

Rôle de l'hydrogène dans une économie décarbonée

Rapport de l'académie des technologies

30 juin 2020

« Oui, mes amis, je crois que l'eau sera un jour employée comme combustible, que l'hydrogène et l'oxygène, qui la constituent, utilisés isolément ou simultanément, fourniront une source de chaleur et de lumière inépuisable et d'une intensité que la houille ne saurait avoir ».

Jules Verne "L'île Mystérieuse 1874"

Table des matières

Synthèse du rapport et recommandations	5
La chaîne de valeur de l'hydrogène.....	5
Sécurité.....	7
Opérations de démonstration ; recherche et développement	7
Vers une Industrie française/européenne de l'hydrogène	8
Benchmarks internationaux	8
Recommandations.....	9
1. Introduction.....	13
2. Pourquoi s'intéresser à l'hydrogène ?	15
3. La chaîne de valeur technologique : production, transport, stockage	25
3.1. La production de l'hydrogène	25
3.2. Le transport de l'hydrogène	35
3.3. Compression, liquéfaction, stockage.....	39
4. Hydrogène et sécurité	45
4.1. Propriétés de l'hydrogène	45
4.2. De quels risques parle-t-on dans la mobilité ?	46
4.3. Bonnes pratiques, normalisation et réglementation pour les stations hydrogène « grand public »	47
4.4. Bonnes pratiques, normalisation et réglementation pour les véhicules hydrogène....	49
4.5. En cas d'accident : services d'intervention et de secours (SIPS).....	52
5. Économie de l'hydrogène et modèles économiques.....	55
5.1. Coûts de production de l'hydrogène	55
5.2. Coûts de la logistique de l'hydrogène	63
5.3. Coûts de conversion de l'hydrogène en électricité	66
5.4. Coûts des différents modes d'utilisation de l'hydrogène	67
5.5 Place de l'hydrogène dans le mix, et scénarios énergétiques.....	75
6. Recherche et développement industriel.....	79
6.1. Technologies émergentes et besoin en recherche autour de l'hydrogène	79
6.2. Les technologies de production à grande échelle.....	80

6.3. Amélioration des technologies actuelles.....	84
7. La stratégie française, les champions français dans la compétition internationale ; une nouvelle filière industrielle ?.....	87
7.1. Le plan national de déploiement hydrogène sous l'angle industriel	87
7.2. Chaîne de la valeur de l'hydrogène	88
7.3. Mobilité.....	90
7.4. Les constructeurs/fabricants/équipementiers français	91
8. Les principaux programmes internationaux pour la production et l'utilisation de l'hydrogène	97
8.1 Le point de vue de l'Agence Internationale de l'Énergie	97
8.2 La production d'hydrogène	98
8.3 Les utilisations de l'hydrogène	100
8.4 Transport et stockage de l'hydrogène.....	101
8.5 Politique industrielle.....	102
9. Conclusion	103
Annexe 1. Les propriétés physiques et chimiques de l'hydrogène	105
Annexe 2. Le stockage souterrain de l'hydrogène en Europe et en France.....	109
Annexe 3. Quelques ordres de grandeur	111
Annexe 4. Électrolyseurs, piles à combustible	113
Annexe 5. L'hydrogène en dehors de la France	117
Annexe 6. Sécurité.....	149
Annexe 7. Liste des personnes entendues	151
Annexe 8. Glossaire	153
Annexe 9. Références	155

Synthèse du rapport et recommandations

L'hydrogène est dans l'univers un atome aussi simple qu'abondant. Ses propriétés chimiques et énergétiques sont multiples, ce qui lui confère parfois le surnom de « couteau suisse ». L'hydrogène est largement utilisé dans l'industrie (hydrogène « matière première », ci-après dans ce rapport "hydrogène matière") notamment dans les raffineries pour produire des carburants légers ou désulfurés, dans la chimie pour produire de l'ammoniac et des engrais, potentiellement dans la sidérurgie pour produire les aciers en réduisant le minerai de fer, etc. La France produit et utilise 922 000 tonnes d'hydrogène par an et dispose de plusieurs réseaux privés de transport d'hydrogène, de plus de 300 km de longueur. La production mondiale, en croissance, avoisine les 70 millions de tonnes.

Les objectifs de réduction drastique des émissions de CO₂, voire de neutralité carbone en 2050, provoquent dans de nombreux pays, dont la France, un regain d'intérêt pour les applications énergétiques de l'hydrogène dont la combustion est non émettrice de CO₂ ou de particules fines. De nouveaux usages de l'hydrogène « énergie » sont envisagés tels que l'injection jusqu'à 20 % dans les réseaux de gaz naturel, la transformation en méthane ou en carburants liquides (e-fuels et notamment carburants de synthèse pour le transport aérien), électricité par conversion directe dans des piles à combustible (PAC) stationnaires (alimentation d'écoquartiers ou de bâtiments) ou embarquées dans des véhicules. L'hydrogène est parfois évoqué comme un vecteur de stockage d'énergies solaires et éoliennes intermittentes, après production par électrolyse puis reconversion en électricité dans des PAC (*Power-to-Gas-to-Power*).

L'objectif du rapport de l'académie est de présenter les rôles possibles de l'hydrogène dans la transition écologique, de proposer l'amplification des efforts de recherche et développement (R&D) sur certains axes et de recommander des axes de développement industriel. Il comporte un benchmark international.

La chaîne de valeur de l'hydrogène.

Production

L'essentiel de l'hydrogène est actuellement produit par vaporeformage d'hydrocarbures. Les procédés sont matures, mais fortement émetteurs de CO₂. Les procédés de production par électrolyse (alcaline, ou avec membranes échangeuses de protons "PEM" sont matures, mais sensiblement plus coûteux que le vaporeformage. L'hydrogène produit par électrolyse n'est un vecteur décarboné que si la production d'électricité l'est également.

Les coûts de l'hydrogène électrolytique sont déterminés par le prix de l'électricité (75 % du coût total), loin devant l'amortissement des installations si elles sont utilisées au moins 3 000 à 4 000 h/an. L'hydrogène électrolytique produit avec l'électricité renouvelable va rester durablement plus cher (5 à 8 €/kg) que l'hydrogène de reformage (de 3,0 à 4,5 €/kg y compris la capture et le stockage du CO₂) tant que les prix de marché du gaz naturel resteront faibles. L'exploitation des propriétés énergétiques de l'hydrogène produit par électrolyse ne peut se justifier que si le prix attribué à la tonne de CO₂ évité est sensiblement supérieur à 100 €/t.

Le contenu énergétique de l'hydrogène nécessaire à la décarbonation d'une part significative de la consommation finale française d'énergie mobiliserait plus de 275 TWh d'électricité si l'hydrogène était produit exclusivement par électrolyse. Cette augmentation de plus de 50 % de la production annuelle d'électricité requerrait de doubler la puissance installée actuelle, si réalisée uniquement par les énergies renouvelables intermittentes (variables et non pilotables).

Il paraît plus réaliste de prévoir que la production d'hydrogène sera assurée 1) par électrolyse d'eau par de l'électricité d'origine nucléaire permettant d'assurer un facteur de charge élevé des électrolyseurs, 2) par électrolyse d'eau par de l'électricité intermittente, 3) par vaporeformage avec capture et stockage du CO₂ (CCS). Le savoir-faire français dans ce domaine est notable, permettant d'envisager le développement d'une filière industrielle. Mais elle ne se développera en France que si elle est admise par la société, et si la pénalité pour la tonne de carbone émise (prix de l'EU-ETS) augmente significativement.

Transport et stockage

Actuellement l'hydrogène doit être comprimé pour être transporté et stocké. Ces opérations ont un impact direct sur l'économie de l'hydrogène. Pour des petites distances, le transport est effectué dans des réservoirs sous pression (actuellement 220 bars). Des hydrogénoducs sont envisageables pour des distances et des quantités importantes. Le stockage de l'hydrogène embarqué pour les mobilités (700 bars) a progressé grâce aux composites de fibre de carbones (ou autres) qui permettent d'alléger les réservoirs. Cependant leur forme est cylindrique, ce qui ne facilite pas leur intégration dans des véhicules.

Usages

Dans ce contexte où l'hydrogène présente des attraits multiples, mais aussi des coûts, son utilisation devrait concerner en priorité **deux secteurs, l'hydrogène « matière première » pour l'industrie et l'hydrogène « énergie » pour les mobilités.**

Le besoin le plus évident et immédiat est la **substitution de l'hydrogène carboné** issu des procédés de reformage par de l'hydrogène décarboné produit par électrolyse. Cela peut être fait rapidement pour **l'industrie chimique diffuse** qui paye pour l'hydrogène un prix élevé faute de réelle concurrence entre fournisseurs et du coût élevé du conditionnement et du transport. En outre de nouveaux usages doivent être promus pour décarboner certaines industries (sidérurgie et peut-être cimenteries).

La mobilité à base d'hydrogène apporte une autonomie que ne permet pas la mobilité électrique exclusivement à base de batterie. Certaines mobilités (bateaux, trains, camions et bus) ne peuvent être décarbonées par des batteries électriques dont la densité massique et volumique d'énergie est trop faible.

Il est raisonnable de penser que la mobilité hydrogène ne se développera dans un premier temps qu'à partir d'un nombre limité de points de distribution, réservant de fait son usage aux transports lourds et à des flottes locales. Enfin, la traction ferroviaire et les navires (sur de courtes distances, mais aussi en stationnaire au port) pourront recourir à l'hydrogène en substitution des hydrocarbures et notamment du fioul lourd.

L'injection d'hydrogène décarboné dans les infrastructures existantes de gaz en substitution du gaz naturel doit être un troisième levier pour booster la demande et susciter des sources fiables de production comme le souligne d'ailleurs l'AIE³². Certes, le coût du CO₂ évité est élevé ; mais c'est la conséquence du fait que le gaz naturel est bon marché et peu émetteur de CO₂.

L'utilisation massive d'hydrogène comme stockage intermédiaire d'énergie électrique intermittente (éolien et solaire) dans la chaîne **Power-to-Gas-to-Power** se heurte à des obstacles rédhibitoires tenant aux volumes considérables des stockages d'hydrogène requis et au faible facteur de charge des électrolyseurs et piles à combustible de la chaîne « conversion-stockage-conversion » qui obère considérablement les coûts.

Les différents usages possibles de l'hydrogène seront en concurrence, dès lors que les capacités de production par électrolyse sont nécessairement limitées. Par exemple, produire la moitié de l'hydrogène actuellement consommé en France (922 kt) nécessiterait près de 50 TWh d'électricité ; cet hydrogène pourrait alternativement alimenter une dizaine de millions de véhicules électriques légers, soit environ le tiers du parc ; l'hydrogène pourrait également être utilisé pour décarboner certaines industries ou pour produire du gaz et des carburants de synthèse. Ces différents usages pourraient requérir près de 300 TWh d'électricité ce qui dépasse de très loin les excédents d'électricité intermittente d'un mix 100 % renouvelable. Les différentes filières électricité, gaz et hydrogène sont interdépendantes et une approche systémique de la production et des usages de l'hydrogène est nécessaire.

Le développement de la filière hydrogène nécessitera la création d'infrastructures considérables pour sa production, sa distribution aux véhicules, sa transformation en méthane ou carburants liquides de synthèse ou, après stockage, en électricité, etc. Il conviendra de réaliser ces investissements alors que la demande ne sera pas présente : seul l'État pourra prendre ce risque.

Sécurité

Le déploiement de l'hydrogène en dehors du secteur industriel s'accompagnera d'utilisations grand public, accroissant le potentiel d'accidents notamment dans la mobilité et les secteurs résidentiel et tertiaire. Il faudra prendre en compte ce risque nouveau et adapter les normes et la réglementation déjà existantes qui sont fondées sur un important retour d'expérience, mais acquis dans un autre contexte.

Opérations de démonstration ; recherche et développement

Il faut profiter de la forte motivation des territoires à initier des « opérations de démonstration ». Quelques projets entrent dans des programmes plus vastes de recherche et développement. Mais d'autres visent essentiellement à être des vitrines de solutions techniques connues et souvent importées ; elles doivent être encadrées au niveau national, et un bilan périodique et transparent de ces opérations doit être mené.

La recherche publique française a permis d'identifier de nombreuses technologies prometteuses, de *Technology Readiness Level* (TRL) variables telles qu'électrolyseurs réversibles à haute température, torches plasma, hydrogène natif, hydrogène issu de l'activité

bactérienne et/ou procédé de type biogaz 2^e génération sont des voies prometteuses ; le développement de ces technologies est insuffisamment soutenu, et leur passage au stade de pilote industriel doit être encouragé. Il en est de même des techniques de transport où la R&D française est présente, mais parfois pas sur le territoire national faute d'un encadrement réglementaire adéquat.

Vers une Industrie française/européenne de l'hydrogène

Les technologies clés (électrolyseur, pile à combustible, réservoirs embarqués, etc.) existent ; presque toutes sont matures et industrialisables.

L'écosystème français des équipementiers est bien vivant et il couvre ces technologies clés et dispose des composants requis (connectique, robinetterie). Néanmoins il s'agit de petites voire très petites sociétés qui auront des difficultés à appréhender le marché, qui étant mondial implique des coûts de prospection commerciale très élevés. Une consolidation du secteur s'imposera tôt ou tard ; d'ici là, les petits acteurs auront besoin de l'appui et la crédibilité d'acteurs plus puissants, en évitant de tarir leur créativité et leur agilité. Cet écosystème doit bénéficier d'appels d'offres ciblés en France et en Europe pour aider les entreprises à grandir. En outre ces sociétés sont confrontées aux problématiques de management de la croissance et de disponibilité de fonds propres bien connus à ce stade de développement. C'est une chance pour la France de pouvoir développer une nouvelle industrie dans le bon timing.

Les grands intégrateurs français (Air Liquide, Engie, EDF, Total...) sont présents, notamment par les commandes qu'ils passent et les opérations – certaines de taille significative – qu'ils engagent ou annoncent souvent avec l'aide des pouvoirs publics. Leur effet d'entraînement de l'industrie française et européenne n'est pas toujours suffisant.

Benchmarks internationaux

De nombreux pays sont engagés dans le pari de l'hydrogène avec une stratégie nationale, une stimulation de la demande d'hydrogène décarboné, des incitations à la mobilité hydrogène, la couverture des risques pour les premiers investisseurs et enfin des programmes de recherche. Citons parmi les pays les plus dynamiques et dans un ordre décroissant des efforts : hors Europe, le Japon, la Corée, la Chine, les États-Unis (Californie en tête), l'Australie ; et en Europe, l'Allemagne, les pays nordiques, la France et le Royaume Uni.

Plusieurs de ces pays (Allemagne, Japon, Corée...) considèrent avoir des potentiels limités de production nationale d'hydrogène décarboné, et envisagent malgré les difficultés du transport maritime de l'hydrogène, son importation massive de pays qui le produiraient à partir de gaz naturel ou de charbon et capture du CO₂ (Australie pour le Japon, Russie pour l'Europe), ou à partir d'électrolyse dans des pays où les énergies renouvelables peuvent être très compétitives). Les implications géostratégiques de ces politiques sont complexes.

Recommandations

À partir de ces observations développées et complétées dans le rapport, les principales recommandations de l'Académie des technologies sont les suivantes. Sauf exception dûment notées, elles s'adressent aux pouvoirs publics.

RECOMMANDATION 1 : Privilégier et promouvoir les applications de l'hydrogène en considérant le coût de la tonne de carbone évitée pour la transition énergétique.

1.1: La production décentralisée de l'hydrogène par électrolyse pour les usages industriels diffus, plutôt que par reformage du gaz naturel, présente un bilan carbone positif sans surcoût pour le consommateur. Il convient d'en faire une priorité.

1.2 : L'Académie recommande que la distribution de l'hydrogène pour les mobilités fasse l'objet d'une politique nationale à l'instar de l'Allemagne. La priorité va au transport lourd (camions, bus et cars, ferroviaire, transport fluvial et maritime) et aux flottes locales urbaines et périurbaines. Il convient de mettre en place une structure de coordination nationale des acteurs publics et privés de tous les secteurs industriels de l'hydrogène. L'équipement des grandes capitales régionales au voisinage, notamment des centres de logistique doit être privilégié. Le réseau se développera ultérieurement le long des principaux corridors et au fur et à mesure du développement d'un parc de véhicules à hydrogène. Une attention particulière doit être portée aux enjeux de sécurité.

1.3 : La France possède un réseau de gaz naturel étendu. L'Académie recommande que, dans une phase de développement de l'économie de l'hydrogène, l'injection d'hydrogène décarboné dans les réseaux de gaz soit encouragée, malgré le coût élevé de la tonne de CO₂ évité, pour soutenir la demande et bénéficier ainsi d'économies d'échelle dans la production.

1.4 : L'Académie recommande de développer des démonstrateurs industriels de systèmes de stockage et de distribution 100 % hydrogène notamment pour l'approvisionnement énergétique des zones non interconnectées (ZNI) ou pour l'exportation. Cependant le stockage massif d'hydrogène pour produire de l'électricité dans la logique Power-to-Gas-to-Power n'a pas de modèle économique convaincant d'ici 2050.

RECOMMANDATION 2 : Se doter d'un cadre politique favorable

2-1 : La France à l'instar des grands pays avec lesquels elle est en compétition doit avoir une vision et une politique industrielle hydrogène ambitieuse, partagée et lisible. Les initiatives des territoires et en particulier des régions portent souvent sur des opérations de démonstration. L'Académie recommande d'encourager ces initiatives avec l'objectif de contribuer au développement industriel de la filière française : la politique hydrogène ne peut résulter de la seule agrégation d'initiatives régionales et doit être pilotée et encadrée par le gouvernement au niveau national.

Les pouvoirs publics pourraient en toute transparence et indépendamment des organismes de promotion de l'hydrogène, évaluer la cohérence de l'ensemble de la politique et les résultats obtenus.

2-2 : l'Académie recommande que les pouvoirs publics en liaison avec les milieux industriels, les universités et laboratoires de recherche, produisent des analyses Système et des scénarios d'ensemble, couplant notamment le secteur électrique et le secteur gazier en incluant l'hydrogène et les émissions de CO₂ et permettant d'apprécier les opportunités, les coûts et les horizons de temps des diverses options.

2-3 : Il convient de poursuivre les efforts prénormatifs, normatifs et réglementaires, notamment pour la sécurité des applications grand public ou semi-grand public au niveau européen. En poursuivant les pratiques actuelles, le travail réglementaire doit associer l'administration et toutes les parties prenantes (pompiers, centres techniques, équipementiers, exploitants, usagers...).

2-4 : L'Union européenne doit mettre en place une segmentation des différents types d'hydrogène exclusivement fondée sur les émissions de CO₂ lors de sa production. La qualification d'hydrogène vert doit être réservée à l'hydrogène décarboné (électrolyse avec de l'électricité décarbonée ou reformage avec capture et stockage ou utilisation du CO₂).

RECOMMANDATION 3 : Promouvoir une industrie française et européenne de la chaîne de l'hydrogène.

Au-delà de l'électrolyseur, les principaux éléments sont le stockage, le transport, la distribution et la consommation. Ces éléments sont en interaction pour former un système, dont le fonctionnement est dicté par la volatilité de certaines sources d'électricité renouvelables (variables et non pilotable) et la variabilité de la consommation.

3.1 : Il y a principalement deux modes de production d'hydrogène décarboné : 1) le reformage d'hydrocarbures et la réduction de l'eau accompagné de capture et stockage ou utilisation du CO₂ (CCUS), 2) l'électrolyse de l'eau par de l'électricité décarbonée. La voie reformage/CCUS est à développer quand les conditions économiques sont réunies d'autant que la France dispose d'acteurs d'envergure internationale.

Il appartient aux pouvoirs publics de promouvoir une filière industrielle française et européenne Electrolyseur/Pile à combustible pour abaisser les coûts et satisfaire les fonctionnalités requises (charge variable de l'électrolyseur...).

3.2 : Il convient de mettre en place une politique de soutien des entreprises pour toutes les composantes de la filière hydrogène, notamment les maillons à valeur ajoutée en privilégiant les équipementiers français par l'amplification de prises de participation, de soutiens en fonds propres, d'aides remboursables, d'aides à la trésorerie, et en favorisant les coopérations entre acteurs à gouvernance française ou au moins européenne.

3.3 : Les opérations de démonstration, pré-déploiement et déploiement organisés par les territoires créent une demande. Il faut les valoriser en veillant à ce qu'elles n'aient pas comme principale conséquence l'importation d'équipements produits en Asie ou en Amérique du Nord.

3.4 : La prospection de l'hydrogène géologique natif doit être soutenue.

RECOMMANDATION 4 : Préparer l'avenir par un effort français et européen accru de R&D

4.1 : La recherche et développement doit être amplifiée pour aider au lancement de la filière et à l'émergence de groupes français à ambition mondiale. Toute la chaîne doit être soutenue en parallèle : la production d'hydrogène – de nombreux procédés alternatifs sont possibles - le transport, le stockage et l'utilisation en particulier pour les mobilités. Les leviers potentiels de changement à TRL (*Technology Readiness Level*) intermédiaires (3 à 6) ou bas sont à aider en priorité sur fonds publics pour réaliser des prototypes et pouvoir ensuite passer aux pilotes et à l'industrialisation.

Rapport de l'académie des technologies

1. Introduction

L'hydrogène, par sa simplicité, la multiplicité de ses usages et modes de production, et par son potentiel à être une énergie propre suscite l'attention et fascine, de Jules Verne (*L'île mystérieuse*) jusqu'aux responsables politiques d'aujourd'hui.

Dans les années 1970 après le premier choc pétrolier, les États ont confié à l'Agence Internationale de l'énergie (AIE-IEA) la mise en place du Programme collaboratif hydrogène et piles à combustible. Dans les années 1990, quelques grands pays et régions (Japon, Union européenne, Canada), motivés par les premières préoccupations concernant le changement climatique lançaient des opérations d'ampleur de soutien au développement de l'hydrogène. Dans les années 2000 ces marques d'intérêt étaient prolongées, notamment par les États-Unis qui lançaient l'*International Partnership for Hydrogen and Fuel Cells in the Economy* (IPHE) en 2003, en amplifiant l'action de l'AIE. Cependant, l'éloignement du pic pétrolier (*Peak Oil*), et la conviction que le coût des infrastructures requises par les véhicules électriques était très inférieur à celles de l'hydrogène, mis fin à cette vague d'intérêt.

Aujourd'hui cependant, l'intérêt porté à l'hydrogène paraît plus généralisé et profond. Plus de la moitié des pays du G20 ont défini une stratégie hydrogène incluant la production, les utilisations, le transport, le stockage et une politique industrielle associée. Les principaux moteurs de ce renouvellement d'intérêt sont le changement climatique et la transition énergétique. Il est reconnu qu'un développement massif des énergies renouvelables nécessite de prévoir le stockage des surplus d'électricité sur plusieurs semaines, voire plusieurs mois, ce qui peut être espéré du vecteur hydrogène. L'hydrogène serait ensuite utilisé en mobilité ou directement dans les réseaux de gaz.

L'hydrogène fait donc l'objet d'un intérêt croissant en Europe comme en Asie ou aux États-Unis, tous les pays se dotent d'une stratégie et lancent des projets d'envergure. En France par exemple, on voit se multiplier depuis 2015 dans Paris des taxis à hydrogène aux ailes bleu azur des bus Hydrogène dans plusieurs villes de province, et des vélos Hydrogène ici ou là, par exemple à Biarritz.

L'accord de Paris de 2015 vise à contenir le réchauffement climatique ; et en France le plan climat de 2017 a pour objectif d'atteindre la neutralité carbone en 2050. Ils obligent à explorer toutes les voies permettant d'atteindre ces ambitions. L'hydrogène décarboné, qu'il soit matière première ou énergie, doit être évalué comme l'un des moyens pour parvenir à la neutralité carbone tout en permettant de créer une filière industrielle française/européenne.

Ce rapport vise à établir le potentiel de l'hydrogène décarboné, de pointer les voies prometteuses mais aussi les fausses bonnes idées, de repérer les freins et proposer des recommandations pour créer une dynamique française/européenne. Il vise tout à la fois le

public qui souhaite s'informer sur les enjeux de l'hydrogène et les pouvoirs publics qui doivent mettre en œuvre une politique de recherche, développement et industrialisation.

Huit chapitres composent ce rapport ; le premier chapitre positionne le sujet et annonce le plan du rapport.

Le deuxième chapitre présente les principales caractéristiques physiques et chimiques de l'hydrogène et introduit ses deux principaux modes d'utilisation : aujourd'hui essentiellement l'« hydrogène matière » utilisé pour ses propriétés chimiques, principalement dans les raffineries (hydrocraquage et désulfuration) et dans l'industrie chimique (production d'ammoniac et d'engrais) ; et dans la filière en devenir de l'« hydrogène énergie » utilisé pour ses propriétés énergétiques, soit en combustion, soit pour produire de l'électricité dans une pile à combustible.

Le troisième chapitre passe en revue la chaîne de valeur technologique de l'hydrogène de la production au stockage et à la distribution (l'utilisation étant traitée au chapitre 2). En particulier le principal mode de production actuel (le reformage du méthane) et l'électrolyse envisagé en France pour les productions futures sont examinés.

Le quatrième chapitre est consacré aux questions de sécurité (inflammation et explosion), aux progrès faits en cette matière notamment pour une utilisation grand public ou semi grand public, et aux évolutions requises, notamment en matière de réglementation.

Le cinquième chapitre analyse les coûts économiques de la filière et les progrès à faire pour parvenir à sa compétitivité. Celle-ci ne sera acquise que si le coût de la tonne de carbone évité par l'utilisation d'hydrogène décarboné est valorisé ; des évaluations de ce coût sont proposées selon les différents usages.

Le sixième chapitre est consacré aux technologies émergentes et à la recherche et développement requise ; certaines technologies sont disruptives comme l'exploitation des gisements d'hydrogène natif.

Le septième chapitre présente les plans hydrogène de quelques grands pays, ou de pays intermédiaires analogues à la France (États-Unis, Chine, Japon, Espagne, Royaume-Uni). Il montre que malgré des intentions similaires, les ambitions peuvent être très différentes selon les situations propres à chaque pays.

Le huitième chapitre présente la filière industrielle française incluant de petites entreprises ou *start-ups* qui se positionnent sur ce marché émergent, et quelques grands groupes français.

La conclusion du chapitre 8 dresse les constats de l'académie pour que l'hydrogène joue son rôle dans la transition énergétique avec le soutien d'une politique publique rationnelle et visant à développer une filière industrielle.

2. Pourquoi s'intéresser à l'hydrogène ?

L'hydrogène, de numéro atomique 1 et de symbole H est l'élément le plus simple de l'univers. Il en est également le plus abondant : 75 % en masse et 92 % en nombre d'atomes des étoiles, nébuleuses, planètes gazeuses et gaz interstellaire^I. Il n'est présent dans l'atmosphère qu'à l'état de trace (0,55 ppm)^{II}. Cependant, il est massivement présent dans l'eau et donc les océans ; associé au carbone, il est le principal constituant (en nombre d'atomes) de toute matière vivante. Par exemple, l'hydrogène est présent dans 63 % des molécules et constitue 10 % de la masse du corps humain^I.

La molécule de dihydrogène (on l'appellera dans la suite de ce texte « hydrogène ») a été identifiée en 1766 par Cavendish ; Lavoisier démontra qu'elle se combinait avec l'oxygène pour constituer l'eau, et lui donna son nom (1783). Cet atome possède deux autres isotopes, le deutérium et le tritium, ce dernier étant radioactif et instable.

L'hydrogène a été utilisé comme énergie dans le transport à la fin du 19^e siècle et au début du 20^e avant d'être supplanté par les hydrocarbures liquides. Il est resté néanmoins très présent en Europe jusque dans les années 1960 puisque le « gaz de ville » produit au XIX^e siècle par pyrolyse en milieu anaérobique du charbon, puis par carbo-réduction de l'eau par du charbon en contenait jusqu'à 50 %.

Les propriétés physiques, chimiques et énergétiques de l'hydrogène sont particulièrement remarquables. Elles sont présentées succinctement ci-après car elles conditionnent la production et les usages de l'hydrogène ; elles sont détaillées en Annexe 1.

Les températures de fusion et d'ébullition de l'hydrogène sont très basses (- 259,14°C/- 252,87°C) et l'hydrogène est donc essentiellement utilisé sous forme gazeuse. Il est très léger (densité de 0,083 g/l à 20°C et 1 atmosphère), ce qui oblige à le stocker à haute pression. L'hydrogène se combine avec la plupart des corps simples. Avec le carbone, il forme des hydrocarbures et est à la base de la chimie organique ; en combinaison avec des métaux, il forme des hydrures qui sont une voie de stockage de l'hydrogène. Ces propriétés font de l'hydrogène Matière un élément incontournable dans de nombreux procédés chimiques.

L'hydrogène a un pouvoir calorifique élevé, 2,5 fois celui du méthane par unité de masse. L'hydrogène est donc envisagé comme un vecteur^{III} énergétique dans le futur, voire une source d'énergie². Cependant, du fait de sa faible densité, son pouvoir calorifique par unité de volume est faible. Utilisé en substitution du méthane dans des réseaux de gaz, il faut un volume d'hydrogène trois fois supérieur pour fournir la même énergie que le méthane.

I Ce résultat a été établi en 1923 dans sa thèse par Cecilia Payne-Gaposchkin (1900 - 1979), bien qu'il n'ait vraiment été admis que lorsqu'il a été confirmé par une autre voie par Henry Russel en 1929 ; Russel a cependant admis l'antériorité de Cecilia Payne.

II ppm : partie par million. Dans un m³ d'air, il y a l'équivalent de 0,55 cm³ d'hydrogène.

III « Carrier » en anglais, qui est un terme plus pertinent.

2.1. L'hydrogène aujourd'hui : des usages essentiels en pétrochimie et chimie industrielle

Le marché mondial de l'hydrogène est estimé à environ \$135 milliards en 2018 et une perspective d'atteindre \$200 milliards en 2023, avec un taux de croissance de 8 % variable selon les zones géographiques³. La production mondiale était en 2018 de l'ordre de 70 Mt/an d'hydrogène pur issu de 273 Mt d'hydrocarbures (majoritairement du méthane) auquel il faut ajouter 40 Mt/an d'hydrogène coproduit avec de l'oxyde de carbone et utilisé dans des processus chimiques. La production française annuelle est un peu inférieure à 1 Mt/an.

Les principaux distributeurs d'hydrogène dans le monde sont : Air Liquide (France), Air Products and Chemicals (US), Praxair (US), Iwatani (Japan), Linde (Allemagne), Messer Group (Allemagne), etc.

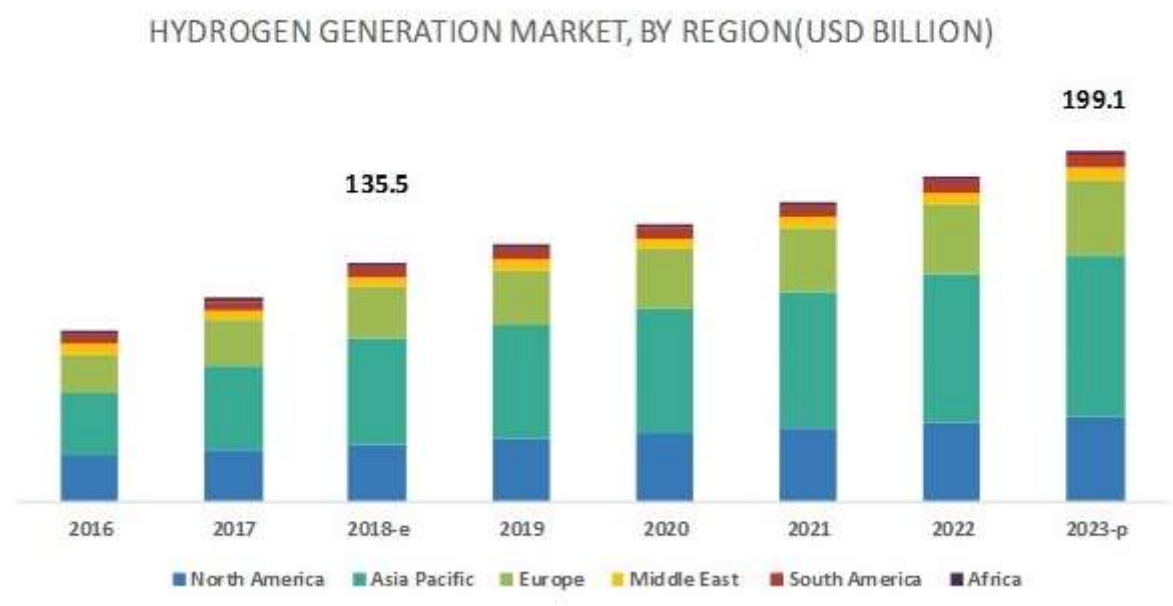


Figure 1 - Marché mondial de l'hydrogène – Markets and Markets® – 2018

L'hydrogène pur est essentiellement utilisé pour ses propriétés chimiques⁴ :

- Le premier usage (près de 50 % de la demande mondiale) vise à convertir les fractions lourdes de pétrole en produits légers et à désulfurer les produits finaux. Les exigences environnementales ont largement accru la demande de désulfuration. L'hydrogène sulfureux issu du processus assure l'essentiel de la production mondiale d'acide sulfurique.
- Le second usage (près de 45 % de la demande mondiale) est la production d'ammoniac (NH₃ gaz), utilisé pour la production d'engrais dont la demande est croissante.

L'hydrogène est également utilisé pour la production d'autres molécules (méthanol, éthanol, amides, H₂O₂, ...). Enfin les propriétés réductrices de l'hydrogène sont mises en œuvre dans différentes industries (réduction du minerai de fer, métallurgie, verre, soudage, électronique, etc.).

L'essentiel (95 %) de la production mondiale d'hydrogène est effectué par des procédés chimiques émetteurs de CO₂ : vaporeformage du méthane (*Steam Methane Reforming* – SMR) selon la réaction : $\text{CH}_4 + \text{H}_2\text{O} \rightarrow \text{CO} + 3 \text{H}_2$ qui produit le gaz de synthèse, puis $\text{CO} + \text{H}_2\text{O} \rightarrow \text{CO}_2 + \text{H}_2$ (réaction dite Water Gas Shift Reaction – WGSR, ou réaction du gaz à l'eau), ou gazéification du charbon suivi d'une réaction WGSR. Cependant ces procédés endothermiques et qui nécessitent des températures élevées (700–1100 °C) sont fortement émetteur de CO₂ (environ 10 kg de CO₂-eq par kg d'hydrogène produit par SMR ; plus à partir de charbon^{IV}). L'énergie contenue dans l'hydrogène produit par SMR n'est que les 2/3 de l'énergie consommée ; l'hydrogène produit par cette voie n'est pas « vert » (ou « décarboné »).

D'autres procédés chimiques de production d'hydrogène sont exploités ou en cours de développement et sont présentés dans la suite de ce rapport, certains sont émetteurs de CO₂ d'autres non ; la multiplication attendue de ces sources suggère qu'une traçabilité doit être mise en place pour distinguer l'hydrogène vert (produit sans émission de CO₂) de l'hydrogène bleu (produit à partir d'hydrocarbures, mais avec capture du CO₂) et de l'hydrogène gris (Chapitre 3.x).

2.2. L'hydrogène de demain : une production décarbonée et la valorisation de ses propriétés énergétiques

Dans le futur, l'hydrogène Matière restera indispensable à de nombreuses applications chimiques et industrielles ; cependant cet hydrogène devra être décarboné ; l'une des voies est sa production par électrolyse en mobilisant de l'électricité décarbonée.

L'hydrogène présente l'avantage de ne pas produire de déchets lors de sa transformation directe en électricité dans une pile à combustible ; l'hydrogène Énergie produit à partir d'hydrocarbures avec capture du CO₂ ou par électrolyse est donc un vecteur d'énergie propre n'émettant ni gaz nocifs ni particules fines. Cet hydrogène peut être valorisé directement, ou utilisé dans des piles à combustible (PAC) pour produire de l'électricité utilisable dans les mobilités ou dans des installations stationnaires. A noter cependant que la combustion d'un mélange air-hydrogène produit des oxydes d'azote ; pour l'éviter, il faut que la combustion ait lieu en l'absence d'azote (oxy-combustion) ou à basse température en présence d'un catalyseur.

a. L'hydrogène matière pour l'industrie

Le besoin le plus évident et immédiat est la substitution de l'hydrogène carboné issu des procédés de gazéification ou de reformage par de l'hydrogène décarboné.

Un hydrogène décarboné, qu'il soit produit par reformage avec capture et stockage du CO₂, par électrolyse à partir d'électricité décarbonée ou par d'autres procédés plus prospectifs, représentera un surcoût pour les industriels. Le plan de déploiement de l'hydrogène pour la

IV Life Cycle Assessment of Hydrogen Production via Natural Gas Steam Reforming - National Renewable Energy Laboratory - États-Unis - 2011. Cette référence indique 11,9 g/kg, mais il faut lire 11,9 kg de CO₂ par kilo d'hydrogène. Voir *Large-scale Hydrogen Production* - Jens R. Rostrup-Nielsen and Thomas Rostrup-Nielsen - Topsoe technologies - 2001 qui donne 8,1 de CO₂ par tonne H₂ pour la seule exploitation du procédé, sans faire une analyse complète du cycle de vie.

transition énergétique du 1^{er} juillet 2018 (plan « Hulot ») a fixé l'objectif, en réalité modeste, que 10 % de l'hydrogène français soit produit par électrolyse en 2023, et 20 % à 25 % en 2028. Les technologies existent, et Air Liquide par exemple a annoncé la construction au Canada du plus grand électrolyseur PEM (Membrane échangeuse de protons) au monde, d'une capacité de 20 mégawatts (MW) pour la production d'hydrogène décarboné⁵. Cette installation située à Bécancour bénéficiera des très bas prix de l'électricité au Québec.

b. Les usages énergétiques de l'hydrogène

L'hydrogène, si sa production est décarbonée, peut devenir un vecteur d'énergie propre. Il peut être produit par vaporeformage avec séquestration du CO₂, à partir de biomasse ou par électrolyse. C'est ce dernier mode de production qui suscite actuellement dans de nombreux pays européens un véritable engouement, en présupposant que des capacités excédentaires de production intermittentes (solaire ou éolien) pourraient être utilisées pour produire et stocker de l'hydrogène ; cet hydrogène serait déstocké et converti en électricité lorsque la demande d'électricité dépasserait les capacités de production. Au chapitre 5, on montre que la seule production d'hydrogène par des surplus d'énergie renouvelable serait insuffisante pour assurer le développement d'une économie de l'hydrogène, et qu'il faut envisager une production d'électricité additionnelle fonction de la demande d'hydrogène.

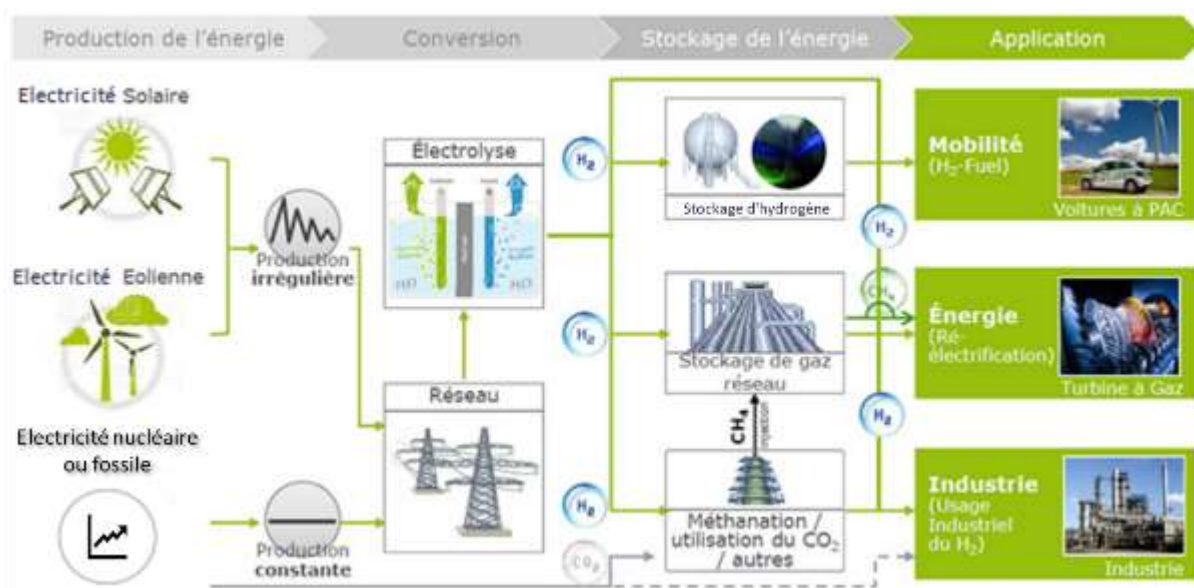


Figure 2 - Chaîne de valeur de l'hydrogène - D'après GRT Gaz - 2014

c.1. Utilisation stationnaire

L'hydrogène énergie peut être utilisé directement par combustion, sous réserve d'émission d'oxydes d'azote. On peut le mélanger au méthane jusqu'à une concentration d'environ 20 % en volume, dont le principal intérêt est d'utiliser les infrastructures gazières existantes qui sont largement amorties. On peut aussi l'utiliser dans des piles à combustible stationnaires pour produire localement de l'électricité. On peut également l'utiliser dans des turbines à gaz en cycle direct ou complété par une turbine à vapeur (cycle combiné). Les turbines actuelles, qui peuvent atteindre 60 % de rendement en cycle combiné, n'acceptent qu'une petite proportion d'hydrogène comme combustible, et le gaz naturel – émetteur de CO₂ - en reste le principal carburant. Elles ont cependant une meilleure durée de vie et permettent de plus

fortes puissances que les PAC. Certains constructeurs développent des turbines à gaz 100 % hydrogène (Mitsubishi, Siemens, General Electric) ; elles ne sont pas envisagées avant 2030.

Ces différentes perspectives d'utilisation et leur quantification économique sont détaillées au chapitre 5.

c.2. L'hydrogène pour les mobilités

Les mobilités électriques hydrogène bénéficient d'une plus grande autonomie et d'un temps de recharge beaucoup plus court que les mobilités électriques fondées sur des batteries. La densité énergétique du système hydrogène (réservoir, pile à combustible et hydrogène) par unité de masse et de volume en comparaison à son équivalent batterie en fait un bon candidat pour les transports lourds et les transports longue distance.

En outre la conversion de l'hydrogène en électricité ne génère ni gaz nocifs (SO_x, NO_x, etc.), ni particules fines ce qui rend les mobilités hydrogène également bien adaptées aux -usages urbains.

Un verrou : la distribution de l'hydrogène

Le développement des mobilités hydrogène requiert la distribution du carburant aux utilisateurs. Les mobilités individuelles demandent un réseau très maillé : il y a en France environ 11 000 points de distribution de carburants. Même en acceptant un maillage réduit à 20 km par 20 km, il faudrait 2 500 points de distribution.

Or, les stations de distribution d'hydrogène nécessitent des investissements sensiblement supérieurs à un million d'euros, et doivent soit être alimentés – par camions actuellement, éventuellement par gazoduc à terme –, soit produire sur place leur hydrogène par électrolyse (elles sont alors plus chères d'environ 80%). Au-delà des quelques démonstrateurs existants, de telles installations ne peuvent être rentabilisées qu'avec des volumes distribués importants. Le développement d'un réseau, préalable à la vente des véhicules, ne peut guère se concevoir sans soutien public.

Mobilités individuelles

Les usages de l'hydrogène pour la mobilité sont développés au paragraphe 5.4. On notera à ce stade l'importance du coût du système embarqué qui inclut la production embarquée d'électricité (réservoir d'hydrogène, pile à combustible batterie de stockage intermédiaire) et la chaîne de propulsion électrique. Des réductions substantielles sont espérées d'une amélioration des performances de la cellule et d'un fort effet de série^{6, 7}.

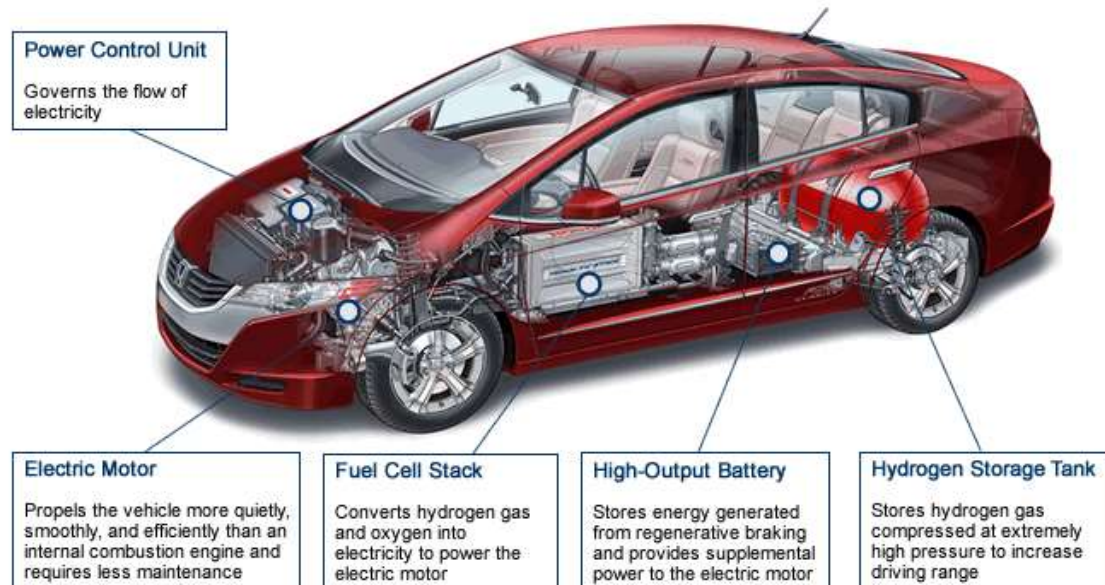


Figure 3 - Composant d'un véhicule à l'hydrogène - Écorché Honda

Le plan de déploiement de l'hydrogène pour la transition énergétique du 1^{er} juillet 2018 envisage de 20 000 à 50 000 véhicules utilitaires légers^V, 800 à 2 000 véhicules lourds et 400 à 1 000 stations de distribution à l'horizon 2028. Par rapport au nombre de véhicules, ces stations seraient sous-utilisées. Il est donc raisonnable de penser que la mobilité hydrogène ne se développera dans un premier temps qu'à partir d'un nombre limité de points de distribution (stations-service), réservant de fait son usage à des flottes ciblées. C'est l'exemple de Hype⁸ avec ses taxis à hydrogène en Région parisienne, mais aussi des flottes de bus (Pau, Versailles, etc.).

Au-delà, on peut penser au transport routier longue distance pour lequel les batteries ne constituent pas une solution viable. Quelques points de distribution sur les axes les plus fréquentés pourraient contribuer à décarboner un secteur qui contribue largement aux émissions de carbone.

Cependant au vu du nombre de véhicules envisagés, il est clair que les équipementiers et fournisseurs de systèmes ne pourront se contenter du marché français, mais devront viser un marché mondial : les politiques de soutien doivent être conduites avec cette vision. Le benchmark international permet d'appréhender la variété des approches des différents pays occidentaux et asiatiques, dont la Corée du Sud qui est particulièrement ambitieuse.

^V Il est intéressant de constater que le plan hydrogène concerne tous les véhicules utilitaires légers et pas seulement les véhicules de mobilité individuelle.

Transport de passagers ou de marchandises



Figure 4 - Un tracteur Toyota



Figure 5- Rame Alstom à pile à combustible - Exploitation SNCF – © Alstom

Au-delà, on peut penser au transport routier longue distance pour lequel les batteries ne constituent pas une solution viable. Quelques points de distribution sur les axes les plus fréquentés pourraient contribuer à décarboner un secteur qui contribue largement aux émissions de carbone.

Enfin, les trains (cf. Alstom) voire les bateaux (sur de courtes distances) pourraient recourir à l'hydrogène sans nécessiter dans un premier temps le déploiement d'un grand nombre de points de distribution.



Figure 6 – Ferry norvégien – Financement Union européenne – Mise en service 2021

Mobilités individuelles

Les usages de l'hydrogène pour la mobilité sont développés au paragraphe 5.4.

