. Bernard Tardieu, membre de l'Académie des technologies, président de sa Commission « Énergie et Changement Climatique »
- M. Marc Florette, membre de l'Académie des Technologies, coordinateur du rapport de l'Académie sur l'hydrogène, ancien directeur du numérique chez ENGIE
- Mme Isabelle Moretti, membre de l'Académie des Technologies, chercheure associée à l'Université de Pau et des Pays de l'Adour, administratrice de l'Institut national de l'environnement industriel et des risques (INERIS), ancienne directrice scientifique d'ENGIE, ancienne chercheure à l'IFPEN

Agence internationale de l'énergie (AIE)
- M. Paul Lucchese, expert de l'hydrogène et président du programme international de coopération sur l'hydrogène (*Technical Cooperation Program* ou TCP), chargé de la prospective des systèmes énergétiques auprès de la direction des énergies du CEA, ancien directeur adjoint du pôle de compétitivité Capénergies

Organisation nationale allemande pour les technologies de l'hydrogène et des piles à combustible / *Nationale Organisation Wasserstoff und Brennstoffzellentechnologie* (NOW)
- M. Jan Wegener, directeur des programmes européens

Office franco-allemand pour la transition énergétique (OFATE) / *Deutsch-französisches Büro für die Energiewende* (DFBEW)
- M. Sven Rösner, directeur
- Mme Lena Müller-Lohse, chargée de mission bioénergies et hydrogène

Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie (ADEME)
- M. Luc Bodineau, coordinateur pour l'hydrogène

Commissariat à l'énergie atomique et aux énergies alternatives (CEA)
- Mme Hélène Burlet, directrice adjointe des programmes et des projets
- M. Laurent Antoni, responsable de programme au CEA-Liten, spécialiste de l'hydrogène et président d'*Hydrogen Europe Research*
- M. Vincent Artero, directeur de recherche, spécialiste de recherche fondamentale sur la production d'hydrogène
- M. Daniel Iracane, conseiller en charge de la stratégie internationale et ancien directeur général adjoint de l'Agence pour l'énergie nucléaire (AEN)
- M. Jean-Pierre Vigouroux, responsable des affaires publiques
- M. Stéphane Laveissière, chargé de mission affaires publiques

IFP Énergies nouvelles (IFPEN)
- M. François Kalaydjian, directeur économie et veille, coordinateur pour l'hydrogène
- Mme Hélène Olivier-Bourbigou, directrice scientifique adjointe
- M. Jean-Pierre Burzynski, directeur du centre de résultats et des procédés, administrateur de l'entreprise Axens

Chercheurs de l'Université et du Centre national de la recherche scientifique (CNRS)

- M. Laurent Fulcheri, directeur de recherche et enseignant à l'École des mines–Mines ParisTech, conseil de la société *Monolith Materials*
- M. Olivier Joubert, professeur à l'Université de Nantes, directeur du groupement de recherche sur l'hydrogène
- M. Abdelilah Slaoui, directeur de recherche, responsable de la cellule Énergie du CNRS, directeur scientifique adjoint de l'Institut des sciences de l'ingénierie et des systèmes (INSIS)
- Mme Nathalie Kroichvili, professeur à l'Université de Belfort-Montbéliard, responsable de l'axe transverse RECITS du laboratoire FEMTO ST (Recherche et Étude sur le Changement Industriel, Technologique et Sociétal du laboratoire Franche-Comté Électronique Mécanique Thermique et Optique – Sciences et Technologies)
- Mme Marie-Thérèse Giudici-Orticoni, directrice de recherche, directrice de l'Institut de microbiologie, bioénergies, biotechnologies de l'Université Aix-Marseille (IMM) et de la plateforme hydrogène biomasse
- Mme Valérie Keller-Spitzer, directrice de recherche, directrice de l'Institut de chimie et procédés pour l'énergie, l'environnement et la santé (ICPEES) de Strasbourg, du laboratoire des matériaux, surfaces et procédés pour la catalyse, du groupe de recherche SolarFuels et du groupe Photocatalyse
- M. Dominique Pécaud, maître de conférences, directeur de l'Institut de l'Homme et de la Technologie à l'école polytechnique de l'université de Nantes et chercheur associé au CRC – Mines ParisTech

Entreprises et associations

France Hydrogène (Association française pour l'hydrogène et les piles à combustible ou Afhypac)
- M. Philippe Boucly, président
- M. Jean-Paul Reich, vice-président, consultant, spécialiste de l'hydrogène, ancien directeur scientifique d'ENGIE
- M. Maxime Sagot, responsable des relations institutionnelles

Air Liquide
- Mme Geneviève Samson, directrice mondiale H2 pour le marketing, la communication et les relations publiques
- M. Fabrice Delcorso, expert mondial groupe pour la production gaz et énergie (dont l'hydrogène) et les ACV
- M. Paul-Edouard Niel, directeur des affaires publiques pour la France

ENGIE
- Mme Secil Torun, responsable du « Lab hydrogène » CRIGEN, centre de R&D d'ENGIE consacré aux gaz verts (hydrogène, biogaz et gaz liquéfiés)
- M. Pierre Olivier, chef de projets Hydrogène au sein du « Lab Hydrogène »
- Mme Mercédès Fauvel-Bantos, chargée des relations avec le Parlement

GRTgaz
- M. Thierry Trouvé, directeur général
- M. Anthony Mazzenga directeur des gaz renouvelables
- Mme Agnès Boulard, responsable des relations institutionnelles

EDF – Électricité de France
- M. Bernard Salha, directeur R&D et directeur technique
- Mme Carmen Munoz Dormoy, directrice des activités aval
- M. Etienne Brière, directeur du programme Énergies renouvelables, stockage et environnement
- Mme Véronique Loy, directrice adjointe des affaires publiques

Hynamics (filiale hydrogène d'EDF)
- Mme Christelle Rouillé, directrice générale

RTE – Réseau de transport d'électricité
- M. Thomas Veyrenc, directeur de la Stratégie et de la Prospective

Total
- Mme Gabrielle Gauthey, directrice générale
- M. Pascal Siegwart, directeur des marchés et économie du carbone
- M. Adamo Screnci, directeur de l'hydrogène vert
- M. Bruno Seilhan, directeur des projets CCS (Carbon Capture and Storage)
- M. Jean-Pierre Dath, responsable R&D
- M. Stéphane Raillard, responsable R&D hydrogène
- Mme Claire Mirian, chargée de mission

Genvia
- Mme Florence Lambert, présidente-directrice générale, ancienne directrice du CEA-Liten

McPhy
- M. Laurent Carme, directeur général
- M. Gilles Cachot, directeur général adjoint, directeur des opérations

Elogen (ex-Areva H2Gen)
- M. Jean-Baptiste Choimet, directeur général
- M. Fabien Auprêtre, directeur des projets
- M. Pierre Millet, directeur de l'innovation
- M. Jean-Marc Leroy, responsable commercial

Sylfen
- M. Nicolas Bardi, président

Haffner Energy
- M. Philippe Haffner, président
- Mme Fabienne Herlaut, directrice générale

Consultants et avocats

- M. Claude Heller, consultant international sur l'hydrogène (ancien directeur des programmes R&D chez Air Liquide)
- Mme Sophie Pignon, avocate associée Cabinet Taylor Wessing
- Mme Noëlène Grenard, avocate