Utilitaires à prolongateur d'autonomie à l'hydrogène

Renault produit depuis fin 2019 des véhicules utilitaires légers à batterie électrique, avec un prolongateur d'autonomie à l'hydrogène, dont le cœur est une pile à combustible de petite puissance (5 kW, 20 % à 25 % de ce qui serait nécessaire pour assurer la propulsion normale du véhicule). Le prolongateur permet de recharger la batterie y compris lorsque le véhicule est à l'arrêt. Le Kangoo passe d'une autonomie de 230 km dans la version électrique à batteries à 370 km pour la version hydrogène. Le Master atteint une autonomie de 350 km contre 120 km sans hydrogène.

La chaîne hydrogène de ces véhicules est pour l'instant produite de façon artisanale, pour tester le marché avant une production industrielle.



Figure 7 - Véhicules Utilitaires Renault Z.E. 33 H2 Hydrogène

Les stations de distribution d'hydrogène aux véhicules (« stations-service », ou stations de remplissage) sont réalisées en surface, le stockage peut être fermé, mais au niveau du sol^{VI}. Ces installations nécessitent, si elles sont alimentées par un électrolyseur, une installation de traitement d'eau, une ventilation du système, une compression à 350 ou 700 bars, et leur empreinte au sol est significative.

VI Arrêté du 22 octobre 2018 relatif aux prescriptions générales applicables aux installations classées pour la protection de l'environnement soumises à déclaration sous la rubrique n° 1416 et arrêté du 12 février 1998 relatif aux prescriptions générales applicables aux installations classées pour la protection de l'environnement soumises à déclaration sous la rubrique n° 4715

Résumé et conclusions

L'industrie de la production d'hydrogène est bien développée ; les principaux usages sont la pétrochimie et la chimie industrielle (hydrogène matière). La France dispose d'un acteur de taille mondiale, Air Liquide.

L'essentiel de la production d'hydrogène dans le monde est réalisé à partir d'hydrocarbures. Le développement des énergies renouvelables ouvre la perspective de production d'hydrogène décarboné par électrolyse.

L'hydrogène Énergie peut être un vecteur d'énergie propre pour la transition énergétique. L'énergie contenue dans l'hydrogène stocké - que la production soit faite à partir d'hydrocarbures ou d'électrolyse - représente environ les 2/3 de l'énergie nécessaire à sa production.

Les usages potentiels de l'hydrogène énergie sont multiples ; leur faisabilité technique et économique est évaluée au chapitre 5 ; à titre d'exemples :

- utilisation directe en injection dans les réseaux de gaz ;
- conversion de l'hydrogène en méthane de synthèse en le combinant avec du CO₂ ;
- utilisation d'hydrogène dans des installations de biogaz pour en améliorer le rendement) ou en e-fuels (kérosène, etc.) ;
- utilisation pour les mobilités dans des véhicules : l'hydrogène est converti en électricité via des piles à combustible (PAC). Ces applications peuvent concerner les transports terrestres lourds, les transports fluviaux ou maritimes, les transports légers Longue distance, etc. La production d'électricité dans les piles à combustible ne génère que de l'eau, et donc ni gaz nocif ni particules fines ;
- stockage d'électricité renouvelable intermittente et transformation en électricité dans des PAC stationnaires, pour l'alimentation de bâtiments ou quartiers, ou pour alimenter le réseau de transport d'électricité (Power-to-Power).

3. La chaîne de valeur technologique : production, transport, stockage

3.1. La production de l'hydrogène

3.1.1. L'hydrogène fatal

Plus de la moitié de la production annuelle française d'hydrogène, qui est d'environ 900 000 t, est de l'hydrogène fatal, c'est-à-dire qu'il est produit en association avec des processus industriels qui n'ont pas la production d'hydrogène comme objectif.

L'industrie du chlore qui utilise l'hydrolyse de saumure produit 51 000 t d'hydrogène par an, soit 6% de la production nationale. Les cokeries en produisent environ 126 000 t (14 %) et les raffineries environ 360 000 t (40%). Les raffineries utilisent cet hydrogène matière. D'autres industriels utilisent cet hydrogène en combustion ou le relâche dans l'atmosphère.

3.1.2. La production mondiale d'hydrogène est à 96 % réalisée par reformage d'hydrocarbures ou carbo-réduction de l'eau par du charbon avec émission de CO₂.

Voie humide SMR

49 % de la production mondiale est faite par vaporeformage du méthane (SMR, Steam Methane Reforming).

Le principal procédé de production d'hydrogène matière utilisé aujourd'hui est le reformage humide (SMR) qui nécessite un apport externe d'énergie ou autothermique (ATR) qui utilise l'énergie d'une fraction du méthane traité selon les réactions :

$\text{CH}_4 + \text{H}_2\text{O} \leftrightarrow \text{CO} + 3 \text{H}_2$ réaction endothermique, à haute température (840 à 920 °C), à pression modérée (20-30 bars) et en présence de catalyseur(Ni) ;

$\text{CO} + \text{H}_2\text{O} \leftrightarrow \text{CO}_2 + \text{H}_2$ réaction exothermique en présence d'eau c'est la réaction WGSR (*Water Gas Shift Reaction*) ;

Le rendement global est de 72 à 82 %, l'hydrogène provient pour moitié du méthane et pour moitié de l'eau ; 10kg de CO₂ est émis par kg d'H₂, et l'énergie contenue dans l'hydrogène produit est environ les 2/3 de l'énergie nécessaire aux réactions.

Les installations SMR sont généralement de grande taille, une centaine de tonnes par jour d'hydrogène pour les grandes installations dans le monde allant jusqu'à six cents tonnes pour les plus grandes aux États-Unis et en Asie.

Oxydation de coupes pétrolières

29 % de la production mondiale est faite par oxydation partielle de coupes pétrolières

Ce procédé est adapté pour des fractions lourdes de pétrole avec un rendement de 53 à 67 % sur pouvoir calorifique inférieur.

Le principe est le même que le vaporeformage du méthane pour former du gaz de synthèse mais l'oxydation de l'hydrocarbure est effectuée par du dioxygène au lieu de l'eau.

La réaction est exothermique, à haute température (900 à 1000 °C), plus forte pression (20-60 bars) et en général sans catalyseur.

Ce procédé est utilisé pour fournir des gaz de synthèse avec un ratio H₂/CO particulier pour la pétrochimie en l'absence d'hydrocarbures légers, ou pour détruire des résidus d'hydrocarbures lourds peu valorisables.

Carbo-réduction de l'eau

18 % de la production mondiale est faite par carbo-réduction de l'eau par du charbon (réaction aussi appelée gazéification du charbon)

Il s'agit de la réaction entre du charbon incandescent et de l'eau pour produire du gaz à partir de l'eau $C + H_2O \leftrightarrow CO + H_2$

suivie de: $CO + H_2O \leftrightarrow CO_2 + H_2$ soit la réaction WGSR (Water Gas Shift Reaction)

Presque 100 % de l'hydrogène produit provient de l'eau avec pour conséquence que le CO₂ émis par kg d'hydrogène est bien plus élevé que celui du procédé SMR.

En Australie, un grand projet de production d'hydrogène par carbo-réduction de l'eau par du lignite, a été lancé pour exporter cet hydrogène vers le Japon (voir paragraphe 3.1.3)

3.1.3. La production d'hydrogène par reformage ou carbo-réduction avec capture et stockage du CO₂

Cependant en continuité de la production actuelle d'hydrogène à partir de méthane ou de charbon, de grands projets associent la production d'hydrogène issu des énergies carbonées avec le stockage du CO₂ de façon à produire de l'hydrogène appelé parfois hydrogène bleu pour indiquer qu'il n'émet pas de CO₂ durant le cycle complet de fabrication. Le coût de la capture du CO₂ est de l'ordre de 10 à 20 € par tonne de CO₂⁹ (100 à 200 € par tonne d'hydrogène) ; le coût de la capture est donc inférieur à la valeur d'échange des permis d'émission sur le marché des EU-ETS et constitue une opération rentable.

Les procédés de capture de CO₂ sont utilisés très largement dans l'industrie. Ils sont efficaces même s'ils sont sans doute améliorables. Le passage de l'H₂ gris à l'H₂ bleu se pose surtout en termes de stockage du CO₂. La recherche dans ce domaine a été très active dans les années 2000 en particulier avec les EPIC comme l'IFPEN et le BRGM et un pilote a été réalisé, grâce à TOTAL, autour du gisement épuisé de Lacq. Il y a par ailleurs un savoir-faire national, et déjà largement présent à l'export, en stockage souterrain de gaz (Storengy, Teregua, Geostock). Néanmoins, les projets de recherche se font en dent de scie car le stockage du CO₂ n'a pas actuellement de business model et que les activités ayant trait au sous-sol ont peu de soutiens politiques en France.

Un exemple intéressant est fourni par un projet qui implique le gouvernement australien et la firme japonaise Kawasaki Heavy Industries. L'Australie dispose de grandes quantités de lignite dans la Latrobe Valley. Le projet consiste à utiliser le lignite pour opérer une carbo-réduction de l'eau. L'hydrogène sera transporté par camion au port australien de Hastings, puis à Kobe au Japon par navire hydrogénier. Le projet pilote d'environ 400 millions de dollars est financé par le gouvernement australien et l'État du Victoria pour les installations, par le Japon pour le navire. Ce projet a démarré en 2019. S'il se développe, il est prévu de réaliser la capture et le stockage du CO₂ émis (CCS). Les développeurs du projet considèrent que le gisement de lignite du Gippsland Basin, dans la Latrobe Valley, a une capacité de stockage du CO₂, ce que confirme le Global CCS Institute. L'hydrogène produit doit être transporté jusqu'à une usine de liquéfaction au port d'Hastings puis transporté vers le Japon. L'équilibre économique du projet n'est pas démontré, mais le gouvernement d'Australie, l'État du Victoria et Kawasaki ont choisi de prendre ce risque¹⁰.

Un autre projet d'envergure est porté par Chiyoda, l'hydrogène produit par vaporeformage à Brunei serait transporté par bateau en utilisant un support organique (toluène hydrogéné en methylcyclohexane) au Japon¹¹.

Au Royaume-Uni, le projet H21 à Leeds est en cours de développement. Il prévoit de transformer le méthane par vaporeformage, d'injecter le CO₂ dans des réservoirs épuisés et d'utiliser le réseau de gazoduc pour transporter l'hydrogène.

Total participe depuis l'origine au centre technologique norvégien de Mongstad dédié au CCS. Il a contribué aux projets réalisés sur les sites de production de Sleipner et Snøviht. Avec Shell, Total développe un projet original visant à capter le CO₂ d'installations industrielles à Oslo (cimenterie, usine d'incinération...) et à stocker le CO₂ en mer du Nord. Chacun de ces projets stocke plus d'1MT de CO₂/an. Sleipner est opérationnel depuis 1996. Enfin Total vient de lancer un projet de démonstration sur des nouvelles technologies de capture du CO₂ à Dunkerque en liaison avec IFPEN.

Ces projets sont intéressants et encouragés par les producteurs de gaz naturel. Leur faisabilité technique et financière est dépendante de la proximité des capacités de stockage et de leur coût d'exploitation.

Si l'économie de l'hydrogène se développe à grande échelle, ce type d'opportunité peut jouer un rôle sur le marché de l'hydrogène et modifier les équilibres.

Pour le développement de la filière hydrogène, comme pour la continuité d'autres industries, on ne pourra sans doute pas faire l'impasse sur la capture du CO₂. Les exemples ci-dessus et l'annexe internationale montrent que plusieurs pays et plusieurs sociétés privées investissent sérieusement dans la recherche pour développer la production l'hydrogène bleu, donc en stockant le CO₂. L'Académie souhaite que la France n'abandonne ni la recherche, ni son savoir-faire, dans ce domaine.

alternativement pour électrolyser de l'eau, ou produire de l'électricité en fonctionnant en pile à combustible. Ce système en cours d'expérimentation peut permettre de lisser la variabilité de la production d'énergie renouvelable d'un bâtiment de grande taille.

Les électrolyseurs alcalins ont des coûts d'investissement plus faibles que les PEM. Le français AREVA H2gen est spécialisé en technologie PEM, alors que l'autre français McPhy exploite un procédé PEM (stacks fournis par l'américain Giner) et un procédé alcalin (par suite de l'acquisition d'une société allemande).

Le regain d'intérêt pour le développement d'une économie de l'hydrogène a motivé depuis une dizaine d'années le développement d'électrolyseurs plus performants. De nombreux pays étrangers (États-Unis, Chine, Corée, Japon, Allemagne, etc.) et la France ont accru les efforts de recherche publique, et initié des démonstrateurs. Cet intérêt s'est amplifié avec la généralisation de politiques de maîtrise et réduction des émissions de CO₂ et le déploiement d'énergies intermittentes (énergies renouvelables – EnR – éolien et solaire, pour l'essentiel). Les systèmes électriques faisant largement appel à ces moyens non régulables connaissent des périodes significatives où la production excède la demande ; elle doit être écrêtée, ou utilisée pour assurer son stockage sous forme chimique (batteries ou hydrogène). L'électricité est difficilement stockable sous forme électrochimique (batteries) ; le stockage sous forme d'hydrogène est la base de la filière « Power-to-Gas ». Le schéma ci-après en présente le principe. L'hydrogène peut en fonction de la demande être :

- utilisé sous cette forme, dans des installations stationnaires ou pour les mobilités ;
- transformé en CH₄ en le combinant avec du CO₂ qui aurait préalablement été capturé (par exemple du CO₂ issu de l'industrie comme dans le cas du pilote Jupiter 1000 à Fos-sur-Mer), le méthane de synthèse ainsi produit peut facilement être injecté dans le réseau ;
- transformé en combustible synthétique liquide, pour des applications transport (notamment aérien), en le combinant avec du carbone venant de la biomasse.

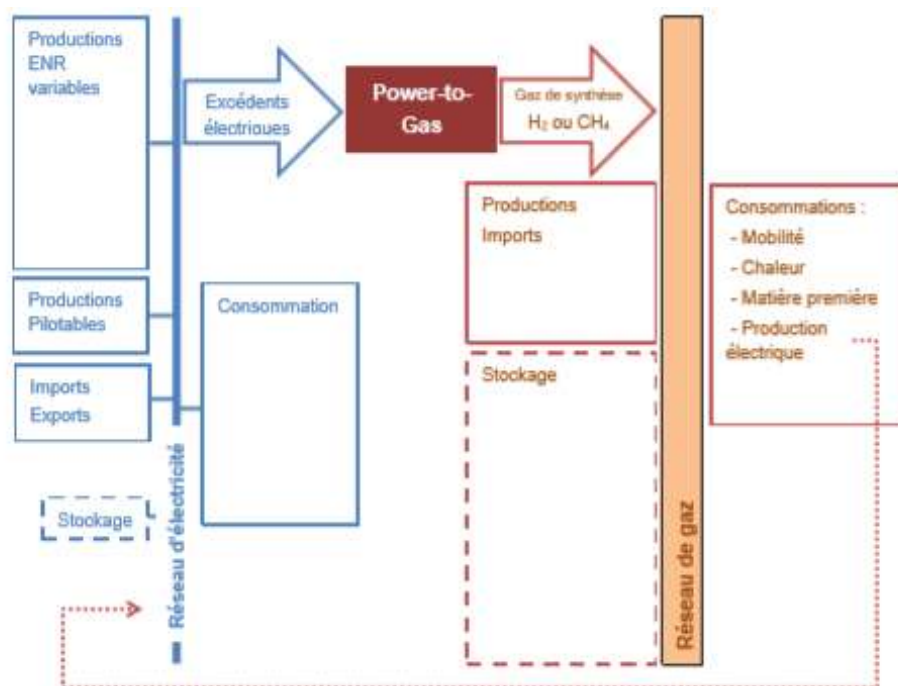


Figure 9 - Schéma de principe du Power-to-gas¹²

Les électrolyseurs et les piles à combustible peuvent être réalisés de façon modulaire :

- chaque module élémentaire (ou cellule) est constitué d'un empilement de plaques ;
- les cellules qui constituent un ensemble fonctionnel sont empilées en série pour constituer des stacks. Les stacks peuvent être réunis en série ou en parallèle selon l'application souhaitée!

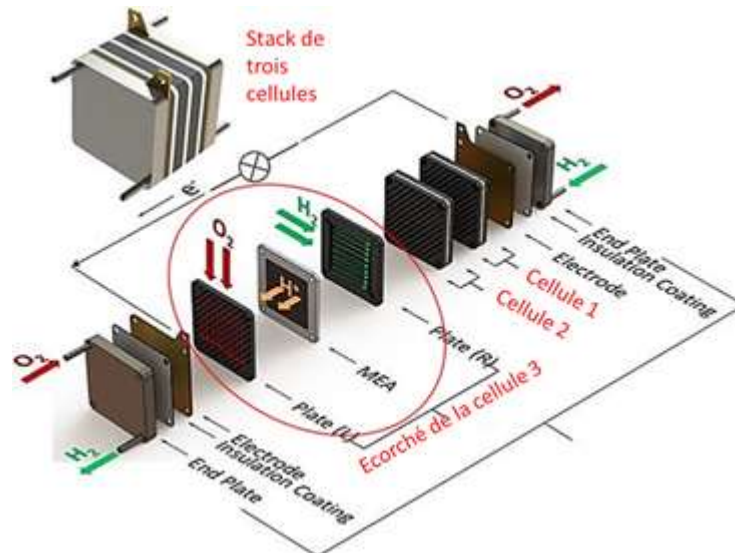


Figure10 - Présentation schématique d'un stack de pile à combustible

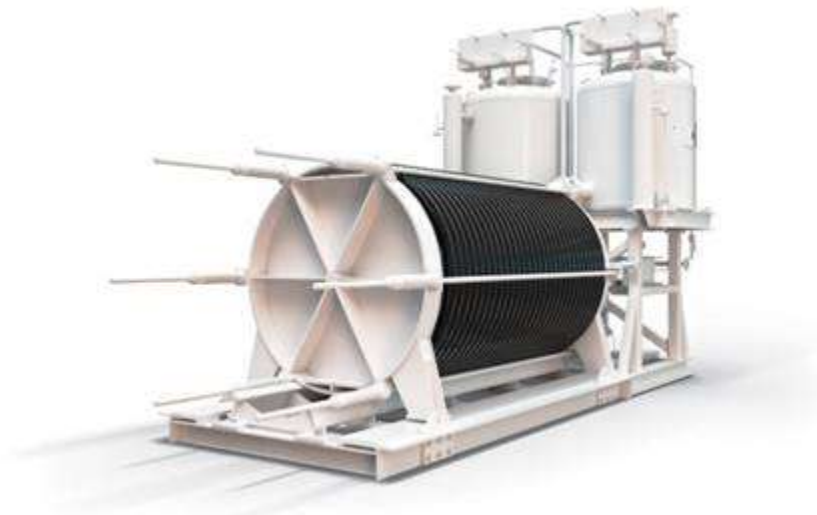


Figure 11- Electrolyseur Haute pression - 1 MW - © Neel

Il y a trois types d'électrolyseurs, tous matures :

¹ Pour plus de détails voir l'Annexe 3 bis « Electrolyseurs, piles à combustibles : les stacks »

1. les électrolyseurs alcalins basse pression dont la technologie est proche des électrolyseurs chlore-alcali utilisés pour la production du chlore. Il convient de comprimer l'hydrogène produit. Thyssen, en est le leader mondial et a installé des centaines de MW dans le monde ;
2. les électrolyseurs alcalins nouvelle génération, 30 bars en sortie, type McPhy. La puissance des stacks est de 2 MW au maximum, diamètre de 1 à 2 m ;
3. les électrolyseurs PEM, sortie à 60 bars. La puissance des stacks est de 1 MW au maximum ; le diamètre est de l'ordre du mètre et la longueur de quelques mètres.

La puissance des stacks est limitée par leur masse. Au-delà d'une certaine limite, ils ne peuvent plus être transportés par route ou voie ferrée, mais doivent être assemblés sur place, ce qui est pénalisant. Les stacks sont assemblés en série et/ou en parallèle suivant l'installation voulue.

Un des critères de performance des stacks est la densité de courant (loi de Faraday) qu'on mesure au g d'hydrogène produit par cm^2 d'électrode.

Les PEM ont une densité plus grande que les alcalins, mais une perte par effet Joule. Au final, les électrolyseurs alcalins ont un rendement meilleur.

Si on veut éviter de comprimer l'hydrogène en sortie d'électrolyseur, il faut augmenter la pression au sein même de l'électrolyseur, mais cela implique des aciers plus épais ; il faut de plus assurer une stabilité dimensionnelle des cellules.

En fait, c'est un optimum global technico -économique qui est recherché et proposé par les constructeurs.

Au-delà de l'électrolyseur présenté ci-dessus, les principaux éléments sont le stockage, le transport, la distribution et la consommation. Ces éléments interagissent pour former un système, dont la cohérence dépend des différents aspects cités ci-dessus, mais aussi de la flexibilité des électrolyseurs, c'est-à-dire de leur capacité à fonctionner avec des puissances électriques variables. Cette flexibilité permet à l'électrolyseur de diminuer ou d'augmenter sa puissance en fonction de la puissance électrique disponible selon les variations de la production électrique intermittente et la variabilité de sa consommation.

3.1.7 Les autres modes de production de l'hydrogène

Les autres modes de fabrications de l'hydrogène sont décrits précisément dans la partie recherche de ce document car elles sont encore peu développées même si certaines sont d'un point de vue technologique assez matures et que les premiers pilotes soient en développement. À partir d'hydrocarbures on peut séparer le carbone de l'hydrogène dans une torche plasma sans produire de CO_2 , c'est la voie qu'explorent les grands producteurs de gaz naturel, mais il y a aussi de l'hydrogène natif qui peut être exploité et enfin certaines bactéries et algues génèrent de l'hydrogène à partir de biomasse ou de l'énergie solaire.

Conclusion sur la production d'hydrogène

L'utilisation des propriétés énergétiques de l'hydrogène est non polluante (sauf s'il y a combustion à haute température) ; l'enjeu est de le produire sans émettre de CO₂.

L'essentiel de l'hydrogène est actuellement produit à partir d'hydrocarbures. Les procédés sont matures, mais fortement émetteurs de CO₂. Différents procédés de capture sont disponibles, des procédés de stockage sont en développement dont il faut encourager la mise en œuvre en élevant le prix des permis d'émission de CO₂. L'électrolyse opérée à partir d'électricité décarbonée utilise des procédés de production disponibles, mais elle est aujourd'hui sensiblement plus coûteuse que la production à partir d'hydrocarbures. Néanmoins, l'électrolyse est en pleine évolution pour diminuer son coût et augmenter son efficacité. L'électrolyse est grande consommatrice d'électricité dont le prix pèse sur la rentabilité de la filière. La production à partir de biogaz ou de traitement de la biomasse sera elle aussi non émettrice de gaz à effet de serre (GES), mais la maturité de ces filières est encore faible (pyrolyse et torche plasma et l'hydrogène natif).

3.1.6. Les certificats d'origine de l'hydrogène

L'hydrogène peut être produit par de nombreux procédés dont certains sont émetteurs de gaz à effet de serre (GES) et d'autres pas ou peu. Le marché de l'hydrogène se développe en Europe et dans le monde. Les objectifs de baisse des émissions de gaz à effet de serre imposent de différencier les procédés de production en fonction des quantités de GES émis et pas seulement en fonction du coût économique de la production.

Une esquisse de classification européenne

La directive (UE) 2018/2001 révisée le 11 décembre 2018 introduit un système de garantie d'origine de l'hydrogène similaire à celui qui est applicable aux énergies renouvelables. Selon ce système, un certificat de garantie d'origine (GO) est émis par un producteur, certifié par un organisme désigné par l'État et utilisé pour prouver les caractéristiques de l'électricité ou du gaz vendu par le fournisseur au consommateur final. Ces certificats circulent sur le marché (Povernext), de telle sorte que le fournisseur final puisse en acheter s'il ne dispose pas de l'électricité ou du gaz aux caractéristiques auxquelles il s'est engagé ; les doubles comptes ne sont pas possibles et le certificat disparaît lors de la vente au client final. Avec ce système, un client qui acquiert un cylindre d'hydrogène « vert » a la garantie qu'il a été produit quelque part une telle quantité d'hydrogène ayant cette caractéristique, mais ce ne sera généralement pas cet hydrogène qui lui sera livré.

Cependant, ce système requiert une classification des différentes filières de production ; celle-ci ne fait pas l'objet d'un accord.

Le système de certification CertifHy GO développé par le FCH JU^{II, III, IV} bénéficie d'un soutien européen, mais ne constitue pas à ce jour une norme. Il est présenté à titre d'exemple.

Il retient trois types d'hydrogène : l'**hydrogène gris** issu des hydrocarbures sans capture de CO₂, l'**hydrogène bleu**^V issu de sources non renouvelables mais avec un faible impact CO₂ (réduction de 60% d'émissions de CO₂ par rapport au reformage de méthane) et l'**hydrogène vert** dont la production respecte le plafond de CO₂ de l'hydrogène bleu, et est issu d'énergies renouvelables. C'est typiquement l'hydrogène issu de l'électrolyse **si une part significative de l'électricité est d'origine renouvelable**.

Cette classification a le mérite d'exister et d'être une première étape vers des certifications d'origine, mais elle pêche sur différents points : les émissions de CO₂ qui restent significatives avec de l'hydrogène vert, la limite entre le vert et le bleu, l'absence de prise en compte de l'hydrogène ayant d'autres sources que celles citées ci-dessus et enfin le fait qu'elle ne tienne pas compte de l'acheminement de l'hydrogène vers son point d'utilisation et plus globalement d'une analyse de cycle de vie complète.

Emissions de l'hydrogène vert : la production d'hydrogène vert, comme d'hydrogène bleu peut émettre – et en pratique émettra puisque les mélanges sont autorisés - 40% du CO₂ qui aurait été émis par une production par vaporeformage (SMR) sans capture. Compte tenu du rendement de conversion et des pouvoirs calorifiques respectifs, on montre que, par unité d'énergie contenue, l'hydrogène vert émet 65% du CO₂ émis par le gaz naturel.

Bleu/vert : si l'on s'en tenait à une définition basée sur l'impact en termes d'émission de GES, l'hydrogène issu de l'électrolyse à partir d'électricité nucléaire devrait être considéré comme vert. Mais le nucléaire n'est pas qualifié de renouvelable, et son électrolyse produite de l'hydrogène bleu, et non vert. Et certaines associations non gouvernementales plaident pour que cette qualification lui soit retirée et qu'il soit considéré comme gris. C'est un sujet qui peut avoir des conséquences commerciales substantielles. Par ailleurs, il est étonnant que le terme d'hydrogène bleu soit très employé alors que la capture, le transport l'utilisation et le stockage du CO₂ (*Carbon Capture Utilization and Storage* : CCUS) en est dans une phase de recherche et de pilote (hors stockage dans des puits de pétrole ou de gaz épuisés). En pratique, il n'y a actuellement pas vraiment d'hydrogène bleu.

Le procédé à base de torche plasma peut pâtir de la même approche étroite de la notion de renouvelable ; il sera considéré comme bleu et non vert, bien qu'il n'émette aucun CO₂, parce qu'il utilise le méthane comme matière première.

L'hydrogène natif devrait être classé vert si la génération d'hydrogène est bien due à une interaction eau/roche, comme les fluides chauds de la géothermie.

II <https://www.fch.europa.eu/page/certifhy-designing-first-eu-wide-green-hydrogen-guarantee-origin-new-hydrogen-market>

III <https://certifhy.ca/Green%20and%20Blue%20H2.html>

IV <https://www.iea.org/commentaries/the-clean-hydrogen-future-has-already-begun>

^V Blue hydrogen est une marque déposée d'Air Liquide, qui correspond à une autre définition.

L'hydrogène fatal tombe aussi, dans cette classification colorée mais floue, dans un no man's land. Si l'on fait du chlore par électrolyse avec de l'électricité non verte il devrait être classé gris mais étant fatal on pourrait tout aussi bien le classer vert, ou tout au moins ne lui imputer un bilan carbone qu'en proportion de ce qu'il représente dans ce procédé, c'est-à-dire pas grand-chose. Son utilisation en local dans des circuits courts a aussi d'autres avantages environnementaux et sociétaux

L'hydrogène issu de de l'activité bactérienne ou des algues sera sans doute et à juste titre classé vert.

La proposition allemande

Dans sa stratégie hydrogène adoptée le 10 juin 2020, l'Allemagne propose une autre classification. L'hydrogène vert est obtenu par électrolyse de l'eau par de l'électricité renouvelable (hors nucléaire). L'hydrogène bleu est produit par reformage avec captage et utilisation/stockage du CO₂. L'hydrogène gris est produit par reformage sans captage CO₂. Il est ajouté une catégorie turquoise ; cet hydrogène est aussi produit par craquage du méthane à haute température (pyrolyse, torche à plasma) et le résidu est du noir de carbone. L'électricité utilisée doit être renouvelable, non émettrice de CO₂.

Ce bref résumé met en lumière, s'il en est encore besoin, que la classification de l'impact des activités humaines à la seule jauge de « renouvelable » qui exclut l'énergie nucléaire non émettrice de CO₂, ou même « émetteur de gaz à effet de serre » n'est pas seule pertinente. Électrolyseurs et piles à combustible contiennent des métaux non renouvelables et l'analyse du cycle vie d'un produit doit être systématiquement faite de A à Z.

Certains acteurs économiques ou politiques peuvent trouver des avantages à faire classer des filières comme vertueuses ou non. Il est relativement facile de simplifier la vision d'un processus, pour atteindre des objectifs partisans. C'est beaucoup plus complexe de faire une analyse complète et exhaustive du cycle de vie. Par exemple le coût environnemental d'un hydrogène transporté par camion, liquéfié et transporté par bateau, puis regazéifié, comprimé et transporté par camion (projet australo-japonais) n'est pas celui de sa fabrication. L'Académie souhaite que la classification des différents types d'hydrogène soit exclusivement basée sur une analyse CO₂ émis pendant le cycle de vie et jusqu'au point de distribution.

L'ammoniac comme porteur d'hydrogène : production, transport, stockage.

Il est envisagé de convertir l'hydrogène en ammoniac (NH_3), plus facile à utiliser que l'hydrogène, et qui peut constituer un vecteur d'énergie en substitution à celui-ci.

À température ambiante et pression atmosphérique l'ammoniac est gazeux, mais se liquéfie à -33°C . Il peut être stocké et transporté à l'état liquide soit sous pression à température ambiante, soit à -33°C , mais à pression atmosphérique. Son utilisation principale aujourd'hui est la production d'engrais azotés. Les États-Unis exploitent 5 000 km de pipeline dédiés à l'ammoniac. Son contenu énergétique est relativement élevé (6,5 kWh/kg ou 3 kWh/l). Il est produit par le procédé Haber-Bosch à partir d'azote et hydrogène et peut donc être décarboné si l'hydrogène est produit de manière décarbonée. Il peut être considéré comme un système de stockage de l'hydrogène. Il est alors dissocié en $\text{N}_2 + 3\text{H}_2$ entre 400°C et 800°C avec des catalyseurs. Il peut également être utilisé comme carburant dans des moteurs thermiques, des turbines (comme le moteur de la fusée X15 dans les années 1960, associé à l'oxygène), et des piles à combustibles de type Proton Ceramic. Il peut être mélangé à l'hydrogène pour améliorer le comportement des brûleurs et le rendement des turbines à gaz. La Royal Society vient de publier, en février 2020, un rapport sur ce thème^{VI}. Les universités japonaises sont très actives. Malgré les problèmes de sécurité, ce sujet semble prometteur.

3.2. Le transport de l'hydrogène

Du fait de sa très faible densité, l'hydrogène doit être conditionné pour permettre d'en assurer le transport et le stockage. Ce conditionnement peut se faire par compression, liquéfaction, mais aussi par adsorption réversible de l'hydrogène par des corps solides plus facilement manipulables. À pression égale, un même volume d'hydrogène contient trois fois moins d'énergie que le gaz naturel.

Aujourd'hui, le transport de l'hydrogène est associé à la production à partir du reformage du méthane fossile et correspond donc à une logique qui sera modifiée au moins partiellement par la production d'hydrogène d'origine non fossile. Le mode de transport dépend de la quantité d'hydrogène à transporter, de la distance à parcourir et de la situation géographique de ce parcours, terrestre ou maritime.

3.2.1. Le transport par gazoduc

Les gazoducs dédiés à l'hydrogène ne sont pas significativement différents des gazoducs dédiés au méthane. Ils sont réalisés en aciers classiques ou en polymère composites. Cependant, l'hydrogène tend à fragiliser le métal du tuyau et celui des soudures. Les pressions de service varient selon les réseaux entre 21 mbars et 3 à 4 bars pour la distribution et 60 à 100 bars pour le transport. Les diamètres varient entre 10 mm et 300 mm. L'adaptation du réseau de distribution du méthane au transport de l'hydrogène semble possible pour le transport d'un mélange méthane-hydrogène - baptisé HythaneTM par Engie - dans une

^{VI} <https://royalsociety.org/topics-policy/projects/low-carbon-energy-programme/green-ammonia>,

proportion qui varie de 11% à 12,5%. Des recherches européennes ont conclu que la concentration en hydrogène peut atteindre 20 % sans problème particulier. Cependant, si du côté utilisateur on a besoin de l'hydrogène pur, il faut un procédé de séparation qui est coûteux et rend le transport d'hydrogène sous forme de mélange peu attractif¹³.

Pour éviter le phénomène de fragilisation du métal des gazoducs, l'acier doit être un acier doux. Beaucoup de canalisations de GRTgaz sont de ce type mais les plus récentes sont en acier allié dont le comportement doit être validé préalablement au transport d'hydrogène.

Le transport d'hydrogène pur par gazoduc est développé dans certaines parties du monde, les États-Unis ont un réseau de plus de 2 600 km, dont une grande partie entre le Texas et la Louisiane. L'Europe du Nord dispose d'un réseau de gazoducs d'hydrogène de 1 600 km, dont plus de 610 km en Belgique, opéré et pour l'essentiel possédé par Air Liquide.



Figure 12 – Réseau de transport de gaz en France et Benelux¹⁴

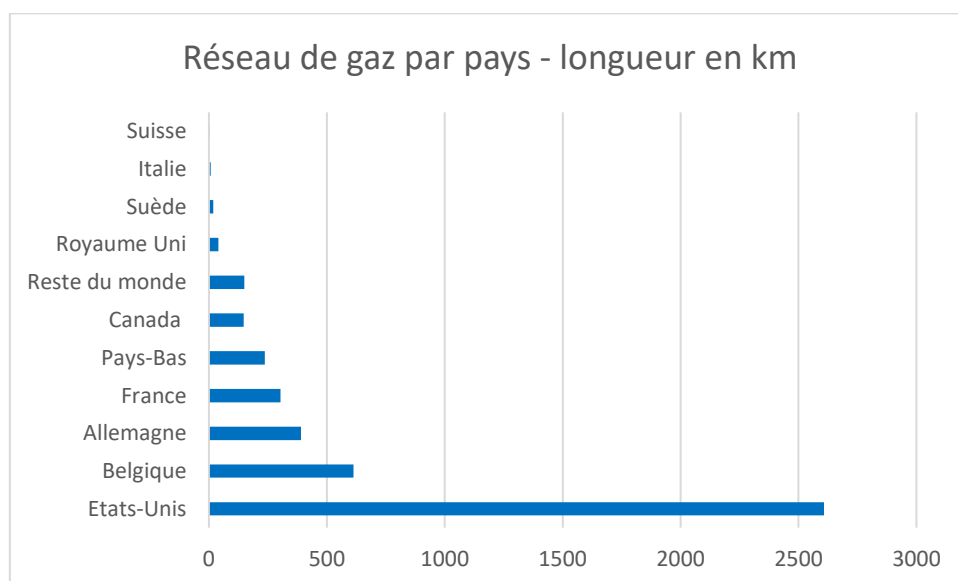


Figure 13 – Réseaux de gaz des principaux pays (km) – Même source

La longueur du réseau européen de gazoducs destiné au transport de gaz naturel mesure environ 200 000 km. Il continue de se développer vers les champs gaziers russes, Kazakh etc. Il est beaucoup moins cher de transporter de l'énergie sous forme de méthane que sous forme d'électricité. Par ailleurs, le développement de ces réseaux rencontre peu d'opposition, du moins jusqu'à maintenant, et est perçu moins négativement par les populations concernées que les lignes électriques 400 kV. Par ailleurs les "tubes" peuvent être ensouillés dans des fonds marins sans discontinuité.

Si une consommation d'hydrogène élevée est nécessaire pour justifier l'investissement dans un gazoduc, l'existence d'un pipeline permet de faire baisser le prix de l'hydrogène et donc de développer les usages. Est-ce que les usages vont tirer les réseaux ou bien l'inverse ? Les deux hypothèses sont valides et l'on peut postuler que les deux options se développeront en parallèle, selon les circonstances et les besoins locaux. Le plus probable est que les usages provoqueront l'installation de réseaux nouveaux.

En juin 2019, neuf sociétés gazières, dont GRTgaz et GRDF ont publié un rapport sur les conditions techniques et économiques d'injection d'hydrogène dans les réseaux de gaz naturel. Ce rapport conclut qu'il est possible d'intégrer un volume significatif d'hydrogène dans le mix gazier à horizon 2050 avec des coûts limités d'adaptation des infrastructures. Cette intégration suppose d'utiliser de façon coordonnée les solutions de mélange, de méthanation et de déploiement de clusters 100 % hydrogène sur certaines mailles par conversion d'ouvrages ou création de nouveaux réseaux.

À court terme, le taux de 6 % en volume d'hydrogène est atteignable en mélange dans la plupart des réseaux, hors présence d'ouvrages ou d'installations sensibles chez les clients.

À horizon 2030, les opérateurs recommandent de fixer une capacité cible d'intégration d'hydrogène en mélange dans les réseaux à 10 %, puis 20 % au-delà, afin d'anticiper l'adaptation des équipements notamment à l'aval.

Le rapport indique qu'à l'horizon 2050 des zones de pertinence complémentaires pour les trois voies d'injection que sont le mélange, la méthanation et les clusters 100 % hydrogène.

À court terme, pour permettre la mise en œuvre des premiers projets d'injection d'hydrogène dans les réseaux et développer une véritable logistique compétitive de l'hydrogène, les opérateurs d'infrastructures français ont identifié une liste de 10 recommandations qu'ils souhaitent partager avec le ministre d'État, ministre de la transition écologique et solidaire.

3.2.2. Transport routier ou ferroviaire de l'hydrogène

L'hydrogène peut être transporté vers son point d'utilisation dans des bouteilles cylindriques en acier réunies en racks sous une pression de 200 à 250 bars. Un camion semi-remorque de 33 tonnes chargé de bouteilles cylindriques en acier transporte 300 kg d'hydrogène. Il transporte au retour 33 tonnes à vide, puisque le poids de l'hydrogène transporté n'est pas significatif comparé au poids total du camion avec les racks de bouteilles d'acier vides.

Ce mode de transport est en train d'évoluer grâce au développement des réservoirs d'hydrogène embarqué pour les usages en mobilité dans les véhicules de tous types. Ces

réservoirs en composites plus légers permettent de stocker l'hydrogène à des pressions qui atteignent 700 bars.

Le groupe Linde a ainsi développé des remorques groupant 100 éléments de stockage et transportant 1 100 kg d'hydrogène.

Ces mêmes assemblages peuvent être installés sur des wagons et exploités en fret ferroviaire ou sur des barges et être intégrés dans des convois poussés sur les canaux à grand gabarit.

3.2.3. Le transport maritime

Le transport d'hydrogène a des similitudes avec le transport maritime de GNL, mais aussi des différences fondamentales : le méthane se liquéfie à -160°C et l'hydrogène à -253°C . Au Japon, un navire pouvant contenir 1 250 m³ a été construit par Kawasaki¹⁵. Il pourra transporter 90 tonnes d'hydrogène. Les technologies de chargement-déchargement de l'hydrogène liquide sont aussi à mettre au point. Le développement des navires méthaniers a modifié la donne économique du méthane sur la planète, car elle offre une alternative aux contrats bilatéraux qui régissent généralement l'usage de gazoducs. Le taux de « boil off » (évaporation) peut être très proche de zéro notamment en fonction de l'isolation. Ces navires donnent de la résilience et de la consistance au marché du gaz. Peut-être en sera-t-il ainsi un jour de l'hydrogène. La France dispose avec GTT d'un champion mondial dans le transport de gaz liquéfié à très basse température. Près d'un méthanier sur deux qui circulent dans le monde ont été construits sous licence GTT. Il conviendrait de motiver et de soutenir cette société dans le développement d'une solution dédiée au transport d'hydrogène liquide.



Figure 14 – World's first liquefied hydrogen carrier launched in Japan.
Ce navire de 120m transportera 90t d'hydrogène

3.2.4. Le transport embarqué

Les petits stockages gazeux embarqués, notamment pour la mobilité doivent être de faible volume pour des questions d'encombrement dans les véhicules. La tendance est aux réservoirs composites et dérivé de l'aéronautique (par exemple fibre de carbone, fibre de

verre et kevlar avec résine époxy avec un liner en polyéthylène très haute densité ou en polyamide qui assure l'étanchéité à l'hydrogène). L'aluminium est utilisé pour les applications jusqu'à 350 bars par exemple pour les bus. L'ordre de grandeur de l'épaisseur du réservoir est de l'ordre de 50 mm.

Dans cette configuration on peut stocker 5 kg d'hydrogène dans un réservoir de 100 kg. La pression maximale envisageable est de 900 bars au-delà de laquelle il n'y a pas d'optimum technico-économique ; mais la réglementation limite cette pression à 700 bars.

Conclusion pour le transport de l'hydrogène

Le développement de l'usage de l'hydrogène va progressivement modifier les méthodes de transport. Une partie du réseau gazier pourrait être dédiée à l'hydrogène plutôt qu'au méthane, mais cela soulève des questions technologiques difficiles. C'est une hypothèse que Gazprom en Russie évoque, sachant toutefois qu'il reste des questions ouvertes sur la compatibilité des matériaux : on connaît le comportement des réseaux jusqu'à une teneur de 20% d'hydrogène, au-dessus des démonstrateurs locaux, les opérateurs de transports et de distribution travaillent de concert au sein du GERG (Groupement européen de la Recherche sur le Gaz) avec les projets HYReady et ThyGA, mais leur tenue à 100% reste à valider et sera variable selon les pays et l'âge des réseaux¹⁶.

Le développement des hydrogénoducs est assez rapide parce que c'est une technologie assez simple et que le déploiement d'un gazoduc est généralement perçu positivement par les populations concernées. Au Royaume-Uni le remplacement de tout le réseau en acier par des matériaux composites, en cours depuis quelques années pour des raisons de sécurité est déjà réalisé à plus de la moitié, et le rend compatible avec l'hydrogène. Du fait de cette rapidité et de cette relative simplicité, le déploiement des réseaux d'hydrogène pourrait être assez rapide.

Les navires hydrogéniers changeraient la donne en créant un marché mondial. Il est difficile de prévoir à quelle échéance le transport maritime de l'hydrogène pourrait avoir un impact significatif sur les prix.

3.3. Compression, liquéfaction, stockage

Tous ces procédés supposent la compression, éventuellement la liquéfaction de l'hydrogène, puis le retour à l'état qui en permet l'usage. Le coût en énergie de la compression est élevé, d'autant que la chaleur dissipée n'est généralement pas récupérée.

La compression à 700 bars utilisée dans les réservoirs hyperbares permet d'atteindre une masse volumique de l'hydrogène de 42 kg/m³.

Pour remplir un réservoir de véhicule, réservoir dont l'état initial est 0,5 kg et 30 bars (sortie électrolyseur) il faut environ 2 kWh/kg (source Air Liquide et le constructeur américain RIX) pour le remplir à 700 bars par compression étagée avec un compresseur à piston. Cette solution est satisfaisante pour des stockages de relativement faibles quantités d'hydrogène comme par exemple dans les réservoirs embarqués des véhicules légers.

Il faut noter que l'avènement des compresseurs centrifuges marquerait un progrès en matière de conduite et maintenance mais la technologie des matériaux nécessite encore des mises au point.

Le stockage cryogénique à l'état liquide à 20 K permet d'augmenter la masse volumique de l'hydrogène. La liquéfaction consomme 9 kWh/kg aujourd'hui (unité de quelques dizaines de tonnes /jour) et 7 kWh/kg en 2030 (source Air Liquide) de 20 % à 30 % du contenu énergétique de l'hydrogène liquéfié et jusqu'à 50 % si on veut redevenir gazeux. Une telle perte d'énergie rend l'hypothèse du développement massif du transport d'hydrogène liquide improbable. Pour liquéfier 1 kg d'hydrogène, il faut 9 kWh à comparer aux 55 kWh nécessaires pour le produire.

Néanmoins l'hydrogène liquide permet d'optimiser la logistique et pour les applications mobilités, il convient d'étudier la chaîne complète (l'hydrogène liquide apporte des gains sur le coût d'investissement et d'exploitation de la station de service/distribution).

3.3.1. Stockage solide

D'autres solutions consistent à stocker l'hydrogène à l'état solide ou liquide. Certains composés absorbent l'hydrogène et peuvent le restituer. Les hydrures métalliques permettent une densité volumique de stockage supérieure à celle de l'hydrogène liquide. L'absorption de l'hydrogène est réalisée à une pression de quelques dizaines de bars. « La réaction de désorption est endothermique et auto limitante : en cas de fuite accidentelle, la température du réservoir chute rapidement jusqu'à la température d'équilibre, interrompant le dégagement d'hydrogène. »¹⁷ Un hydrure de magnésium est broyé avec un métal de transition à une échelle nanométrique ce qui permet de créer des poudres très réactives. La réaction d'hydruration est très exothermique, ce qui suppose une gestion thermique optimale avec récupération de la chaleur¹⁸. Un des inconvénients des hydrures métalliques est une très grande sensibilité à l'humidité. La R&D vise à baisser la température de désorption, actuellement sensiblement supérieure à 120 °C et réduire l'énergie requise pour celle-ci (jusqu'à 30 % de l'hydrogène contenu) tout en réduisant le poids du stockage. La société française McPhy a été créée en 2018 pour développer une offre de stockage solide à partir de brevets CNRS. Après la réalisation de plusieurs pilotes, elle a arrêté de commercialiser cette technologie en 2018¹⁹.

3.3.2. Stockage liquide sur support

Une autre voie développée au Japon utilise la voie du cycle réversible de la réaction d'hydrogénation du toluène en méthylcyclohexane : c'est-à-dire transport de ce liquide bon marché, puis déshydrogénation en présence d'un catalyseur pour relâcher de l'hydrogène.

Cette solution restera toutefois réservée à des transactions entre professionnels en raison de la très grande toxicité du toluène et du méthylcyclohexane pour la vie aquatique.

AREVA et la société allemande Hydrogenious travaillent séparément sur l'hydrogénation et la déshydrogénation d'une huile (dibenzotoluène). Moins performante que le toluène, le DBT présente l'avantage d'une très faible toxicité. Un autre avantage est que le DBT est une huile

commerciale couramment utilisée comme fluide caloporteur. Enfin les technologies d'hydrogénation des huiles est totalement maîtrisée dans l'industrie agro-alimentaire.

De nombreuses recherches en cours concernent le stockage, utilisant entre autres l'acide formique, la famille des amino-boranes, le stockage moléculaire dans des « éponges » de platine ou de fullerènes. Pour ces derniers, l'aspect coût sera déterminant.

La société française HySiLabs développe un procédé à base d'hydrures de silicium liquides (polysilanes). Elle a levé 1,5 million d'euros en 2018.

3.3.3. Le stockage souterrain

a. solutions de stockage et expériences de terrain

Le stockage souterrain de méthane est une solution mature, en aquifère comme dans des diapirs de sel. La forte solubilité du sel dans l'eau permet de creuser des cavités de grandes dimensions au sein des formations salines par dissolution depuis la surface et les propriétés spécifiques du sel garantissent la stabilité et l'étanchéité à long terme de ces cavités. Ces grandes cavités sont créées par dissolution *in situ*. Des sites sont exploités depuis un siècle. Il existe 300 sites de stockage de gaz naturel en Europe et 2 000 sur la planète. En France les industriels compétents dans ce domaine sont Storengy et Géostock regroupés pour la recherche, avec d'autres, dans Géodénergie.

Une des études pionnières sur ce sujet, menée aux États-Unis par le *Gaz Technology Institute*²⁰, avait conclu que les cavités salines étaient le mode de stockage le plus approprié en comparaison des autres réservoirs géologiques (aquifères et gisements d'hydrocarbures épuisés) et que de grandes quantités de gaz pouvaient en toute sécurité être stockées en raison des volumes disponibles et des pressions de stockage élevées. La possibilité de manipuler des grands débits avec des cycles d'injection/soutirage rapides font des cavités salines l'option la plus satisfaisante.

De l'hydrogène est stocké dans plusieurs cavités à Teesside (Royaume-Uni) depuis 1972, dans des cavités près de la côte du golfe du Texas depuis 1983, ainsi qu'en Allemagne. Ces expériences *in situ* attestent de la faisabilité du stockage de l'hydrogène en cavités salines sur de longues périodes de temps et sans la survenue d'événements accidentels. Plusieurs stockages en aquifère existent aussi dont Lobodice en République tchèque et Dademe en Argentine. Ces stockages sont possibles du fait que l'hydrogène est très peu soluble dans l'eau si les températures et les pressions sont faibles²¹.

Le projet européen HyUnder, « Évaluation du potentiel, des acteurs, et d'un modèle économique pour le stockage massif d'hydrogène en Europe », auquel ont participé l'Allemagne, les Pays-Bas, l'Espagne, la France, la Roumanie et le Royaume-Uni a présenté un rapport en 2014 (voir Annexe 2). Il conclut à la faisabilité de la solution du stockage d'hydrogène en cavité saline quand la géologie s'y prête et indique un ordre de grandeur de prix de 40-60 €/m³ pour une cavité de plus de 500 000 m³ soit environ 0,5 €/kg (voir § 5.2.2).

b. les risques liés au stockage souterrain

Le stockage de l'hydrogène dans des cavités salines sous haute pression restant bien moins courant que celui du gaz naturel, la connaissance des risques spécifiques à ces stockages reste parcellaire. Le retour d'expérience permet de distinguer principalement trois types de risques²² :

1. La fuite de gaz en surface, soit sous forme brutale (de type « *blow-out* ») ou soit sous la forme d'une fuite lente et diffuse à partir de la cavité, du puits ou des installations de surface (cf. les accidents d'Aliso Canyon en Californie en 2016, Moss Bluff au Texas en 2004, Hutchinson au Kansas en 2001). Ces fuites peuvent être induites par des défauts d'intégrité du puits (cimentation défectueuse, corrosion des cuvelages), l'absence ou le dysfonctionnement de barrières (vannes, obturateurs ...) ou des agressions externes de la tête de puits. Les principaux phénomènes dangereux qui peuvent en résulter sont l'inflammation ou l'explosion du gaz ;
2. La contamination d'aquifères d'eau potable par des composés résultant d'une réaction chimique ou biologique avec l'hydrogène ;
3. L'apparition en surface de désordres d'origine géomécanique, suite à une pression d'exploitation inadéquate de la cavité induisant un fluage excessif ou un endommagement des parois.

L'analyse du retour d'expérience montre également que les phases de vie les plus à risques d'un stockage de gaz sont les interventions sur puits, pendant lesquelles les principales barrières de la sécurité des puits peuvent être rendues inopérantes et remplacées par des barrières temporaires. Il faut également noter que le stockage souterrain de l'hydrogène se distingue des autres stockages souterrains de gaz par un certain nombre de points :

- l'hydrogène présente une grande mobilité qui induit une possibilité plus importante de fuite, que ce soit à travers le sel, les équipements et la tête de puits ;
- inversement du fait de sa réactivité chimique, l'hydrogène peut se recombinaison avec beaucoup d'éléments dans le sous-sol et ne pas rester disponible sous forme gazeuse dans le stockage ;
- la réaction chimique ou biochimique potentielle de l'hydrogène avec les équipements des puits peut entraîner leur fragilisation ;
- dans certaines conditions dans les aquifères, l'hydrogène peut entraîner des réactions microbiennes conduisant à une modification de la composition du gaz stocké ;
- le risque d'explosion ou d'inflammation peut être supérieur à celui du gaz naturel ;
- l'endommagement des parois de la cavité peut être amplifié par l'augmentation de la fréquence des cycles de pression.

Ces risques ne remettent pas en question la faisabilité du stockage souterrain de l'hydrogène puisque les sites opérationnels existants depuis trente ans n'ont pas connu d'accident majeur.

Cependant, une des conditions indispensables du développement et de l'acceptabilité du stockage souterrain de l'hydrogène, dans un contexte sociétal peu propice aux usages du sous-sol, est l'identification le plus en amont possible et l'évaluation de ces risques permettant des

mesures de réduction ou de maîtrise appropriées pour rendre ces risques acceptables (notamment des mesures d'auscultation).

c. aspects réglementaires et sociétaux du stockage souterrain

Un autre enjeu du stockage souterrain de l'hydrogène est qu'il n'existe pas à ce jour, sur le plan de la sécurité et de l'environnement, de cadre législatif et réglementaire spécifique à ce type d'activité, en particulier celui propre à la réalisation d'essais visant à vérifier l'intégrité des ouvrages et des installations associées. Le cadre propre au stockage souterrain du gaz naturel pourrait servir de référence et être transposé, en partie, au stockage de l'hydrogène. Toutefois, cela implique des modifications importantes du code minier et du code de l'environnement, qu'il convient de préparer le plus en amont possible, afin de permettre le développement de la filière.

Chercher une perception sociale positive du stockage de l'hydrogène va impliquer de définir des règles de conception et de dimensionnement des sites ainsi que des dispositifs de sécurité et de monitoring requis. L'émergence d'une nouvelle filière dans le paysage de l'énergie ne sera pas non plus sans impact sur les autres secteurs. Il convient donc, avant d'envisager l'intégration de solutions d'hydrogène aux réseaux de gaz et d'électricité, d'évaluer précisément les besoins et les dépenses en capital dans de multiples infrastructures pour les différents fluides impliqués (électricité, CO₂, méthane, hydrogène, chaleur) et d'étudier comment les gérer conjointement.²³

Conclusion pour le stockage

La compression et le stockage ont un impact direct sur l'économie de l'hydrogène. Le stockage embarqué et le stockage en réservoir ont progressé grâce aux technologies utilisant des fibres de carbones (ou autres) et des résines qui permettent d'alléger les réservoirs et d'en améliorer la sécurité. Il demeure que la forme des réservoirs est cylindrique et ne facilite pas leur intégration dans des véhicules, quels qu'ils soient.

Le stockage souterrain de grande dimension peut permettre la gestion de grands volumes d'hydrogène, comme cela se pratique pour le méthane à grande échelle. Les sites géologiques potentiels sont reconnus, les modes de creusement sont connus. Il reste à démontrer le bon comportement des cavités notamment lors des transitoires. Le cadre législatif et réglementaire doit être adapté.

L'intégration de l'hydrogène stocké en cavités doit faire l'objet d'une évaluation complète du système dans lequel il s'insère.

Les recherches sur les différentes formes de stockages solides ou liquides qui facilitent également le transport méritent plus de soutien des pouvoirs publics.

4. Hydrogène et sécurité

4.1. Propriétés de l'hydrogène

Comme c'est le cas pour tout produit énergétique (électricité, essence, gaz naturel, lithium...), l'utilisation de l'hydrogène pose des problèmes de sécurité d'emploi et doit faire l'objet de réglementations et de bonnes pratiques. Les précautions d'emploi liées aux usages de l'hydrogène sont liées à son caractère facilement inflammable et à sa large plage d'explosivité mélangé à l'air. L'utilisation de l'hydrogène, qui se trouve sous forme gazeuse dans les conditions usuelles, peut s'apparenter à celle du gaz naturel, dont l'usage est largement répandu.

L'hydrogène est une substance à grande densité énergétique massique, mais faible densité énergétique volumique. Pour qu'il s'enflamme ou explose, les conditions suivantes doivent être réunies simultanément :

- Une concentration d'hydrogène dans l'air comprise entre 4 % et 75 %^I. En milieu ouvert, cette condition ne peut être rencontrée que dans un volume restreint,^{II} du fait de la grande légèreté et de la grande vitesse de diffusion de l'hydrogène qui se traduit par une dilution rapide dans l'air. Dans un milieu confiné, une accumulation d'hydrogène est susceptible de se produire pour aboutir à une concentration dans la plage ci-dessus.
- Présence d'une source (étincelle, point chaud) dont l'énergie dépasse localement l'énergie minimale d'inflammation de l'hydrogène (qui varie en fonction de la concentration en hydrogène et en oxygène et qui peut être aussi faible que des valeurs obtenues par des décharges électrostatiques d'origine humaine). Bien que l'hydrogène s'échauffe quand il se détend (c'est l'effet Joule-Thomson inverse), cet effet est trop faible pour vraiment influencer le risque d'explosion.

On note que la combustion de l'hydrogène crée une flamme très chaude, plus de 2000°C, mais quasiment invisible en plein jour. Cet aspect est évidemment à prendre en compte dans les opérations de secours.

L'inflammation d'un nuage de gaz formé lors d'une fuite sur une canalisation ou sur un stockage peut, dans certaines configurations, donner lieu à une explosion. Cette explosion est une libération soudaine d'énergie entraînant la propagation d'un front de flamme et d'une onde de surpression.

Régimes d'explosion : deux régimes d'explosion différents sont possibles :

- la déflagration : dans ce cas, le front de flamme se déplace à vitesse subsonique. Les gaz frais sont comprimés par l'expansion du volume (effet piston). Il en résulte donc une augmentation continue de la surpression. Pour l'hydrogène dans l'air aux conditions

^I à pression et température ambiante

^{II} Le volume explosible dépend notamment du débit mais aussi de l'impact du jet ; donc ce n'est pas toujours uniquement un volume restreint. L'accident dans une station-service en Norvège en juillet 2019 amène aussi, et en attente des conclusions définitives de celui-ci, à relativiser cette affirmation

stoéchiométriques (pour chaque molécule d'hydrogène il y a une demi-molécule d'oxygène), la célérité de déflagration est de $2,6 \text{ m.s}^{-1}$. En présence d'oxygène, la célérité peut augmenter jusqu'à $11\text{-}12 \text{ m.s}^{-1}$, une valeur qui peut encore augmenter en fonction du confinement (exemple explosion dans un tube) ;

- la détonation : la vitesse du front de flamme est supersonique, le mélange hydrogène-comburant est comprimé dans des conditions quasi adiabatiques avec pour résultat la formation d'une onde de choc. La plage de détonabilité de l'hydrogène varie en fonction de la géométrie du confinement, de l'énergie d'inflammation et du ratio du mélange. La littérature mentionne des exemples de détonations se produisant avec des concentrations d'hydrogène de 11 %, voire inférieures.

Mais l'hydrogène présente aussi des caractéristiques très favorables en termes de sécurité :

- le faible rayonnement de sa flamme, ce qui en cas d'incendie limite fortement le risque de propagation par effet de rayonnement thermique ;
- une absence de toxicité (en cas de contact, d'inhalation...) ;
- sa diffusion élevée. Il se dilue quatre fois plus vite dans l'air que le gaz naturel et douze fois plus vite que les vapeurs d'essence, ce qui réduit les risques d'accumulations explosives.

Pour des données chiffrées sur les caractéristiques de l'hydrogène dans différentes conditions de température, pression, mélange, etc., on pourra se reporter aux fiches²⁴ sécurité 7.1 & 7.2 de l'Afhypac.

4.2. De quels risques parle-t-on dans la mobilité ?

L'utilisation de l'hydrogène dans l'industrie est bien connue depuis plusieurs dizaines d'années et ses risques sont bien maîtrisés, tant dans sa production (industrie chimique) que dans son utilisation (par exemple, en dehors des applications principales que sont la synthèse d'ammoniac, la pétrochimie ou le spatial, dans les alternateurs des centrales électriques, pour faciliter leur refroidissement grâce sa à conductivité calorifique élevée) et la réglementation actuelle s'applique à ces installations.

La suite de ce chapitre se concentrera donc sur les aspects d'utilisation grand-public de l'hydrogène et, en particulier sur les transports routiers tant du point de vue véhicule que du point de vue stations-service. L'utilisation de l'hydrogène y sera décentralisée.

La faible densité volumique de l'hydrogène gazeux implique qu'il est souvent nécessaire de le stocker sous haute pression pour réduire la taille des réservoirs. Les niveaux de pression dans les systèmes de stockage d'hydrogène gazeux pour les applications de l'hydrogène-énergie varient typiquement de quelques dizaines de bars à 900 bars dans les stations de remplissage pour les applications de mobilité.

Des stations-service de recharge en hydrogène sont aujourd'hui opérationnelles dans un certain nombre de pays (voir annexe sécurité) et alimentent quotidiennement les besoins des

premiers utilisateurs de l'hydrogène pour la mobilité (véhicules routiers, scooters ou vélos à pile à combustible à hydrogène, navettes).

Les précautions d'emploi de l'hydrogène sont en lien avec la quantité stockée, le débit ou même la qualité de l'hydrogène^{III}.

Les scénarios à prévenir sont ceux dans lesquels de l'hydrogène pourrait être libéré. Car cet hydrogène est alors susceptible de :

- créer un mélange inflammable avec l'air ;
- puis produire une flamme ou une explosion génératrice de gros dégâts.

Selon les recommandations de l'Ineris qui fait autorité, l'arrêté ministériel de prescription général pour la conception des stations H₂, le scénario majorant retenu est une rupture du flexible de remplissage avec formation d'un dard horizontal enflammé

4.3. Bonnes pratiques, normalisation et réglementation pour les stations hydrogène « grand public »

4.3.1. Bonnes pratiques

L'Ademe, en collaboration avec l'Ineris et les membres de l'Afhypac, a édité deux documents²⁵ de bonnes pratiques sur la sécurité des installations de production décentralisée et sur les stations-service de recharge d'hydrogène.

4.3.2. Conception

Les pratiques développées pour la gestion des risques visent en premier lieu à éviter autant que possible tout risque de fuite d'hydrogène.

Le bon niveau de conception des composants d'une installation hydrogène comme par exemple un réservoir de stockage haute pression, est validé et certifié par une mise à l'épreuve extrêmement sévère au cours d'essais de qualification. La nature et le niveau des agressions auxquelles le système est soumis au cours de ces essais dépassent largement ce qu'il endurera pendant sa vie opérationnelle. Par exemple, pour un réservoir de stockage d'hydrogène gazeux, pour une pression de service (PS) de 700 bars, la pression d'épreuve est de 1 050 bars (1.5 x PS) et la pression de rupture de 2 100 bars (3 x PS).

Dans l'hypothèse où une fuite d'hydrogène se produirait malgré tout au sein de l'installation, des moyens de minimiser les conséquences sont prévus : détection, coupures des alimentations (hydrogène, électricité ...), ventilation :

- la détection immédiate et systématique par des capteurs d'hydrogène d'une teneur anormale est mise en place ;

III En Corée en 2018 la défaillance d'un électrolyseur (taux d'oxygène trop important dans l'hydrogène) a causé deux morts et six blessés (<https://www.youtube.com/watch?v=igPIGvO7ibM>)

- les composants du système susceptibles d'être exposés à un rejet ou une fuite d'hydrogène doivent être totalement isolés des sources d'inflammation.

La ventilation est l'élément central du dispositif de sécurité. C'est le meilleur moyen pour diluer rapidement l'hydrogène dans l'atmosphère ambiante et réduire la possibilité de formation de nuages inflammables ou explosifs. Aujourd'hui, l'accès des tunnels et parkings est autorisé aux véhicules à hydrogène. Cependant des travaux préparatoires à une normalisation sont en cours au niveau européen²⁶.

La sécurité adéquate et spécifique à l'utilisation de l'hydrogène doit être systématiquement intégrée dès la conception des composants et des systèmes, au même titre que ce qui est fait dans le cadre de l'utilisation du gaz naturel ou de l'essence (également valable pour la réglementation des stations et pour la conception des véhicules).

4.3.3. Utilisation

Comme tout système énergétique, un système utilisant de l'hydrogène doit faire l'objet d'une attention particulière dans sa phase de vie opérationnelle : exploitation, entretien, maintenance, réparation, repos, stockage...

De ce fait, les fabricants ont pris toutes les dispositions pour établir les bonnes pratiques et les transcrire dans les documents destinés aux utilisateurs. Il convient ainsi de suivre les précautions d'emploi / de stockage / de transport / de maintenance préventive... délivrées par les fabricants et, le cas échéant, d'assurer un marquage adéquat.

Les sociétés en charge de l'entretien ou de la maintenance de ces systèmes reçoivent des formations dédiées et utilisent des équipements appropriés leur permettant d'intervenir en toute sécurité.

4.3.4. Normalisation

Sans avoir force de loi, la normalisation constitue une incitation à utiliser les meilleures techniques de fabrication et de contrôle. Elle définit des solutions, des niveaux de qualité et de standardisation permettant de satisfaire aisément la réglementation.

Sur le plan français la normalisation est sous l'autorité de l'Afnor.

Pour les normes relatives aux stations-service il s'agit de la déclinaison, à l'échelle européenne et nationale, de normes internationales ISO. Elles sont prescrites pour appliquer la directive européenne de 2014 sur les infrastructures de ravitaillement en carburants alternatifs, qui encourage le déploiement de stations à hydrogène le long des réseaux routiers de l'Union européenne, en particulier pour garantir la sécurité et l'interopérabilité des équipements. Ces normes volontaires fondatrices sont au nombre de trois. La première, NF EN 17127 (ISO 19880-1:2020(en)) s'applique aux stations-service distribuant de l'hydrogène gazeux. La deuxième, NF EN 17124 (ISO 14687-2), spécifie les caractéristiques de qualité de l'hydrogène commercialisé et l'assurance qualité correspondante, afin d'assurer l'uniformité du produit pour une utilisation dans des véhicules routiers équipés de piles à combustible. La troisième,

NF EN ISO 17268, couvre les dispositifs de raccordement pour le ravitaillement des véhicules terrestres en hydrogène gazeux pour en définir les caractéristiques de conception, de sécurité et d'exploitation. Toutes trois ont été publiées dans la collection Afnor entre janvier 2017 et novembre 2018.

4.3.5. Réglementation

Pour garantir les bonnes pratiques de conception et d'utilisation d'une installation ou d'un système hydrogène, il convient de disposer d'une réglementation adaptée et d'établir une base de normalisation.

La réglementation actuelle s'applique aux installations centralisées de production d'hydrogène dans l'industrie chimique.

Une réglementation spécifique à l'hydrogène utilisé comme vecteur énergétique est en cours de mise en place au niveau national et/ou européen. Pour le cas français, une présentation de juin 2017 fait le point sur la réglementation française (Journées Hydrogène dans les Territoires)²⁷.

Un arrêté ministériel²⁸ n°0246 réglemente la conception et l'exploitation des stations de distribution d'hydrogène gazeux pour viser à garantir une sécurité totale à l'utilisateur. Il limite à 700 bars la pression de distribution, et à 120g/s le débit^{IV}, ce qui permet de recharger sa voiture en moins d'une minute puisqu'un véhicule léger consomme à peine un peu plus d'un kilo d'hydrogène par 100 kilomètres. Il prescrit des distances minimales par rapport à d'autres équipements (5 mètres des bornes de recharge de véhicules électriques et de bornes de recharge d'autres carburants^V). L'Annexe 6-Sécurité présente des données similaires dans d'autres pays.

4.4. Bonnes pratiques, normalisation et réglementation pour les véhicules hydrogène

4.4.1. Bonnes pratiques

L'Ademe, en collaboration de l'Ineris et les membres de l'Afhypac a édité un document²⁹ de bonnes pratiques sur la sécurité des véhicules à hydrogène

IV L'Arrêté ministériel fixe le cadre normatif qui limite le débit à 60 g/s pour les remplissages à 700 bar ; le 120 g/s est réservé pour les poids lourds /Bus à 350 bar

V L'aire de distribution est implantée à l'extérieur, et ses équipements susceptibles de contenir de l'hydrogène sont à une distance minimale de 14 mètres pour un débit maximal de 120 g/s et de 10 mètres pour un débit maximal de 60 g/s,

4.4.2. Conception

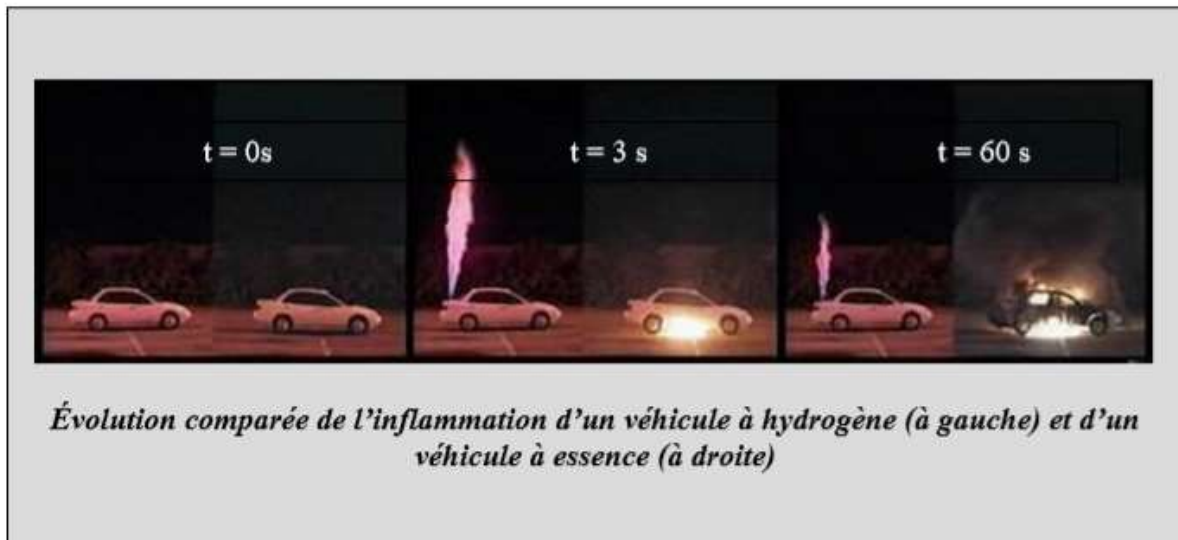


Figure 15 – La flamme due à une fuite d'hydrogène est très verticale et rayonne peu ^{VI}

Le constructeur doit s'assurer notamment que les composants et le système hydrogène :

- fonctionnent de manière correcte et sûre et qu'ils résistent de façon fiable aux conditions de fonctionnement électriques, mécaniques, thermiques et chimiques, sans fuites ni déformations visibles pendant leur durée de vie prévue ;
- sont protégés contre la surpression ;
- utilisent des matériaux compatibles avec l'hydrogène s'ils doivent entrer en contact avec celui-ci ;
- résistent de façon fiable à une plage de températures de fonctionnement fixée dans les mesures d'exécution du règlement^{VII}.

4.4.3. Utilisation

Comme tout système mettant en œuvre de l'énergie, un système utilisant de l'hydrogène doit faire l'objet d'une attention particulière dans sa phase de vie opérationnelle : exploitation, entretien, maintenance, réparation, repos, stockage...

De ce fait, les fabricants doivent prendre toutes les dispositions pour établir les bonnes pratiques et les transcrire dans les documents destinés aux utilisateurs. Il convient ainsi de suivre les précautions d'emploi / de stockage / de transport / de maintenance préventive... préconisées par les fabricants et, le cas échéant, d'assurer un marquage adéquat.

Les sociétés en charge de l'entretien ou la maintenance de ces systèmes reçoivent des formations dédiées et utilisent des équipements appropriés leur permettant d'intervenir en toute sécurité.

^{VI} Cette image est donnée comme une illustration de la faible diffusion horizontale de l'hydrogène mais il faut noter qu'aujourd'hui aucun constructeur ne prévoit l'ouverture du TPRD (Thermally activated Pressure Relief Device) vers le haut.

^{VII} Mesures d'exécution du règlement EC n°79/2009

Les discussions se poursuivent entre les experts de l'Afhyac et les administrations concernées afin de traiter la question de la présence de véhicules à hydrogène dans les parcs souterrains de stationnement (actuellement le stationnement de véhicules à hydrogène dans les parcs souterrains n'est pas interdit : la Sécurité civile recommande simplement d'éviter de le faire) et dans les tunnels (CETU). Il n'y a pas en France de réglementation sur la circulation de véhicules à hydrogène dans les tunnels ; mais leur usage ne fait pas anticiper de difficulté particulière³⁰.

4.4.4. Normalisation

De nombreuses normes internationales sont applicables aux véhicules à hydrogène, dont la norme ISO 23828:2013 sur la mesure de la consommation d'énergie des véhicules à hydrogène ; la norme en vigueur NF EN ISO 17268 sur les dispositifs de raccordement pour le ravitaillement des véhicules terrestres en hydrogène gazeux » ; la norme ISO 19881:2018 sur les réservoirs embarqués.

4.4.5. Réglementation

Les voitures à hydrogène sont homologuées en France depuis décembre 2011.

Les modèles de véhicules à hydrogène subissent des tests sévères avant leur commercialisation (crash tests) voir <https://www.youtube.com/watch?v=W3QNNF4ptl4> .

En sus des règles d'homologation classiques pour les véhicules thermiques et des règles liées à l'électrification du système de propulsion, les véhicules à piles à combustibles sont soumis à des règlements européens spécifiques, dont le règlement CE n°79/2009 et son document d'application de la Commission n°406/2010 applicables à l'agrément des véhicules à hydrogène.^{VIII}

Ces deux règlements imposent notamment d'apporter la preuve de la sûreté de fonctionnement du système hydrogène ainsi qu'une « réception par type » pour les composants (ou entités techniques) les plus sensibles (ceux à l'intérieur desquels la pression de l'hydrogène gazeux est supérieure à 3 Mpa), garantissant leur sécurité par des cycles de tests.

Ainsi en sus des réservoirs avec leurs fixations, les détendeurs, les vannes ou électrovannes, les capteurs de pression, de température d'hydrogène et d'écoulement de la partie haute pression, les flexibles d'hydrogène ; l'ensemble de la ligne de remplissage, les soupapes de décompression, les capteurs, sondes de détection et les détecteurs de fuite d'hydrogène sont

VIII Les règlements sont remplacés le 2022/01/05 par :REGULATION (EU) 2019/2144 OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL of 27 November 2019 on type-approval requirements for motor vehicles and their trailers, and systems, components and separate technical units intended for such vehicles, as regards their general safety and the protection of vehicle occupants and vulnerable road users, amending Regulation (EU) 2018/858 of the European Parliament and of the Council and repealing Regulations (EC) No 78/2009, (EC) No 79/2009<https://eur-lex.europa.eu/legal-content/fr/TXT/?uri=CELEX:32019R2144>

soumis réglementairement à un ensemble d'épreuves de cycles de pression, d'étanchéité, d'usure, de résistance à la corrosion.

4.5. En cas d'accident : services d'intervention et de secours (SIPS)

En parallèle du développement de règlements de sécurité encadrant les usages de l'hydrogène, des procédures adaptées d'intervention des services de secours ont été établies.

Des formations pour les pompiers sont ainsi d'ores et déjà en place, sur la base d'une connaissance pratique de ces usages. En particulier, l'École nationale supérieure des officiers de sapeurs-pompiers (ENSOSP) basée à Aix-en-Provence assure des formations pour l'intervention sur des feux hydrogène pour les services de secours du monde entier.

Ces formations ont été mises au point dans le cadre du programme européen HyResponse associant sept partenaires français (ENSOSP-leader du consortium, Air Liquide, AREVA SE), anglais et italiens. Le but de ce projet, qui s'est déroulé de juin 2013 à septembre 2016, était de développer une véritable plateforme de formation dédiée au risque hydrogène à destination des primo intervenants, les sapeurs-pompiers. Financés dans le cadre du FCH-JU, des ateliers de simulation ou de mise en situation par des exercices en réalité virtuelle ont permis de valider un guide des bonnes pratiques et de définir une offre de formation en la matière.

À noter que les pompiers du département de la Manche sont dotés de véhicules à hydrogène pour leurs interventions journalières.



Figure 16 Intervention sur feux d'hydrogène de véhicule

Résumé et recommandation

L'hydrogène fait l'objet d'une utilisation industrielle depuis de nombreuses années avec un niveau de sécurité très satisfaisant malgré ses risques potentiels d'inflammation et d'explosion.

Il conviendra d'adapter les normes et la réglementation déjà existantes à la multiplication des usages, notamment grand public qui vont se multiplier, et de tenir compte des retours d'expériences, étant reconnu que les technologies permettant de prévenir et limiter les risques sont disponibles. Il convient donc de poursuivre les efforts prénormatifs, normatifs et réglementaires notamment pour la sécurité des applications grand public ou semi-grand public au niveau européen. En poursuivant les pratiques actuelles, le travail réglementaire doit associer l'administration et toutes les parties prenantes (pompiers, centres techniques, équipementiers, exploitants, usagers...).

Sous cette condition, les problématiques de sécurité ne sont pas rédhibitoires pour le développement de l'hydrogène.

5. Économie de l'hydrogène et modèles économiques

Les publications proposant des modèles économiques ou des évaluations de coûts pour une filière hydrogène ne manquent pas, avec des conclusions parfois contradictoires. Les modes de calcul des coûts peuvent révéler des incompatibilités dans les conditions d'utilisation des technologies, les données de base souffrir d'un certain flou (sources anciennes ou prospectives peu étayées), etc.

Cette section se donne pour objet d'identifier des sources établies pour les données économiques, ou à défaut, de proposer des comparaisons d'ordres de grandeurs pour évaluer les options. L'ambition n'est pas d'atteindre la rigueur de véritables modèles économiques, mais d'identifier les déterminants des coûts des principaux usages considérés et leurs marges d'évolution.

5.1. Coûts de production de l'hydrogène

Le graphique ci-après (d'après Hosseini *et al.*, 2016³¹) propose une comparaison des coûts de production de l'hydrogène. Même si les évaluations reposent sur des hypothèses homogènes et cohérentes, de nombreux paramètres ne sont pas explicites.

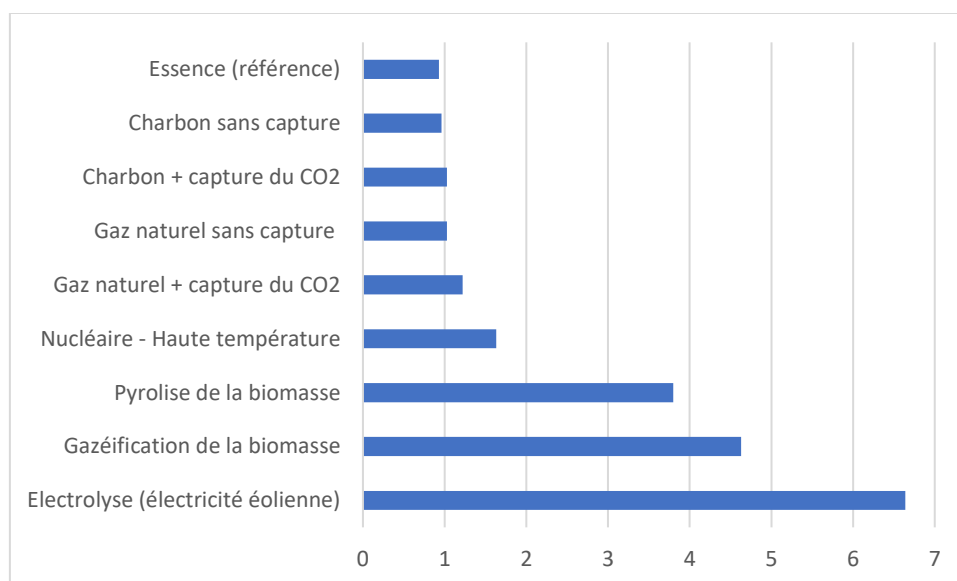


Figure 17 – Coûts des différents modes de production d'hydrogène (\$ US/kg H₂)

Les paragraphes qui suivent vont explorer les facteurs gouvernant ces coûts et apprécier leurs potentiels d'évolution.

5.1.1. Coût de production par gazéification ou reformage

Gazéification et reformage sont des filières technologiques établies, dont les industriels détaillent assez peu les coûts. La plupart des références avancent des coûts de production par reformage de l'ordre de 1,5 à 2 € / kg d'hydrogène, supérieurs donc aux chiffres cités par Hosseini S.E. *et al.*

La dissociation d'une molécule de méthane par vaporeformage fournit quatre molécules de dihydrogène (cf. 2.1, l'hydrogène aujourd'hui) ; en masse, 2 kg de méthane forment un kilo de dihydrogène et 5,5 kg de dioxyde de carbone. Cependant, le méthane est tout à la fois matière première et source d'énergie du procédé : la plupart des références évoquent des émissions de carbone de 9 à 10 kg par kilo d'hydrogène, ce qui signifie l'utilisation d'environ 3,5 kg de CH₄ /kg H₂.

Le prix du gaz naturel est très variable selon les pays, producteurs ou importateurs, et les conditions d'acheminement, pipeline ou tanker de GNL : l'AIE³² dans son rapport sur l'hydrogène table sur 3 à 11 \$ par million de BTU (British Thermal Unit), soit de 11 à 34 €/MWh^{IX}. Le chiffre moyen retenu pour l'Europe est de ~22,4 €/MWh (0,34 €/kg), ce qui représente pour le reformage un coût de la matière première et de l'énergie de 1 à 1,2 €/kg d'hydrogène. Il faut encore ajouter les coûts d'amortissement et d'exploitation des installations : au total pour la France il faut compter sur 1,5 à 2 € pour un kg d'hydrogène de reformage ; des pays mieux favorisés par la ressource en gaz naturel peuvent descendre à moins de 1 €/kg.

La gazéification renvoie à des coûts un peu inférieurs en raison d'une matière première, le charbon, moins chère. La gazéification nécessite cependant de gérer des matières solides (charbon et cendres) dont l'intendance est plus contraignante que celle des gaz.

Une capture du carbone permettrait de réduire jusqu'à 90 % les émissions de la gazéification ou du reformage, pour un surcoût de 50 % sur l'investissement et 10 % sur le combustible ce qui ajouterait ~0,5 € / kg au prix de l'hydrogène : la capture devient rentable à partir de coûts du carbone supérieurs à ~60 € par tonne et même moins dans le cas de la gazéification. Cette évaluation ne prend toutefois en compte que le surcoût de la capture du CO₂ : elle ne dit rien des coûts éventuels liés à son stockage ou à sa réutilisation.

Des données communiquées par Total indiquent pour l'ensemble des procédés de capture, transport et stockage du CO₂ (CCS), une fourchette de 100 € à 250 €/tonne. Rapporté au coût de l'hydrogène, cela signifie un surcoût de 1 à 2,5 € par kg, soit pour la France un hydrogène par SMR avec CCS de 2,5 à 4,5€/kg, bien supérieur aux estimations de l'AIE.

En résumé :

- **Coûts de production** : 1,5 à 2 €/kg d'hydrogène pour la France, 2,5 à 4,5 €/kg avec capture et stockage.
- Installations matures (sauf les aspects transport, stockage ou utilisation du CO₂).
- Déterminants principaux de l'évolution des coûts :
 - prix du gaz (ou du charbon),
 - coût de la tonne de CO₂.

IX En considérant un taux de change de 1,1 USD pour 1 €.

5.1.2. Coût de production par électrolyse

Le coût de production pour les trois technologies disponibles (alcaline, PEM et SOEC, cf. section 3.1.3) est conditionné par :

a. le coût du kWh électrique et le rendement de l'électrolyseur

Selon un inventaire des dispositifs installés en 2017 (cf. tableau tiré de Buttler *et al.*, 2018³³), la consommation d'électricité des technologies alcalines et PEM est de 55 à 70 kWh/kg d'H₂ produit, et de 41 à 43 kWh/kg pour les technologies à haute température (qui nécessitent une source de chaleur, souvent considérée comme fatale et donc non comptabilisée).

	AEL	PEMEL	SOEL
Operation parameters			
Cell temperature (°C)	60–90	50–80	700–900
Typical pressure (bar)	10–30	20–50	1–15
Current density (A/cm ²)	0.25–0.45	1.0–2.0	0.3–1.0
Flexibility			
Load flexibility (% of nominal load)	20–100	0–100	– 100/+100
Cold start-up time	1–2 h	5–10 min	hours
Warm start-up time	1–5 min	< 10 s	15 min
Efficiency			
Nominal stack efficiency (LHV)	63–71%	60–68%	100% ^a
...specific energy consumption (kWh/ Nm ³)	4.2–4.8	4.4–5.0	3
Nominal system ^b efficiency (LHV)	51–60%	46–60%	76–81%
...specific energy consumption (kWh/ Nm ³)	5.0–5.9	5.0–6.5	3.7–3.9
Available capacity			
Max. nominal power per stack (MW)	6	2	< 0.01
H ₂ production per stack (Nm ³ /h)	1400	400	< 10
Cell area (m ²)	< 3.6	< 0.13	< 0.06
Durability			
Life time (kh)	55–120	60–100	(8–20) ^c
Efficiency degradation (%/a)	0.25–1.5	0.5–2.5	3–50
Economic parameter			
Investment costs (€/kW)	800–1500	1400–2100	(> 2000) ^c
Maintenance costs (% of investment costs per year)	2–3	3–5	n.a.

^a Operating at thermoneutral voltage.
^b Including auxiliaries and heat supply (SOEL).
^c High uncertainty due to pre-commercial status of SOEL.

Tableau 2 – Synthèse des rendement et coûts de production par électrolyse, réf. Buttler *et al.* (2018).

On retient en général la valeur favorable de 55 kWh/kg d'H₂ pour les électrolyseurs.

Cette efficacité de production doit être couplée au prix de l'électricité, actuel et futur, pour obtenir un ordre de grandeur de coût de l'hydrogène. Si l'on s'en tient au prix du marché, l'électricité a varié entre 40 et 50 €/MWh ces dernières années, en cohérence avec le tarif de l'Arenh qui rémunère EDF à hauteur de 42 €/MWh pour sa production nucléaire.

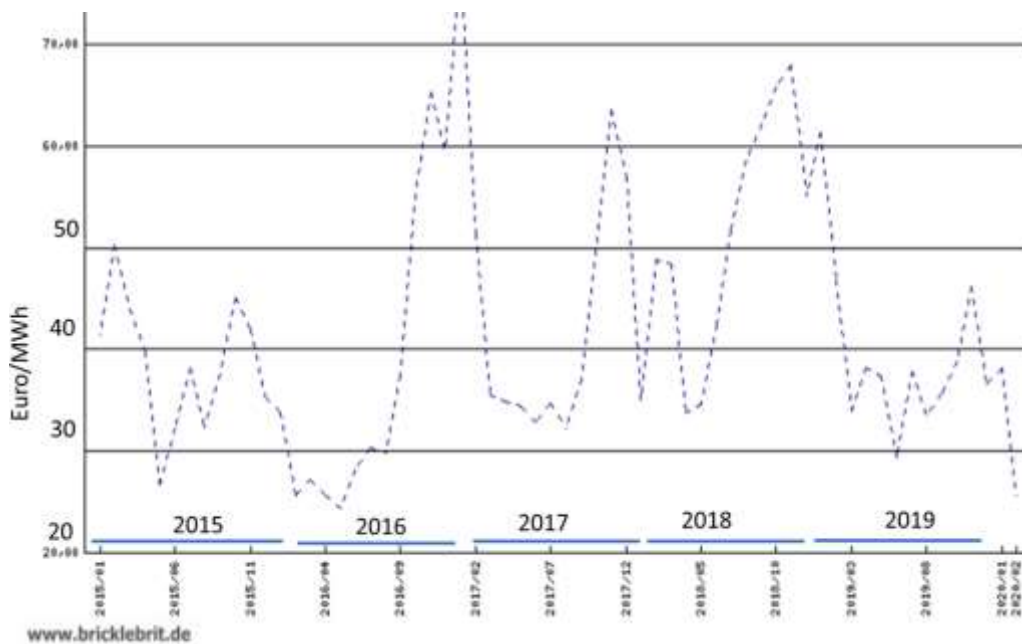


Figure 18 – Prix moyen du MWh électrique sur le marché EpexSpot, de 2015 à début 2020
<http://bricklebrit.com/epex.html>

Si l'on se réfère aux coûts de production, la Cour des comptes³⁴ évoquait en 2014 une électricité nucléaire à 59 €/MWh, mais en intégrant un amortissement des réacteurs. Les coûts actuels de production du nucléaire amorti sont plutôt de l'ordre de 32 €/MWh³⁵, en prenant déjà en compte des opérations de grand carénage. La cible de prix de production pour l'EPR, initialement de 70 €/MWh, est maintenant plutôt évaluée entre 80 et 100 €/MWh. En ce qui concerne les EnR sur le territoire métropolitain, la Cour des comptes³⁶ en 2018 indique des prix planchers à 65 €/MWh pour des centrales photovoltaïques au sol, 74 €/MWh pour l'éolien terrestre, et plus de 200 €/MWh (ramené à ~140 €/MWh en 2019³⁷) pour l'éolien *offshore*, 110 €/MWh pour de la petite hydroélectricité. La grande hydroélectricité en France sert déjà de stockage pour écrêter les pointes : elle n'a pas à être considérée à ce stade.

L'électrolyse à partir d'électricité carbonée est écartée, car même si elle est compétitive elle émettra toujours plus de CO₂ que le reformage. L'AIE souligne à cet égard que, par rapport aux émissions de carbone, l'électrolyse ne présente un intérêt par rapport au reformage que pour des mix émettant moins de 185 g CO₂/kWh.

On peut noter que des installations de grande capacité auront sans nul doute des facilités à négocier les tarifs d'électricité les plus bas (cf. l'encadré sur l'exemple de l'aluminium).

L'exemple de l'aluminium

L'aluminium, comme l'hydrogène envisagé dans le futur, est produit par électrolyse, c'est-à-dire avec une forte consommation d'électricité, de l'ordre de 15 kWh/kg d'Al. Oleg Deripaska, PDG de Rusal, dit que l'aluminium est de l'électricité solide. Les producteurs d'hydrogène pourraient dire que l'hydrogène sera de l'électricité gazeuse.

Pour cette raison, les aluminiers négocient durement le prix du MWh. Dans la plupart des pays, ils obtiennent des prix inférieurs aux prix du marché (26 €/MWh aux États-Unis, 50 €/MWh en Chine...). Ils développent des projets internationaux généralement en grande hydroélectricité avec des contrats qui imposent parfois un prix du MWh très bas au départ, qui croît progressivement lorsque l'amortissement des électrolyseurs et de la chaîne logistique est suffisant à leurs yeux. Dans les dernières décennies, de tels projets se sont réalisés au Mozambique, en Guinée, en Islande, au Canada, au Cameroun, etc.

Les aluminiers tolèrent mal les baisses de production électrique pour éviter le refroidissement des cuves d'électrolyse alors que les électrolyseurs PEM l'acceptent.

La différence fondamentale entre les deux matériaux tient aux problématiques du transport et du stockage, qui sont beaucoup plus complexes pour l'hydrogène que pour l'aluminium.

À raison de 55 kWh/kg d'hydrogène, la composante « électricité » dans le coût final est de :

- 1,75 €/kg d'hydrogène avec du nucléaire amorti ;
- 3,5 €/kg d'hydrogène pour le PV au sol ;
- 4 €/kg d'hydrogène pour l'éolien *onshore* ;
- 7,7 €/kg d'hydrogène pour l'éolien *offshore*.

Ces valeurs sont les bornes inférieures actuelles pour chacun des modes de production d'électricité : il faut compter jusqu'à 30 % de plus pour des rendements d'électrolyse plus faibles. En pratique, le coût réel de l'hydrogène résultera probablement de la combinaison des différents coûts de production, soit :

- 2,2 à 2,75 €/kg d'hydrogène avec une électricité au prix du marché ; 4,2 €/kg d'hydrogène pour une installation industrielle reliée au réseau haute tension ;
- 8,4 €/kg d'hydrogène au tarif de base de l'électricité pour les consommateurs.

Il convient de souligner qu'il s'agit là des coûts hors acheminement et hors taxes. Le seul transport (Turpe) ajoute potentiellement 10 à 15 €/MWh pour des installations de grosse capacité, soit +0,5 à +0,8 €/kg d'hydrogène. Les gros électrolyseurs pourront être qualifiés d'électro-intensifs et bénéficier d'une réduction de Turpe. Cependant une analyse macroéconomique doit prendre en compte le coût du nécessaire renforcement des réseaux de transport et distribution – reflété par le Turpe - même s'il n'est pas supporté par les exploitants d'électrolyseurs mais par les autres consommateurs.

b. l'amortissement de l'installation

Buttler A. *et al.* 2018^X, mentionnent des coûts de 800 à 1 500 € par kW de puissance installée pour l'électrolyse alcaline et 1 400 à 2 100 €/kW pour le PEM, et des coûts plus hypothétiques pour le SOEC encore peu mûr industriellement.

Les audits de l'Académie ont fait état, pour des installations de plus de 5 MW, de 500 à 1 000 €/kW pour l'alcalin et 1 000 €/kW à 1 500 €/kW pour le PEM avec des perspectives de long terme rejoignant celle de l'alcalin à 500 €/kW. On ajoutera ici ~7 % par an du coût d'investissement pour tenir compte des opérations d'exploitation et de maintenance.

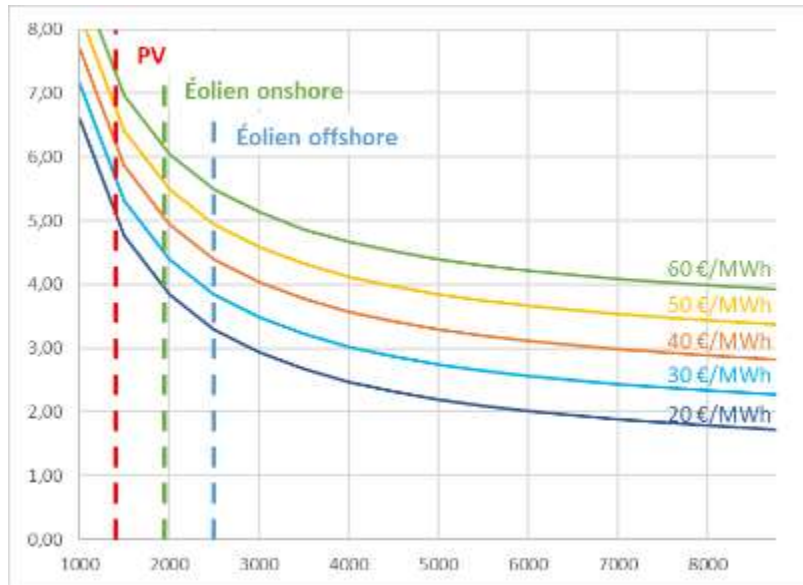


Figure 19 – Amortissement de l'électrolyseur (hypothèse 1 000€/kW) en fonction du taux de charge (prix au kg vs. Nb heures annuelles)

L'impact de cet investissement sur le prix de production dépend de la quantité totale d'hydrogène produite, c'est-à-dire de la durée de fonctionnement de l'installation ou de son taux de charge.

Buttler A. *et al.* 2018 distinguent la durée de vie des installations électrolytiques (30 à 50 ans pour l'alcalin, 20 ans pour le PEM et SOEC) de la durée de vie des « stacks » qui constituent le cœur des systèmes : 55 000 à 120 000 h pour l'électrolyse alcaline et 60 000 à 100 000 h pour le PEM, moins de 20 000 h pour le SOEC, encore en développement. Il est toujours possible de rénover ou de remplacer les *stacks* pour prolonger la durée de vie de l'installation (selon les sources, les coûts avancés sont de l'ordre de 30 % à 50 % de l'investissement initial).

En tablant sur 100 000 heures (valeur très favorable, pour l'alcalin comme pour le PEM), cela signifie 12 à 14 ans de fonctionnement pour une installation industrielle standard (taux de charge de 80 à 90 %). Si l'on ne veut alimenter les installations qu'avec des EnR variables (sur le territoire métropolitain, taux de charge ~15 % pour le PV, ~23 % pour l'éolien terrestre), la durée d'amortissement est conditionnée par le système et non plus par les *stacks*.

X Voir réf. *supra*.

Dans ces conditions, et sur la base de 1 000 €/kW pour les électrolyseurs, on peut calculer des bornes de coûts d'amortissement et de fonctionnement des électrolyseurs, rapporté au kg d'hydrogène :

- 0,5 à 1 €/kg H₂ avec une électricité du réseau (taux de charge de 80 à 90 %) ;
- 5 €/kg H₂ pour le PV au sol (taux de charge de 15 %) ;
- 3 €/kg H₂ pour l'éolien *onshore* (taux de charge de 25 %) ;
- 1,9 €/kg H₂ pour l'éolien *offshore* (taux de charge de 40 %).

Comme pour le coût de l'électricité, ces valeurs sont des bornes inférieures, dans le cas d'une production électrique reposant exclusivement sur le moyen indiqué : selon les cas d'utilisation, l'amortissement pourra être une valeur composite. Ces coûts sont à diviser par deux si l'investissement pour les électrolyseurs descend à 500 €/kW.

c. bilan des coûts de l'hydrogène électrolytique

Au final, le coût actuel de production d'un hydrogène électrolytique est de :

	Coût électricité	Taux de charge	Turpe ¹	Coût/Prix hydrogène ²	
				1 000 €/kW	500 €/kW
Nucléaire amorti	32 €/MWh	90 %		2,75 €/kg	2,25 €/kg
Nouveau nucléaire	80 à 100 €/MWh	90 %		5,4 à 6,5 €/kg	4,9 à 6 €/kg
PV au sol ³	65 €/MWh	15 %		8,5 €/kg	6 €/kg
Éolien <i>onshore</i>	74 €/MWh	23 %		7 €/kg	5,6 €/kg
Éolien <i>offshore</i>	140 €/MWh 70 €/MWh ⁴	40 %		9,6 €/kg 5,7 €/kg	8,6 €/kg 4,8 €/kg
Électricité marché	40 à 50 €/MWh	90 %	avec	3 à 4 €/kg	2,5 à 3,25 €/kg
Tarif industriel	77 €/MWh	90 %	avec	5,2 €/kg	4,7 €/kg
Tarif de base	152,4 €/MWh	90 %	avec	9,4 €/kg	8,9 €/kg

Tableau 4 – Coût actuel de production d'un hydrogène électrolytique

1 Le Turpe (Tarif d'utilisation des réseaux publics d'Électricité) n'est pas comptabilisé si l'on suppose une production d'hydrogène sur les sites de production d'électricité.

2 prix calculé pour des électrolyseurs PEM (1 000 €/kW) ou alcalin (500 €/kW) actuels.

3 en tirant au maximum les hypothèses de coût dans les zones les plus ensoleillées de la planète, on pourrait imaginer à terme un hydrogène issu de photovoltaïque à un peu moins de 3 €/kg en sortie de production.

4 coûts du MWh pour certains appels d'offres récents d'éolien *offshore*, raccordement au réseau compris. Il n'est pas évident que ces coûts puissent être applicables pour la France.

Le déterminant premier du coût de l'hydrogène est pour 75 % environ le coût de l'électricité. L'amortissement de l'électrolyseur ne prend une importance significative que pour des taux de charge faibles et/ou des prix de l'électricité faibles.

En résumé :

- coûts : 2,5 à 9,5 €/kg d'hydrogène ;
- installations matures (alcalin), en cours de maturation (PEM), industriellement prospectives (SOEC) ;
- déterminants principaux de l'évolution des coûts :
 - prix de l'électricité, pour 75 % si le taux de charge est suffisant (4 000h environ au minimum),
 - amortissement des installations (fonction du taux de charge).

Selon *Future cost and performance of water electrolysis*³⁸ de 2017, qui cherche à établir les marges de progrès pour la filière électrolytique, les chiffres utilisés ci-dessus sont plutôt aux limites de l'état de l'art, encore loin d'être généralisés. Les technologies alcalines et PEM seront en concurrence pendant la prochaine décennie, en fonction de leurs prix et autres caractéristiques (flexibilité) ; le SOEC n'est pas attendu massivement avant 2030. Les progrès attendus touchent plus au coût d'investissement et à la durée de vie des électrolyseurs qu'au rendement, qui ne devrait que peu s'améliorer tant que le SOEC ne sera pas industriellement répandu.

5.1.3. Autres modes de production de l'hydrogène

Dans le cadre de cette étude, aucune publication n'a été identifiée proposant des coûts pour les méthodes de production prospectives comme les plasmas, la pyrolyse de biomasse, la photosynthèse ou la voie bactérienne, ou encore l'extraction d'hydrogène natif.

Du seul point de vue énergétique, la production de l'hydrogène par plasma ne demande qu'un quart de l'énergie nécessaire à l'électrolyse soit, selon les hypothèses de coût précédentes, entre 0,5 et 1 € d'électricité par kg d'hydrogène. À cela s'ajoute la consommation en méthane qui représente entre 0,8 et 1 €/kg H₂. La plus grande incertitude pèse sur le coût des installations, leur rendement et leur durée de vie : si l'on imagine des coûts au moins équivalents à ceux des installations électrolytiques, cela signifie au moins 1 €/kg H₂, beaucoup plus au début. Toutefois le procédé génère comme sous-produit du noir de charbon qui aujourd'hui a une valeur économique, variable en fonction de sa pureté. Cette valeur chuterait si la production venait à excéder la demande. *In fine*, le coût du kg d'hydrogène pourrait se rapprocher de celui du reformage.

Les voies photosynthétiques ou bactériennes renvoient à d'autres types de défis : elles ne nécessitent pas ou peu de matières premières, mais leur densité de production sera faible, ce qui suppose de larges surfaces « cultivées » et compliquera sans doute la collecte de l'hydrogène. Il s'agit ici d'une recherche encore très amont et aucun ordre de prix n'est disponible. La production bactérienne pourrait aussi correspondre à un besoin de neutralisation du CO₂ ou de traitement des déchets, comme c'est le cas pour le biogaz, et avoir de ce fait une autre économie.

En ce qui concerne l'hydrogène natif, les techniques de prospection et d'extraction sont bien connues de l'industrie du gaz et, donc, le prix de l'hydrogène en tête de puits pourrait être

équivalent à celui du méthane. Les interrogations portent plus sur l'accessibilité des ressources et sur le transport à longue distance de l'hydrogène, sauf dans les cas d'utilisation locale pour laquelle les coûts peuvent être très bas (cf. 6.2.1.b. production de l'hydrogène natif).

En résumé :

- coûts : potentiellement 2 à 3 €/kg d'hydrogène pour la technologie plasma, à définir pour les autres voies ;
- totalement prospectif ;
- déterminants principaux de l'évolution des coûts :
 - prix de l'électricité ou du gaz selon la source de chaleur employée,
 - amortissement des installations (facteur de charge).

5.2. Coûts de la logistique de l'hydrogène

La littérature scientifique et technique évoque moins les coûts de la logistique de l'hydrogène que ceux de production ou d'utilisation. Ces questions renvoient en fait à des technologies qui n'ont *a priori* rien de très spécifique à l'hydrogène (compression et liquéfaction), et à des défis plus industriels qu'académiques.

En l'absence de références homogènes sur ces coûts, on en est souvent réduit à des ordres de grandeur sur la base des processus physiques.

5.2.1. Coûts de compression ou de liquéfaction

La plupart des applications envisagées considèrent l'hydrogène sous forme de gaz sous pression à 200, 350 ou jusqu'à 900 bars (les réservoirs des véhicules légers ont une capacité de 700 bars, mais le réservoir tampon à l'amont a une capacité de 900 bars). Les installations d'électrolyse actuelles délivrent un hydrogène entre 10 et 50 bars.

La compression d'hydrogène de 30 bars (sortie d'électrolyseur) à 700 bars consomme une énergie d'environ 5 % de son contenu énergétique : en tablant sur une consommation de 2 kWh par kg d'hydrogène (voir § 3.3) et un prix moyen de l'électricité entre 40 et 50 €/MWh, cela signifie environ 0,1 €/kg H₂.

La liquéfaction demande environ quatre fois plus d'énergie, donc 0,4 € par kg avant même de prendre en compte l'amortissement de l'unité de liquéfaction. Une fois liquéfié, l'hydrogène s'évapore (*boil off*) à raison de 1 % par jour dont une large partie est récupéré et reliquéfié.

5.2.2. Coûts de stockage de l'hydrogène

Les principales options de stockage massif de l'hydrogène sont les formes compressées et liquéfiées. Si on laisse de côté le stockage temporaire après production ou avant

consommation (de faible capacité et traitable sans contraintes particulière de masse, d'encombrement...), les besoins dimensionnants relèvent de trois types d'usages :

- le stockage pour son transport, local ou longue distance, ce besoin est abordé plus bas, dans la section transport ;

- le stockage pour un usage en mobilité -

Le besoin est de stocker jusqu'à 6 kg d'hydrogène à 700 bars, correspondant à 500 – 600 km d'autonomie pour un véhicule particulier. Le rapport France Stratégie de 2014 avançait le prix de 2 000 € pour un tel réservoir, rejoignant une estimation du DOE³⁹ pour 2020 (350 €/kg d'hydrogène).

Sur 10 ans et 150 000 km (hypothèse classique pour les véhicules électriques), ce coût rapporté au carburant renchérit le kg d'hydrogène d'environ ~1,3 € ;

- stockage pour usage ultérieur -

Ce besoin renvoie au décalage temporel des productions électriques, principalement pour du stockage intersaisonnier. L'étude européenne⁴⁰ évaluait en 2014 le coût du stockage en cavités salines à moins de 0,5 €/kg^{XI}.

5.2.3. Coûts de transport et de distribution

a. transport de l'hydrogène

Sur de longues distances, l'hydrogène peut être transporté par pipeline ou par navire, sous forme gazeuse, liquide ou après conversion en ammoniac ou un autre liquide approprié. Les coûts de compression, les pertes de conversion et les pertes pendant les transports (fuite, *boil-off*) s'ajoutent au coût du transport proprement dit.

Sur des distances supérieures à 3 000 km, le transport par bateau d'hydrogène liquide ou sur un solvant organique comme l'ammoniac semble la meilleure option si elle est possible, avec un surcoût de 2 à 3 \$ par kg d'hydrogène transporté. Pour des distances inférieures, et sous réserve que la solution soit praticable, le pipeline est plus économique avec des surcoûts de 1,5 à 2,5 \$ par kg d'hydrogène⁴¹.

L'AIE considère⁴² que « de manière générale, il sera plus économique de produire l'hydrogène [par SMR avec CCUS] sur son propre territoire que de l'importer »^{XII}. En effet, même avec du gaz naturel importé, le coût de la matière première et de l'énergie pour le SMR reste inférieur à 1,5 €/kg d'hydrogène. Dans le cas d'une production par électrolyse, le surcoût du transport d'un hydrogène produit sur un lieu lointain où l'électricité solaire ou éolienne serait très économique peut rapidement compenser les surcoûts de l'électricité produite en local : chaque euro de coût de transport d'un kg d'hydrogène efface presque 20 euros économisés

XI HyUnder concluait qu'au regard de la totalité de la chaîne de valeur (en particulier coût de l'électricité et coût des électrolyseurs), le stockage de capacité excédentaires d'électricité ne se justifie pas.

XII « the relatively high cost of hydrogen transmission and distribution means that it will generally be cheaper to produce hydrogen domestically rather than import it. This is because the cost of transport will outweigh differences in the cost of electricity production from renewable sources, or differences in natural gas prices and the cost of CCUS »

sur 1 MWh d'électricité. Même avec des EnR à moins de 20 €/MWh dans les zones les plus favorables de la planète, une production à proximité des zones de consommation resterait compétitive avec une électricité entre 40 et 80 €/MWh.

En ce qui concerne le transport local, soit pour les distances inférieures à 500 km, le pipeline reste la solution la plus économique (moins de 1 €/kg, voire moins de 0,5 €/kg), mais nécessite des débits suffisants pour amortir l'investissement (cf. 3.2.1). De ce fait, l'acheminement aux échelles locales recourt le plus souvent au transport routier d'hydrogène comprimé, avec des coûts de 0,5 à 2 €/kg croissants avec la distance.

Dans le cas d'un transport longue distance, il sera en général nécessaire de cumuler les coûts du transport longue distance avec ceux d'un transport en local pour atteindre les lieux d'utilisation réelle de l'hydrogène.

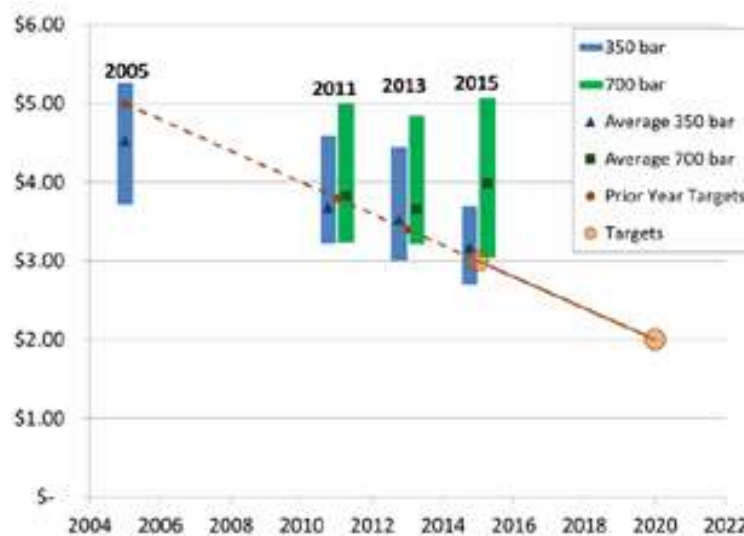


Figure 20 – Coût de fourniture et distribution de l'hydrogène d'une installation de production centrale – DOE, Quadrennial Technology Review 2015

L'AIE rejoint ainsi les estimations du *Department of Energy* américain⁴³ en 2015, avec un coût total d'acheminement de 3 à 5 \$ par kg d'hydrogène, et une cible de 2 \$/kg.

b. distribution

Pour les mobilités, le besoin est de distribuer l'hydrogène à un nombre élevé de consommateurs.

L'AIE évoque des coûts de 0,6 à 2 millions de dollars pour une station de distribution d'hydrogène destinée à alimenter une flotte de véhicules, dépendant du débit de la station. Rapportée au kilogramme d'hydrogène distribué, la distribution ajoute entre 0,2 et 1,5 €/kg.

En résumé :

Process de la chaîne	Coût
Compression	
700 bars	0,1 à 0,2 €/kg
Liquéfaction	0,4 €/kg
Stockage	
Mobilité	1 €/kg
En cavernes	0,1 à 0,5 €/kg
Transport	
Local	0,5 à 2 €/kg
Longue distance	1 à 3 €/kg
Distribution	0,2 à 1,5 €/kg

Tableau 5 – Coûts supplémentaires pour maniment de l'hydrogène

5.3. Coûts de conversion de l'hydrogène en électricité

La production d'électricité à partir d'hydrogène par des moyens thermiques ne fera pas ici l'objet d'une évaluation économique car le rendement des turbines à hydrogène existantes est plus faible que celui des piles à combustible. Dans le cas où l'hydrogène serait combiné avec du gaz naturel dans des installations CCGT, la proportion d'hydrogène dans le mélange est faible et ne change pas significativement les émissions de carbone.

Pour les piles à combustible « stationnaires » destinées à la production de puissance, les références identifiées (dont le rapport AIE sur l'hydrogène de 2019) évoquent des coûts de 1 500 à 2 000 €/kW avec des perspectives de long terme vers 500 €/kW. Cependant, les unités actuellement installées sont de faible puissance, ne dépassant pas 5 MW unitaire, même si des projets de sites récemment annoncés visent 10, voire 20 MW. Ces puissances, relativement faibles, semblent orienter les piles à combustible vers des usages locaux, avec des interrogations sur l'amortissement des installations très similaires au raisonnement posé pour les électrolyseurs (cf. § 5.1.2.b) : hors des usages « en base », il semble très difficile de rentabiliser l'investissement.

Pour les usages en mobilité, le coût d'une pile à combustible pour les véhicules légers actuellement commercialisés se situerait entre 160 et 190 €/kW (Papageorgopoulos 2019^{XIII} cité par l'AIE *op. cit.*), avec la perspective de descendre vers 70 €/kW par des effets d'échelle sur la production. On soulignera que ces effets d'échelle n'impacteront que le coût des procédés, pas le prix des matières premières nécessaires à la fabrication des PAC, par exemple le platine.

La forte différence de coût au kW entre les piles à combustible destinées à des usages en mobilité et celles, stationnaires, conçues pour la puissance reflète des besoins très différents, et donc des performances différentes. Les piles à combustible pour la mobilité sont conçues

XIII 181 à 210\$/KW selon les sources : Papageorgopoulos D., Fuel cell R&D overview, avril 2019, https://www.hydrogen.energy.gov/pdfs/review19/plenary_fuel_cell_papageorgopoulos_2019.pdf

pour une durée de vie de l'ordre 5 000 h, suffisantes par rapport à la durée de vie du véhicule, alors que les piles à combustibles stationnaires dépassent les 70 000 h, avec un taux de charge élevé : la structure, les matériaux, etc. n'ont rien à voir, avec l'impact qui s'ensuit sur les coûts.

Pour la mobilité sur route, le DOE estime que la combinaison d'unités de 80 kW peut répondre à l'ensemble des besoins avec une unité pour les véhicules particuliers et quatre unités pour le transport lourd. Il en résulte un coût de la pile à combustible de 14 000 € pour un véhicule léger actuel à 6 000 € si elle était fabriquée en volumes (production supérieure à 100 000 pièces par an).

Dans l'hypothèse classique d'un véhicule particulier amorti sur 10 ans et 150 000 km, le coût de la pile à combustible rapporté au coût de l'hydrogène renchérit celui-ci de 9 €/kg, descendant potentiellement à 4 €/kg lorsque les PAC pourront être produites en volume.

5.4. Coûts des différents modes d'utilisation de l'hydrogène

Trois grandes catégories d'usages sont le plus souvent évoquées pour l'hydrogène : la production industrielle, le stockage de l'énergie et la mobilité. Sur la base des éléments calculés plus haut, on peut proposer des évaluations de coût des principales options pour chacun des services identifiés, et les rapporter à l'échelle commune du coût de la tonne de carbone évitée.

A titre de référence et d'ordre de grandeur, on rappelle que les quotas du système d'échange de quotas d'émission de l'UE (SEQE-UE ou European trading scheme EU-ETS) s'échangent autour de 25 €/t. Cette valeur est généralement jugée trop faible pour assurer l'objectif « contenir le réchauffement en deçà de 2°C » défini par l'accord de Paris.

En 2019, France Stratégie a proposé une « valeur tutélaire du CO₂ » beaucoup plus élevée⁴⁴, mais qui ne fait pas l'objet d'un consensus européen. Il appartient aux politiques de décider entre ces éléments.

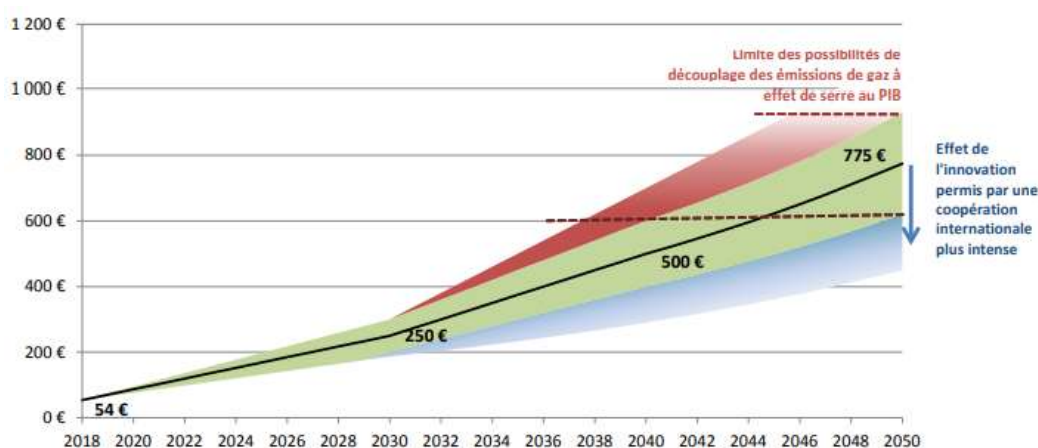


Figure 21 – Valeur tutélaire du CO₂- France Stratégie – février 2019

5.4.1. Usages industriels

a. usages chimiques de l'hydrogène

Dans ses usages industriels courants, l'hydrogène constitue une matière première : son contenu énergétique n'est pas valorisé. L'enjeu est l'impact du surcoût de l'hydrogène « propre » sur les coûts finaux de production.

L'hydrogène décarboné n'apporte que le seul bénéfice économique d'éviter le coût des émissions de carbone : à raison de ~10 kg de CO₂ produit par kg d'hydrogène de reformage, le surcoût de production sera compensé pour des prix du carbone de :

- reformage avec captage et stockage : 100 à 250 € par tonne de CO₂ évitée ;
- électrolyse à partir d'électricité décarbonée : 100 à 750 € par tonne de CO₂ évitée.

Usages chimiques de l'hydrogène	Coûts kg d'hydrogène	Coût du CO ₂ évitée
Reformage avec capture avec stockage et séquestration	1,5 à 2 €/kg 3 à 4,5 €/kg	100 à 250 €/t
Électrolyse avec électricité décarbonée		100 à 750 €/t

b. production locale d'hydrogène

La baisse de coût des unités de production d'hydrogène peut permettre d'échapper aux frais d'acheminement par une production en local. Les coûts d'investissement deviennent significativement plus favorables pour des installations à partir de 5 MW, qui appellent toutefois une consommation d'hydrogène d'au moins deux tonnes par jour (si l'on imagine par exemple un usage pour la mobilité, cela permet un plein pour plus de 300 véhicules légers par jour, soit l'équivalent d'une station-service pour des véhicules thermiques).

Sur la base d'un prix de l'électricité de 77 €/MWh (tarif pour les industriels, intégrant le Turpe), le prix de revient de l'hydrogène produit en local se situe autour de 5 €/kg. Tant que les coûts du transport de l'hydrogène ne seront pas descendus en dessous des 2-3 €/kg, l'option reste compétitive avec les meilleurs prix possibles pour un hydrogène décarboné produit de manière centralisée (reformage avec capture du carbone ou électrolyse à partir du nucléaire actuel).

Production locale d'hydrogène	Coûts kg d'hydrogène	Coût du CO ₂ évitée
Électricité à 77 €/MWh (tarif industriel, avec Turpe)	5 €/kg	

c. production de méthane de synthèse

Le Plan national hydrogène 2018 évoque, pour les industries très émettrices de CO₂, la possibilité de « le valoriser avec de l'hydrogène en produisant du méthane de synthèse »⁴⁵. En masse^{XIV}, 1 tonne de CO₂ et 182 kg d'H₂ permettront de synthétiser 364 kg de CH₄ d'un contenu énergétique de 5,6 MWh (PCS : 15,4 kWh/kg).

XIV Réaction de Sabatier : CO₂ + 4H₂ → CH₄ + 2H₂O, avec des masses molaires de 44 g pour le dioxyde de carbone, 2 g pour le dihydrogène et 16 g pour le méthane.

Valoriser 1 tonne de CO₂ demande donc de consommer entre 450 et 1750 € d'hydrogène électrolytique^{XV} (2,5 à 9,5 €/kg) pour produire l'équivalent de 180 € de méthane (au prix du marché, sur la base du prix moyen du gaz naturel en Europe (cf. § 5.1.1.) de 10 € par million de BTU). Il faudrait encore prendre en compte les coûts d'investissement et de fonctionnement de l'installation de méthanation, ainsi que le coût du CO₂ lui-même (système de capture et perte de rendement des installations). Selon l'origine de l'électricité, l'opération ne présente d'intérêt économique qu'à partir de coûts du carbone entre 260 à 1 600 € par tonne de CO₂.

Le coût énergétique du méthane produit calculé ici est d'au moins 220 à 310 €/MWh, en cohérence avec Brynolf *et al.* (2018)⁴⁶ qui propose une revue plus large et plus complète du coût des « électrofuels ». Les auteurs estiment des coûts probables entre 200 et 280 €/MWh pour l'ensemble des carburants de synthèse, en précisant que le méthane est le moins coûteux d'entre eux (l'ensemble des scénarios pris en compte estime le méthane de synthèse entre 150 et 650 €/MWh, la valeur retenue de 200 € étant la plus réaliste).

Production de méthane de synthèse	Coûts kg d'hydrogène	Coût du CO ₂ évité
1 t CO ₂ + 182 kg d'H ₂ → 364 kg CH ₄		260 à 1600 €/t

5.4.2. Stockage des énergies renouvelables

L'hydrogène produit par électrolyse (ou potentiellement à terme par les technologies plasma) pourrait permettre d'absorber – ou de compenser – les périodes de découplage entre production et consommation résultant de l'introduction dans le réseau d'énergies renouvelables intermittentes. Cette forme de « stockage d'électricité » permettrait le stockage de grandes quantités d'énergie sur de longues durées.

En 2018, la France a connu onze pas horaires de prix négatifs de l'électricité, contre plus de cent quarante pour l'Allemagne⁴⁷. Ces périodes peuvent se multiplier à mesure de l'augmentation de la part des EnR dans le mix électrique. Elles ne permettent cependant pas de justifier l'hypothèse parfois avancée d'un stockage d'énergie alimenté uniquement par une électricité fatale. Le coût d'investissement des électrolyseurs est élevé et ils ne peuvent se contenter de fonctionner exclusivement dans les périodes de surplus d'électricité ; la rentabilité de la production d'énergie intermittente implique qu'elle soit vendue en moyenne à un prix égal à son coût de production actualisé (*Leverage Cost of Electricity*), ce qui est retenu dans les évaluations ci-après.

Il convient donc de prendre en compte les coûts réels de revient de l'électricité renouvelable proposés par la Cour des comptes en 2018, portant le kg d'hydrogène entre 7 à 9,5 €. S'ajoutent, le cas échéant, des coûts de stockage (compression, réservoirs...) de 0,5 à 1 €/kg.

XV Il y aurait peu de sens à employer un hydrogène de reformage, même avec CCSU, pour un tel usage.

À titre d'hypothèse limite pour la France, on proposera aussi un calcul reposant sur un hydrogène électrolytique à partir d'électricité éolienne ou solaire à 5 €/kg. Les calculs du 5.1.2.c. ont montré que cette perspective restait très hypothétique.

Trois approches pour ce stockage sont envisagées :

a. injection directe de l'hydrogène dans les réseaux de gaz

L'hydrogène peut être injecté dans les réseaux de gaz naturel jusqu'à une proportion de 6 à 20 % en volume, maximum actuellement autorisé en France. Le réseau de gaz assure alors une fonction de stockage et de régulation de la production variable d'EnR.

Utilisé comme combustible, l'hydrogène fournit dans les meilleures conditions 39,4 kWh/kg (PCS) d'énergie thermique. L'hydrogène produit à partir d'énergies intermittentes a donc un coût de 180 à 240 € par MWh thermique, déduction faite du coût du gaz naturel évité soit ~34 €/MWh.

La combustion de 364 kg de gaz naturel produit 1 tonne de CO₂ : il faut 142 kg d'hydrogène pour fournir l'équivalent énergétique sans émettre de CO₂ si l'électricité est complètement décarbonée. Le coût du carbone évité se situe donc entre 800 et 1 200 €/tonne de CO₂.

Dans l'hypothèse d'un hydrogène issu d'EnR à 5 €/kg, le coût du carbone évité se monte à 520 €/tonne de CO₂. Malgré cette valeur élevée, l'injection dans les réseaux de gaz reste à considérer dans le cadre d'une politique volontariste de développement de l'hydrogène. En effet, elle ne requiert que des investissements très limités en bénéficiant de l'existence d'un réseau de gaz naturel existant et permet un débouché aussi longtemps que d'autres usages nécessitant des infrastructures plus importantes (mobilités, carburants de synthèse) ne seront pas développés.

Ce rôle de booster est d'ailleurs souligné par l'AIE notamment dans ses recommandations sur les politiques publiques, mais aussi dans son appréciation des opportunités à court terme dont peuvent profiter les pays qui ont des infrastructures gazières.

	Coûts MWh	Coût du CO ₂ évité
Injection d'hydrogène dans les réseaux de gaz	(PCS H ₂)	
Hydrogène d'EnR : 7 à 9,5 €/kg	180 à 240 €/MWh	800 à 1 200 €/t
si hydrogène d'EnR à 5 €/kg	127 €/MWh	520 €/t

b. méthanation puis injection dans les réseaux de gaz

La méthanation a été explorée à la sous-section précédente : dans le cas où l'on n'utiliserait que de l'énergie renouvelable pour cette production, la tonne de carbone évitée coûte 1000 à 1600 €.

Dans l'hypothèse d'un hydrogène issu d'EnR à 5 €/kg, le coût du carbone évité se monte à environ 720 €/tonne de CO₂.

	Coûts MWh	Coût du CO ₂ évitée
Méthanation puis injection dans les réseaux de gaz	(PCS méthane synth)	
Hydrogène d'EnR : 7 à 9,5 €/kg	220 à 310 €/MWh	1000 à 1600 €
si hydrogène d'EnR à 5 €/kg	162 €/MWh	720 €/t

c. conversion en électricité

Outre les usages pour la mobilité évoqués plus loin, la logique est ici de pouvoir stocker l'hydrogène sur des périodes de temps plus ou moins longues pour produire de l'électricité aux périodes où elle est le plus demandée.

Le rendement d'une pile à combustible à température ambiante est de 55 à 60 % ; l'efficacité est plus élevée avec une pile à combustible haute température, mais demande de l'énergie pour la mise à température, énergie qui peut dans certains cas être fatale, mais qu'il faut comptabiliser si elle ne l'est pas.

Pour évaluer le coût du MWh électrique en sortie de la pile à combustible, il faut prendre en compte :

- Le coût de l'hydrogène produit à partir d'électricité renouvelable (7 à 9,5 €/kg),
- Les coûts de compression et de stockage (0,5 €/kg dans le meilleur des cas),
- L'amortissement de la pile à combustible.

Ce dernier point dépend principalement du taux de charge de la pile à combustible : au mieux 50 % en stockage jour/nuit ; sans doute 10 à 20 % si l'on considère un stockage intersaisonnier ou au moins de quelques semaines pour pallier des périodes sans vent. Cet amortissement peut conduire à un surcoût de 2 à 5 €/kg d'hydrogène.

Dans ces conditions, le MWh produit par une pile à combustible à partir d'un hydrogène issu de renouvelables s'établit entre 500 et 800 €/MWh. La principale option pour diminuer le coût de cette électricité déstockée serait d'utiliser le même dispositif comme électrolyseur et comme pile à combustible : c'est ce que propose, par exemple, la *start-up* française Sylfen. Dans ce cas le MWh produit pourrait s'établir entre 400 et 550 €/MWh, voire moins compte tenu des rendements plus favorables des électrolyseurs à haute température.

Dans l'hypothèse d'un hydrogène issu d'EnR à 5 €/kg, le coût de l'électricité déstockée pourrait descendre à 450 €/MWh.

En partant de l'hypothèse, souvent avérée, que ce sont des solutions thermiques qui pallient la variabilité des renouvelables, elles produisent entre 0,429 t CO₂éq/MWh pour le gaz et 0,986 t CO₂éq/MWh⁴⁸ pour le charbon. La tonne de carbone évitée par des piles à combustible revient dès lors entre 1200 et 1900 € (gaz), 500 et 800 € (charbon).

Il convient de souligner que tous ces coûts supposent des installations électrolytiques de plusieurs MW, soit la puissance d'une éolienne terrestre ou de quelques hectares de panneaux PV. Dans le même temps, les électrolyseurs PEM (potentiellement SOEC) et les piles à combustibles actuels sont des dispositifs de puissance unitaire inférieure à 5 MW. S'il est

toujours possible d'associer plusieurs unités sur un même site, la perspective de dépasser les quelques dizaines de MW de puissance semble encore éloignée. Si cela peut avoir du sens pour des zones isolées non connectées à un réseau, les ordres de grandeur ne permettent pas d'y voir une solution de stockage intersaisonnier viable pour la France.

Conversion en électricité	Coûts MWh élec.	Coût du CO ₂ évité
Hydrogène d'EnR : 7 à 9,5 €/kg	500 à 800 €/MWh	500 à 1900 €/t
si hydrogène d'EnR à 5 €/kg	450 €/MWh	455 à 1 050 €/t

d. perspective générale sur le stockage des EnR variables

Dans tous les cas, le stockage d'une électricité renouvelable variable sous forme d'hydrogène entraîne des pertes de conversion de 70 %, à terme peut-être seulement 40 ou 50 %. Dans un environnement disposant de larges réseaux de gaz ou d'électricité les perspectives de rentabilité pour ces solutions semblent très lointaines, à des niveaux de coût carbone bien supérieurs à ce qu'ils sont actuellement.

Il n'en va pas de même pour des sites ou zones non connectés au réseau ou pour des réseaux isolés, qui dépendent pour leur énergie de ce qui peut être produit sur place ou d'approvisionnements souvent effectués à grands frais. Ces besoins peuvent tirer une recherche, qui pourra préfigurer des systèmes plus performants en particulier avec le SOEC.

5.4.3. Mobilité hydrogène

a. coût du combustible et comparaison aux autres solutions de mobilité

Il faut fournir de l'ordre de 15 kWh à 20 kWh à un véhicule particulier moyen ou un utilitaire léger pour parcourir 100 km, soit environ 5 à 7 litres d'hydrocarbure ou 1 kg d'hydrogène. Sur la base de ~1,5 €^{TTC} par litre d'essence, cela signifie environ 4 €^{HT} pour 100 km, comparable en ordre de grandeur aux meilleurs prix de production de l'hydrogène.

Si l'on part de l'hypothèse – la plus réaliste – d'une production décentralisée (installation de taille suffisante pour un coût d'électrolyseur de l'ordre de 1 000 €/kW), alimentée par une électricité au tarif industriel (77 €/MWh, incluant le Turpe) le kg d'hydrogène revient à ~5 €. Le surcoût de 1 € par rapport aux hydrocarbures permet d'éviter l'émission d'environ 15 kg de CO₂, portant le coût du carbone évité à 67 €/tonne, qui correspond à peu près au niveau initialement prévu de la taxe carbone sur les produits pétroliers prévue pour 2020 (figée à 44 €/t de CO₂ en 2019).

La mobilité hydrogène, qui de surcroît, permet une autonomie supérieure à celle des véhicules purement électriques, peut être compétitive avec la mobilité hydrocarbures pour un prix attribué à la tonne de carbone évité qui resterait raisonnable.

Des données Alstom sur le train à hydrogène font état d'une consommation de 35 kg d'hydrogène aux 100 km contre 170 à 200 litres de gasoil : le prix de la tonne de carbone évitée est comparable à celui du véhicule particulier.

b. coût complet d'usage pour un véhicule à hydrogène

Le paragraphe précédent ne prend en compte que le coût du « carburant » (combustible, hydrogène ou électricité) ; il faut bien sûr considérer le coût de possession et d'usage du véhicule pour disposer d'une comparaison complète. Ou, au moins, le coût des éléments qui changent entre les différents modes : moteur, réservoir, pile à combustible, batteries, électroniques...

Un tel travail dépasse de loin les ambitions du présent rapport. On se bornera à renvoyer aux nombreuses études qui proposent des comparaisons de ce type (voir exemple de l'AIE ci-dessous), en soulignant cependant que les hypothèses de calcul ne sont pas toujours explicites ou applicables conjointement (et pertinentes dans le cas de la France). Les études consultées dans le cadre de ce rapport prédisent en général une parité à long terme entre véhicules hydrogènes et à batteries.

Figure 54. Total cost of car ownership by powertrain, range and fuel

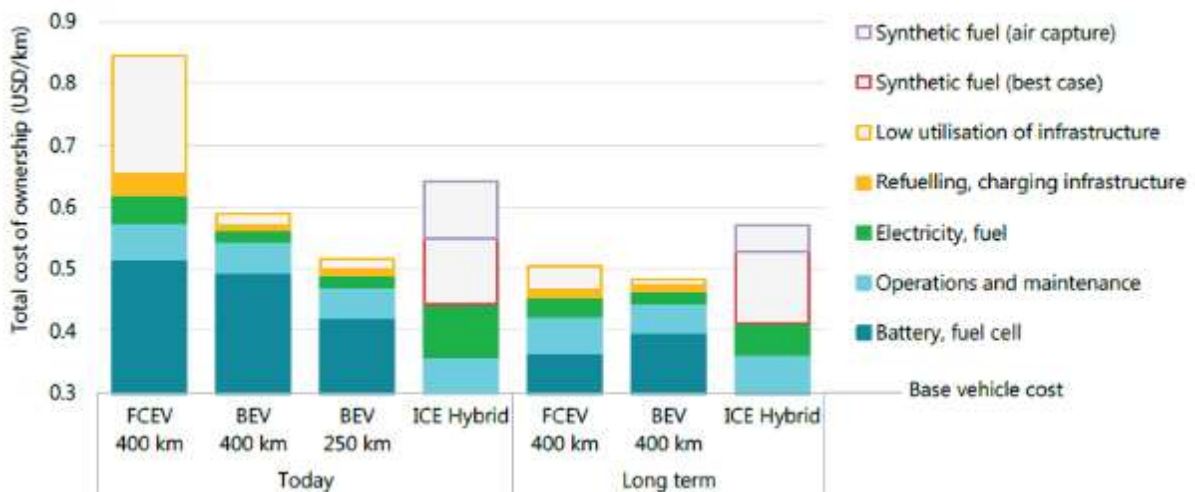


Figure 22 – AIE 2019 : Coût au km de véhicules à hydrogène (FCEV), à batteries (BEV) et hybrides thermiques (ICE)

Pour fixer les idées, on rappellera les éléments suivants : la chaîne de motorisation d'un véhicule thermique actuel représente de l'ordre de 25 % de son coût (10 % pour le seul moteur), donc de 2 500 à 10 000 € pour les gammes petites et moyennes. Les composants essentiels d'une motorisation hydrogène se montent actuellement à plus de 15 000 €, avec la perspective de descendre à la moitié par des évolutions techniques et des effets de série. Les batteries, qui constituent le principal poste de coût du véhicule électrique, reviennent actuellement entre 10 000 et 20 000 € selon les véhicules, avec la perspective de diviser ces coûts par deux.

5.4.4. Synthèse des coûts des usages potentiels de l'hydrogène

	Coûts	Coût du CO ₂ évité
L'hydrogène pour l'industrie	kg d'hydrogène	
Usages chimiques de l'hydrogène		

	Reformage avec capture <i>avec stockage et séquestration</i>	1,5 à 2 €/kg 3 à 4,5 €/kg	100 à 250 €/t
	Électrolyse électricité décarbonée		100 à 750 €/t
Production locale d'hydrogène			
	Électricité à 77 €/MWh (tarif industriel, avec Turpe)	5 €/kg	
Production de méthane de synthèse			
	1 t CO ₂ + 182 kg d'H ₂ → 364 kg CH ₄		260 à 1600 €/t
Stockage des énergies renouvelables		Coût MWh	
Injection d'hydrogène dans les réseaux de gaz		(PCS H ₂)	
	Hydrogène d'EnR : 7 à 9,5 €/kg	180 à 240 €/MWh	800 à 1 200 €/t
	<i>si hydrogène d'EnR à 5 €/kg</i>	<i>127 €/MWh</i>	<i>520 €/t</i>
Méthanation puis injection dans les réseaux de gaz		(PCS méthane synth)	
	Hydrogène d'EnR : 7 à 9,5 €/kg	220 à 310 €/MWh	1000 à 1600 €
	<i>si hydrogène d'EnR à 5 €/kg</i>	<i>162 €/MWh</i>	<i>720 €/t</i>
Conversion en électricité		(MWh électrique)	
	Hydrogène d'EnR : 7 à 9,5 €/kg	500 à 800 €/MWh	500 à 1900 €/t
	<i>si hydrogène d'EnR à 5 €/kg</i>	<i>450 €/MWh</i>	<i>455 à 1 050 €/t</i>
Mobilité hydrogène			
	Véhicule particulier ou utilitaire léger : 15 kWh/100 km	5 €/100 km	67 €/t

Tableau 6 – Exemple de coûts estimés d'usages potentiels de l'hydrogène

Les coûts de l'hydrogène électrolytique sont avant tout déterminés par le prix de l'électricité, dans la mesure où les installations sont utilisées à leur optimum. L'hydrogène électrolytique restera donc durablement plus cher que l'hydrogène de reformage, même avec capture du carbone.

De facto, le développement d'une filière hydrogène dans les années à venir devra s'appuyer sur le reformage, actuellement à capacité, mais n'offrant qu'un déplacement des émissions de carbone (sauf CCUS encore hypothétique), et sur l'électrolyse dont il convient d'accompagner la montée en capacité.

D'un point de vue économique comme environnemental, la mobilité semble l'usage qui peut permettre de tirer le développement d'une filière hydrogène. Le coût des véhicules doit certes progresser mais le coût du combustible est d'ores et déjà du même ordre de grandeur que pour les véhicules thermiques, tout en apportant une autonomie supérieure aux véhicules à batteries. Les flottes captives de véhicules d'entreprise, de camions, de trains, voire de bateaux semblent les cibles privilégiées pour ce développement. À cet égard, la disponibilité d'une électricité économique et largement décarbonée dote la France d'un atout inestimable pour développer une filière hydrogène.

En complément, le stockage d'électricité renouvelable sous forme d'hydrogène peut ouvrir des marchés de niches (en particulier pour les zones non interconnectées au réseau), pour la

France ou à l'international. Cependant, l'économie de cette option est handicapée par des durées d'amortissement aujourd'hui supérieures à la durée de vie des équipements.

5.5 Place de l'hydrogène dans le mix, et scénarios énergétiques

5.5.1. Un potentiel de plusieurs millions de tonnes d'hydrogène décarboné

Pour jouer un rôle dans le mix français, il faut produire de l'ordre du million de tonnes d'hydrogène décarboné ou davantage.

La France produit environ un million de tonnes d'hydrogène par an, selon l'Afhyac, dont moins de 50 000 tonnes par des méthodes décarbonées. Pour illustrer les défis, donnons quelques ordres de grandeur :

- convertir en hydrogène la totalité de la production annuelle d'électricité renouvelable non pilotable (~35 TWh) permettrait de produire environ 640 000 tonnes d'hydrogène ;
- convertir à l'hydrogène un quart du parc de véhicules particuliers conduirait à une consommation de l'ordre du million de tonnes par an ;
- une journée de consommation électrique en hiver représente environ 1,8 TWh. Compte tenu des rendements de conversion, cela demande près de 90 000 tonnes d'hydrogène à produire et stocker, soit l'équivalent de huit des navires hydrogéniers comme celui présenté au paragraphe 3.2.3. La totalité de la production photovoltaïque actuelle convertie en hydrogène représenterait deux jours de consommation électrique hivernale, cinq jours pour l'éolien.

L'ordre de grandeur d'une filière hydrogène significative dans le système énergétique français, est donc de quelques millions de tonnes par an. En regard, les plus grosses installations électrolytiques actuellement en opération dans le monde sont de ~100 MW pour l'alcalin et inférieures à 10 MW^{XVI} en PEM, soit moins de 1 500 tonnes d'hydrogène par an.

Produire par électrolyse un million de tonnes d'hydrogène par an requiert une capacité de production de 6 à 7 GW utilisée à plein temps, alimentée par 55 TWh d'électricité. C'est tout à fait à la portée du système électrique et des capacités des industriels français, mais il s'agit d'un défi significatif. En outre, et même en anticipant des gains importants dans l'économie des électrolyseurs et des piles à combustible, l'hydrogène ne pourra se développer que si l'on donne un prix élevé à la tonne de carbone évitée (au-delà de 300 €/tCO₂).

On rappelle que l'Allemagne considère que le prix de la tonne de CO₂ évitée doit être fixé par le marché de l'EU-ETS (European Trading Scheme) qui est actuellement de l'ordre de 20 €/t^{XVII}. Elle s'oppose à une taxation des émissions. La taxation visée pour la taxe intérieure de consommation sur les produits énergétiques (TICPE) avant la crise des gilets jaunes correspondait à 50 €/t. Le prix nécessaire pour le développement de l'économie de l'hydrogène sans subvention serait d'un ordre de grandeur très supérieur à la TICPE.

XVI Hydrogenics prévoit pour 2020 une unité de 20 MW au Canada.

XVII Il a atteint 28 €/t en août 2019.

5.5.2. L'hydrogène en 2050

La production d'hydrogène par électrolyse pour les principaux usages visés requiert des quantités très importantes d'électricité. Le tableau ci-après présente les projections des auteurs de ce rapport pour 2050, au regard des projections de la société de conseil McKinsey pour le même horizon. Les projections de McKinsey ont été établies à la demande de l'Afhypac⁴⁹ et ses principaux résultats ont été repris dans le « Plan de déploiement de l'hydrogène pour la transition énergétique » (Hulot -2018).

Usages de l'hydrogène en 2050 (Energie électrique requise pour une production par électrolyse)			
<i>Académie des technologies</i>		<i>McKinsey</i>	
Décarbonation de ½ de l'hydrogène matière (les applications en vue de la production de carburants pour les mobilités devraient se réduire). Nouveaux usages (méthanol, DRI)	45 TWh	Décarbonation de la totalité de l'hydrogène matière. Nouveaux usages (méthanol, DRI)	80 TWh
Energie pour l'industrie	10 TWh	Energie pour l'industrie	35 TWh
Production et stockage d'électricité	pm	Production et stockage d'électricité	21 TWh
Un quart des mobilités légères – trois quarts des mobilités poids lourds et transport collectif	180 TWh	18 % des véhicules passagers et fret. Environ 10% des véhicules particuliers légers ; 20% à 25% des grands véhicules et des poids lourds, et 35% des véhicules utilitaires ^{XVIII}	72 TWh
Injection de 20% d'hydrogène dans le réseau	40 TWh	Chauffage et électricité dans les bâtiments (non directement comparable à l'injection de 20 % d'hydrogène)	67 TWh
Ferroviaire (substitution des motrices Diesel)	Quelques TWh	Ferroviaire (substitution des motrices Diesel)	Quelques TWh
Naval	Quelques TWh	Naval	Quelques TWh
Total	> 275 TWh	Total	> 275 TWh

Tableau 7 – Ordre de grandeur des principaux usages de l'hydrogène en 2050 convertie en énergie électrique requise pour une production par électrolyse

Au-delà des différences dans la segmentation et l'évaluation des usages, on retiendra que les ordres de grandeur de ces évaluations sont similaires. Etablis indépendamment, ils se confortent. Sans doute sont-ils tous deux sous-estimés (sous-estimation des usages industriels pour l'Académie et des mobilités pour McKinsey. Dans les deux cas, non-prise en compte des

XVIII Selon l'étude McKinsey – Hydrogen scaling up – réalisée pour l'Hydrogen council – 2017. L'étude McKinsey française et l'étude APHYAC reprise par le Plan national de déploiement hydrogène 2018 sont inspirées de cette première étude.

transports ferrés et maritimes). Un plan hydrogène à la hauteur des enjeux de la décarbonation de l'énergie requiert sans doute plus de 300 TWh d'électricité par an.

On rappelle que les consommations annuelles d'électricité en France pour des usages autres que ceux mentionnés dans le tableau 7 sont de l'ordre de 475 TWh par an ; ces 300 TWh représenteraient donc une augmentation de 2/3, s'ajoutant aux autres besoins. Les réseaux de grand transport (HT) et de distribution (MT et BT) devraient être augmentés en conséquence.

Produire de l'hydrogène d'un contenu énergétique de 300 TWh avec un facteur de charge d'environ 28 % (moyenne pondérée des facteurs de charge éolien offshore, onshore, et solaire) nécessiterait une puissance installée additionnelle de 125 GW : au total, un doublement de la capacité de production actuelle. La puissance des électrolyseurs serait d'environ 90 GW (9 000 fois la capacité des plus grosses installations actuelles). Le facteur de charge de ces électrolyseurs serait sensiblement inférieur à 40 %, ne permettant pas à des investissements aussi importants d'être rentables, d'autant que l'électricité produite exclusivement pour ce besoin ne sera évidemment pas gratuite.

La demande d'électricité pour la production d'hydrogène s'ajoutera à d'autres usages de l'électricité déjà évoqués : la décarbonation de l'industrie, et en particulier de la sidérurgie et des aciéries pour lesquels électricité et hydrogène peuvent être en concurrence, l'industrie chimique, le chauffage, la décarbonation des mobilités. « Sortir du nucléaire » entrainera une demande d'hydrogène très importante qui serait à ajouter à ces évaluations. Les projections McKinsey qui envisagent environ 21 TWh à ce titre alors qu'il en faudrait huit fois plus ne prennent pas en compte cette hypothèse.

Une approche holistique couplant les systèmes électrique et gazier, les hypothèses sur les moyens de production d'électricité et la concurrence des usages est nécessaire. Elle est complexe à mener mais essentielle car les investissements à mettre en œuvre sont de l'ordre de centaines de milliards d'euros. L'Académie des technologies invite les économistes de l'énergie (les universités, Académies, entreprises, groupes d'opinion) à y contribuer.

Sans anticiper toutes les conséquences de ces évaluations, une décarbonation du système énergétique fondée essentiellement sur les énergies renouvelables intermittentes et l'hydrogène ne semble faisable ni économiquement, ni même physiquement. C'est la raison pour laquelle certains pays (Allemagne, Japon) envisagent d'importer massivement l'hydrogène de pays bien dotés en énergie renouvelable à l'instar de leurs importations actuelles de gaz naturel. Cette dépendance énergétique assumée n'est pas dans la tradition française, et pose des questions géostratégiques majeures. Une alternative sera, pour les pays qui l'accepteront, le recours à l'énergie nucléaire couplée avec l'hydrogène pour réduire drastiquement les usages énergétiques d'hydrocarbures. L'évaluation de ce système couplé reste à faire ; le coût de la tonne de carbone évité devrait être sensiblement inférieure à celui d'un système « tout hydrogène » ; la part du nucléaire et de l'hydrogène y seront significatifs.

6. Recherche et développement industriel

6.1. Technologies émergentes et besoin en recherche autour de l'hydrogène

Actuellement, l'hydrogène vendu est souvent produit à partir de gaz naturel par vaporeformage et n'est donc absolument pas neutre en CO₂, le verdir et rendre la filière économique est l'enjeu principal des recherches en cours. La recherche, aussi bien privée dans les grandes compagnies et les acteurs en place, que sur fonds publics via, par exemple en Europe le FCHJU se concentre sur ces technologies qui, à défaut pour certaines, d'être déjà économiques, sont assez matures : les électrolyseurs et les piles à combustible. Stockage, transport, distribution et sécurité sont les autres sujets où les efforts de recherche sont importants.

En France via territoires hydrogène⁵⁰, l'Ademe cherche surtout à aider l'implantation de premières utilisations de l'hydrogène, souvent autour de la mobilité, dans les aéroports comme à Toulouse ou en ville, comme à Pau pour les bus, ou à l'installation de stations comme dans la *Zero Emission Valley*. Au demeurant, ce dernier projet est aussi massivement soutenu par la Commission Européenne et la région qui va accompagner la mise en circulation de 1 000 voitures à pile à combustible, vingt stations de recharge à hydrogène et quinze électrolyseurs pour produire de l'hydrogène vert. L'Ademe soutient aussi les pilotes pour du mélange hydrogène/gaz naturel comme dans la région de Dunkerque (projet GHRYD). Ces premières réalisations permettent de tester tous les chaînons de ces nouvelles filières, de familiariser employés et utilisateurs à ces technologies, d'en tester la fiabilité en condition d'exploitation et surtout de travailler à en faire baisser les coûts. L'ambition est analogue pour les 600 taxis Hype à Paris (dont un peu plus d'une centaine actuellement en service) soutenus par leurs actionnaires Air Liquide et Toyota pour familiariser le public, les conducteurs et les passagers aux véhicules à hydrogène. Il est à noter que beaucoup de ces projets de déploiement sont fédérateurs. Il y a une vingtaine de partenaires dans *Zero Emission Valley* (Auvergne- Rhône-Alpes) dont les industriels Engie, Michelin, Symbio et le pôle de compétitivité Tenerrdis ; de la même façon, le projet Grhyd lie Engie, GRDF, Ineris, le CEA...

Malheureusement, les technologies plus disruptives comme la technologie plasma de production d'hydrogène à partir de méthane sans générer de CO₂, les travaux sur la génération microbienne d'hydrogène ou l'exploration de l'hydrogène natif restent des niches délaissées en France par les pouvoirs publics qui financent la recherche. Les TRL plus bas de ces technologies devraient pourtant justifier un plus grand soutien public. Une première réunion visant à fédérer la communauté des géosciences françaises dans ce domaine a eu lieu au siège du CNRS le 10 octobre 2019. Il est à noter que comme la compréhension des flux d'hydrogène est au cœur de la compréhension de l'arrivée de la vie sur terre, cette communauté est beaucoup plus large que celle qui s'intéresse à l'énergie décarbonée.

En d'autres termes la recherche est focalisée sur le *power to gaz*, et surtout *power to gas to power* et l'hydrogène source et non vecteur d'énergie est, en France, mais aussi en Europe de l'Ouest, négligé. L'électrolyse à partir de surplus d'énergie renouvelable comme l'ont montré les chapitres précédents a des limites, en particulier économiques, et d'autres sources pour un hydrogène vert nous paraissent devoir être rapidement explorées. Nous allons les lister ci-

dessous en séparant celles qui pourraient avoir un impact complètement disruptif sur une production massive et donc une utilisation massive d'hydrogène de celles qui vont répondre à un besoin de production locale.

6.2. Les technologies de production à grande échelle

6.2.1. Des technologies en rupture pour une production massive d'hydrogène :

a. les technologies plasma

Le principe est assez simple $\text{CH}_4 + \text{température} \Rightarrow \text{H}_2 + \text{noir de carbone}$. La France dispose de leaders de cette technologie ; des travaux pionniers ont été réalisés au four solaire d'Odeillo¹. Le centre de recherche de Sophia Antipolis (projet Persée) travaille depuis très longtemps sur les procédés plasma basse température (autour de 1 100 °C) pour séparer directement le méthane en noir de carbone et hydrogène (Fulcheri et Schwob, 1994)⁵¹. D'un point de vue thermodynamique et donc du bilan énergétique, cette réaction est beaucoup moins coûteuse



Figure 22 - Torche plasma du centre Persée - Mines ParisTech - Sophia Antipolis

que le vaporeformage et que la décomposition de l'eau (38 – 62 et 285 kJ/mole d'hydrogène produit, respectivement). Cette solution a donc un potentiel très supérieur aux autres pour une production d'hydrogène manufacturé massive et peu onéreuse. Par ailleurs, le noir de carbone entre dans les matières premières pour fabriquer de l'encre et divers matériaux comme le caoutchouc des pneus. Le bilan CO_2 , est potentiellement excellent puisqu'il permettrait de remplacer deux opérations actuellement émettrices de CO_2 (la production d'hydrogène par vaporeformage et la production de noir de carbone à partir d'hydrocarbure dans des fourneaux) par un procédé non émetteur de CO_2 .

Il est à noter que ces technologies plasma permettent de craquer les hydrocarbures de façon plus générale ; l'intrant peut être autre que du méthane.

¹ <https://www.la-clau.net/info/1493/unique-au-monde-le-four-solaire-dodeillo-invente-le-carburant-solaire-1493> ; <https://www.franceculture.fr/emissions/science-publique/va-t-enfin-fabriquer-de-lhydrogene-avec-lenergie-solaire>

À la fin des années 2000, une société canadienne « Atlantic Hydrogen » s'est engagée sur cette voie et a rencontré un vif soutien de National Grid^{II} ; les difficultés techniques rencontrées ne doivent pas condamner cette voie. En France cependant, peu d'industriels semblent s'y intéresser. Mais les grands pays producteurs de gaz naturel, les États-Unis et la Russie, lancent les premières réalisations. Aux États-Unis, Monolith construit sa première usine au Nebraska après un pilote en Californie^{III} et en Russie Gazprom annonce pouvoir fournir en 2050 tout l'hydrogène que l'Europe pourrait souhaiter en utilisant une variante de cette technologie⁵².

La France ne produit plus de gaz naturel et démarre seulement la production de biogaz. Cependant le transport et le stockage du gaz naturel sont des technologies matures et pour lesquelles toutes les infrastructures sont en place ; la réalisation d'un pilote de taille industrielle de cette technologie pour transformer du gaz naturel en hydrogène à proximité du consommateur (comme le fait Monolith) nous paraîtrait à promouvoir.

b. production de l'hydrogène natif

Il y a beaucoup d'émanations d'hydrogène sur le globe, connues depuis longtemps sur les rides médio-océaniques, en particulier grâce aux travaux de l'Ifremer, mais aussi *onshore* par exemple en Russie, en Oman et aux États-Unis (Larin et al., 2014 ; Zgonnik et al., 2015)⁵³. Deux accumulations ont été forées (par hasard), une au Kansas (en cherchant des hydrocarbures) l'autre au Mali (en cherchant de l'eau). Celle du Mali, est exploitée de façon relativement artisanale par Hydroma (ex-Petroma Inc) pour faire de l'électricité en le brûlant, et ce en petite quantité, environ 1200 m³ jour. L'hydrogène est quasiment pur. L'accumulation est à 110 m de profondeur et le maintien de la pression en tête de puits malgré 5 ans de production suggère fortement une recharge continue (Prinzhofer et al., 2018)⁵⁴. Ces évolutions récentes montrent que contrairement à ce que certains imaginaient des systèmes hydrogène fonctionnent avec génération/migration/accumulation. Comme pour les hydrocarbures, les indices en surface sont une preuve que de l'hydrogène est généré en profondeur, mais la détermination des conditions géologiques pour une accumulation nécessite encore du travail, les types de couvertures possibles en particulier restent peu connus en dehors du sel et de certaines roches volcaniques qui sont celles, au demeurant parfaitement étanches, de l'accumulation du Mali.

Les sources étudiées pour l'hydrogène ont été, un dégazage du manteau, une électrolyse naturelle en présence de roches radioactives et des phénomènes de diagénèse. Ce sont ces derniers qui semblent le plus actifs, l'interaction eau/roche que l'on peut voir globalement comme une oxydation se fait au niveau des rides médio-océaniques quand les roches mantelliques arrivent en contact de l'eau de mer entraînant tous les dégazages connus sur ces rides (le nom de la réaction est la serpentinisation et elle a lieu à relativement haute température). Ces mêmes roches peuvent continuer à s'oxyder à plus faible température et donc à relâcher de l'hydrogène. Ce sont ces réactions qui sont étudiées en particulier en Oman et en Nouvelle-Calédonie, mais les Alpes, les Pyrénées et d'autres zones de sutures océaniques

II <https://www.osti.gov/etdeweb/servlets/purl/21396875> ; <https://www.cbc.ca/news/canada/new-brunswick/atlantic-hydrogen-bankruptcy-refusal-macfarlane-1.3248312>

III <https://monolithmaterials.com/innovative-technology/>

pourraient aussi être propices. Enfin des roches protérozoïques riches en métaux, en particulier ferreux, et non encore oxydées sont les sources envisagées pour l'hydrogène onshore dans les cratons comme au Mali, en Russie, aux États-Unis ou au Brésil (voir Prinzhofer et al., 2019⁵⁵).

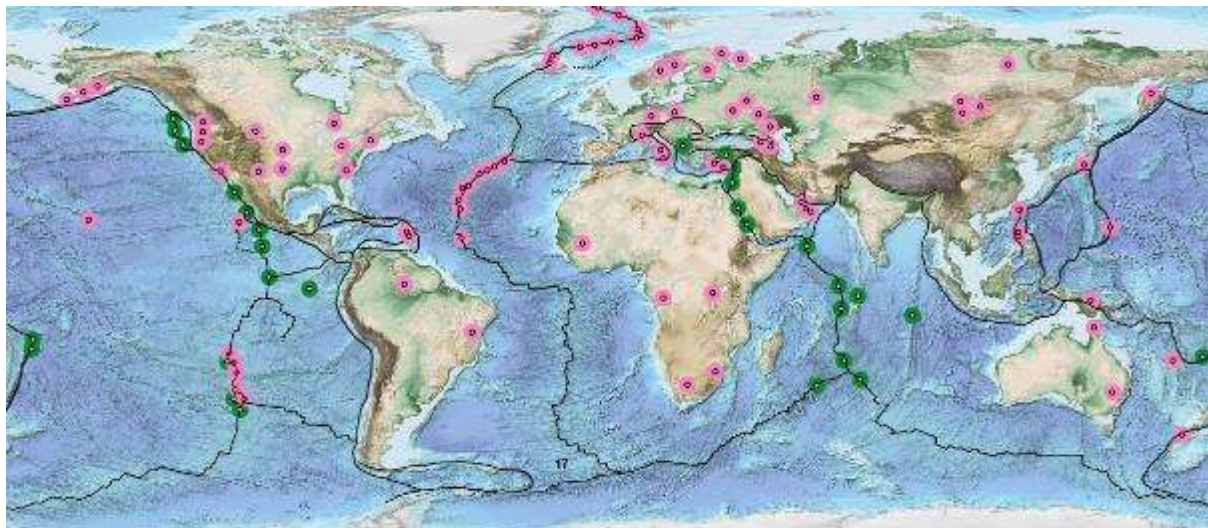


Figure 23 – Émanation d'hydrogène (en rose) et de méthane abiogène dérivé de l'H₂ en vert déjà connues.

Les premières données de flux mesurés en Russie, au Kansas et au Brésil au travers des zones d'émanations donnent des valeurs entre 50 et 800 kg/jour/km² (Larin et al., 2014⁵⁶; Prinzhofer et al., 2019). Elles montrent donc un potentiel global réel et considérable. En domaine marin, le flux est continu, à l'échelle géologique, puisqu'il y a toujours des rides médio-océaniques actives, les estimations données par Ifremer sont entre 4 000 et 10 000 t/an/km de ride. Comme pour les hydrocarbures, on subodore que la partie atteignant la surface est très faible par rapport à la production profonde et les travaux récents (Lopez-Lazaro et al., 2019⁵⁷) montrent qu'à grande profondeur l'hydrogène est très soluble dans l'eau et pourraient donc migrer sur de longue distance comme les hydrocarbures pour lesquels la source peut être à plus des centaines de kilomètres de l'accumulation. Le rôle des bactéries consommatrices ou émettrices l'hydrogène est aussi étudié afin de mieux relier le signal de surface à un flux profond.

Beaucoup de chercheurs travaillent désormais sur la question de l'hydrogène en zone cratonique. Seul l'hydrogène des fonds océaniques lié à la serpentinisation avait intéressé le monde de la recherche ces dernières années, mais dans une optique purement académique. Il y a une dizaine d'années, des alertes avaient été faites par B. Goffé (INSU), et les chercheurs de l'IFPEN, mais sans trouver d'écho ; la production au Mali a tout relancé. Aujourd'hui, en France, l'IFPEN, l'Ifremer, l'Isterre à Grenoble, l'IPGP et l'UPPA travaillent, entre autres, sur le sujet de l'hydrogène natif, mais aussi Engie ainsi que des *start-ups* qui se créent sur ce sujet comme 45-8. Les premières chaires industrielles sont en train de se monter. Un TPP (*Technical Position Paper*) a été réalisé dans le cadre de l'Alliance nationale de coordination de la recherche sur l'énergie (Ancre) ainsi qu'un autre sur le stockage souterrain de l'hydrogène.

Il est à noter que dans beaucoup de pays l'hydrogène n'est pas listé comme ressource naturelle et donc sa production se heurte à un vide juridique qu'il faudrait combler avant que

la question ne se pose à chaud. Le président fondateur de la société Petroma devenue Hydroma a obtenu l'adaptation du code minier du Mali pour disposer d'un cadre juridique pour la production d'hydrogène. Considérer l'hydrogène comme un gaz naturel, et donc suivant une législation de type celle de la production des hydrocarbures, est à notre connaissance la voie adoptée par les États-Unis où le premier puits à objectif H₂ a été foré en 2019 par Naturel Hydrogen Energy LLC⁵⁸. En France 45-8 commence à forer avec un objectif d'hélium, autre gaz très important pour les nouvelles technologies et dont la génération et les accumulations dans le sous-sol ont des similitudes avec l'H₂ avec lequel il est parfois lié. Une législation permettant l'exploration et l'exploitation de ces gaz verts en France serait à mettre en place.

6.2.2. Technologies de rupture pour une production locale

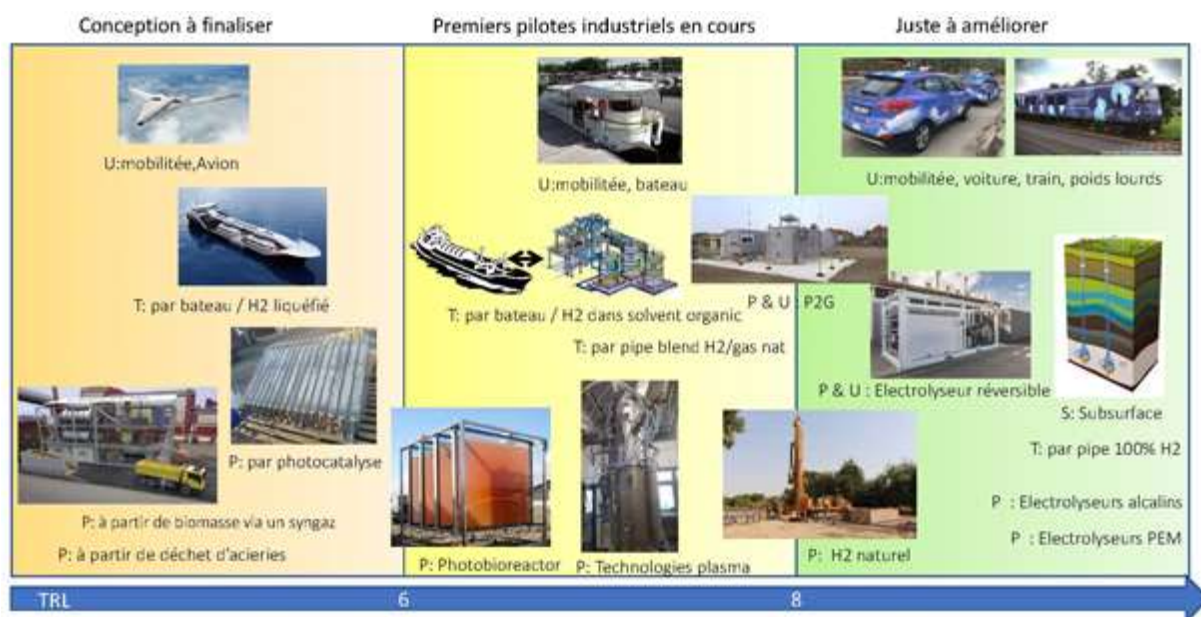


Figure 24 – Maturité de technologies afférentes à l'hydrogène

Photosynthèse

Certaines technologies permettent de réaliser une électrolyse directement à partir de l'énergie solaire et donc de fabriquer des panneaux solaires donnant directement de l'hydrogène. Études et brevets existent ; les premiers pilotes sont en construction en France (TRL 5_6 selon les modèles). Ce type de panneau permettrait d'aller vers des maisons plus autonomes, l'hydrogène stocké étant alors utilisé la nuit.

Les bioréacteurs à base d'algues ont le potentiel de générer de l'hydrogène, éventuellement en neutralisant le CO₂, il existe quelques compagnies, mais compte tenu du prix de l'algue matière première en cosmétique et pour certains compléments alimentaires protéinés (comme la spiruline vendue par [Algenol](#)), la production d'énergie avec ces algues est actuellement un non-sens économique.

Hydrogène issu du syngaz

Cette technologie permet de faire de l'hydrogène vert par à peu près le même procédé que le biogaz deuxième génération. Une pyrolyse de biomasse sèche permet de générer un syngaz

qui contient, entre autres, de l'hydrogène et du méthane, mais au lieu de concentrer le méthane comme dans la filière biogaz, on concentre ensuite l'hydrogène. Cette seconde phase peut se faire par catalyse ou par activité microbienne. Wood-Hy dans les Landes est le projet de démonstrateur en France le plus avancé dans ce domaine. (TRL 6-8 selon les modèles)

Production par activité bactérienne ou biologique

Si une bonne partie des bactéries du sous-sol sont consommatrices d'hydrogène, hydrogénases, certaines peuvent en générer à condition qu'elles disposent d'une autre source d'énergie qui peut être la biomasse ou le soleil. Les possibilités d'une production d'hydrogène à partir de ces enzymes avaient été explorées dès les années 2003 par le BRGM qui à l'époque avait conclu que ces procédés, apparentés à la photosynthèse, étaient peu efficaces pour transformer l'énergie lumineuse. Néanmoins d'autres laboratoires ont continué la recherche, le CEA a actuellement des brevets sur la production d'hydrogène à partir de petit lait dans des bioréacteurs verticaux et cherche à faire un premier démonstrateur dans une laiterie (TRL 2-5 selon les cas).

Les bioréacteurs à base d'algues ont le potentiel de générer de l'hydrogène, éventuellement en neutralisant le CO₂, il existe quelques compagnies, mais compte tenu du prix de l'algue matière première en cosmétique et pour certains compléments alimentaires protéinés (comme la spiruline vendue par [Algenol](#)), la production d'énergie avec ces algues est actuellement un non-sens économique.

Production par oxydation (biomimétisme)

Le principe est proche de ce que fait la nature, on oxyde un fer à l'état ferreux (Fe²⁺) qui libère de l'hydrogène en passant à l'état ferrique (Fe³⁺). Des recherches sont menées, essentiellement à Grenoble, sur les catalyseurs pour faire baisser la température à laquelle cette réaction est efficace (Brunet, 2019⁵⁹). La magnétite est un sous-produit de cette réaction et sa valeur marchande, en particulier pour des filtres, améliore l'économie du système (TRL 2_5 selon les cas).

Globalement, ces différentes technologies dont la liste n'est pas exhaustive peuvent permettre une intégration de l'hydrogène dans le mix énergétique des territoires tout en répondant à certains besoins de traitement des déchets (aciéries, fermes laitières, forêts pour les trois technologies citées).

6.3. Amélioration des technologies actuelles

6.3.1 Amélioration des électrolyseurs et des piles à combustible

(TRL 6-9 selon les modèles)

Actuellement les électrolyseurs de type Alcalin ou PEM opérant à puissance constante ont pour la plupart une efficacité autour de 65 %, les piles à combustible autour de 50 %, le *power to gaz to power* tombe à moins de 40 % et, avec le temps les performances se dégradent. Les SOEC ont une efficacité qui atteint les 90 %, mais pour l'instant une très faible espérance de

vie (entre 1 et 3 ans). Il est donc très important d'augmenter ces chiffres. La piste la plus prometteuse est de monter en température.

6.3.2 Transport sur de longues distances

Comme indiqué précédemment, un des *killing factor* de l'économie de l'hydrogène est le coût de son transport, il semblerait que seuls le Japon et la Corée du Sud subventionnent actuellement des projets et le transport par mer de l'hydrogène. Si l'insularité du Japon ne lui laisse guère le choix, on ne peut que reconnaître que s'ils trouvent une solution économique ceux qui la domineront auront un énorme avantage compétitif. Beaucoup d'autres testent des solutions sur des solvants organiques ; à notre connaissance les compagnies françaises bien qu'elles aient eu un rôle leader sur les méthaniers, il y a cinquante ans ne participent pas à ces pilotes.

De nombreux travaux sont en cours sur la tenue des gazoducs à des mélanges gaz naturel/hydrogène tant au niveau du monde universitaire que des transporteurs et distributeurs (GRTG, GRDF). Un des enjeux est de s'assurer de la sûreté des installations avec des méthodes non destructives sachant qu'il y a des dizaines de milliers de kilomètres de gazoducs en France. Ces travaux se font tant au niveau national que de l'Europe via les associations européennes gazières (Marcogaz, Gerg).

6.3.3 Mobilité

Toutes les mobilités hydrogène sont appelées à se développer ; l'industrie française a déjà des offres concernant la voiture et le train, même si ces derniers ne roulent pas en France. Travailler sur les bus, les navires et les avions utilisant l'hydrogène devrait être encouragé. Pour l'aviation cependant, le besoin de forte puissance pour la propulsion des gros porteurs rend très peu probable une solution à H₂ gazeux ; même comprimé à 700 bars il reste à volume égal une source d'énergie presque huit fois moins concentrée que le kérosène. Néanmoins des optimisations de l'utilisation de l'hydrogène pour les circuits électriques des avions sont prometteuses pour le moyen terme.

6.3.4 Carbon Capture and Utilisation – Carbon Capture and Storage (CCU/CCS)

Les réactions chimiques possibles et faciles entre CH₄/CO₂ et H₂ présentées dans ce document montrent clairement que le déploiement de la filière hydrogène et du CCU/CCS devraient être liés. À Jupiter 1000 l'hydrogène est combiné au CO₂ capté et le méthane produit est injecté dans le réseau. Dans certaines usines le CO₂ issu du vaporeformage est utilisé par l'industrie agroalimentaire. Dans les démonstrateurs Méthycentre et HyCONAIS , l'hydrogène est utilisé pour booster la production de biométhane en neutralisant le CO₂ émis par les bactéries. Toutes les combinaisons de ces briques doivent être recherchées ; la possibilité que l'hydrogène rende enfin le CCU économiquement réaliste n'est pas à écarter.

7. La stratégie française, les champions français dans la compétition internationale ; une nouvelle filière industrielle ?

Le secteur de l'hydrogène emploie aujourd'hui près de 2 000 personnes en France. Selon l'étude McKinsey⁴⁸ sur le développement de l'hydrogène pour l'économie française, les perspectives pour le développement de la filière hydrogène en France sont les suivantes. Environ 8,5 Md€ de chiffre d'affaires annuel en 2030 et 40 Md€ en 2050 – Un potentiel à l'export de 6,5 Md€ d'ici 2030 – Plus de 40 000 emplois dans le secteur en 2030 et plus de 150 000 emplois en 2050 – 10 à 12 Mt CO₂ en moins en 2030 et 55 Mt en 2050.

7.1. Le plan national de déploiement hydrogène sous l'angle industriel

Le Plan national hydrogène présenté le 1^{er} juin 2018 a pour principal objectif de diminuer les émissions de gaz à effet de serre de notre pays, en conformité avec le Plan Climat et les engagements européens. Cf Dossier de presse du 1^{er} juin 2018⁶⁰

Parmi les 18 mesures du plan de déploiement de l'hydrogène⁶¹, six mesures numérotées de 13 à 18 relèvent de l'axe « développement des filières industrielles et soutien à l'innovation », elles sont résumées ci-après :

Mesure 13 : développement au travers du Programme d'investissement d'avenir de véhicules français lourds/de grande autonomie à hydrogène et des composants associés et de systèmes de production et de stockage de l'hydrogène ;

Mesure 14 : programme de recherche via l'Agence nationale de la recherche pour s'attaquer aux ruptures technologiques ;

Mesure 15 : offre de formation spécifique ;

Mesure 16 : création d'un centre international de qualification/certification de composants H₂ haute pression ;

Mesure 17 : définir la place de l'hydrogène dans le rail pour verdir le ferroviaire ;

Mesure 18 : engagements réciproques entreprises-pouvoirs publics pour l'élaboration des engagements pour la croissance verte grâce aux comités stratégiques de filière.

Les dispositifs de soutien financier sont orientés vers les acteurs industriels qui émettent des gaz à effet de serre dans le domaine industriel (cimenterie notamment), le domaine du transport et le domaine de l'électricité. C'est une politique orientée vers les intégrateurs (souvent au comportement d'acheteurs) sur le territoire de la France.

L'expérience industrielle de notre pays a permis de constater que les politiques de ce type risquaient d'induire le développement des importations en ne conservant sur notre territoire que le montage des équipements et une part de la gestion. La recherche nationale se trouve alors peu exploitée. L'Académie souhaite que la France fasse porter ses efforts sur les acteurs industriels qui produisent et fabriquent des composants essentiels (électrolyseurs ...) ou

élémentaires à valeur ajoutée ou stratégique (membrane, catalyseur...), c'est-à-dire des constructeurs ou encore fabricants des composants de la chaîne de valeur de l'hydrogène, avec pour objectif de développer leurs activités sur le marché mondial. L'Académie souhaite que ces constructeurs et fabricants soient favorisés et pas seulement les intégrateurs, souvent des grands groupes qui lors des opérations de démonstration ou de pré-déploiement intègrent les sous-traitants les moins-disant (politique d'achat), ou s'associent avec des partenaires dans le cadre de consortiums au détriment de fournisseurs ou partenaires français ou européens.

Dans cette approche, il n'est pas obligatoire de développer l'ensemble de la chaîne industrielle. Il peut être préférable de choisir certains composants essentiels ou éléments de cette chaîne de valeur pour lesquels la France peut générer un avantage compétitif sur le marché mondial. Une possibilité est de **sélectionner les technologies** pour lesquels des acteurs industriels français disposent d'atouts et de soutenir leur développement quel que soit le niveau d'avancement de la technologie en mettant les moyens pour accélérer les processus de mise en service industriel. C'est le choix fait par McPhy et par Symbio qui veut être présent sur toute la chaîne de mobilité. Dans le cas de Symbio, le stack est fabriqué en France même si certains composants proviennent de fournisseurs étrangers faute de fournisseurs français.

Une **analyse de la valeur** économique et industrielle approfondie permettrait de compléter et conforter l'analyse qui suit pour sélectionner les composants clés.

7.2. Chaîne de la valeur de l'hydrogène

Le tableau suivant établi par l'Afhyac décrit la chaîne de valeurs, ses principaux composants technologiques et les différents acteurs.

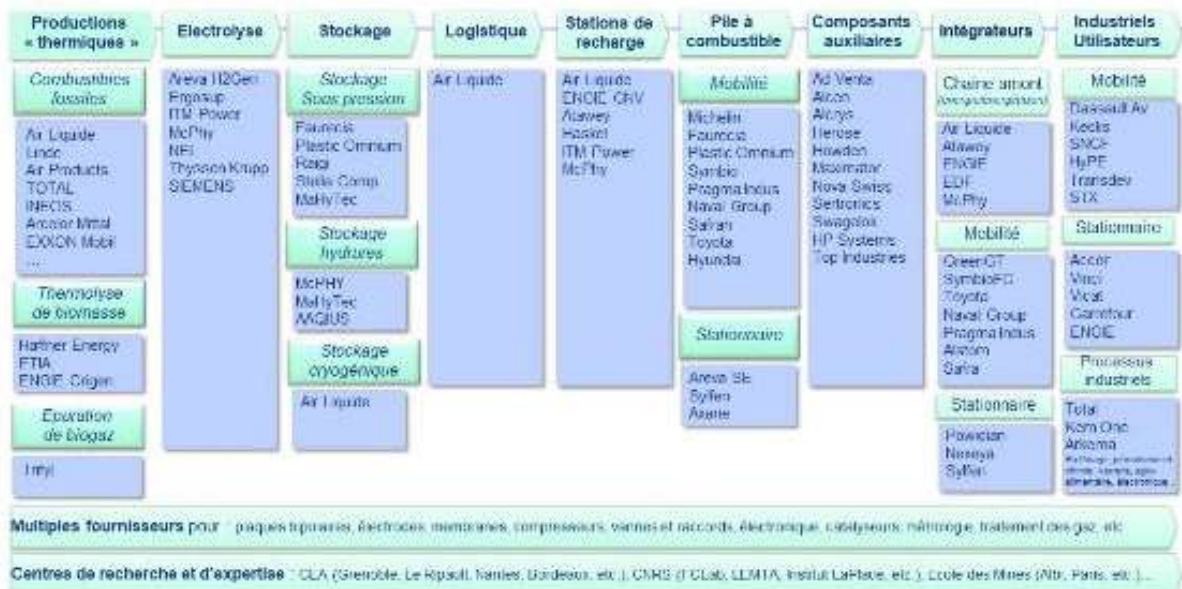


Figure 25 – Afhyac – Chaîne de valeur de l'hydrogène

Les technologies clé (électrolyseur, pile à combustible, réservoir embarqué...) existent. Presque toutes sont matures, il faut les industrialiser

Si on prend un horizon de temps court, l'essentiel des technologies existent et doivent s'améliorer par de l'innovation incrémentale et continue avec pour objectif de produire le composant en fiabilisant la qualité et en baissant le coût par une production robotisée.

Si on prend comme exemple les plaques bipolaires d'un **électrolyseur** : faut-il les produire par emboutissage, par électroérosion, par usinage, par impression 3D, etc. ? À noter que les progrès sur ces procédés ne sont pas nécessairement motivés par le marché de l'H₂ car les procédés de fabrication sont souvent transverses à plusieurs domaines.

L'objectif principal est de faire baisser les coûts de production dans une production en série. Concernant les performances pures, il n'y a pas de rupture à attendre car les technologies sont déjà proches (4 à 5 points) des optimums thermodynamiques.

À noter également le domaine de la haute température pour lequel la R&D sur les matériaux apportera son lot de progrès (taille des composants, durabilité, robustesse, etc.).

Pour les **piles à combustible**, les approches sont les mêmes ; pour le cœur de pile, c'est-à-dire les « stacks » (plaques + membranes), les membranes utilisées pour les PEM sont à base d'un polymère fluorésulfoné (PFSA) dont les propriétés principales sont l'étanchéité à l'eau et la conductivité aux protons. Le Nafion, inventé par Dupont (aujourd'hui Chemours), malgré une propriété intellectuelle tombée dans le domaine public, a une qualité et bénéficie d'un savoir-faire avéré, mais il existe maintenant plusieurs producteurs⁶² de polymères « équivalents » (mais gamme moins large), dont Solvay en Europe. La fabrication de la membrane elle-même (notamment dépôt d'encres chargées et de catalyseur) est actuellement dominée par W.L. Gore (États-Unis), mais de nombreuses entreprises plus petites et compétentes sont en train de se positionner sur ce marché prometteur dans la perspective de constitution de chaînes de valeur nationales/régionales au service des grands acteurs de l'automobile ayant investi dans la technologie pile à combustible (Toyota au Japon, Hyundai en Corée du Sud, et plus récemment SAIC en Chine ou encore Renault-Nissan en Europe). Il est souhaitable qu'un acteur européen de taille mondiale puisse émerger.

Les plaques bipolaires sont facilement fabriquées par les industriels emboutisseurs majoritairement allemands qui travaillent pour l'industrie automobile et fabriquent, par exemple les joints de culasse. Y a-t-il beaucoup de valeur ajoutée, de marge à dégager et d'emplois localisés en France ?

Pour **la mobilité**, il est encore plus important de décomposer les éléments constitutifs : le but n'est pas tant de produire une voiture à hydrogène en France, que de produire les éléments constitutifs que sont les réservoirs pour diverses pressions et volumes, embarqués ou fixes, les piles à combustibles et leur composants (membranes, catalyseurs), l'électronique de puissance associée, les contrôles commandes, les moteurs électriques les mieux adaptés (il y a une fabrication sur le sol français de moteurs électriques), les compresseurs adaptés aux différents types de stockage, les stations de recharge, etc. pour un marché mondial. Dans ces cas, les acheteurs potentiels sont partout dans le monde, comme pour les voitures d'aujourd'hui pour lesquelles les « équipementiers » de rang 1 ou 2 ont un marché planétaire

pour les composants qu'ils produisent. Déployer des flottes territoriales avec l'aide de l'État sans préparation industrielle peut conduire là encore à un dopage des importations sans composants conçus et fabriqués en France.

Il faudra créer une infrastructure et la puissance publique est indispensable pour amorcer et pérenniser le marché de la mobilité (aspects réglementaires, fiscaux etc.)

Pour la France, nous considérons qu'il est nécessaire de disposer des trois technologies essentielles que sont l'électrolyseur, la pile à combustible embarquée ou stationnaire et le réservoir et de disposer d'une analyse de la valeur pour préciser les composants clé de ces technologies.

Dans la chaîne de valeur de l'hydrogène et des acteurs qui la composent, Il faut distinguer **les industriels fabricants/constructeurs** et **les intégrateurs**.

La liste présentée par le tableau ci-dessus (Figure 25) n'inclut qu'imparfaitement les sous-traitants technologiques qui fournissent des éléments indispensables. Il faudrait donc aller plus loin dans le détail de la chaîne de valeur de chaque fabricant d'un élément de cette chaîne de valeur, car la création de valeur future est peut-être dans ces composants élémentaires peu visibles actuellement. **L'Afhypac a engagé une étude approfondie sur cette analyse de la valeur.**

7.3. Mobilité

Personne ne sait comment se fera la distribution entre le marché des véhicules électriques 100 % batterie et celui des véhicules électriques hybrides batterie/hydrogène. Cette inconnue concerne le marché français, le marché européen et le marché mondial en distinguant les pays OCDE et les pays émergents ou peu développés. La transition du véhicule à moteur à combustion interne hydrogène vers les véhicules électriques et les véhicules hydrogène/électrique sera vraisemblablement lente ne serait-ce qu'à cause de la profondeur du marché des véhicules d'occasion en Europe et dans le monde. Cette progressivité pose un problème industriel de taille de marché et de développement des infrastructures. Il y a un consensus pour supposer que les premières séries industrielles de composants seront pour des flottes commerciales captives et des transporteurs routiers qui n'ont pas la même approche financière et économique que les acheteurs de voiture individuelle ni le même taux d'utilisation. De ce point de vue, il est souhaitable de paralléliser le développement de la production de l'hydrogène vert et l'usage de l'hydrogène quel qu'il soit. L'usage de l'hydrogène dans la mobilité se concentrera sur les domaines où l'autonomie et le temps de charge est prédominant et où l'encombrement du système de conversion d'énergie et de stockage est compatible avec la taille et les capacités du véhicule. Cela permettra de lancer les premières séries de composants, de les tester, d'adapter les règlements et la structure des véhicules. Il est donc recommandé de provoquer la création d'un écosystème orienté où les synergies technologiques développées permettront de lancer la production industrielle de systèmes destinés à être embarqués dans les véhicules quels qu'ils soient (notamment, les PAC hydrogène, les *Balance of Plant* (BOP), la batterie, le stockage, le cas échéant la pré

conversion de la source primaire, l'électronique de puissance et les contrôles commandes pour assurer le fonctionnement et la sécurité et le moteur électrique). Le stockage stationnaire, y compris souterrain, centralisé ou local, actuellement dédié à l'hydrogène « gris » est un marché limité, mais qui prendra de l'ampleur. Des démonstrateurs et des têtes de série sont nécessaires à la stratégie d'ensemble pour assurer sa crédibilité et assurer que tous les éléments du système sont bien pris en compte et industrialisés.

7.4. Les constructeurs/fabricants/équipementiers français

Les fabricants/constructeurs sont souvent des entreprises intermédiaires, moyennes ou petites avec un potentiel de croissance et donc avec un fort besoin de liquidité pour assurer la construction des têtes de série, les salaires et financer cette croissance. Ces fabricants /constructeurs produisent des composants essentiels (électrolyseurs...) ou bien des composants élémentaires à valeur ajoutée (membrane, plaques bipolaire, connectique...)

Les constructeurs répondent à des appels d'offres nationaux, européens et internationaux et ont une politique commerciale de diversification mondiale avec, parfois, le handicap d'une taille insuffisante pour porter l'effort commercial et de prospection indispensable. C'est vers eux que doivent s'orienter les soutiens financiers.

En conséquence, il est indispensable que les aides et soutiens soient ciblés vers ces sociétés de production de manière à leur donner plus de capacité, plus d'autonomie et plus de robustesse pour attaquer des marchés larges. Ces aides ont pour objectif de leur permettre de grandir et d'atteindre un niveau satisfaisant d'industrialisation des procédés de construction quel que soit leur actionnaire. Il est en particulier important que les processus de fabrication intègrent dès la conception les dernières technologies de robotique et d'automatisation qui permettent de baisser les coûts de production, augmenter la qualité, mais aussi les apports potentiels des nouvelles technologie (nanotechnologies par exemple) pour réduire les encombrements et augmenter les rendements.

Fabricants/constructeurs	Entreprises françaises	Concurrents
Pile à combustible embarquée	Michelin (Symbio)	Ballard Power, Toshiba, Panasonic, PLUG Power, Bloom Energy, Fuelcell Energy, Hydrogenics, Doosan Fuel Cell, Horizon, Intelligent Energy, Hyster-Yale Group, Nedstack, Pearl Hydrogen, Sunrise Power, etc.
	Pragma	
Pile stationnaire	HdF(techno Ballard)	
	Areva SE	
	HELION	
	Axane (Air Liquide)	
Réservoir		
	Faurecia	Hexagon (États-Unis)
	Plastic Omnium	Doosan (Chine)

	Mahytec	
	NPROXX	
Electrolyseurs		
	McPhy	NEL, THYSSEN GROUP, John COCKETILL, SIEMENS, Hydrogenics, GINER, ITM Power etc. + sociétés chinoises
	AREVA H2gen	
Connectique	Alcrys	
	AD-VENTA	
Electronique de puissance		
	RAIGI	

Tableau 8 – Les Constructeurs/Fabricants/Équipementiers français

7.4.1. Les électrolyseurs

L'électrolyseur est au cœur de la chaîne de valeur. Deux fabricants français sont présents sur le marché :

McPhy (dont EDF vient de prendre 21 % du capital) avec une gamme d'électrolyseurs alcalins de 4, 20, 100 MW et au-delà (fabrication en Allemagne pour les grandes puissances). Mc Phy a opté pour une technologie mature mais dont la réalisation pour les fortes puissances reste un défi. Mc Phy fournit l'électrolyseur PEM de Jupiter 1000.

Areva H2Gen (actionnaires : AREVA SE, Ademe, Smart Energies, - de 20 salariés) propose des électrolyseurs de type PEM.

En Europe, le norvégien NEL Hydrogen Electrolyser, une division de NEL ASA, est n°1 mondial. Sont également présents le britannique ITM POWER, les allemands Thyssenkrupp et Siemens et Hydrogenics, société canadienne dans laquelle Air Liquide vient de prendre une participation de 18,6 % et, plus récemment Cummins qui en a pris la majorité aux côtés d'actionnaires chinois.

Sylfen (spin off du CEA) prépare l'avènement des électrolyseurs Haute température (850°C) qui permettent d'accroître le rendement et peuvent être employés de façon réversible en pile à combustible.

Ergosup développe une technologie d'électrolyseurs à haute pression avec électrochimie du zinc. Ergosup a aussi développé une solution innovante de production décentralisée intégrant le stockage à faible pression, la compression électrochimique et la restitution d'énergie.

7.4.2 Applications stationnaires (piles à combustibles...)

Pour les applications stationnaires, le marché est dominé, notamment, par les japonais Panasonic, Toshiba...

Hydrogène de France (HdF)

Hydrogène de France a signé le 9 Décembre 2019 un accord avec le canadien Ballard Power Systems (actionnaire chinois), basé à Vancouver et producteur de PAC depuis 40 ans (pour un

volume de 100 MW au total aujourd'hui, surtout sur le marché du transport lourd). L'accord prévoit un transfert de technologie – en l'occurrence sous solution PEM* – depuis Ballard vers Hdf Industry pour que le français puisse fabriquer, dans la région de Bordeaux, des PAC correspondant à ses besoins. C'est-à-dire pouvant être installées dans les parcs EnR.

Concrètement, l'opération pourrait donner naissance à une usine opérationnelle en 2022 avec 50 MW de capacité de production espérée en 2025 et une centaine d'employés. Un projet à 15 M€, où l'achat des cœurs de pile Ballard pèse lourd. Par ailleurs l'ambition est de faire du co-développement avec Ballard.

AREVA SE (Helion)

Depuis juillet 2019, AREVA SE opère sous le nom de marque Helion Hydrogen Power, afin de capitaliser (30 brevets) sur « *vingt ans d'expérience et un savoir-faire reconnu dans le domaine de l'hydrogène et de la pile à combustible* »¹.

Ce changement de nom vise à accompagner la commercialisation de nouveaux produits dédiés aux applications stationnaires (générateurs électriques, groupes de secours, batteries hydrogène) et de mobilité lourde (maritime, fluviale et ferroviaire). Une unité de production dédiée à l'assemblage automatisé des cœurs de pile et des systèmes est en cours de développement. « *Cet outil industriel performant permettra de produire l'équivalent de 500 stacks/an à partir de 2022, et contribuera à diviser les coûts de production par trois* ».

7.5.3. Applications mobilité (piles, réservoir...)

Michelin et Faurecia (contrôlé par PSA) ont formé Symbio une coentreprise « Symbio, a Faurecia Michelin, Hydrogen Company » dédiée à la fabrication de modules hydrogène à intégrer dans des véhicules de différentes puissances. Symbio fournit déjà les piles à combustible des Kangoo ZE et des Renault Master. L'investissement prévu est de 140 millions Euros et l'objectif de chiffre d'affaire de 1,5 milliards en 2030. La société a 200 salariés dont 150 sont les salariés de Symbio. Cette société est orientée vers les prochains appels d'offre en ce domaine. Symbio projette de fabriquer tous les éléments de la chaîne (plaques, membranes, contrôle commande, modules complets) à l'exclusion des réservoirs. Symbio propose des modules avec des piles à combustibles de puissance allant de 5 kW (Kangoo) à 320 kW.

Safra est une société albigeoise qui conçoit et construit des bus avec toutes sortes de motorisations notamment électriques et en particulier hydrogène avec une pile à combustible Symbio). Avec son modèle de bus à hydrogène BUSINOVA, Safra a gagné plusieurs appels d'offres (Syndicat de transport Artois-Gohelle, Versailles, Le Mans, aéroport de Toulouse, Auxerre).

Les Réservoirs pour la mobilité

Plastic Omnium (PO) a acquis une expertise dans le domaine des réservoirs sous pression et notamment des réservoirs 700 bars, en prenant le contrôle d'Optimum CPV en Allemagne, et en gestion et contrôle de l'énergie dans les systèmes embarqués par l'acquisition de Swiss

¹ Communiqué de presse Hélicion du 9 juillet 2019.

Hydrogen. En 2016, PO a créé une coentreprise avec la société israélienne Celltech. PO a déjà reçu des commandes pour des réservoirs 300 bars pour des bus et a obtenu la certification de ses réservoirs 700 bars.

Mahytec propose des solutions de stockage d'hydrogène comprimé et solide ainsi que des packs intégrés électrolyseur, réservoir et pile à combustible.

Stelia Aerospace Composites a homologué une nouvelle génération de réservoir très haute pression en fibre de carbone. De plus, Stelia a conclu un accord exclusif avec Faurecia pour mettre à sa disposition sa propriété intellectuelle et son savoir-faire dans le domaine des réservoirs d'hydrogène en matériaux composites.

Stations-services,

Atawey est une start-up française qui propose des stations intégrées pour la mobilité hydrogène.

Proviridis met en place des infrastructures innovantes de distribution de carburants et énergies propres permettant de répondre à la fois aux enjeux environnementaux et aux contraintes économiques des consommateurs : GNV, Biométhane, hydrogène et électricité.

Aaqius développe un concept de recharge pour mobilité légère à l'aide de « canettes » type canette de soda.

7.5.4. Connectique

Alcrys spécialiste français de la haute pression, Alcrys® réinvente la régulation des gaz avec une technologie exclusive : Alcrysafe®. Alcrysafe est une technologie qui permet de composer des équipements haute pression à la manière de Lego, en assemblant des corps cubiques et des cartouches fonctionnelles. Zéro raccord, maintenance en 5 minutes, installation facile, évolutivité des équipements, compacité, réduction drastique des coûts... En effet, cette technologie unique et sans raccord offre une fiabilité inégalée pour tous les gaz, même les plus sensibles comme l'hydrogène jusqu'à 1000 bars.

Ad-Venta est une jeune société française innovante spécialisée dans la mise en œuvre des gaz sous pression et tout particulièrement l'hydrogène. Ad-Venta bénéficie de compétences basées sur plus de 40 années d'expérience et fournit à ses clients des solutions clés en main dans les domaines suivants : régulateurs de pression et détendeurs de petite taille, à coûts contraints, sûrs, simples et fiables, dispositifs fluidiques intégrés, Intégration mécanique de fonctions fluidiques. Aujourd'hui, Ad-Venta a axé son plan de développement sur les composants et systèmes pour les applications de l'hydrogène-énergie. Ad-Venta dispose d'un portefeuille de brevets et de savoir-faire qui est régulièrement enrichi.

L'écosystème français décrit ci-dessus même s'il n'est pas exhaustif est considéré comme dynamique ; néanmoins ce sont de très petites sociétés qui, pour se développer ont besoin d'assurer leur propre prospection commerciale au plan mondial (coût élevé) mais aussi l'appui et la crédibilité d'acteurs plus puissants (adossement à des ETI ou groupes). Cet écosystème a aussi besoin d'appels d'offres ciblés en France et en Europe pour les aider à grandir. Une fois

les commandes obtenues ces sociétés ont besoin de trésorerie, et de management de la croissance (leur capitalisation n'est pas toujours suffisante).

7.4.5. Intégrateurs

Les intégrateurs. De grands groupes ont annoncé un intérêt et présenté une stratégie pour l'hydrogène, mais qui tarde à se concrétiser par des réalisations concrètes car comme montré au chapitre 5 l'économie de l'hydrogène reste en grande partie à inventer. Leur objectif est de vendre le produit final packagé dans le monde entier et pas nécessairement d'acheter les composants et les systèmes intégrés (système pile hydrogène réservoir par exemple) à un constructeur français ; ces intégrateurs sont dans une logique d'acheteur et d'optimisation des coûts tant en capex qu'en opex pour assurer la réussite de leurs projets. On voit néanmoins apparaître des prises de participations capitalistiques dont il conviendra d'observer les effets (soutien financier, soutien à la prospection commerciale, garantie ...)

La prise de participation d'un grand groupe dans le capital des constructeurs ou fabricants peut être une solution en apportant les capitaux nécessaires au développement des technologies, au financement des têtes de série, au besoin en trésorerie pour financer la croissance, en mettant à disposition son réseau commercial et en fournissant l'appui dans la réponse à de grands appels d'offre internationaux à condition que le fabricant garde son autonomie stratégique et commerciale pour élargir sa zone de chalandise sans autre contrainte que son dynamisme commercial

Dans le domaine du transport lourd et des flottes captives, Renault et PSA développent des stratégies en lien avec les équipementiers.

Air Liquide (AL) qui dispose d'une expertise exceptionnelle sur l'ensemble de la chaîne de l'hydrogène : approvisionnement, production, distribution, compression, transport. Que l'hydrogène soit fabriqué par vaporeformage, soit vert ou bleu avec réinjection du CO₂ émis, n'est pas la préoccupation centrale pour Air Liquide qui est d'abord le spécialiste mondial de cette molécule.

AL vise deux marchés dans les pays actifs sur l'hydrogène, l'industrie et la mobilité.

AL est initiateur de quatre consortiums (Allemagne, Japon, Corée du sud, France) visant à déployer l'infrastructure de recharge hydrogène pour la mobilité.

Par ailleurs, AL conduit des projets en Europe (600 taxis hydrogène à Paris, capture de CO₂, production d'acier bas carbone en remplaçant en partie le charbon par de l'hydrogène, garanties d'origine de l'hydrogène bas carbone...), en Amérique du Nord (en Californie station de 30 t/jour pour alimenter 35 000 véhicules, au Canada construction du plus grand électrolyseur PEM au monde de 20 MW...) et en Asie (stations-service en Chine...)

Air Liquide dispose d'une participation minoritaire dans Hydrogenics, constructeur d'électrolyseurs, aux côtés de Cummins majoritaire et d'investisseurs chinois.

EDF a publié chez Lavoisier un livre sur l'hydrogène décarboné et a pris une participation de 21 % dans le capital de McPhy. Elle a créé une filiale Hynamics pour produire et commercialiser de l'hydrogène bas carbone pour l'industrie chimique, verre, agro-alimentaire, transformation des métaux...), les raffineries mais aussi le marché de la mobilité en accompagnant les collectivités territoriales. Les pays visés sont la France, l'Allemagne, les États-Unis, la Chine et les Emirats.

EDF a été retenu pour l'appel à projet mobilité et industrie sur deux projets. On évoque l'installation d'électrolyseurs près de la centrale nucléaire de Penly en Normandie. L'idée souvent présentée par les politiques de l'usage des excès temporaires d'électricité verte pour faire fonctionner des électrolyseurs n'est pas retenue, semble-t-il, par EDF faute de rentabilité raisonnable.

Engie a fait le pari de l'hydrogène pour sa production, commercialisation et sa distribution.

Engie via notamment sa filiale Gnvert développe de nouvelles stations de ravitaillement en H₂ et totalise 18 stations en exploitation en France à fin 2019. Enfin le projet HyGreen en association avec Air Liquide, dans la vallée de la Durance a pour ambition d'associer 900 MW de PV avec une capacité de 435 MW d'électrolyse et de stockage de l'hydrogène dans les cavités salines de Manosque. Dans le domaine industriel, Engie associé avec Yara et Enaex ont le projet d'introduire de l'hydrogène renouvelable dans la production de NH₃. Engie investit aussi dans des start-ups liées à l'H₂ comme récemment dans H2SITE⁶³ qui fabrique des membranes pour la purification de l'H₂

Le projet GRHYD (Gestion des réseaux par l'injection d'hydrogène pour décarboner le gaz) est développé près de Dunkerque, pour tester le mélange gaz naturel-hydrogène dans le réseau de distribution, ce mélange a aussi été testé comme carburant dans les bus. Jupiter 1000, projet de Power to Gas, mené par GRTgaz, est installé à Fos sur mer avec deux électrolyseurs de 500 kW chacun, PEM pour l'un, alcalin pour l'autre (200 m³/heure). ENGIE a aussi plusieurs projets mixtes de biogaz 1^{er} génération et électrolyseurs liés à des champs d'éoliennes pour augmenter la production de biométhane tout en alimentant une station d'H₂. Engie teste aussi les potentialités de l'hydrogène pour l'autonomie énergétique de territoires isolés dans les îles de l'Asie de Sud Est (projet REIDS).

Total s'intéresse à la production d'hydrogène par vaporeformage et stockage du CO₂ produit. Cette solution est envisagée en Ecosse, à Dunkerque, en Norvège avec des partenaires industriels. Total est aussi actif dans les stations H₂ en Allemagne, au Benelux et bientôt en France. La feuille de route de TOTAL est en cours de redéfinition.

Les grands intégrateurs sont présents notamment par les commandes qu'ils passent et les opérations, certaines de taille significative qu'ils engagent ou annoncent. Ont-ils le rôle d'entraînement de l'industrie française/européenne que l'on pourrait attendre d'eux ?

8. Les principaux programmes internationaux pour la production et l'utilisation de l'hydrogène

La plupart des pays de l'OCDE développent plus ou moins activement des programmes visant à décarboner la production d'hydrogène et à promouvoir son usage. L'Agence Internationale de l'Énergie (AIE) a publié une synthèse des perspectives de l'hydrogène que nous présentons brièvement, avant de résumer les politiques et les projets de quelques pays significatifs (Allemagne, Chine, Corée, Espagne, États-Unis, Japon, Royaume-Uni). Bien que la stratégie allemande n'ait pas encore été approuvée par le Conseil des ministres, on présente une synthèse de ces politiques par grand thème (production, utilisation, transport, politique industrielle).

8.1 Le point de vue de l'Agence Internationale de l'Énergie

Un important rapport de l'AIE préparé sous l'impulsion du Japon⁶⁴ considère qu'au regard des nombreuses initiatives nationales, le moment est venu de procéder à un changement d'échelle dans la place accordée à l'hydrogène. Après avoir rappelé que les principaux utilisateurs de l'hydrogène sont le raffinage et la production d'engrais, l'AIE analyse les principaux défis auxquels le développement de l'hydrogène est confronté :

- les coûts de production à partir d'électricité renouvelable plus élevés qu'à partir d'hydrocarbures. Ils pourraient cependant baisser de 20 % à 30 %, notamment grâce à la production en très grande série de piles à combustible ;
- le développement d'une infrastructure de distribution en particulier pour la mobilité, qui est lent et freine la pénétration de l'hydrogène ;
- la nécessité de récupérer et stocker le CO₂ issu de l'hydrogène produit par hydrocarbures représentant aujourd'hui l'équivalent des émissions combinées de l'Indonésie et du Royaume-Uni. Il est nécessaire de procéder rapidement à la capture et au stockage du CO₂ émis par ces installations, ou de substituer aux productions existantes une production issue d'électricité renouvelable ;
- les réglementations freinent la pénétration de l'hydrogène. Elles devraient être simplifiées et harmonisées au niveau international.

Face à ces défis, l'AIE formule sept recommandations :

1. établir des stratégies nationales de développement ;
2. stimuler la demande d'hydrogène issue d'électricité renouvelable, pour obtenir des économies d'échelle ;
3. faire prendre en charge par les États les risques des premiers investisseurs (prix garantis, prêts à taux réduits, etc.) ;
4. accroître la recherche et développement, en particulier sur les électrolyseurs et les piles à combustible ;
5. réduire ou éliminer les barrières réglementaires ;
6. encourager la coopération internationale ;
7. privilégier quelques axes de développement pour la prochaine décennie :

- s'appuyer sur les grands ports, auprès desquels se trouvent souvent les raffineries et les usines d'engrais utilisatrices d'hydrogène et en faire des nœuds (hubs) d'utilisation de l'hydrogène (importation, stockage, utilisation) ;
- utiliser les infrastructures existantes de gaz pour injecter des concentrations acceptables d'hydrogène au gaz naturel ;
- soutenir le développement de l'hydrogène pour les mobilités en privilégiant les flottes, les transports lourds, et les grands axes ;
- établir les premières routes internationales de transport d'hydrogène (L'AIE pense à des transports vers le Japon depuis l'Australie, le Moyen-Orient ou la Norvège).

Les principales stratégies et politiques des pays de l'OCDE sont cohérentes avec les recommandations de l'AIE. Plutôt que de faire un simple résumé des pays passés en revue, nous regroupons ci-après les axes principaux de leurs politiques selon les différents éléments de la chaîne de valeur (production, utilisation, transport et stockage). Nous regroupons enfin quelques remarques sur les politiques industrielles et de recherche et développement.

8.2 La production d'hydrogène

Les stratégies de production d'hydrogène des différents pays passés en revue sont évidemment très dépendantes des ressources locales en hydrocarbures et en énergie. Il se dégage cependant un consensus pour considérer que la production d'hydrogène par hydrocarbures, même en incluant le coût de la capture et du stockage du CO₂ sera dans les années qui viennent significativement moins chère que la production à partir de l'électrolyse de l'eau. En conséquence, les décisions concernant la production d'hydrogène ne peuvent pas être dissociée de celle de la capture du CO₂.

Très logiquement, les pays qui disposent de larges ressources d'hydrocarbures envisagent de produire l'hydrogène par le procédé SMR, avec éventuellement une transition vers l'électrolyse dans une dizaine ou quinzaine d'années en fonction de l'évolution du prix des électrolyseurs et de l'électricité : c'est la politique suivie par la Chine et les États-Unis, ce dernier pays considérant le critère de compétitivité relative de ces deux modes de production comme essentiel. Ces stratégies impliquent évidemment de capturer et stocker le CO₂ (CCS), mais ces pays concernés sont assez discrets sur leurs objectifs et moyens à cet égard. Le Royaume-Uni qui dispose d'importantes capacités de stockages est également très ouvert à poursuivre la production d'hydrogène à partir de SMR. Une utilisation massive du procédé par torche plasma ne semble pas se dessiner mais n'est pas à exclure sur le moyen terme et changerait complètement la donne.

En revanche, dans la plupart des pays européens, la décarbonisation de la production d'hydrogène est fondée sur sa production à partir d'excès d'électricité renouvelable (solaire et éolien). C'est le point commun des réflexions espagnoles et françaises. Paradoxalement, dans ces pays le développement de l'hydrogène n'est pas fondé sur la demande, mais sur l'offre.

Plusieurs pays qui ont une politique volontariste de développement de l'hydrogène sont conscients de l'insuffisance de leur capacité nationale de production et envisagent son importation massive de pays bien dotés en ressources renouvelables. C'est, par exemple, le cas de l'Allemagne, qui souhaite établir des partenariats de production au Maroc, au Chili ou dans d'autres pays ayant des potentiels similaires.

Il convient de relever particulièrement le tandem constitué par l'Australie et le Japon qui envisagent un partenariat à long terme couplant la capacité australienne à produire de l'hydrogène à partir de charbon et le besoin japonais de substituer un gaz décarboné – ici l'hydrogène – au gaz naturel que le Japon importe massivement. Le Japon occupe une place à part, car il souhaite développer une stratégie hydrogène sans cependant en produire. Pour diversifier ses sources, le Japon est également en négociations avec les Émirats (Bahreïn qui utiliserait son riche potentiel de production d'énergie solaire) et la Norvège pour s'y approvisionner en hydrogène ; celle-ci envisage en effet de produire de l'hydrogène soit à partir de surplus d'électricité soit à partir de ses hydrocarbures avec CCS, et d'exporter de l'hydrogène plutôt que du gaz naturel. Le Japon souhaite démontrer la pertinence de sa stratégie hydrogène à l'occasion des Jeux olympiques de 2021, l'une des composantes incluant le transport d'hydrogène liquide par mer depuis l'Australie.

La Russie qui est le premier fournisseur de gaz naturel de l'Allemagne et de l'Europe se prépare à la décarbonisation de l'Union européenne. Elle propose dans un premier temps d'incorporer 20% d'hydrogène produit en Russie au gaz naturel, puis de fournir tous les besoins européens en hydrogène. Cet hydrogène serait produit par décomposition thermique du méthane (*Thermal Decomposition of Methane* (TDM, i.e. proche de la torche plasma décrite précédemment) pour laquelle la Russie anticipe des prix très inférieurs à l'électrolyse de l'eau⁶⁵, et à la pyrolyse du méthane. Mais les TRL sont bas.

En Europe, la situation espagnole est intéressante à suivre. Les potentiels solaires et éoliens de l'Espagne sont particulièrement élevés, et donc ce pays a un besoin exemplaire d'écrêtement des pointes de production, de stockage des excédents et de stabilité des réseaux. Le *Plan Nacional Integrado de Energía e Clima* (PNIEC) 2021-2030 (l'équivalent de la stratégie nationale bas carbone et de la programmation pluriannuelle de l'énergie en France) propose deux voies concurrentes ou complémentaires :

- la réalisation de STEP. La dernière réalisation espagnole a été mise en service en 2013 (La Muela II). La capacité totale de La Muela I & II est de 24 GWh de stockage et la puissance est de 1 780 MW (l'équivalent de Grand-Maison en France). Le PNIEC espagnol prévoit la stabilité de la production hydraulique en hypothèse tendancielle, et le doublement des STEP en hypothèse volontariste (de 3 337 MW en 2015 à 8 337 en 2030 MW) ;
- l'installation de batteries électriques : 2,5 GW en 2030 avec une capacité de deux heures ;
- dans les deux cas, l'objectif est l'écrêtement des pointes, et non le stockage massif. En revanche, l'hydrogène n'est pas envisagé comme vecteur Power-to-Power.

Il a également été évoqué, notamment dans les projections allemandes, que le Chili qui dispose d'un potentiel d'énergie renouvelable très important pourrait devenir un exportateur d'hydrogène liquéfié vers l'Europe. L'AIE considère qu'un marché transnational d'échange

d'hydrogène peut trouver sa place. La principale difficulté sera de trouver les investisseurs qui accepteront de financer les infrastructures de transport alors que la demande dans le pays importateur ne sera pas encore établie.

8.3 Les utilisations de l'hydrogène

Il y a un certain consensus parmi tous les pays passés en revue pour considérer que la première priorité est de décarboner l'hydrogène à usage industriel (raffineries, engrais, sidérurgie) et plusieurs projets de verdissement de la production actuelle avec l'installation d'électrolyseurs sur des sites industriels sont en cours (Canada, Hambourg, etc.). La rentabilité de ces opérations de verdissement qui sont actuellement plutôt emblématiques ne sera cependant assurée que si le prix du CO₂ est pris en compte dans l'évaluation des investissements.

8.3.1 Les mobilités

De façon assez unanime également, les pays passés en revue considèrent que le meilleur candidat à l'utilisation de l'hydrogène est la mobilité. Ceux qui ont été les plus dynamiques ont cependant été confrontés au développement des infrastructures. Tous les pays convergent vers l'équipement de grands centres régionaux avec une dizaine ou une quinzaine de stations de distribution d'hydrogène dans chaque centre, mais certains reportent l'équipement systématique de corridors hydrogène reliant les centres. Un exemple très cohérent d'une telle politique est actuellement en œuvre en Allemagne avec le projet d'équipement d'une centaine de stations d'approvisionnement de véhicules en hydrogène. À cette fin, les principaux acteurs du marché allemand (Air Liquide, Daimler, Linde, OMV, Shell et Total), avec le soutien des constructeurs automobiles (BMW, Honda, Hyundai, Toyota et Volkswagen) et du gouvernement allemand se sont regroupés en un consortium unique H2 Mobility. Ils achèvent l'équipement des principales villes (Hambourg, Berlin, Rhin-Ruhr, Frankfort, Nuremberg, Stuttgart et Munich) en anticipant la demande ; un nombre plus limité de stations est installé entre ces sites. L'essentiel de l'approvisionnement est réalisé par transports routiers avec de l'hydrogène gris.

L'État de Californie soutient un projet similaire le long de la N One, de Seattle, San Francisco et la Silicon Valley, à Los Angeles, etc. Mais l'investissement dans les stations intermédiaires est ralenti dans l'attente de la naissance de la demande. Chine, Japon et Californie ont des objectifs similaires d'un million de véhicules à hydrogène en 2030 (500 000 pour la Corée), sans commune mesure avec l'objectif français (quelques dizaines de milliers). On peut cependant s'interroger sur leur réalisme. La Chine par exemple a décidé d'arrêter de subventionner au niveau étatique les véhicules à hydrogène dès 2021 ; elle a constaté en effet que les subventions étaient allouées à de nombreuses petites entreprises en démarrage qui n'arrivaient pas à atteindre une taille critique.

Plusieurs pays (Chine, Norvège, Suisse) ont annoncé des plans ambitieux de transports routiers lourds avec des véhicules tracteurs à hydrogène et piles à combustible. Quelques grands constructeurs (Hyundai, Toyota, Cummins) ainsi que des *starts up* (Nikola) ont une offre. Il en est de même pour les transports collectifs par bus.

L'utilisation de l'hydrogène dans le transport ferroviaire fait également l'objet de démonstrations en Allemagne et au Royaume-Uni, comme en France. Hydrogenics (détenu par Cummins, diéséliste américain : 81 % ; Air Liquide : 19 %) est le fournisseur des piles à combustible des trains hydrogène d'Alstom. 42 % du réseau ferroviaire français n'est pas électrifié (48 % en Allemagne). Il s'agit cependant de lignes secondaires dont la fréquentation est faible (moins de 5 % des km x passagers). Le système ne peut donc se développer qu'avec des subventions importantes ; le coût implicite de la tonne de CO₂ évité est élevé, surtout si l'hydrogène utilisé est gris, et le bilan carbone de nombreux projets est discutable.

L'utilisation de l'hydrogène pour les navires commence à être envisagée, les industriels paraissant avoir l'initiative (Ballard et ABB). Il s'agit de réaliser des navires à propulsion électrique, l'hydrogène étant produit à bord par reformage ; la principale source envisagée est le gaz naturel liquéfié. Ces solutions sont beaucoup plus coûteuses que le fuel lourd couramment utilisé. Mais les exigences environnementales peuvent les imposer (Norvège).

8.3.2 L'hydrogène énergie

L'utilisation de l'hydrogène injecté dans les réseaux de gaz naturel est envisagée dans les pays équipés d'une infrastructure de distribution gazière ; des démonstrations sont en cours notamment au Royaume-Uni et en France. L'Allemagne estime que cette solution est coûteuse par rapport à la simple utilisation du gaz. À noter que le Royaume-Uni, pays à forte tradition gazière, expérimente également un réseau de distribution, 100 % hydrogène.

Dans la perspective du *Power to Gaz to Power*, Siemens bénéficie de soutiens publics pour développer une turbine à gaz 100 % hydrogène avec un objectif de commercialisation en 2030.

8.4 Transport et stockage de l'hydrogène

Les politiques nationales de transport et stockage sont très similaires dans les différents pays examinés si l'on excepte la problématique de transport maritime spécifique au Japon (et peut-être un jour à l'Allemagne) et évoquée dans le paragraphe 8.2 - production : la faisabilité technique est acquise ; en revanche la demande n'est pas suffisante pour justifier des hydrogénoducs sauf pour les usages industriels (réseaux américains et européens présentés au chapitre 3.2.1). On relève cependant deux projets particuliers :

- En Chine des réflexions sur un transfert du nord-ouest au sud-est du pays d'hydrogène qui serait produit par des surplus d'énergie solaire et éolienne dans des provinces désertiques du Nord-Ouest, à fort potentiel de vent et d'ensoleillement, mais sans population ni demande ;
- En Allemagne, le Consortium HYPOS qui réunit un grand nombre d'acteurs industriels et d'instituts de recherche vise à réaliser une démonstration de stockage 100 % hydrogène dans l'État de Saxe-Anhalt. Ce stockage sera réalisé et opéré par l'opérateur gazier VNG ; de nombreuses démonstrations de la chaîne hydrogène en particulier production par électrolyse seront associées ; après deux années de définition des objectifs, la réalisation du stockage a effectivement commencé en mai 2019.

8.5 Politique industrielle

On se reportera aux fiches détaillées par pays ; mais on notera l'approche de la Chine qui pour les différents éléments de la filière met en œuvre une stratégie classique ; importation d'équipements puis création de joint-ventures avec les porteurs des meilleures technologies avec en perspective un objectif d'indépendance technologique.

9. Conclusion

Dès 1977, après le premier choc pétrolier, les États de l'Agence Internationale de l'Énergie (AIE) lui demandaient de mettre en place un programme collaboratif hydrogène et piles à combustible. Dans les années 1990, quelques grands pays et régions (Japon, Union européenne, Canada) motivés par les premières préoccupations concernant le changement climatique et la qualité de l'air dans ses agglomérations lançaient des opérations d'ampleur pour soutenir le développement de l'hydrogène. Ces marques d'intérêt étaient amplifiées, notamment par les États-Unis qui lançaient en 2003 l'International Partnership for Hydrogen and Fuel Cells in the Economy (IPHE). Cependant l'éloignement du « *Peak oil* » et la reconnaissance que le coût des infrastructures nécessaires aux véhicules électriques était très inférieur à celles de l'hydrogène mis fin à cette vague d'intérêt.

Aujourd'hui cependant, l'intérêt porté à l'hydrogène paraît plus généralisé et profond. Plus de la moitié des pays du G20 ont mis en œuvre une stratégie hydrogène couvrant la production, les utilisations, le transport, le stockage et une politique industrielle associée. Les principaux moteurs de ce renouvellement d'intérêt sont le changement climatique, la transition énergétique, mais aussi la baisse de coût des énergies renouvelables intermittentes, des électrolyseurs et des piles à combustible.

Si de nombreux pays s'intéressent à l'hydrogène, un examen attentif montre que les politiques qu'ils proposent sont assez différentes, en fonction de leur contexte énergétique national et de leurs ambitions de réduction des émissions de gaz à effet de serre. Dans tous les pays, dont la France, le développement de l'hydrogène va se traduire par des coûts additionnels. On formule en tête de ce rapport des recommandations spécifiques à la France, qui par son marché est un petit acteur à l'échelle mondiale. Dans ce contexte, l'Académie des technologies rappelle trois exigences importantes :

- Le développement de l'hydrogène doit être sous-tendu par des analyses coût-bénéfice qui prennent en compte le coût implicite de la tonne de CO₂ évitée, en tenant compte du cycle de vie des éléments de la chaîne hydrogène. Ces analyses à ce jour ne sont pas systématiquement faites.
- Quelques équipementiers, ensembleurs et opérateurs français sont compétents dans la filière hydrogène. Les technologies des électrolyseurs (alcalin ou PEM) sont matures, chacune ayant ses avantages. Leur soutien par la mise en œuvre d'une politique de l'offre est essentiel, et pas seulement par la multiplication d'opérations de démonstration et d'encouragement à la demande.
- Le développement de la filière hydrogène relève du temps long. Des perspectives séduisantes sont ouvertes ; mais leur point d'arrivée n'est pas acquis. Il convient d'accepter que de nombreux travaux de développement n'aboutissent que dans les décennies à venir ; et on ne connaît pas les résultats. On ne saurait construire une politique énergétique sur des espoirs, mais sur des réalités.

Annexe 1. Les propriétés physiques et chimiques de l'hydrogène

A1-1. Propriétés physiques

Sous forme gazeuse, l'hydrogène est incolore, inodore et sans saveur. Il n'est pas toxique, sauf risque d'asphyxie par substitution à l'air.

La densité de l'hydrogène est très faible : la plus faible de tous les gaz : quatorze fois plus faible que celle de l'air dans les mêmes conditions.

	Densité sous forme gazeuse (0°C, 1 atm.)	Densité sous forme liquide (température d'ébullition – 1 atm.)
hydrogène	0,0899 kg/m ³	71 kg/m ³
méthane	0,668 kg/m ³	422,62 kg/m ³
essence	-	680 à 790 kg/m ³

Tableau 9 – Comparaison des densités¹

Les points de fusion et d'ébullition de l'hydrogène sont très bas, respectivement -259,14°C et -252,87°C (14,0 °K et 20,3°K), rendant complexe son utilisation sous forme liquide.

A1-2. Propriétés chimiques

L'hydrogène est très réactif avec la possibilité de former des liaisons covalentes et ioniques (H⁺ et H⁻). Les composés les plus connus sont : la molécule de dihydrogène H₂ ; la molécule d'eau H₂O ; les molécules d'hydrocarbures C_xH_{2x+2}. L'hydrogène est également présent dans toutes les molécules organiques, où il est lié principalement à des atomes de carbone, d'oxygène et d'azote.

L'hydrogène se combine avec la plupart des éléments métalliques ou non métalliques. Les composés qu'il forme avec les métaux sont appelés « hydrures », dans lesquels l'hydrogène se trouve sous forme d'ions H⁻. Certains hydrures métalliques tout comme les composés organiques sont utilisés comme moyens de stockage et de transport de l'hydrogène.

L'hydrogène en solution dans un alliage peut fragiliser ce dernier selon des mécanismes complexes pouvant conduire à des défaillances catastrophiques. Ce phénomène peut résulter d'hydrogène présent lors de la fabrication de l'alliage, ainsi que d'hydrogène se formant au contact pendant l'utilisation. Les alliages d'aluminium sont en général assez peu sensibles à la fragilisation par l'hydrogène, de même que les aciers inoxydables du type 316L. À l'inverse, les aciers ferritiques y sont souvent sensibles⁶⁶.

¹ The engineering toolbox - https://www.engineeringtoolbox.com/gas-density-d_158.html

A1-3. Les propriétés énergétiques de l'hydrogène

L'hydrogène a un pouvoir calorifique élevé, plus de deux fois celui du méthane en masse^{II} comme montré dans le tableau 2. Cette propriété en fait un carburant de choix pour les lanceurs comme Ariane ; cependant, du fait de sa très faible densité sous forme gazeuse, son pouvoir calorifique par unité de volume (donné ici à 20°C et 1 atm) est faible. Utilisé en substitution du méthane dans des réseaux de gaz, il faut un volume d'hydrogène trois fois supérieur pour fournir la même énergie que le méthane ; utilisé en carburant embarqué pour les mobilités, il est nécessaire de le stocker sous forte pression.

Combustible	MJ/kg	kJ/L
hydrogène	120,5	12,75
méthane	50,03	35,90
essence	47,3	35 475
éthanol	29,7	21 300

Tableau 10 : Pouvoir calorifique inférieur (20°C – 1 atm)⁶⁷

Pouvoir calorifique inférieur et pouvoir calorifique supérieur

Le pouvoir calorifique d'un corps est l'énergie dégagée sous forme de chaleur par sa combustion. Le pouvoir calorifique **inférieur** (PCI) considère la seule chaleur « sensible » échangée, sans transition de phase. Le **pouvoir calorifique supérieur (PCS)** prend en compte l'éventuelle chaleur latente de transition de phase.

La différence entre PCI et PCS est de 5 à 10 % pour les principaux hydrocarbures, et de 15 % pour l'hydrogène (PCI : 120,1 MJ/kg, PCS : 141,9 MJ/kg).

Les rendements de production de l'hydrogène par électrolyse sont en général exprimés sur la base de son PCS, alors que les usages de l'hydrogène sont le plus souvent exprimés à partir de son PCI.

Selon l'application considérée, il sera approprié d'utiliser le PCI ou le PCS : le tout est d'être cohérent avec l'usage visé.

A1-4. Caractéristiques d'inflammabilité et d'explosivité

La plage d'explosibilité de l'hydrogène se situe entre 4 % et 75 % en volume d'hydrogène dans l'air, dans les conditions normales de pression et de température. Selon les évaluations de l'Ineris⁶⁸, un mélange entre 4 % et 8 % volumique en hydrogène en milieu non confiné peut créer un feu de nuage. À partir de 8 % volumique, le mélange est susceptible de produire une explosion de type déflagration.

^{II} On donne ici le pouvoir calorifique inférieur qui exclut la chaleur latente de l'évaporation de l'eau formée dans le procédé de combustion.

Au-delà de 11 %, la probabilité d'explosion de type détonation est importante, même si celle-ci n'est pas certaine. Elle dépend de l'encombrement environnant et de la chaleur au voisinage du mélange.

Propriétés	Unité	hydrogène	méthane	propane	essence
Limite inférieure d'explosivité (LIE) aux TPN	% vol.	4,0	5,3	1,7	1,0
Limite supérieure d'explosivité	% vol.	75,0	17,0	10,9	6,0
Température d'auto-inflammation	°C	585	537	450	215
Énergie minimale d'inflammation dans l'air	mJ	0,017	0,274	0,240	0,240

Tableau 11 – Propriétés conditionnant l'inflammabilité et l'explosivité

La température d'auto-inflammation, à partir de laquelle l'hydrogène s'enflamme spontanément, est plus élevée que celles de la plupart des autres gaz inflammables (585°C/858 K). La flamme de la combustion de l'hydrogène dans l'air est quasi-invisible, très localisée du fait de la faible densité de ce gaz et très chaude : 2045°C (2000°C pour le gaz naturel, ce qui est comparable ; mais seulement 945°C pour l'essence).

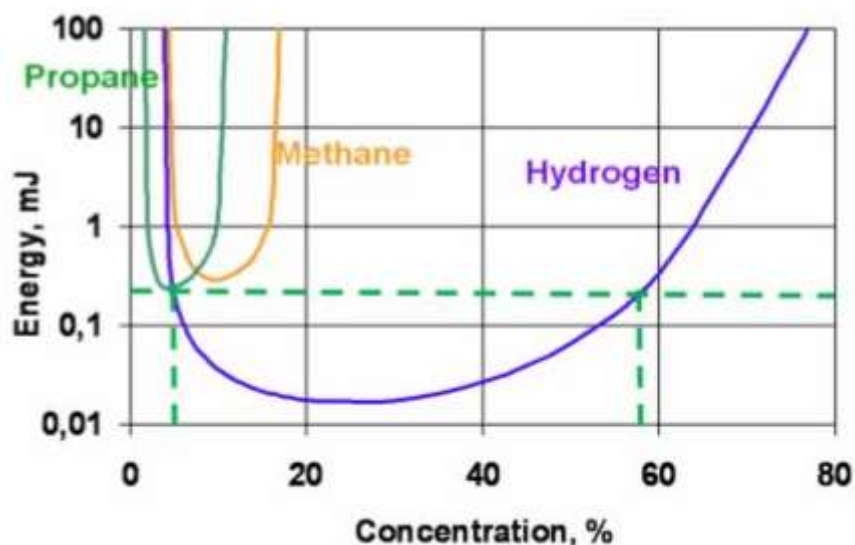


Figure 26 – Domaine d'explosivité du propane, du méthane et de l'hydrogène

Au regard de ces paramètres, la production et l'usage de l'hydrogène requièrent une attention particulière (Cf. Chapitre 4 – Hydrogène et sécurité). Production et usage sont déjà maîtrisés par les industriels du secteur, mais le développement de l'hydrogène s'accompagnera d'une multiplication des utilisateurs et donc des risques, même s'ils paraissent maîtrisables.

Annexe 2. Le stockage souterrain de l'hydrogène en Europe et en France

Le projet européen HyUnder s'est déroulé entre l'été 2012 et l'automne 2014. Son objet était : « Evaluation du potentiel, des acteurs, et d'un modèle économique pour le stockage massif d'hydrogène en Europe » (Assessment of the potential, the actors and relevant business cases for large scale and seasonal storage of renewable electricity by hydrogen underground storage in Europe). Le CEA était le seul représentant pour la France.

Les figures ci-dessous présentent deux cartes significatives.

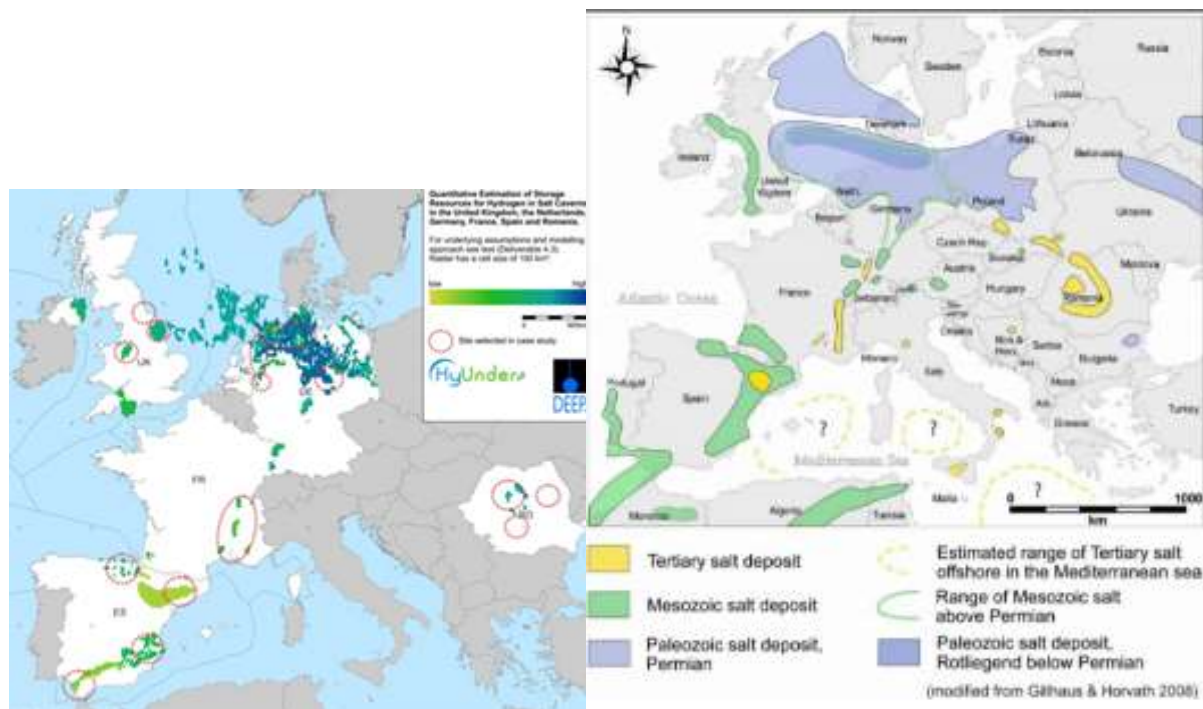


Figure 27 – Principales formations et principaux dépôts salins en Europe

En France, les recherches dans ce domaine sont coordonnées par Géodénergie. Ce Groupement d'intérêt scientifique (GIS), créé officiellement le 15 juillet 2015, est une structure qui regroupe 10 industriels, 7 établissements publics (dont l'UPPA) et un pôle de compétitivité, dont l'objectif est l'émergence de filières dédiées à une énergie sans carbone mobilisant le sous-sol. Deux projets de recherche concernent le stockage d'hydrogène en cavité saline.

Le projet STOPIL-H2 « Développement d'un pilote industriel de stockage d'hydrogène en cavité saline en France » est porté par Storengy, avec pour partenaires Armines, Air Liquide, Geostock, Ineris, BRGM et Brouard Consulting. Ce projet est décrit succinctement ci-dessous.

Le projet Blockfall réunit le BRGM, Geostock, Brouard Consulting, Armines et concerne la détection de chute de blocs dans les cavités salines de stockage.

Le sel gemme de la Bresse est un gisement connu et répertorié depuis de nombreuses années. Il fait l'objet d'exploitation tant pour la production de sel (saline d'Attignat – Inovyn) que pour le stockage de produits liquides (stockage souterrain d'éthylène – Total Raffinage Marketing) ou gazeux (stockage souterrain de gaz naturel d'Étrez – Storengy). Ce dépôt de sel s'est

constitué à l'Oligocène. Il se présente sous forme de couches horizontales d'une épaisseur d'environ 1 000 m que l'on sépare en général en deux grands ensembles : le sel inférieur (Sannoisien) et le sel supérieur (Stampien) séparé par une couche intermédiaire stérile. Le site de stockage d'Etrez de Storengy est situé 3 km à l'est du village d'Etrez, à une vingtaine de kilomètres au nord de Bourg-en-Bresse. Il se compose d'une station centrale et d'une vingtaine de cavités de stockage qui ont été creusées par dissolution dans la couche de sel inférieur entre 1 300 et 1 500 m de profondeur. Les cavités de stockage de gaz ont un volume compris entre 200 000 m³ et 560 000 m³.

Les cavités forment un réseau dit « hexagonal centré » avec une distance entre cavités de l'ordre de 600 m.

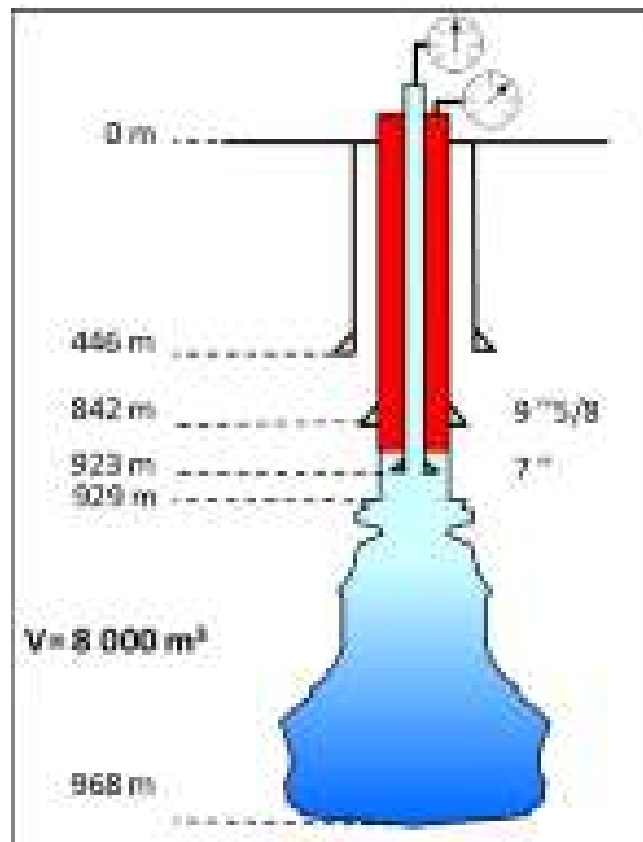


Figure 28 – Caractéristiques d'une cavité (EZ53)

La cavité identifiée pour réaliser le pilote de stockage d'hydrogène est une petite cavité expérimentale qui a été lessivée en 1982 dans la couche de sel supérieur d'Etrez entre 930 et 970 m de profondeur (Figure 28). Cette cavité dénommée EZ53 a un volume de 8 000 m³. Elle a fait l'objet d'un grand nombre d'expériences et de tests qui en fait probablement la cavité la mieux connue au monde en termes d'étanchéité.

Annexe 3. Quelques ordres de grandeur

- La **densité de l'hydrogène gaz** à température et pression ambiante est presque **10 fois moins que celle du méthane**.
- La **densité de l'hydrogène liquide** est presque **10 fois moins que celle de l'essence**, mais **l'hydrogène n'est liquide qu'à très basse température** (vers -250°C , à une vingtaine de degré du zéro absolu).
- Le **pouvoir calorifique** de l'hydrogène est **élevé en masse, plus de deux fois celui du méthane**.
- Par contre, le **pouvoir calorifique en volume** est **environ trois fois plus faible que celui du méthane (important pour les réservoirs)**.
- Ceci veut dire que **pour une canalisation de gaz de même diamètre**, il faut un **débit volumique d'hydrogène 3 fois supérieur à celui du méthane** pour obtenir la même capacité calorifique.
- La **compression de l'hydrogène gaz à 700 bars** permet d'atteindre une densité de 58 kg/m^3 (moins de 10% de celle de l'essence) mais **consomme 5% du pouvoir énergétique de l'hydrogène**.
- La **liquéfaction** de l'hydrogène **permet d'augmenter la densité** (71 kg/m^3), mais au prix d'un **coût énergétique important** (entre 20 et 50% du pouvoir énergétique initial) et d'une température proche du zéro absolu.
- La **consommation annuelle** d'hydrogène en France aujourd'hui est d'environ **922 000 tonnes**, obtenues par vaporeformage d'hydrocarbures. Pour le vaporeformage du méthane cela correspond à l'**émission d'environ 9 Mt de CO_2** (à comparer avec un total d'environ **320 Mt de CO_2 émises en France**).
- Le **coût** de l'hydrogène obtenu par vaporeformage est de l'ordre **de 1,5 €/kg à 2 €/kg**.
- Le **coût** de l'hydrogène obtenu par **électrolyse** est de l'ordre de **5 à 8 €/kg**.
- La **production annuelle de 1 Mt d'hydrogène par électrolyse** consommerait environ **12 % de la production d'électricité** aujourd'hui.
- La **plage d'explosivité** de l'hydrogène se situe entre **4 % et 75% en volume dans l'air**. **A partir de 8 % une déflagration** peut se produire

Annexe 4. Électrolyseurs, piles à combustible

Le stack est composé d'un empilement de cellules ;

Électrolyseur alcalin

La cellule est composée de deux plaques bipolaires conductrices en acier ou en carbone (d'un côté anode, de l'autre cathode), les plaques bipolaires assurent la distribution du courant et sont sculptées pour assurer également la distribution de l'eau et la collecte des gaz dans un électrolyseur et, inversement, pour assurer la distribution des gaz et la collecte de l'eau dans une pile à combustible.

Entre les deux plaques une membrane passive évite la recombinaison des gaz (H_2 et O_2) formés respectivement à l'anode et à la cathode

Le catalyseur de l'électrolyseur alcalin est du nickel. L'alimentation en eau est chargée de potasse (KOH) pour assurer la conduction cationique du milieu.

L'électrolyseur alcalin n'est pas réversible. Rien ne s'oppose en théorie à la réversibilité, mais la conception technologique différente des électrolyseurs et des piles à combustible rend l'opération difficile. Dans les faits, la technologie des piles à combustible alcaline a disparu du marché au profit des PEM et des SOFC. L'alcalin est désormais réservé aux électrolyseurs.

Le nickel, utilisé comme catalyseur, n'est pas un matériau rare, mais quelques tensions sont anticipées à l'horizon 2025 par les industriels du secteur en raison d'une très forte demande pour la fabrication des batteries et du délai (15 ans) pour ouvrir une nouvelle mine.

Les approvisionnements en nickel pourraient devenir un problème stratégique en raison de la stratégie de domination du secteur par la Chine. Plusieurs acteurs occidentaux, dont Eramet, ont lancé des alertes dans ce sens.

Électrolyseur, pile à combustible PEM

La cellule est composée de deux plaques bipolaires en acier ou en carbone. Les plaques bipolaires assurent la distribution du courant et sont sculptées pour assurer également la distribution de l'eau et la collecte des gaz dans un électrolyseur et, inversement pour assurer la distribution des gaz et la collecte de l'eau dans une pile à combustible.

Entre deux plaques une membrane en Nafion^{III} conductrice de proton ; cette membrane en Nafion est enduite de couches d'encres conductrices qui contiennent notamment le catalyseur. L'ensemble s'appelle MEA (Membrane Electrode Assemblies). Le catalyseur est du platine allié à d'autres métaux.

L'électrolyseur PEM n'est pas réversible à cause des métaux alliés au platine dans la composition du catalyseur qui sont différents dans les électrolyseurs et les piles à combustible.

III Le Nafion[®] a été développé par Dr. Walther Grot chez DuPont à la fin des années 60 en modifiant le Téflon[®]. Le Nafion était le premier polymère synthétique jamais développé avec des propriétés ioniques, et il a inauguré une classe entièrement nouvelle de polymères appelés ionomères.

Il n'y a pas de réel problème de disponibilité de platine. L'économie du platine est essentiellement une économie de recyclage (Les réserves prouvées de platine à la surface de la Terre sont de l'ordre de 13 000 tonnes et la production mondiale de métal neuf est de l'ordre de 13 t/an).

La pile à combustible de la Toyota Mirai contient actuellement 27 g de platine et l'objectif de Toyota est de descendre à 10 g dans 10 ans. À plus long terme, les molécules bio-inspirées des enzymes hydrogénases (sans Pt) pourront remplacer le platine. Plusieurs laboratoires (CEA et MIT notamment y travaillent activement). En comparaison, les pots d'échappement les plus récents ne contiennent plus que 5 à 7 g de Pt mais au prix d'ajout d'autres métaux rares comme le palladium et le rhodium. Les pots « essence » n'utilisent pas de platine mais du palladium qui ne fonctionne pas pour le « diesel ».

Électrolyseur, pile à combustible haute température

(TRL 8/9 pour les piles à combustible et TRL 6/7 pour les électrolyseurs).

La membrane est en céramique.

Il existe deux classes de technologies : les membranes support (technologie adoptée par SunFire pour les électrolyseurs et par BloomEnergy pour les piles) et les électrodes supports (technologie CEA/Sylfen). La technologie membrane support est plus mature, mais le potentiel de progrès est meilleur pour les électrodes support.

Avec un catalyseur Ni, l'électrolyseur est réversible, c'est à dire qu'il peut être utilisé en pile à combustible.



Figure 29 – La pile à combustible PEMFC et son fonctionnement – http://www.cea.fr/multimedia/Documents/infographies/archive/pile-a-combustible_PEMFC.pdf

Annexe 5. L'hydrogène en dehors de la France

A5-1. L'hydrogène en Chine

La Chine avec 25 Mt de tonnes par an est le premier producteur et consommateur d'hydrogène du monde. Le 13^e plan (2016-2020) comporte un volet consacré au stockage et à la distribution d'énergie qui fait explicitement référence à l'hydrogène. L'Hydrogen alliance, créée en 2018, regroupe les principaux acteurs industriels de l'hydrogène en Chine. Elle s'est constituée sous le patronage des ministères en charge, et a publié en juin 2019 un livre blanc proposant une stratégie de déploiement de l'hydrogène jusqu'en 2050. Ce livre blanc n'a pas de caractère officiel, mais il se présente comme un ensemble de propositions faites au gouvernement ; c'est sur sa base qu'est effectuée la présente synthèse⁶⁹. La production d'hydrogène serait 35 Mt en 2030 et 60 Mt en 2050, dont une partie exportée.

A5-1.1. Les ressources en hydrogène

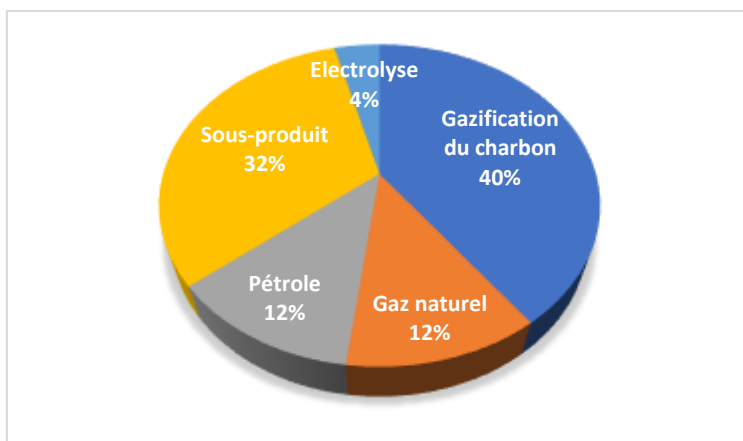


Figure 30 – Production d'hydrogène en 2018 (25 Mt)

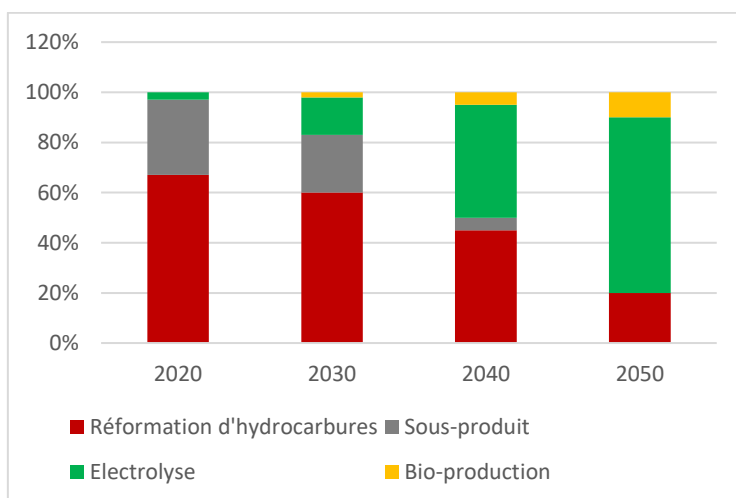


Figure 31 – Évolution du Mix hydrogène

Les énergies renouvelables sont mal distribuées en Chine (production au nord-ouest, alors que les consommateurs sont à l'Est sur la côte), et le potentiel de production ne peut être complètement utilisé (17 % du potentiel éolien n'a pas été utilisé en 2017). Cette situation est en principe favorable à l'hydrogène, mais il faudrait le produire dans les zones où il y a un excès d'énergie renouvelable, ce qui pose un problème de transport d'hydrogène. En 2017, le Gouvernement a défini une stratégie pour réduire les périodes de limitation de production (*curtailment*), mais l'hydrogène n'en fait pas partie... Un gazoduc nord-ouest/ sud-est dédié à l'hydrogène est en réflexion.

La Chine continue à construire des équipements de gazéification du charbon. Le coût d'un kilo d'hydrogène produit par SMR, après compression et stockage est de 2,3 \$, trois fois inférieur au coût de production par électrolyse. Les perspectives d'évolution du coût du CCS sont données dans le graphique ci-après.

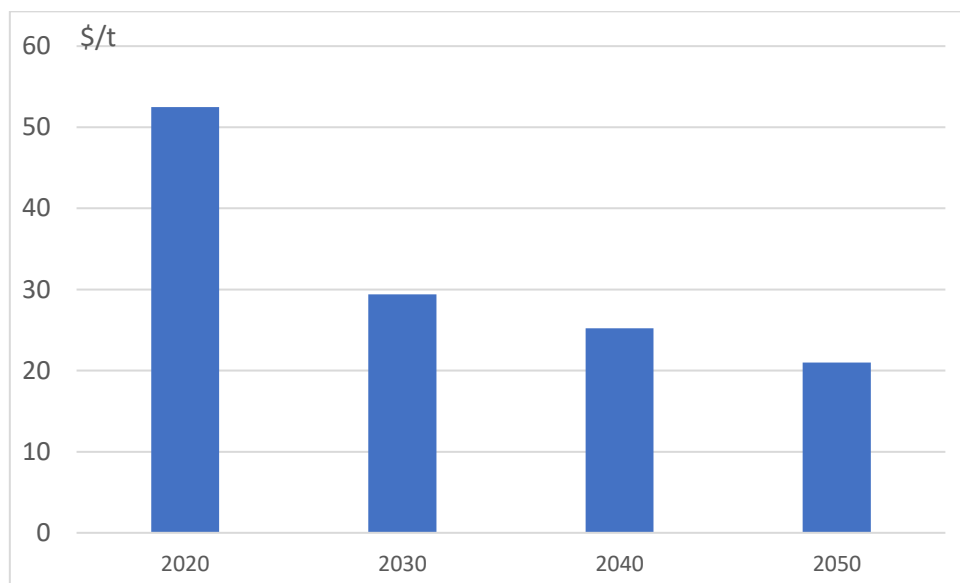


Figure 32 – Perspectives du coût du CCS en Chine (\$/t)

La production d'un kilo d'hydrogène par SMR s'accompagne de la production de 10 kg de CO₂ ; le CCS augmente donc le coût de l'hydrogène d'origine hydrocarbure d'environ 0,5 \$ par kg : malgré ce surcoût, la production d'hydrogène par électrolyse ne sera compétitive que s'il y a une forte réduction du prix des électrolyseurs et de l'électricité, ce que la Chine envisage à l'horizon de 2040.

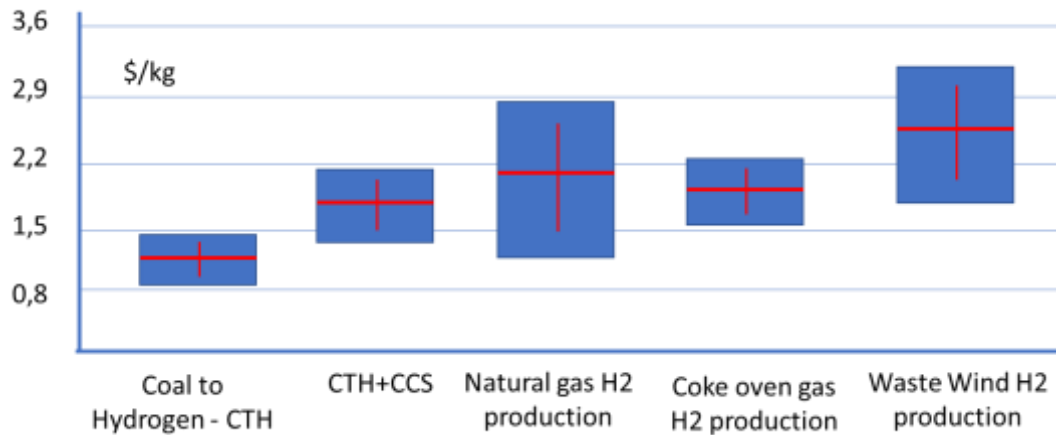


Figure 33 – Coût de production de l'hydrogène en Chine selon Hydrogen alliance

A5-1.2. L'utilisation de l'hydrogène

La Chine envisage essentiellement deux utilisations de l'hydrogène : 1) les usages énergétiques pour l'industrie ; 2) les mobilités. Il n'est pas prévu, au moins d'ici 2040, de Power to Gaz, de CHP ni de mélange d'hydrogène dans le gaz naturel. À l'horizon 2050, l'hydrogène pourrait représenter 10 % de l'énergie chinoise, dont 3,5 % pour l'industrie et 4,5 % pour le transport (actuellement, l'industrie utilise 55 % de l'énergie primaire chinoise, et le transport 17 %⁷⁰).

Année	Station-service	Véhicules à hydrogène
2020	> 100	5 000 véhicules de démonstration, dont 60 % de véhicules commerciaux et 40 % de passagers
2025	> 300	50 000 FCV dont 10 000 sont commerciaux et 40 000 de passagers
2030	>1 000 et 50 % de l'hydrogène provient de ressources renouvelables	> un million

Figure 34 – Parc de véhicules à piles à combustible et de stations de remplissage selon Hydrogen Fuel Cell Vehicle Technology Roadmap 2016

Les premiers usages de mobilité sont les bus et les poids lourds. Les principaux obstacles au déploiement des FCEV sont :

- réglementaires : l'hydrogène est classé comme produit dangereux, et non comme énergie. Les liners polymères ne sont pas admis pour les réservoirs de stockage. Leur pression est actuellement limitée à 350 bars. Des réservoirs de 700 bars sont en développement et pourraient être admis en 2020;
- Le développement des stations de remplissages (HRS). Elles coûtent en moyenne plus de 2 millions de dollars⁷¹;
- leur approvisionnement, le transport d'hydrogène liquide n'étant pas autorisé.

- le coût des véhicules.

Des subventions importantes sont accordées par le gouvernement central et les gouvernements des différentes provinces. En outre pour imposer le développement de véhicules à hydrogène le gouvernement central a imposé des quotas au constructeur : ils doivent vendre un minimum de véhicules FCEV en proportion du nombre de véhicules à carburants fossiles commercialisés. Cette forme de promotion forcée pénalise les constructeurs occidentaux qui disposent de peu de modèles de véhicules hydrogène

A5-1.3. La recherche et développement et l'industrie

La recherche et développement est fortement soutenu par le gouvernement central. Elle est très active pour l'ensemble des composants de la chaîne de valeur, et en particulier électrolyseurs pour combler le retard technologique actuel,

A5-1.3.1. Électrolyseurs

Des fournisseurs occidentaux localisent leur production en Chine pour accéder à ce marché (Siemens, Ballard, Air Liquide, etc.).

Il y a plusieurs fournisseurs chinois. CEI Technology Co., Ltd. et Tianjin Mainland Hydrogen Equipment Co., Ltd. (THE), leader mondial en électrolyseurs alcalins, qui sont distribués en Europe et aux États-Unis par la société norvégienne HydrogenPro. THE a été retenue pour un projet très hypothétique d'électrolyseurs à Dunkerque et Port-Jérôme par la société H2V (des investissements de plusieurs centaines de millions et de centaines de MW à l'horizon 2030 ; mais aucun financement n'est acquis).

McPhy fournit le marché chinois et est membre de la *Hydrogen Industrial Technology Innovation Alliance of China*. En 2015, contrat de 6,4 M\$ avec Jiantou Yanshan Wind Energy pour utiliser les surplus d'une ferme éolienne de 200 MW ; mais en 2018, cette installation n'était pas opérationnelle.

Seule la technologie alcaline est utilisée industriellement en Chine, les technologies PEM et SOE sont jugées trop chères et au stade de la R&D. Les prix des électrolyseurs alcalins ont été divisés par quatre en quelques années (en 2018 : 500\$/kW).

A5-1.3.2. Véhicules

Bus : Dongfeng plus de 500), Foton, Skywell (lettres d'intention pour 5 000 bus), Sunwin filiale de SAIC motor), King Long, Feichi, etc.

Véhicules légers : SAIC motor, Geely (à partir de 2025)

Moteurs de véhicules légers : Re-Fire qui travaille avec Ballard, et SinoHytec avec Hydrogenics. Re-Fire a une capacité de production de 5 000 équipements par an, pouvant être porté à 20 000, et détient 50 % du marché.

A5-1.3.3. La recherche et développement

La R&D est abondante et foisonnante. En 2018, le MOST a mis en place le financement des programmes ci-après concernant les véhicules (70 M\$). Il y a de nombreux autres programmes nationaux et provinciaux sur la production et le stockage d'hydrogène, et les piles à combustible.

Project	Lead agency	Funding (USD mln.)	Duration (years)
Full-power fuel cell passenger car power system platform and vehicle development	Dongfeng Motor Co., Ltd.	7.56	3
Extended-program fuel cell power system platform and vehicle integration	BAIC Motor Co. Ltd.	7.39	3
Fuel cell bus electric-electric deep hybrid system platform	Zhengzhou Yutong Bus Co. Ltd.	7.62	3
High-environment adaptive road bus fuel cell power system	Tsinghua University	8.01	3
Research on Demonstration Operation of Multiple Fuel Cell Vehicles in Typical Areas	CATARC Co., Ltd.	6.79	3
Fuel cell engine and commercial vehicle industrialization technology and application	Weichai Power Co., Ltd.	32.71	3

Figure 35 – Programmes Véhicule H2 du MOST – 2018-2021

A5-1.3.4. Piles à combustible

Nombreux acteurs qui tendent à se regrouper.

Quelques remarques

La Chine est, par ses ambitions et la taille de son marché, le premier acteur mondial de l'hydrogène. Cependant elle est handicapée par sa géographie, les zones de production étant éloignées des zones de consommation pour l'hydrogène comme pour le charbon.

Son approche est pragmatique : dans les prochaines années, la production d'hydrogène se fera essentiellement à partir d'hydrocarbures. Les investissements en CCS vont-ils suivre ?

Outre l'usage de l'hydrogène comme énergie dans l'industrie, l'hydrogène sera d'abord utilisé pour les mobilités, et au premier chef les bus. Des clusters hydrogène seront établis autour des principales capitales et industries provinciales. Le marché des véhicules légers se développera si des réductions de prix sont acquises.

Le développement est soutenu à la fois par la R&D, le soutien direct aux industriels et le soutien de la demande par des subventions à l'achat.

A5-2. L'hydrogène en Espagne

L'Espagne présente un profil d'émissions de gaz à effet de serre assez différent des pays du nord de l'Europe. Le transport représente 26 % des émissions et il a été en croissance de 2,6 % en 2017. Ces émissions sont dues principalement au transport routier. La production d'électricité représente 21 % des émissions, en croissance en 2017 en conséquence d'une année sèche qui a eu un impact négatif sur la production hydroélectrique compensé par l'usage du charbon et du gaz. L'industrie représente 19 % des émissions, l'agriculture 10 % et le résidentiel seulement 8 %.

L'usage de l'hydrogène est plus ciblé sur le transport que sur le stockage massif d'énergie associé à la production intermittente. De ce point de vue, la situation est assez différente de celle des pays du nord de l'Europe. La demande électrique de pointe est égale à 36 GWh. La puissance installée en production d'électricité est égale à 98 GW : éolien 23,5 GW, hydroélectricité 17,3 GW, nucléaire 7,2 GW, solaire 4,5 GW. Le reste est composé de centrales à charbon et gaz naturel. La part de la production solaire est faible malgré le très bon ensoleillement du pays, principalement car les conditions préférentielles d'achat avaient été supprimées en 2012 pour des raisons économiques. De plus, une partie des centrales sont thermodynamiques à concentration avec un stockage thermique associé. Il n'y a donc pas de besoin exprimé de stockage. La production éolienne est assez régulière, avec peu de périodes longues d'absence de vent, et bien répartie sur le territoire, au sud dans les courants favorables de Gibraltar. En 2018, la durée de fonctionnement moyenne a été de 2080 heures, ce qui est élevé pour des installations à terre. Le besoin de stockage est en partie assuré par des stations de transfert d'eau par pompage dont la puissance installée totale est égale à 3,4 GW. Certains projets proposent d'augmenter cette puissance à 9 GW, ce qui satisferait la demande de stockage et de régulation du réseau électrique.

Le *Plan Nacional Integrado de Energia e Clima 2021-2030* PNIEC présente l'hydrogène comme vecteur d'énergie à émission zéro et il est proposé de produire de l'hydrogène à partir des énergies non émettrices (renouvelables et nucléaires).

L'*Asociacion Espanola del Hidrogeno* a été fondée en 2002 pour développer les technologies pour la production d'hydrogène et promouvoir les applications industrielles et commerciales. Cette association a lancé une Plateforme technologique espagnole de l'hydrogène et de la pile à combustible qui semble d'abord orientée vers le transport routier.

Plusieurs projets existent :

Aux îles Canaries, le projet Pozo Izquierdo fonctionne.

Aux Baléares, le projet Lloseta devrait démarrer en 2021. Les électrolyseurs présentés ci-dessous fonctionnent avec de l'électricité photovoltaïque (10 MW). Cet hydrogène a vocation à alimenter les véhicules : les flottes publiques d'autobus, les véhicules de location et le parc hôtelier...



Figure 36 – Electrolyseurs fonctionnant avec l'électricité photovoltaïque

Le projet Vitale dans la province de Ciudad Real est situé à 150 km de Madrid et est destiné à alimenter les piles à combustible du parc de transport. Les sources d'électricité non émettrice de GES sont principalement l'éolien associé au PV et peut-être au nucléaire. Il est prévu dans une première phase, une production de 135 tonnes d'hydrogène par an, pour alimenter 170 autobus, 1 500 taxis et 8 000 véhicules légers.

En résumé, l'Espagne ne considère pas actuellement le stockage massif d'électricité intermittente comme stratégique et concentre les applications possibles de l'hydrogène vert à la mobilité terrestre.

A5-3. L'hydrogène aux États-Unis

A5-3.1. Orientations

En février 2002 la vision nationale des États-Unis en matière d'hydrogène est publiée suivie de la feuille de route en novembre 2002 et d'un rapport au congrès tous les trois ans. Ces trois documents constituent le *stake holder input*. La stratégie est connue au travers de deux documents : le *Hydrogen posture plan* (2006) et le *DOE hydrogen and fuel cells program plan* (2011). Le planning est décrit dans trois documents : le *Basic needs for the hydrogen economy* (février 2004), le *Hydrogen from coal RD&D plan* (septembre 2009) et le *Fuel Cell technologies program multi-year R&D plan* (EERE mis à jour en 2012).

Le programme hydrogène et piles à combustible du DOE a défini les exigences techniques pour atteindre les objectifs de la politique énergétique nationale et des plans stratégiques du ministère de l'énergie dans le plan du programme hydrogène et piles à combustible du DOE, ainsi que des plans de R&D des offices de l'efficacité énergétique et des énergies renouvelables.

A5-3.2. DOE Mission du programme hydrogène et piles à combustible

Aux États-Unis c'est donc le DOE qui est le chef d'orchestre relayé par un État, la Californie ([California Fuel Cell Partnership](#)), une collaboration d'organisations membres cherchant à promouvoir l'utilisation des véhicules à piles à combustible en Californie). Le partenariat comprend des constructeurs automobiles, des sociétés énergétiques et des fournisseurs de combustible, des fabricants de piles à combustible, des sociétés de transport en commun, des universités et des organismes gouvernementaux, notamment le *California Air Resources Board*, la *California Energy Commission*, le *South Coast Air Quality Management District* et le *US Department of Energy*, *US Department of Transportation* et *US Environmental Protection Agency*).

Le programme hydrogène et piles à combustible a pour mission de réduire l'utilisation de pétrole, les émissions de gaz à effet de serre et la pollution atmosphérique et de contribuer à une infrastructure énergétique plus diversifiée et plus efficace en permettant la commercialisation à grande échelle des technologies de l'hydrogène et des piles à combustible. Les principaux objectifs du programme sont de faire progresser ces technologies, grâce à des efforts de recherche, de développement et de validation, pour être compétitif par rapport aux technologies actuelles en termes de coûts et de performances, et de réduire les obstacles institutionnels et commerciaux à leur commercialisation.

Le « *Hydrogen and Fuel Cells program* » conduit la recherche et le développement pour la production, distribution, stockage de l'hydrogène et les piles à combustible ainsi que les activités en matière de validation technologique, fabrication, analyse, sécurité, normalisation et réglementation et formation.

Le « *Hydrogen and Fuel Cells program* » **comporte 12 domaines d'intervention** :

Production d'hydrogène (objectif descendre à 4 \$/kg), **Distribution d'hydrogène**, **Stockage d'hydrogène** (objectif descendre à 8 \$/kWh), **Piles à combustible** (objectif descendre à 30 \$/kWh), **H2@Scale** (voir plus bas), **Applications/Validation de la technologie**, **Sécurité**, **Codes**

et normes, Éducation, Recherche fondamentale, Analyse des systèmes, Intégration des systèmes.

À noter les infrastructures hydrogène qui font l'objet d'un budget spécifique en 2019 de 21 millions de \$ (c'était 0 \$ avant).

A5-3.3. Budget

Le tableau ci-après donne l'historique des budgets de la recherche, du développement et d'autres activités du ministère américain de l'énergie (DOE) dans le domaine de l'hydrogène et des piles à combustible. Le budget total comprend les budgets des bureaux de l'efficacité énergétique et des énergies renouvelables, de l'énergie fossile, de l'énergie nucléaire et de la science du DOE.

Département/ Service	Énergie/ Efficacité énergétique et énergies renouvelables	Énergie/ Énergie fossile (charbon) ^a	Énergie/ L'énergie nucléaire	Énergie/ Science	Total
FY04	144,881	4,879	6,201	0.0 ^b	155,961
FY05	166,722	16,518	8,682	29,183	221,155
FY06	153,451	21,036	24,057	32,500	231,044
FY07	189,511	21,513	18,855	36,388	266,267
FY08	206,241	14,891	9,668	36,483	267,283
FY09	195,865	20,151	7,340	38,284	261,640
FY10	170,297	13,970	5,000	38,053	227,320
FY11	95,847	11,394	2,800	34,611	144,652
FY12	101,087	0	0	27,466	128,553
FY13	95,845	0	0	25,769	121,614
FY14	89,518	0	0	19,922	109,440
FY15	94,830	0	0	18,499	113,329
FY16	98,479	0	0	24,686	123,165
FY17	98,115	0	2,000	22,000	122,115
FY18	115,000	30,000	2,000	19,000	166,000

Tableau 12 – Hydrogène et piles à combustible – budget (en milliers de \$)

Métriques de mesure des résultats

Il est intéressant de noter comment se fait l'évaluation du programme au-delà de l'aspect analytique des projets et thématiques.

Première métrique, la propriété intellectuelle produite : 960 brevets, dont 37 % par les National Laboratories

Deuxième métrique l'impact commercial : 30 technologies commercialisées par l'industrie privée et 65 à venir dans les 3-5 ans

Troisième métrique, les progrès obtenus : par exemple pour les piles à combustible, coût diminué de 60 % durabilité multipliée par 4 ; électrolyseur coût diminué de 80 %

A5-3.4. Zoom sur le programme H2@scale

H2@Scale est un concept qui explore le potentiel de production et d'utilisation à grande échelle de l'hydrogène aux États-Unis pour permettre la résilience des secteurs de la production et du transport d'électricité, tout coordonnant diverses industries nationales de plusieurs milliards de dollars en vue de la compétitivité nationale et la création d'emplois.

Le développement du secteur de l'hydrogène aux États-Unis s'inscrit au niveau fédéral dans le programme **H2@SCALE**⁷² schématisé par la figure ci-dessous :

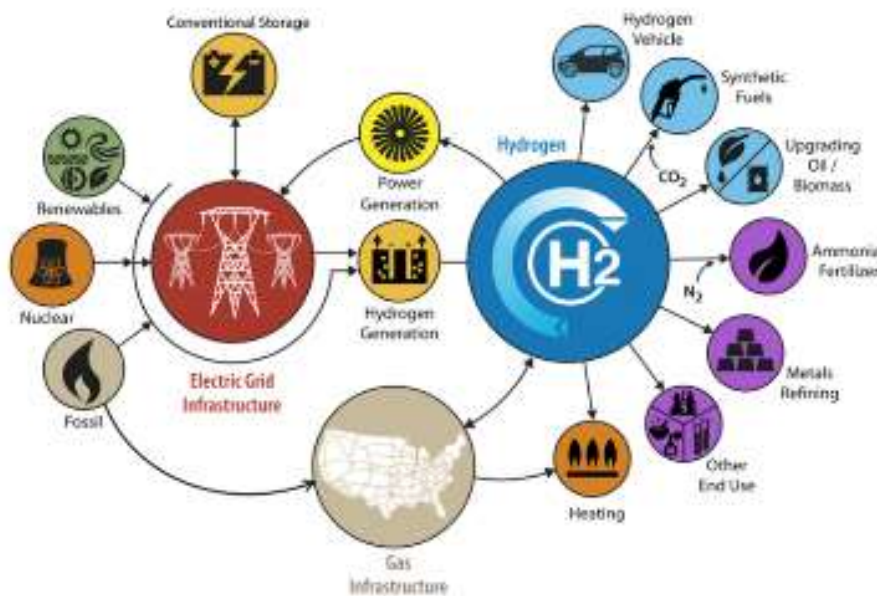


Figure 37 – H2@SCALE programme pour la promotion de l'élément hydrogène dans l'économie américaine de demain

La volonté affichée est de développer une vision holistique des usages et des moyens de production de ce vecteur d'énergie. Ce programme est supporté par un consortium de laboratoires nationaux qui sont amenés à collaborer avec des partenaires industriels via des *Cooperative Research And Development Agreements* (CRADA) sur des thématiques proposées par le gouvernement. En 2019, trois principales thématiques sont considérées dont le développement de moyens innovants de production d'hydrogène et en particulier, (i) la production d'hydrogène depuis la biomasse et (ii) la production d'hydrogène depuis d'autres sources (non précisées).

Grossièrement :

- environ 10 millions de tonnes d'hydrogènes sont produites aux États-Unis chaque année, principalement dans les États de Californie, du Texas et de Louisiane ;

- l'hydrogène produit est à 70 % utilisé pour le raffinage du pétrole et à 20 % pour la production de fertilisants. Les 10 % restant sont utilisés par les industries agroalimentaire, métallurgique, mais aussi la mobilité hydrogène (cf. figure 38)^{73,74} ;

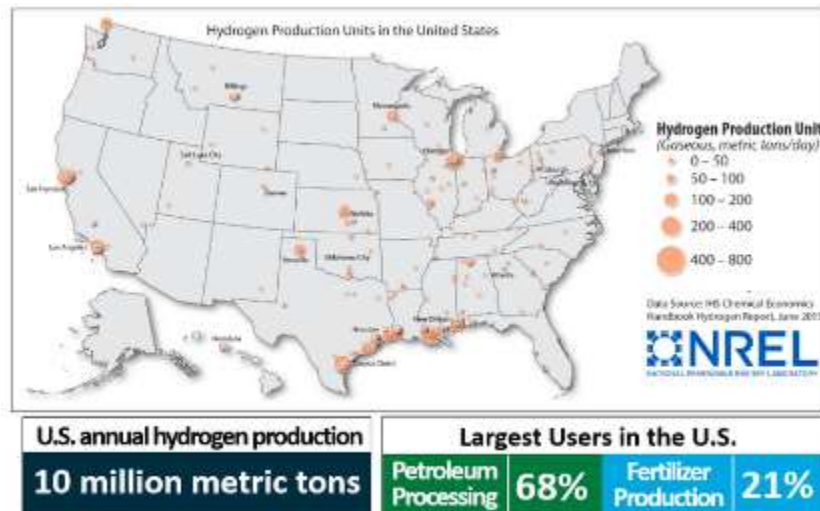


Figure 38 – Unités de production d'hydrogène aux États-Unis

- 95 % de l'hydrogène produit est issu de gaz naturel par vaporeformage du méthane (*steam methane reformation, SMR*) ;
- environ 40 % de l'hydrogène utilisé dans le secteur du transport est « renouvelable »⁷⁵, c'est donc très largement ce secteur qui tire la production propre d'hydrogène (en Californie, un minimum de 33 % de l'hydrogène utilisé pour le transport doit être issu de moyens de production renouvelables). La Californie et de plus en plus les états du Nord-Est affichent une volonté politique forte de déploiement de solutions de mobilité propre et y incluent l'hydrogène ⁷⁶.

Finalement, l'industrie pétrolière utilisant encore plus des deux tiers de l'hydrogène produit aux États-Unis, la rentabilité économique des processus de production est favorisée par rapport à la « propreté ». La transition vers un secteur de transports plus propres semble être le moteur principal du développement de nouvelles solutions de production d'hydrogène. Au second plan, on trouve les solutions *Power-to-Gaz* pour anticiper la transition vers une économie dépendante de moyens intermittents de production d'énergie.

À titre d'illustration, trois des dernières principales annonces de construction de centrales de production d'hydrogène liquide à échelle industrielle faites respectivement par **Air Liquide** (Californie) et **Air Product** (Californie et Texas) fonctionneront essentiellement au gaz naturel, même si Air Liquide évoque l'utilisation (minoritaire) de sources renouvelables dans ses procédés de production^{77,78}.

Outre les grands acteurs précédemment cités qui développent aussi des solutions propres de production d'hydrogène (cf. annonce d'Air Liquide pour la construction d'un électrolyseur PEM de 20 MW au Canada dans la région de Québec), nous avons vus ces derniers mois :

- **Terrestrial Energy** : En partenariat avec l'entreprise de services publics Southern Company et des laboratoires du Department of Energy (Savannah River National Laboratory, Sandia National Laboratories et Idaho National Laboratory) pour le développement d'une solution de production d'hydrogène propre à échelle industrielle via le cycle hybride du soufre grâce à la chaleur de réacteurs nucléaires à sel fondu de quatrième génération⁷⁹ ;
- **HyperSolar** : Production d'hydrogène par électrolyse via l'énergie solaire, en collaboration avec les universités d'Iowa et de Californie⁸⁰ ;
- **Burns & Mcdonnel** et **Proton Onsite** : Développement de solutions *Power-To-Gas* en collaboration avec le National Renewable Energy Laboratory (NREL);
- **Hydrogenics** et **StratosFuel** : Création - en association - d'une unité de production d'hydrogène par électrolyse qui dans sa version finale sera d'une puissance de 15 MW et produira jusqu'à 11 tonnes H₂/jour grâce à de l'électricité éolienne et solaire ;
- **Polycerf, Inc.** : Développement du *Center for Hydrogen and Next Generation Energy* en Californie qui associe déploiement de bornes de recharge à hydrogène propre et sensibilisation des individus sur les opportunités futures de l'hydrogène.

Du point de vue de la politique de R&D, le secteur de l'hydrogène est avant tout couvert par le *Fuel Cell Technology Office* (FCTO). La production propre d'hydrogène fait partie des trois principales activités de ce laboratoire et à ce titre est soutenue par un consortium spécifique de laboratoires nationaux (HydroGEN). L'ARPA-E, le laboratoire de R&D de solutions disruptives dans le domaine de l'énergie dispose aussi de financements pour débloquent de nouveaux moyens de production propre d'hydrogène.

Sans plus de détails sur les échelles de temps, le Department of Energy propose la roadmap technologique suivante concernant les moyens de production de l'hydrogène :



Figure 39 – Roadmap technologique des moyens de production propres d'hydrogène. Les premières technologies rentables visées seront la biomasse et l'éolienne puis à plus long terme le solaire.

Le DOE annonce un financement de 40 millions de dollars pour faire progresser H2@Scale

WASHINGTON, DC – 15 août 2019. Le département américain de l'Énergie (DOE) a annoncé aujourd'hui l'octroi d'un financement d'environ 40 millions de dollars pour l'exercice 2019 à 29 projets destinés à faire progresser le concept H2@Scale. H2@Scale a pour objectif de permettre une production, un transport, un stockage et une utilisation de l'hydrogène à grande échelle, fiable et abordable, aux États-Unis dans plusieurs secteurs. Financés par l'Office de l'efficacité énergétique et des énergies renouvelables (EERE) du DOE, avec la contribution de l' [Office de l'énergie nucléaire](#) du DOE, les projets sélectionnés feront progresser le stockage de l'hydrogène et les technologies d'infrastructure et identifieront des concepts innovants pour la production et l'utilisation de l'hydrogène, y compris la résilience du réseau.

« Le concept H2@Scale est un élément essentiel de la stratégie énergétique globale du pays et un catalyseur pour de nombreux secteurs de notre économie », a déclaré le secrétaire américain à l'Énergie, Rick Perry. « En tant que vecteur d'énergie, l'hydrogène peut potentiellement unir les ressources énergétiques nationales de notre pays. Ces sélections soutiennent la mission du DOE et renforcent notre engagement à favoriser la croissance économique et la sécurité énergétique grâce au développement de technologies de l'hydrogène plus abordables. »

Les États-Unis produisent plus de 10 millions de tonnes d'hydrogène, soit près du septième de la production mondiale, principalement pour le raffinage du pétrole et la production d'engrais. L'infrastructure pour l'hydrogène comprend plus de 1 600 km de pipeline d'hydrogène, un réseau croissant de stations et des milliers de tonnes de stockage dans des cavernes souterraines. L'augmentation de la production, du transport, du stockage et de l'utilisation de l'hydrogène à partir de la situation actuelle peut représenter une opportunité pour différents secteurs de l'économie. Par exemple, la production d'hydrogène lorsque la production dépasse la demande du réseau peut absorber le surplus des énergies renouvelables et optimiser les actifs de base en charge, tels que le nucléaire. L'hydrogène peut être stocké, distribué et / ou utilisé comme carburant pour le transport, la production d'énergie fixe, la chaleur de process ou de construction, et les secteurs industriel et manufacturier (tels que la fabrication d'acier), créant ainsi un flux de revenus supplémentaire et une valeur économique accrue. L'un des défis est de concevoir des technologies permettant de produire, de livrer, de stocker et d'utiliser l'hydrogène à un coût abordable pour devenir un produit courant. Les sélections annoncées aujourd'hui aideront à relever ce défi.

Déploiement aux États-Unis

6 600 véhicules, 40 stations ;

30 bus ;

25 000 forklifts (chariot élévateur) ;

250 MW de secours électrique.

A5-3.5. Activités internationales dans le domaine de l'hydrogène et des piles à combustible

Aujourd'hui, de nombreux pays du monde entier s'efforcent d'accélérer le développement des technologies de l'hydrogène et des piles à combustible afin d'améliorer leur sécurité énergétique, environnementale et économique. Le développement d'infrastructures mondiales sûres, efficaces et économiques pour la production, le stockage, le transport, la distribution et l'utilisation de l'hydrogène est un défi qui nécessitera la meilleure planification et la meilleure expertise du monde entier. Des collaborations internationales aideront les pays à atteindre plus efficacement les objectifs de leurs programmes nationaux sur les technologies hydrogène et piles à combustible, tant pour les systèmes de transport que pour les applications stationnaires.

Les coopérations et collaborations bilatérales et multilatérales en matière de recherche et développement (R&D) dans les technologies de l'hydrogène et des piles à combustible seront un outil central pour faire progresser ces technologies. Deux partenariats internationaux multilatéraux clés qui facilitent les efforts de R&D coopérative sont l'*International Partnership for Hydrogen and Fuel Cells in the Economy* et les *International Energy Agency Technology Collaboration Programs*.

A5-3.5.1. International Partnership for Hydrogen and Fuel Cells in the Economy

L'*International Partnership for Hydrogen and Fuel Cells in the Economy* (IPHE), mis en place en 2003, est un partenariat intergouvernemental international dont l'objectif est de faciliter et d'accélérer la transition vers des systèmes énergétiques et de mobilité propres et efficaces utilisant les technologies des piles à combustible et de l'hydrogène. L'IPHE sert de mécanisme pour organiser et mettre en œuvre des activités internationales de recherche, de développement, de démonstration et d'utilisation commerciale efficaces, efficientes et ciblées liées aux technologies de l'hydrogène et des piles à combustible. Il constitue également un forum pour le partage d'informations sur les politiques et l'état des technologies, ainsi que sur les initiatives, les codes et les normes visant à accélérer une transition rentable vers l'utilisation des piles à combustible et de l'hydrogène dans l'économie.

A5-3.5.2. International Energy Agency Technology Collaboration Programs

L'Agence internationale de l'énergie (AIE) a été créée en 1974, à la suite du premier choc pétrolier, dans le but de faciliter les collaborations pour le développement économique, la sécurité énergétique, la protection de l'environnement et le bien-être de ses membres et du monde entier. Depuis plus de 20 ans, l'AIE soutient des activités de collaboration axées sur l'avancement des technologies de l'hydrogène.

Au cours des deux dernières décennies, les États-Unis ont participé à plusieurs programmes de collaboration technologique de l'AIE liés aux technologies de l'hydrogène et des piles à combustible. Le [programme de collaboration technologique sur les piles à combustible avancées](#) joue un rôle de premier plan au travers de ses huit sous-programmes actifs.

D'autres programmes de collaboration technologique – sur l'[hydrogène](#), les [carburants automobiles avancés](#), la [bioénergie](#), le [programme de R&D sur les gaz à effet de serre](#), et le [Centre pour le charbon propre](#) – fournissent des contributions sur des sujets spécifiques importants pour le lancement des technologies de l'hydrogène et des piles à combustible.

A5-4. L'hydrogène au Royaume-Uni

A5-4.1. Situation de départ

Le Royaume-Uni est un pays gazier. 80 % des habitants se chauffent au gaz et les courbes de consommation le reflètent ; tous les effets de saisonnalité, ici pour l'Ecosse, sont absorbés par les variations de consommation de gaz. L'année dernière il s'est encore vendu plus de 1,6 million de chaudières à gaz au Royaume-Uni, qui considère donc qu'il doit décarboner son gaz s'il veut décarboner son mix énergétique. Au demeurant, la production d'électricité se fait aussi à 40 % avec du gaz, environ 20 % de nucléaire et 7 % de charbon ; en 2018 la part de renouvelable a atteint 33 %.

Le gaz est donc employé pour les centrales thermiques, le résidentiel, mais aussi dans l'industrie (figure 41). La production d'hydrocarbures est en baisse au Royaume-Uni, -3 % pour le gaz en 2018, mais surtout le ratio des réserves prouvées sur production devient très faible, moins de 5 ans. La production de charbon a baissé de 16 % en 2018 et, en parallèle, leurs importations ont augmenté d'autant.

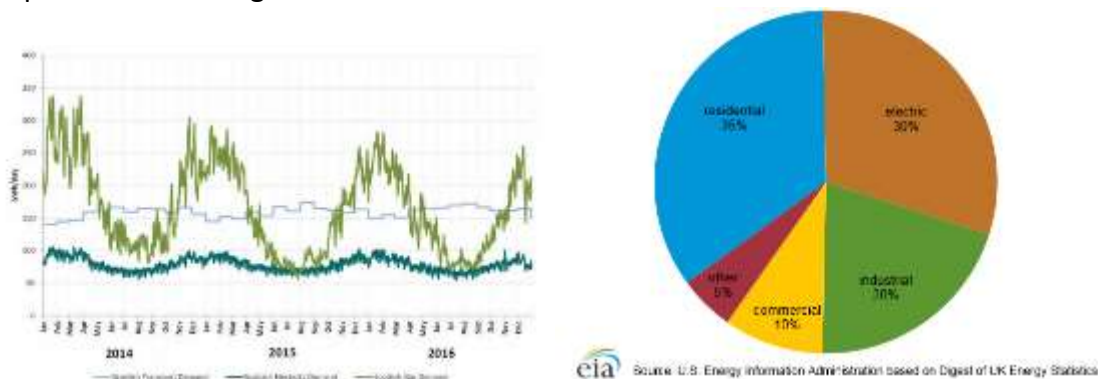


Figure 40 et 41 – Demande d'énergie en Ecosse (transport, gaz et électricité sur trois ans (à gauche) et demande de gaz naturel par secteur au Royaume Uni (à droite)

A5-4.2. Objectifs généraux

La logique des plans H₂ du Royaume-Uni est expliquée par contexte. Le réseau de distribution de gaz est fonctionnel, le réseau d'électricité nettement moins développé qu'en Europe continentale ; outre-Manche l'hydrogène est un gaz qu'on veut employer et transporter comme gaz. C'est en quelque sorte la suite « naturelle » du gaz de ville et du gaz naturel des champs de mer du nord. Une « *decarbonised gas alliance* » a été créée. Elle rappelle, comme ailleurs, que :

- le stockage en batteries n'est valable que pour quelques heures, jamais pour des mois ;
- la sécurité d'un mélange H₂/gaz naturel n'est pas un problème, le gaz de ville qui n'a été abandonné que dans les années 70 au Royaume-Uni en contenait 50 % ;
- les brûleurs des chaudières sont dimensionnés pour accepter jusqu'à 30 % d'H₂ dans un blend avec du gaz naturel ;
- le remplacement de toutes les canalisations en acier par des canalisations en polyéthylène (*Iron Mains Replacement Programme*) a démarré en 2002 pour des raisons de sécurité, mais va aussi rendre le réseau compatible avec le transport d'hydrogène. Le déploiement en est à environ 50 %.

La figure ci-après montre un exemple de roadmap, proposé en 2016 par les industriels de la filière (1- développement de démonstrateurs fondés sur les technologies actuelles ; 2- développement d'une infrastructure de distribution pour la mobilité et la fourniture d'électricité décentralisée ; 3- développement d'une infrastructure de production et de transport d'hydrogène). L'hydrogène serait produit à partir de gaz avec capture du CO₂, et d'électricité : le Royaume-Uni est leader pour l'éolien offshore avec plus de 1 500 turbines installées contre 3 en France) et enfin utilisation massive dans l'industrie et le transport après 2025. Pour le stockage de l'hydrogène, c'est la solution de subsurface qui est le plus regardée, en profitant entre autres des cavités salines et des champs gaziers épuisés à proximité des côtes.

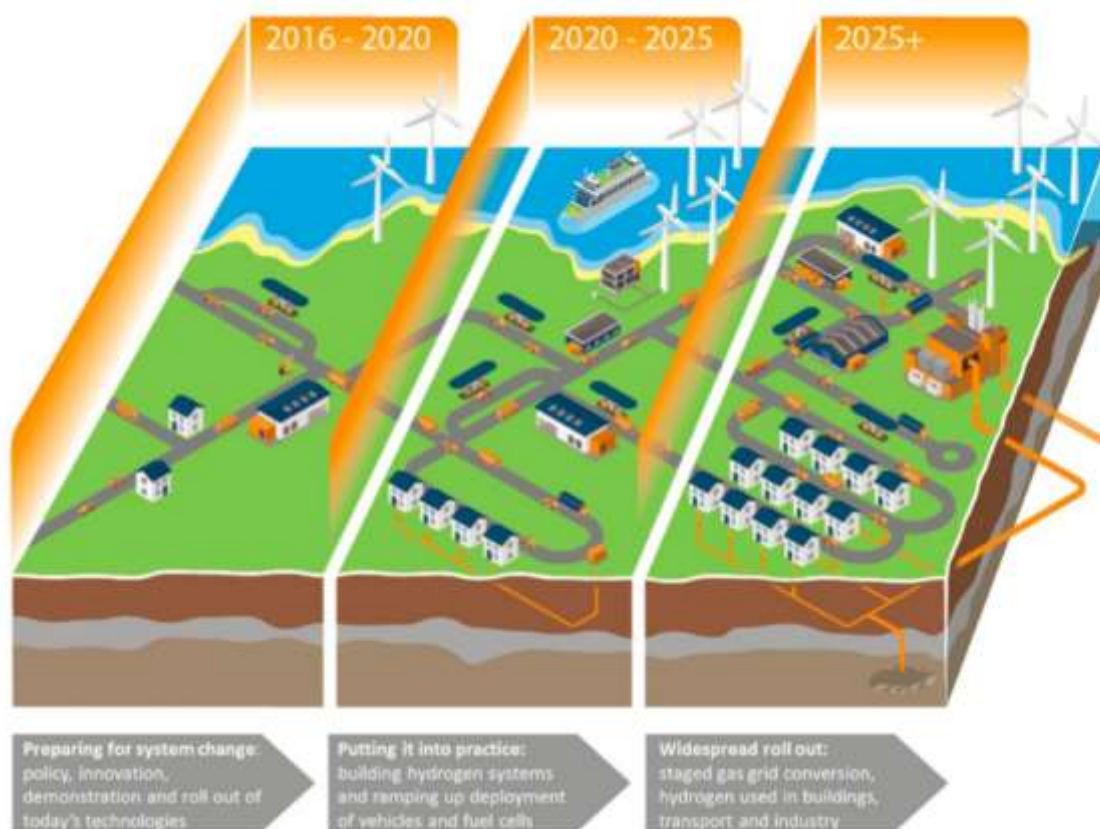


Figure 42 – Trajet potentiel pour le développement de piles à combustible dans le système énergétique du Royaume Uni

L'introduction de la proposition souligne :

- « Tout d'abord, l'hydrogène est considéré comme un élément majeur d'un futur système énergétique à faible teneur en carbone, où il peut apporter des avantages significatifs en tant que voie d'approvisionnement énergétique à faible teneur en carbone, et en fournissant des services aux réseaux énergétiques. Il y a plusieurs aspects à cela :
- Le réseau de gaz pourrait être converti à l'hydrogène, pour fournir un chauffage à faible teneur en carbone qui serait moins perturbant pour les consommateurs, plus familier et potentiellement moins cher que les autres options à faible teneur en carbone. La conversion du réseau de distribution de gaz naturel permettrait également de fournir de l'hydrogène à moindre coût pour les transports, avec à la fois de faibles émissions de CO₂ et une qualité de l'air excellente ».

La pénétration des renouvelables et le CCS pour un hydrogène issu du CH₄, éventuellement du biométhane, sont les deux points suivants de cette proposition. Pragmatiquement les Anglais veulent commencer cette distribution par pipe dans une ville - Leeds est candidate pour être la première.

La mobilité H₂ pour les particuliers ne parait pas du tout une priorité alors que bus, trains et bientôt ferry sont fonctionnels ou planifiés. Le train à hydrogène est celui d'Alstom et a été mis en test à partir de fin 2019. Dans le West Midland, un autre projet devait voir le jour en mars 2020 : Hydroflex de conception britannique utilisant une pile à combustible Ballard (US). L'université de Birmingham participe à sa mise au point, les concepteurs espèrent qu'il sera prêt pour un transport de passager d'ici 2 à 3 ans. Une originalité de sa conception est d'envisager la transformation de trains Diesel existants.



Figures 43 et 44 – Deux types de train fonctionnant à pile à combustible (hydrogène)

A5-4.3. Projets en cours/déclinaisons régionales

Compte tenu de l'indépendance des nations, des plans distincts ont été présentés en particulier par l'Écosse et la région de Leeds,

HyDeploy : test de blend H₂/gaz naturel avec des pourcentages variables d'H₂ issus d'un électrolyser de 0,5MW installé sur le site de l'université de Keel sous la houlette de Caden (ex National grid gas distribution). Le projet a beaucoup de similarités avec le pilot GRHYD de Dunkerque. Cependant, le réseau de distribution est ancien : c'est celui de l'université de Keel qui dessert les bâtiments d'enseignement et les logements étudiants alors qu'en France GRHYD est implanté dans un quartier récent dont le réseau de distribution est adapté à ce mélange.

En Écosse

Mobilité marine : HySeas III devrait être le premier ferry de haute mer fonctionnant avec de l'H₂ vert et des piles à combustible (PEM). Le projet a été lancé en 2018, les coûts de développement devraient avoisiner les 12,6 millions d'euros dont 9,3 millions d'euros proviendront d'un financement européen Horizon 2020.

HySeas III est codirigé par le chantier naval Ferguson Marine et l'Université de St Andrews ; il regroupe l'Orkney Islands Council ; Kongsberg Maritime (Norvège) ; Ballard Power Systems Europe (Danemark) ; McPhy (France) ; DLR (centre allemand pour l'aéronautique et l'aérospatiale) ; et Interferry (260 membres de 40 pays, association mondiale des armateurs de transports).

Ce navire emploiera la technologie mise au point par Ballard Power Systems, qui a déjà fait ses preuves en transport routier. L'objectif initial consistera à construire et à démontrer à terre la viabilité du système de transmission modulaire, d'effectuer des tests sous contrainte et des tests de durabilité dans des conditions fondées sur des données issues du monde réel collectées sur les navires existants. Ces tests sont prévus pendant l'année 2019. Le trajet retenu par la suite est dans l'archipel des Orcades au nord de l'Écosse (Kirkwall – Shapinsay), les installations éoliennes et même d'énergie marine y sont nombreuses.

Mais aussi : bus hydrogène à Aberdeen depuis 2013, puis vingt bus en 2017.

H100project est un projet de faisabilité d'un réseau de distribution 100 % H₂ en Écosse pour le Scotia gaz network

Leeds

H21 : ce projet prévoit la mise en place des infrastructures pour une distribution d'H₂ dans Leeds, un gazoduc HP (17 bars) transporterait le méthane vers une usine de vaporeformage puis un gazoduc LP (moins de 7 bars) distribuerait l'hydrogène tandis que le CO₂, capté au niveau du vaporeformage serait stocké en mer et l'hydrogène serait stocké sous terre dans des cavités salines comme à Teesside. Après Leeds le réseau serait étendu à tout le centre de la Grande-Bretagne.



Figures 45 et 46 – Comment réaliser l'introduction de l'hydrogène dans le système énergétique du Royaume-Uni

A5-4.4. Conclusions

Un pays gazier avec de moins en moins de production nationale de gaz qui :

- veut utiliser ses infrastructures (avec du Blend ou du 100 % H₂) ;
- va utiliser des surplus de renouvelable, mais aussi de l'hydrogène issu du reformage avec CCS ;
- ne s'interdit pas des importations d'hydrogène ;
- démarre la mobilité hydrogène par dans l'ordre des bus, des trains et des bateaux.

Lecture/référence

<https://www.hyseas3.eu>

<https://futureofgas.uk/wp-content/uploads/2017/10/Decarbonised-Gas-sensitivity.pdf>

https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/537594/30686_Final_Report_DECC_Hydrogen_appliances_08.07.16.pdf

<https://www.gov.scot/policies/oil-and-gas/hydrogen-and-hydrogen-fuel-cells>

<https://www.sgn.co.uk/Hydrogen-100>

<https://www.northerngasnetworks.co.uk/wp-content/uploads/2018/11/H21-Meeting-UK-Climate-Change-Obligations.pdf>

<https://www.northerngasnetworks.co.uk/event/h21-launches-national/>

<https://www.northerngasnetworks.co.uk/event/h21-launches-regional>

A5-5. L'hydrogène au Japon

La stratégie hydrogène du Japon a été approuvée le 26 décembre en 2017 par le conseil des ministres dédié aux énergies renouvelables⁸¹. Son horizon est l'année 2050 ; elle vise un double objectif :

- assurer la sécurité d'approvisionnement du Japon en énergie tout en réduisant son empreinte carbone ;
- mettre le Japon en position d'exporter des technologies liées à l'hydrogène.

Le Japon importe 94 % de son énergie primaire, essentiellement sous forme de gaz ; un objectif important est de substituer une partie de ces importations par des importations d'hydrogène décarboné. En outre, le Japon vise à développer des technologies domestiques du cycle de l'hydrogène valorisables à l'exportation.

A5-5.1. Les ressources en hydrogène

Importation d'hydrogène

L'objectif est d'importer 300 000 tonnes d'hydrogène en 2030 au prix de 30 yens/Nm³¹, avec une perspective de réduction à 20 yens/Nm³ au-delà, assurant la parité avec les énergies concurrentes. Les pays fournisseurs seraient la Norvège, l'Australie, l'Arabie saoudite, Bahreïn et tout État qui accepterait de fournir de l'hydrogène à partir d'hydrocarbures après capture du CO₂ ou par électrolyse en utilisant des énergies renouvelables. Le Japon a initié un important programme de transport de l'hydrogène par voie maritime ; les principales technologies envisagées sont l'hydrogène liquide, l'hydrogène comprimé, et l'hydrogène converti en Méthylcyclohexane, Ammonia ou Méthane.

Production locale d'hydrogène

Le Japon envisage d'utiliser des surplus d'énergies renouvelables pour produire de l'hydrogène par électrolyse ; cependant les objectifs de pénétration des énergies renouvelables sont limités (solaire et éolien respectivement 7 % et 1 % du mix électrique en 2030) ; une expérimentation est en cours dans la province de Fukushima dont les résultats devraient être connus après 2020. Le Gouvernement finance la recherche et développement permettant de réduire le coût des électrolyseurs et vise à ce que le Japon soit leader mondial pour ce produit.

Transport et stockage de l'hydrogène

À l'exception de l'importation maritime, le Japon n'a pas de développement propre en matière de transport et stockage d'hydrogène.

A5-5.2. L'utilisation de l'hydrogène

Le tableau suivant présente les objectifs du plan gouvernemental à l'horizon 2030 et au-delà en particulier pour les mobilités.

¹ Rappel dans les conditions normales, la masse volumique de l'hydrogène est 83,8 g/m³ ; et donc le prix visé en 2030 est de 357 yens par kg, soit 3,35 \$/kg en 2030 et 2,4 \$/kg à un horizon plus lointain.

Les mobilités

Le Japon a des objectifs ambitieux pour les mobilités hydrogène : selon la Roadmap du Meti (2014), et à l'horizon 2050, toutes les mobilités japonaises seraient assurées par l'hydrogène. Les objectifs intermédiaires sont les suivants :

	2018	2020		2030		Long terme (au-delà de 2050)
Production d'électricité	R&D	N.A	N.A	Coût : 17 cents/kWh		Coût : 12 cents/kWh
Stations-Service	Capex : 5 M\$ OPEX :0,45 M\$/an	100	Compétitif sans subvention	900	Suppression de la distribution d'essence ou diesel	
Véhicules hydrogène		40 000	Compétitif sans subvention	800 000	Remplacement de tous les moteurs thermiques	62 millions de véhicules
Bus	2	100		1 200		

Tableau 13 – Plan Meti – Basic Hydrogen Strategy – December 26, 2017 Ministerial Council on Renewable Energy, Hydrogen and Related Issues

Toyota a l'ambition de maîtriser la chaîne hydrogène à bord des véhicules, sans recours à des équipementiers. Toyota a un accord de partenariat avec BMW pour le développement de piles à combustibles pour véhicules légers et avec Kenworth pour les poids lourds. Cependant, le développement des mobilités hydrogène nécessite actuellement un fort soutien public (environ 50 % des stations et des véhicules sont subventionnés) ; et des observateurs doutent de la capacité des pouvoirs publics à maintenir ces niveaux. Quant à Toyota, il est admis qu'il n'atteindra ses objectifs de baisse de coûts que s'il devient leader dans les principaux pays du Monde. Honda, également très engagé dans les mobilités hydrogène est confronté aux mêmes obstacles.

Micro -cogénération

Le Japon promeut le développement de la micro-cogénération chaleur et électricité à partir du gaz et de piles à combustible (FC CHP) selon le schéma ci-après.

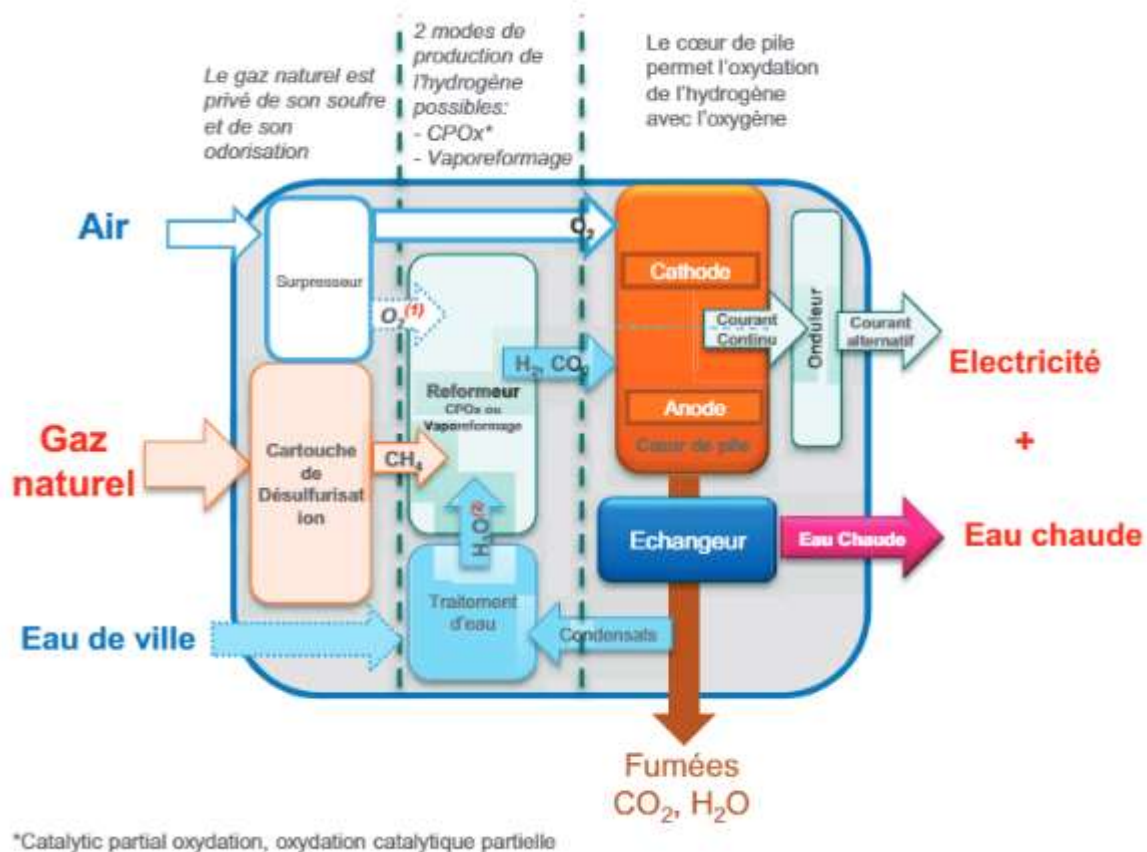


Figure 47 – micro-cogénération pile à combustible – ENGIE LAB CRIGEN – Stéphane Hody

Le facteur d'émission de CO₂ serait de 0,3 kg-CO₂/kWh en tenant compte de la récupération de chaleur, un peu meilleur que le mix moyen de l'électricité japonaise après développement des renouvelables de 0,37 kg-CO₂/kWh en 2030.

Le système, commercialisé sous le nom d'EnE farm bénéficie de subventions importantes en espérant une chute des prix par effet d'échelle, et son développement sans subvention à partir de 2025. Les équipements fournissent de 0,3 à 1 kW d'électricité, et alimentent un ballon d'eau chaude de 200 l. Les piles à combustible sont de technologie PEFC ou SOFC, ces dernières ayant actuellement une durée de vie sensiblement plus courte.

A5-5.3. La Recherche et Développement

Principaux domaines (les budgets ne sont pas disponibles) :

- nouvelles technologies de production d'hydrogène, en particulier amélioration de l'efficacité de l'électrolyse, photosynthèse artificielle ; membranes perméables à l'hydrogène pour le purifier ;
- liquéfacteurs d'hydrogène hautement efficaces et de longue durée ;
- matériaux de rétention d'hydrogène liquéfiés ;
- développement de systèmes de transport à faible coût et très efficaces ;
- développement de technologies pour des piles à combustible compactes, très fiables et peu coûteuses ;

- développement des méthodes de synthèse chimique innovantes utilisant l'hydrogène et le CO₂ (CCUS).

Le Meti insiste sur l'importance des liens Universités-industrie, la nécessité de faire des recherches amont. En outre, le Japon a la volonté d'être très présent dans les programmes internationaux de normalisation concernant l'hydrogène.

A5-5.4. Quelques remarques

Le premier objectif de la stratégie hydrogène japonaise est de réduire les importations et la consommation de gaz naturel. Sa partie amont (importation et transport maritime d'hydrogène) impose de nouer des partenariats commerciaux durables avec les producteurs et de réduire les coûts de transport. Selon ses objectifs INDC, le Japon réduirait en 2030 ses émissions de CO₂ de 24 % par rapport à 2013 dont une réduction de 13 % pour l'industrie, dont l'essentiel est déjà acquis. Pas d'objectif de « Zéro émission nette ».

Les objectifs de consommation d'hydrogène, essentiellement pour la mobilité et le CHP, sont prudents pour ne pas dire modeste, tant par manque de ressources en hydrogène – il faudra du temps pour établir des circuits d'approvisionnement décarbonés – que par le montant des subventions requises pour créer la demande.

Cependant, le Japon vise à créer des acteurs mondiaux ; ceux-ci ne pourront vivre du seul marché intérieur au rythme envisagé de son développement. Cette stratégie est concurrente de celle d'autres pays (Allemagne, Corée, et peut-être France). Les pays qui arriveront au bon moment avec le bon produit seront vainqueurs (the winner takes it all).

La stratégie du gouvernement japonais rencontre un certain scepticisme des milieux industriels⁸². Les perspectives d'obtenir de l'hydrogène à des prix compétitifs grâce aux surplus d'électricité sont contestées, même avec une électricité gratuite⁸³ (développement des renouvelables limités et surplus d'électricité faibles ; réseau de transport de gaz limité).

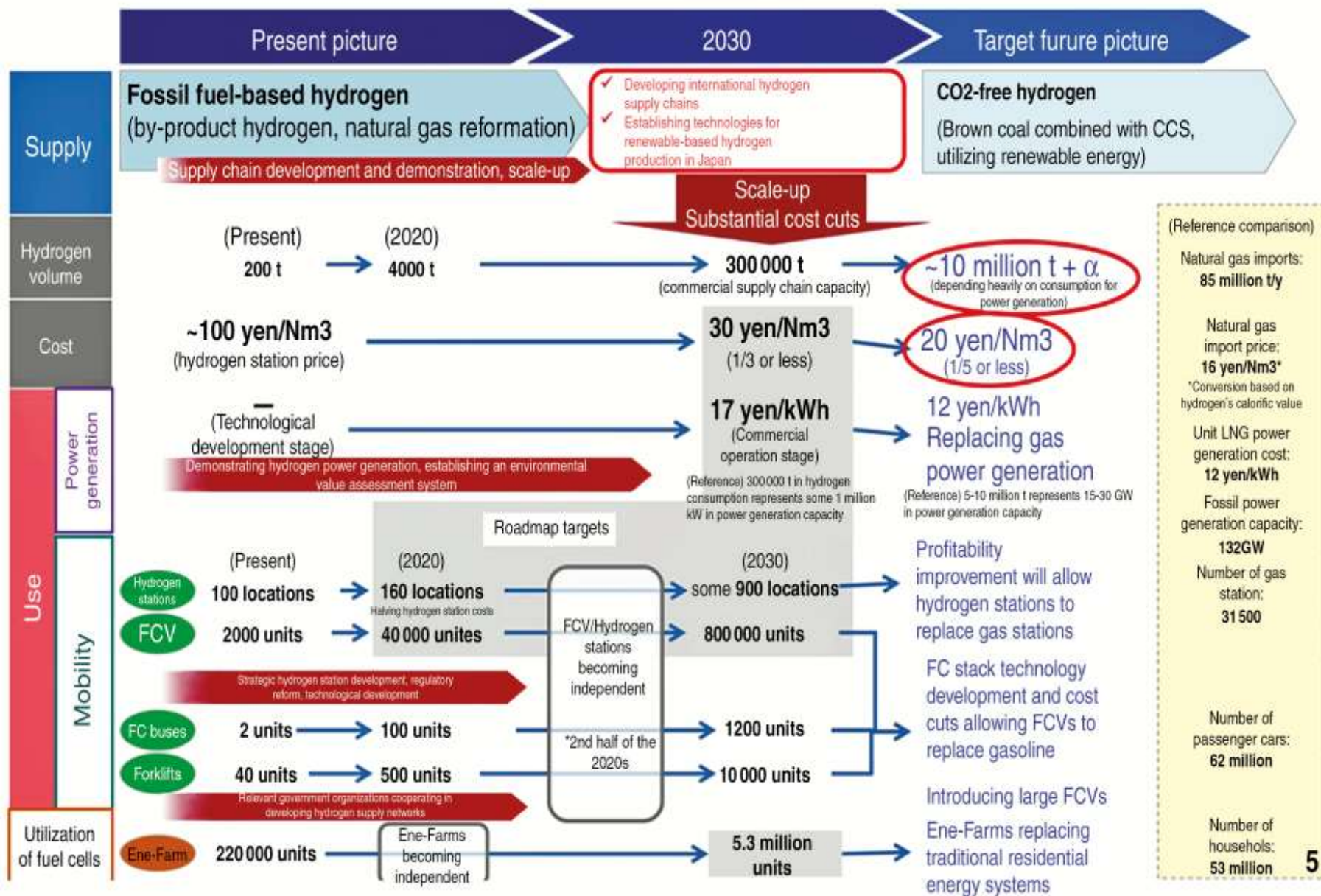


Figure 48 – Roadmap Hydrogène au Japon

A5-6. Stratégie allemande

A5-6.1. Historique

La stratégie allemande concernant le développement de l'hydrogène en liaison avec l'*Energiewende* a été adoptée par le gouvernement fédéral le 10 juillet 2020⁸⁴. Elle a été élaborée selon le processus suivant :

- Juin 2019 : décision de la chancelière : création d'une Roadmap pour l'industrie de l'hydrogène en Allemagne ;
- 2019 : « Demande à cinq ministères de collaborer à l'établissement d'une roadmap (de l'économie et de l'énergie (BMW*i*), du transport (BMV*i*), de l'éducation et de la recherche (BMBF), de la coopération internationale (BMZ) et environnement (BMU)) ; les quatre premiers étant dirigés par un ministre CDU/CSU, et le dernier, BMU, étant SPD ;
- coopération de quatre instituts Fraunhofer et de son « Réseau hydrogène » (≈ 20 instituts) : Préparation d'une stratégie et Roadmap nationale⁸⁵ ;
- novembre 2019 : « *Hydrogen Stakeholder Conference* », organisée par les 4 ministères tenus par CDU/CSU, mais sans le ministère de l'environnement (SPD) ;
- janvier/février 2020 : première version écrite par le BMW*i*, sur la base développée par le Fraunhofer Institute, qui circule dans les ministères ainsi que dans la presse ;
- Février/Mars 2020 : Position papers du ministère de l'environnement⁸⁶ BMU et du « Conseil économique⁸⁷ » très proche du parti CDU qui émettent des remarques et divergences sur le projet du ministère de l'économie.

Cette stratégie introduit le concept d'hydrogène « CO₂-neutral » qui comprend l'hydrogène vert produit par électrolyse à partir d'électricité renouvelable, ou par SMR avec capture du CO₂.

A5-6.2. Généralités sur la politique allemande de l'hydrogène

En plus des technologies telles que les voitures électriques et les pompes à chaleur, qui utilisent l'électricité directement et efficacement, l'hydrogène et les carburants synthétiques deviendront indispensables dans le redressement énergétique. En principe, l'hydrogène convient directement comme vecteur énergétique, comme matière première pour des applications neutres en termes de gaz à effet de serre, comme lien entre les secteurs de la chaleur, de la mobilité, de l'électricité et de l'industrie (« couplage sectoriel »), et comme moyen de stockage et de transport. L'hydrogène neutre sur le plan climatique jouera un rôle important dans le système énergétique économiquement efficace, tandis que, dans le même temps, l'ouverture technologique restera indispensable pour le couplage sectoriel.

- Les chances de l'hydrogène résident dans la réalisation des objectifs de protection du climat tout en maintenant la création de valeur industrielle en Allemagne et dans l'UE. L'hydrogène peut apporter une contribution importante à la décarbonation (et donc à la préservation) des industries à forte intensité énergétique en Allemagne et en Europe et à la réalisation des objectifs de protection du climat dans le secteur du chauffage. Dans le domaine de la mobilité durable, l'hydrogène est un complément nécessaire et urgent aux

efforts existants dans le domaine de l'e-mobilité. Les mobilités électriques basées sur les batteries et sur l'hydrogène ne sont pas contradictoires, mais complémentaires.

- Si le potentiel de production d'hydrogène en Allemagne est limité, il existe un grand potentiel de développement de l'hydrogène en tant que produit de base sur un nouveau marché mondial. Cela offrirait à l'industrie allemande de nouvelles possibilités d'exportation pour les technologies de l'hydrogène.

A5-6.3. Synthèse des points marquants de la stratégie allemande

- La création d'un cadre pour des investissements privés.
- Constat que 600 M€ ont déjà été investis dans la recherche et le développement, et qu'il faudrait 2 Md€ à venir.
- Viser pour 2030 entre 3 et 5 GW (et même 10 à 15 GW – toujours en négociations entre ministères) d'électrolyseurs pour couvrir 20 % de la demande avec de l'hydrogène « neutre » (neutre signifiant un mix d'hydrogène vert et de l'hydrogène bleu (produit avec CCS et turquoise produit avec pyrolyse du méthane¹).
- Le niveau de défiscalisation de l'électricité utilisée pour l'électrolyse de l'eau est en discussion au sein de la coalition.
- Présidence allemande du conseil européen : lancer une multitude d'initiatives.
- Le plan présenté par le ministère de l'économie et de l'énergie prévoit 35 mesures/actions réparties en 8 sections. Parmi ces 35 mesures seules 7 (3 transports, 1 industrie, 1 chaleur et 2 infrastructures) sont chiffrées en euros ou en variation par rapport à des objectifs européens toutes les autres étant des déclarations d'intentions :
 - Production d'hydrogène 4 (0 point chiffré) ;
 - Transport 10 (3 points chiffrés) ;
 - Industrie 2 (1 point chiffré) ;
 - Chaleur 1 (1 point chiffré) ;
 - Infrastructure/approvisionnement 3 (2 points chiffrés déjà lancés) ;
 - Recherche, éducation et innovation 7 (0 point chiffré) ;
 - Nécessité d'une action européenne 4 (0 point chiffré) ;

¹ Extrait de Fraunhofer ISE : La production conventionnelle d'hydrogène par reformage de sources fossiles, principalement le gaz naturel, entraîne des émissions de gaz à effet de serre. Pour une réduction de 95 % des émissions de gaz à effet de serre, il faut donc utiliser des méthodes de production alternatives. Le procédé privilégié est l'électrolyse de l'eau, car il combine électricité et le monde matériel et, à long terme, l'énergie éolienne et solaire sera la source d'énergie la plus importante. La pyrolyse du méthane pourrait jouer un rôle important à court terme s'il est possible de l'amener à la maturité technologique requise et de prouver son fonctionnement économique. Il est crucial de n'utiliser que des énergies renouvelables pour la séparation endo thermique du méthane dans la pyrolyse du méthane et de s'assurer que le carbone produit lors de la pyrolyse ne s'échappe pas par la suite dans l'atmosphère. Dans l'hypothèse où l'hydrogène renouvelable jouera un rôle plus important à l'avenir, le développement d'une infrastructure pour l'hydrogène (augmentation des capacités de production, de transport et de stockage) et une adaptation des technologies d'application sont indispensables.

- Marché international de l'hydrogène 4(0 point chiffré) ;
- L'Allemagne prévoirait d'importer la quasi-totalité (~80 %) de ses besoins en hydrogène pour décarboner sa mobilité, son industrie et ses besoins de chaleur et de compenser ces importations par l'exportation de technologie (électrolyseurs et piles à combustible) avec la formation de main d'œuvre.
- Dans le domaine des transports, le plan allemand se concentre sur les transports lourds (camions, trains, flottes de bus et d'automobiles) et pas sur le marché automobile grand public qui serait assuré par la propulsion électrique.
- Pour décarboner l'industrie, le plan allemand prévoirait de s'attaquer à la décarbonation des cimenteries et de l'acier grâce à l'hydrogène « bleu » (CCS) et « turquoise » (pyrolyse) qui serait considéré au même rang que le « vert » pour le remplacement d'hydrogène « gris » (ce point est toujours en discussions entre les partis et est disputé par le ministère de l'environnement et celui de l'éducation et la recherche). Dans cet esprit méthanol et ammoniac sont des molécules clés.
- La certification de produits et la création de normes et de programmes de recherche sont fondamentales.
- Le domaine de la chaleur est traité par le couplage électricité et hydrogène.

L'économie de l'hydrogène

Couplage du marché de l'électricité et des secteurs des transports, de l'industrie et de la chaleur

Electrolyse de l'eau:

Croissance de la puissance installée de l'ordre du GW dans les années 20

- La technologie est généralement disponible et à TRI haut
 - Déploiement à grande échelle en quelques années: c'est possible!
 - KPI techniques à l'horizon 2030/50 nécessitent recherche et développement
 - Economie d'échelle s'activera en même temps que le marché
- Les prix d'achat de l'électricité empêchent les business models de percer au jour d'aujourd'hui

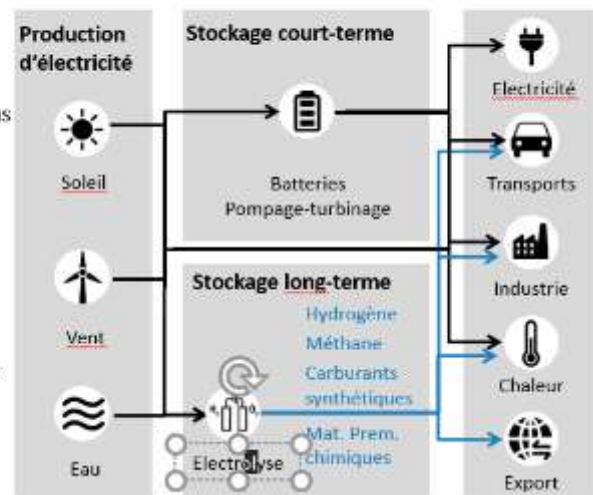


Figure 49 – L'économie de l'hydrogène – couplage de secteurs

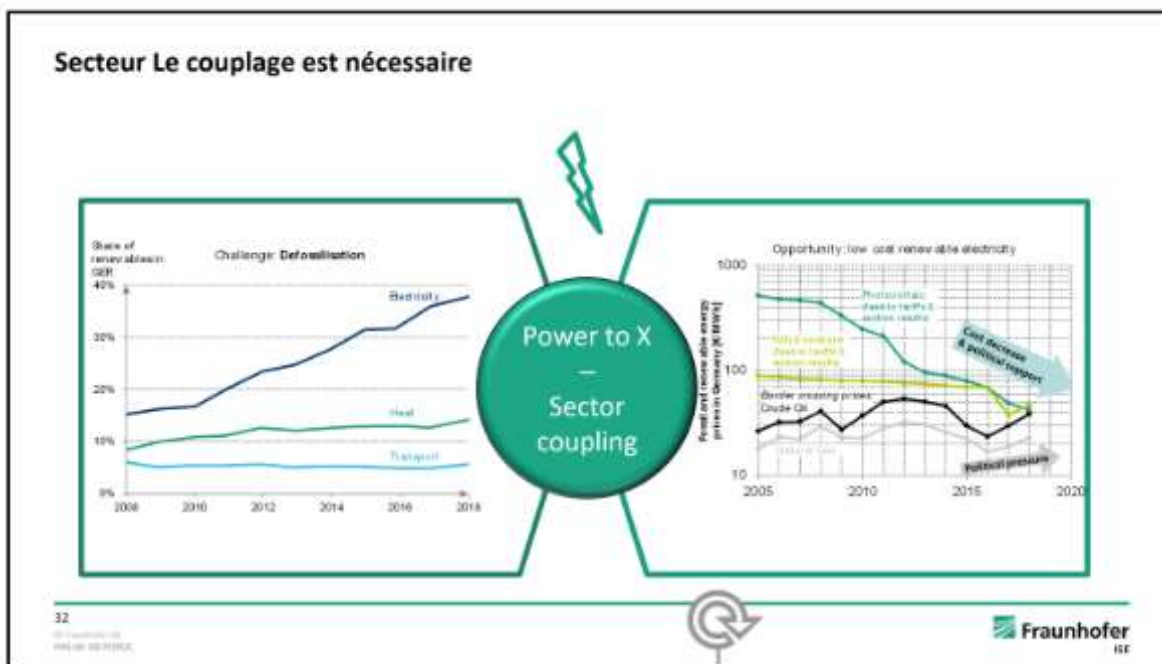


Figure 50 – Hydrogène – Nécessité de couplage de secteurs¹¹

A5-6.4. Études détaillées générales à la base de la stratégie et de la roadmap

- Scénarios à long terme pour la Transformation du Système de l'Énergie en Allemagne⁸⁸
- Grande étude du marché de l'électricité BMWi⁸⁹
- L'énergie de l'avenir ? Mobilité durable grâce aux piles à combustible et H₂ Shell Wasserstoffstudie / Wuppertal-Institut⁹⁰
- Interactions énergies renouvelables, chaleur et transports BMWi⁹¹
- Industrialisation de l'électrolyse de l'eau en Allemagne BMWi, Fraunhofer ISE⁹²
- Sentiers climatiques pour l'Allemagne BCG / Prognos⁹³

¹¹ Figures 49 et 50 : Présentation Max Hadrich du Fraunhofer Institut au 10 mars 2020 au Pôle énergie de l'Académie des technologies

A5-7. Corée du Sud

La Corée est un pays présentant des points communs avec la France, 52 millions d'habitants, un PIB par habitant de l'ordre de 40 000 \$/an, proche de celui de l'Allemagne, une industrie, en particulier automobile forte et une dépendance énergétique quasiment totale, 95 %, importés.

Le pays n'a pas ou peu d'hydrocarbures, il les importe et produit en local de l'électricité nucléaire ; 25 réacteurs soit environ 25 % de son énergie électrique avec du combustible importé. Les EnR sont balbutiantes – moins de 5 % de l'électricité produite –, mais en forte croissance. La Corée utilise encore beaucoup de charbon (à hauteur de 30 % de son énergie primaire), elle cherche à se verdier et à améliorer la qualité de l'air en particulier en ville⁹⁴.

Dans ce contexte, le gouvernement a **dès 2015** annoncé son soutien au développement de la filière hydrogène, d'abord auprès de l'industrie automobile, de fait Hunday a été un des premiers à lancer des véhicules particuliers à hydrogène (FCEV) avec la gamme des Nexus. Hunday, comme Toyota avec la Mirai, exporte ses voitures à hydrogène, en particulier, pour la moitié d'entre elles, en Californie. Hunday est aussi un membre fondateur du H₂ Council dont le vice-président est un vice-président de Hunday.

En 2018, le plan du gouvernement a été élargi à la production et au transport d'H₂

En 2019, un nouveau plan beaucoup plus ambitieux a été lancé qui concerne toute l'économie de l'H₂ par le gouvernement de Moon⁹⁵. La Corée annonce vouloir être le pays leader dans ce domaine. Le choix de trois villes qui seront entièrement hydrogène compatibles en 2022 est annoncé. Cela signifie qu'elles seront équipées d'un réseau de distribution par gazoduc d'hydrogène et que l'énergie dans le bâti, éclairage, chauffage et la mobilité seront basés sur cette énergie et sur des piles à combustible.

H2 Economy Roadmap of Korea

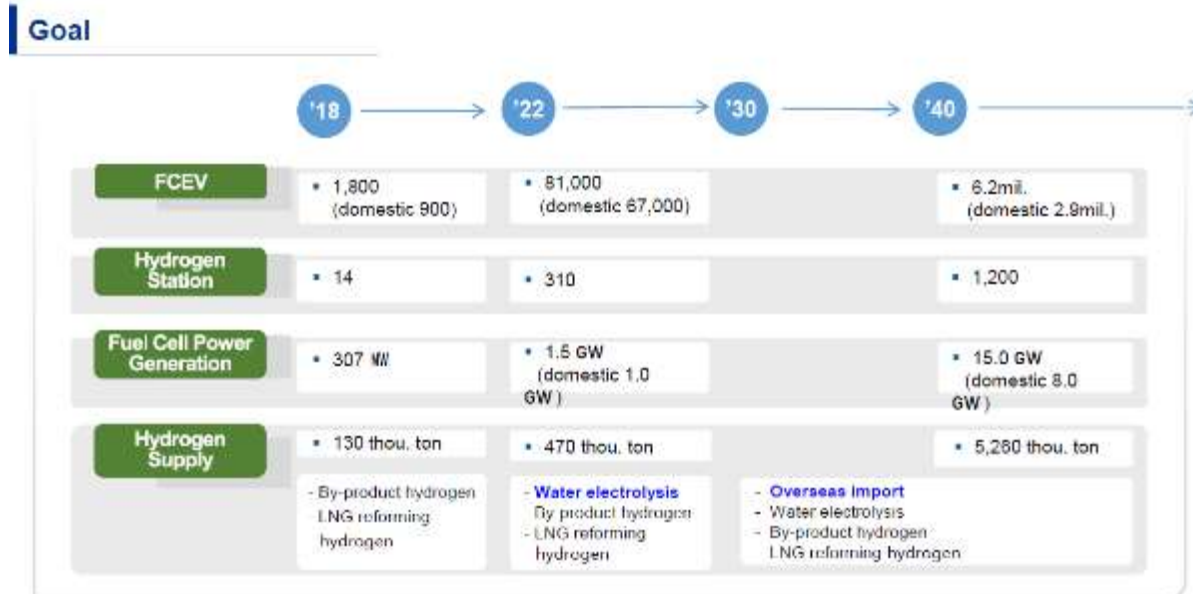


Figure 51 – Résumé des ambitions du plan de l'administration Moon pour l'hydrogène en Corée

A5-7.1. Approvisionnement

Consciente que les électrolyseurs ne vont pas répondre à ses besoins, et sans doute aussi du fait que son électricité est encore largement carbonée avec beaucoup de centrales à charbon, la Corée pense importer son hydrogène par mer. Un terminal d'importation est prévu pour 2030 et la possibilité que l'hydrogène arrive liquéfié est, semble-t-il, étudiée en priorité. Comme le Japon voisin pour les jeux olympiques, la Corée a des discussions privilégiées avec l'Australie pour sécuriser ses importations. Il est à noter que la Corée dispose de grands chantiers navals et que donc, les navires qui transporteront l'H₂ seront sans doute, tout comme actuellement nombre de méthaniers et d'usines de GLN flottantes, construits chez eux.

A5-7.2. Utilisation

A5-7.2.1. Production électrique

Fin 2018, le pays comptait une cinquantaine de centrales électriques basées sur les piles à combustible pour une puissance modeste de 373 MW, mais ambitionne de passer à 1,5 GW des 2022.



Figure 52 – Ensemble de PAC de 59-Megawatt Gyeonggi Green Energy à Hwasung ; en 2016 c'était la plus grande centrale de ce type. Actuellement un parc de 200 MW est en construction sur ce site.

A5-7.2.2. Mobilité

Tous les domaines hors aviation sont ciblés, véhicules individuels, bus, camions, navires côtiers et trains. L'objectif coréen est d'atteindre en 2025 100 000 FCEV/an pour, en 2040, en avoir produit environ 6 millions et exporté la moitié. Les chiffres de 40 000 bus et 20 000 camions à H₂ sont annoncés. Des aides d'État pour les taxis et les bus de type FCEV sont annoncées par l'administration. Ces efforts font partie de la « *blue sky initiative* » qui vise à améliorer la qualité de l'air en ville où la pollution est essentiellement imputée aux transports. Il n'y a néanmoins encore qu'une quarantaine de stations H₂ en Corée du Sud fin 2019. En très forte hausse vu qu'elles n'étaient que 27 en juin 2019. L'objectif est d'atteindre 310 stations en 2022 et 1200 en 2040.

Les trains diesel devraient être aussi remplacés par des trains à hydrogène à partir de 2022.

A5-7.2.3. Villes

La ville d'Ulsan où est située l'usine géante d'Hunday est sur les rangs pour répondre aux besoins énergétiques des habitants grâce à des piles à combustibles et de l'H₂. Daesan pourrait être la seconde alors que Séoul parie sur le solaire⁹⁶.

A5-7.3. En conclusion

La Corée voit dans l'hydrogène un moyen de sortir de sa dépendance en énergie fossile importée, d'améliorer la qualité de l'air dans ses villes, de booster son industrie en dominant avant les autres ce nouveau fuel et son utilisation. En termes de « dépendance » ou d'indépendance énergétique, ils sont conscients que l'H₂ devra être lui aussi massivement importé, car la production par pile à combustible ne suffira pas. L'importation sous forme liquéfiée par bateau leur paraît une solution à développer. Ils se situent pour cette approche dans la lignée du Japon.

Annexe 6. Sécurité

La diffusion des applications grand-public dans le monde étant au cœur des problèmes de la sécurité, cette Annexe inclut un point sur les stations- service de remplissage d'hydrogène

A6-1. Stations-service de remplissage d'hydrogène

Les stations-service d'hydrogène font l'objet de nombreuses bases de données et de collaboration internationales.

Fin 2018, 369 stations d'hydrogène existaient dans le monde, dont 273 accessibles au public et pouvant être utilisées comme n'importe quelle station commerciale conventionnelle. Les autres sont destinés à des groupes d'utilisateurs fermés qui servent, par exemple, des autobus ou des clients de parcs de véhicules.

À fin 2018, il y avait 96 stations accessibles au public au Japon, 60 en Allemagne 42 aux États-Unis et 17 en France.

A6-2. Coopération internationale

L'utilisation de l'hydrogène et les questions relatives de sécurité font l'objet de nombreuses coopérations internationales.

On peut notamment citer l'« International Partnership for Hydrogen and Fuel Cells in the Economy » <https://www.iphe.net>. On peut aussi citer au niveau européen le projet HyResponse qui vise à créer une plateforme européenne de formation à la sécurité de l'hydrogène (EHSTP) <http://www.hyresponse.eu/index.php>.

Sur le site HyResponse on trouve plusieurs bases de données :

- une base de données sur les incidents et accidents liés à l'hydrogène (Hiad-DB, base de connaissances européenne et un régime de déclaration pour aider l'industrie et les autorités à mieux comprendre la pertinence des incidents et accidents liés à l'hydrogène ainsi que les mesures de sécurité prises ;
- le site Web H2Incidents basé sur une base de données destiné à faciliter le partage des leçons apprises et d'autres informations pertinentes tirées d'expériences réelles d'utilisation et de travail de l'hydrogène ;
- une base de données de détonation de Joe Shepherd. Le but de ce projet est de compiler, cataloguer et présenter des données expérimentales sur les détonations gazeuses, y compris la largeur des cellules, le diamètre critique des tubes, l'énergie d'amorçage et le diamètre minimal des tubes ;
- une base de données bibliographique du ministère de l'Environnement des États-Unis sur la sécurité de l'hydrogène. Elle fournit des références à des rapports, des articles, des livres et d'autres ressources d'information sur la sécurité de l'hydrogène (production, stockage, distribution et utilisation).

A6-3. Accidents

Les accidents liés à la production ou à l'utilisation de l'hydrogène font l'objet de très nombreuses recherches et développements et sont aussi l'objet de nombreuses bases de données les recensant.

On peut néanmoins noter que les accidents de stations-service de carburants classiques (essence, diesel) sont de très loin beaucoup plus importants à ce jour que ceux impliquant des stations hydrogène même si le nombre de ces dernières est beaucoup plus faible^{III}.

- L'Europe par son JRC (Joint Research Center) a établi une base de données des incidents et accidents concernant l'hydrogène (HIAD 2.0 : Hydrogen Incidents and Accidents Database) <https://odin.jrc.ec.europa.eu/giada/>.

Ces accidents aussi spectaculaires furent-ils ont été, d'après la recension de cet organisme européen – et pour autant que celle-ci soit complète – relativement peu dangereux du point de vue conséquences humaines (décès et blessés) : 146 morts et 457 blessés depuis 1937 (et celles-ci comportent l'accident du Hindenburg^{IV} dont aucun mort pour ceux attribués aux stations-service d'hydrogène.

Les accidents liés à des stations de remplissage d'hydrogène, selon cet état, se montent à huit en Europe avec le dernier en date (non répertorié) d'une station-service de remplissage d'hydrogène qui s'est déroulé en Norvège en 2019 et a été la conséquence d'un « plug assembly » (bouchon) mal monté sur un réservoir haute pression d'hydrogène^V.

Le réservoir haute pression était dans un environnement semi-fermé. La source d'inflammation fait toujours l'objet d'une enquête et il est possible qu'elle ne soit jamais connue avec certitude. Toutefois, les enquêtes menées ont indiqué que l'auto-allumage et/ou le mouvement du gravier sous l'unité sont les sources les plus probables. Selon les rapports de police, trois personnes ont été emmenées à l'hôpital et soignées pour des blessures mineures dues au déploiement des airbags dans leur voiture à proximité du site. Il n'y a pas eu de morts ni de blessés sur place.

- Au Japon et aux États-Unis une cinquantaine d'accidents ou d'incidents liés à l'hydrogène sont répertoriés jusqu'en 2014 selon le rapport « *Evaluation of Safety Measures of a Hydrogen Fuelling Station Using Physical Modelling* »⁹⁷ et « *Automotive hydrogen fuelling stations : An international review* »⁹⁸. On peut néanmoins noter des questionnements relatifs aux incertitudes de ces estimations⁹⁹.

III Hydrogen_Refueling_Stations_Safety_and_Sustainability

https://www.researchgate.net/publication/335586786_Hydrogen_Refueling_Stations_Safety_and_Sustainability

IV Contrairement à une idée reçue l'accident du zeppelin Hindenburg de 1937 l'hydrogène n'a pas explosé sa coque a pris feu en touchant le mât d'amarrage, certainement sous l'effet d'orages électriques.

https://www.herodote.net/6_mai_1937-evenement-19370506.php

V <http://www.Aphypac.org/newsletter/89/actualites-internationales-345/> et

<https://nelhydrogen.com/assets/uploads/2019/06/2019-06-28-Nel-ASA-Kjorbo-press-conference.pdf>.

Annexe 7. Liste des personnes entendues

Membres du groupe de travail

Coordinateur

Marc Florette (Académie des technologies)

Corédacteurs

Bernard Tardieu (Académie des technologies)

Dominique Vignon (Académie des technologies)

Franck Quatrehomme (Expert auprès de l'académie)

Gérard Grunblatt (Académie des technologies)

Isabelle Moretti (Académie des technologies)

Jean-Pierre Chevalier (Académie des technologies)

Patrick Ledermann (Académie des technologies)

Membres

Bernard Estève (Académie des technologies)

Olivier Appert (Académie des technologies)

Pierre-René Bauquis (Expert auprès de l'académie)

Wolf Gehrish (Académie des technologies)

Personnes auditées par le Pôle énergie ou en séance thématique de l'Académie ou Fondation de l'Académie des technologies

- Paul Lucchese, Capenergies « Le rôle de l'hydrogène dans la transition énergétique – Systèmes énergétiques intelligents et mobilité »
- Cédric Philibert, IEA « Renewable Energy for Industry »
- Étienne Briere, directeur des programmes R&D ENR, Stockage et Environnement, EDF R&D et Mathieu Marrony, group manager Low Carbon hydrogen Systems, European Institute for Energy Research « L'hydrogène décarboné, acteur de la transition énergétique et écologique »
- Fabien Auaprêtre, directeur technique AREVA H2Gen « Électrolyse de l'eau, une brique technologique au service de la transition énergétique »
- Claude Heller, directeur des programmes de R&D Air Liquide « Strategy of Global Hydrogen mobility deployment »
- Georges Sapy, expert indépendant électricité « Les limites du stockage de l'électricité »

- François Le Naour, CEA LITEN « Stratégie de déploiement de l'hydrogène en France – Marchés et technologies »
- Jean-Paul Reich, ancien directeur scientifique de ENGIE « Chaîne de valeur de l'hydrogène et filières industrielles vues du point de vue d'un producteur d'hydrogène par électrolyse de l'eau »
- Nicolas Bardi, co-fondateur et président de Sylfen « L'hydrogène, facilitateur de la transition énergétique du bâtiment au territoire, une filière industrielle stratégique »
- Philippe Boucly, président de l'Afhyac (Association française pour l'hydrogène et les piles à combustible) « Filière hydrogène France : le moment est venu de changer d'échelle »
- Jean-Pierre Ponsard, directeur de recherche émérite École Polytechnique – CREST Directeur de la chaire Énergie et Prospérité « Politiques Publiques et Économie de l'hydrogène »
- Pascal Mauberger, président-directeur général de McPhy « Les grosses plateformes d'électrolyse sont désormais capables de concurrencer le reformage à la vapeur de gaz naturel pour produire de l'hydrogène propre, au service de la transition écologique »
- Philippe Lamoine, VP Engineering Symbio « Mobilité hydrogène, déploiement et enjeux »
- Fabio Ferrari, directeur technique de Symbio
- Jean-Michel Amaré, président fondateur de Ataway « Hydrogen solutions for a smarter life »
- Alain Lunati, directeur général société SP3H
- Jean-Pierre Burzynski, directeur IFP Énergies nouvelles et François Kalaydjian, Director Economics & Technology Intelligence, « Technologies de fabrication de carburants de synthèse ex biomasse y compris ceux faisant appel à H₂/CO₂ »
- Norbert Lartigue, société SP3H « Hydrogène et transition énergétique »
- Isabelle Moretti, Engie « L'hydrogène naturel Où le produit-on aujourd'hui ? Questions sur les conditions géologiques favorables et perspectives »
- Pierre-René Bauquis, expert auprès de l'académie
- Prof Dr Gerald Linke, CEO DVGW, German Gas and Water Association « Energy Transition and emission reduction with gases »
- Max Julius Hadrich, institut Fraunhofer « Perspectives allemandes sur l'hydrogène »

Annexe 8. Glossaire

Ademe	Agence de la transition écologique anciennement « Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'Energie »
Ancre	Alliance Nationale de Coordination de la Recherche pour l'Energie
AIE – IEA	Agence Internationale de l'Energie – International Energy Association
Aphypac	Association Française pour l'Hydrogène et les Piles à Combustible
Arenh	Accès régulé à l'électricité nucléaire historique
ATR autothermique	Le reformage autothermique (ATR) est un procédé de production de gaz de synthèse à partir de l'oxydation partielle d'une charge d'hydrocarbures avec de l'oxygène et de la vapeur sur un lit de reformage catalytique
Boil off	Gaz issu de l'évaporation d'une substance liquéfiée
BoP	<i>Balance of Plant</i> – C'est un terme généralement utilisé dans le contexte de l'ingénierie énergétique pour désigner tous les composants et systèmes auxiliaires nécessaires au fonctionnement, autres que le cœur de l'unité de production elle-même. Il peut s'agir de transformateurs, d'onduleurs, de structures de support, etc. Par extension il s'agit de tous les auxiliaires mécaniques, électriques, électroniques.
BTU	<i>British Thermal Unit</i>
CCS	<i>Carbon Capture and Storage</i> traduit en CSC, Capture Stockage du carbone
CCUS	<i>Carbon Capture usage and Storage</i> traduit en Capture Stockage et Utilisation du Carbone
CEA	Commissariat à l'énergie atomique et aux énergies alternatives
CHP	<i>Combined Heat and Power</i> - Cogénération chaleur et électricité
DRI	<i>Direct reduced iron</i>
ENSOSP	Ecole Nationale Supérieure des Officiers de Sapeurs-Pompiers
EnR	Energie renouvelable (le plus souvent solaire ou éolien)
EPR	<i>European Pressurised Reactor</i>
EU-ETS	Système communautaire d'échange de quotas d'émission. En anglais Emission Trading Scheme. https://fr.wikipedia.org/wiki/syst%C3%A8me_communautaire_d%27%C3%A9change_de_quotas_d%27%C3%A9mission
GERG	Groupement Européen de la Recherche sur le Gaz
GES	Gaz à effet de serre
GRHYD	Gestion des Réseaux par l'injection d'Hydrogène pour Décarboner les énergies.
IFPen	IFP Energies nouvelles
Isterre	Institut des Sciences de la Terre
IPGP	Institut de physique du globe de Paris
Ineris	Institut national de l'environnement industriel et des risques
IPHE	International Partnership for Hydrogen and Fuel Cells in the Economy
LCOE	<i>Leveraged Cost of Electricity</i> traduit en Coût de production d'électricité actualisé

PEM	<i>Proton Exchange Membrane</i> traduit en Membrane Échangeuse de Protons
PCI	Pouvoir Calorifique Inférieur
PCS	Pouvoir calorifique supérieur
Plan national hydrogène	Plan national de déploiement hydrogène 2018 présenté par le gouvernement le 1er juin 2018 dit parfois Plan Hulot.
R&D	Recherche et développement
SMR	<i>Steam Méthane Reforming</i> traduit en Reformage du méthane à la vapeur – SMR
PAC	Pile à Combustible
PCFC	<i>Protonic ceramic fuel cell</i>
Royal Society	Société Royale (académie) du Royaume-Uni
SOEC	Solid Oxide Electrolyser Cell
STEP	Station de Transfert d'Énergie par Pompage
TRL	<i>Technology Readiness Level</i> traduit en « niveau de maturité technologique » https://fr.wikipedia.org/wiki/Technology_readiness_level
Turpe	Tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité
UPPA	Université de Pau et des pays de l'Adour
WGSR	Réaction du gaz à l'eau ou Water Gas Shift Reaction
ZNI	Zones non interconnectées

Annexe 9. Références

- 1 Reginald H. Garrett, Charles M. Grisham et B. Lubochinsky (trad. Bernard Lubochinsky), Biochimie, Paris, De Boeck Université, 2000.
 - 2 Moretti, I. 2019, H2: Energy vector or source? L'actualité chimique n° 442, July-August 2019, p 15-16. <http://www.lactualitechimique.org/numero/442>
 - 3 Markets and Markets™ Inc. - Hydrogen Generation Market by Generation, Application (Petroleum Refinery, Ammonia Production, Methanol Production, Transportation, Power Generation), Technology (Steam Reforming, Water Electrolysis, & Others), Storage, and Region - Global Forecast to 2023
 - 4 Rapport AIE - Le futur de l'hydrogène - juin 2019.
 - 5 Communiqué de presse Air liquide <https://fr.media.airliquide.com/actualites/air-liquide-investit-dans-la-plus-grande-unite-deelectrolyse-a-membrane-du-monde-pour-developper-sa-production-dhydrogene-decarbone-0062-1ba6d.html>. Air Liquide a pris début 2019 une participation dans l'équipementier nord-américain Hydrogenics qui fournit des électrolyseurs et piles à combustible.
 - 6 Fuel Cell Vehicle Cost Analysis - Etude pour le DOE de l'Argonne National Laboratory et le National Renewable Energy Laboratory
https://www.hydrogen.energy.gov/pdfs/review19/plenary_fuel_cell_papageorgopoulos_2019.pdf
 - 7 Anna Creti, Alena Kotelnikova, Guy Meunier, Jean-Pierre Ponsard. A cost benefit analysis of fuel cell electric vehicles. [Research Report] -. 2015. <hal-01116997>
 - 8 <https://hype.taxi/>
 - 9 Hydrogen Production via Steam Reforming with CO2 Capture - Guido Collodi - Foster Wheeler - Via Caboto 1, 20094 Corsico – Milan - Italy
 - 10 D'après un article d'Amanda Doyle dans « The Chemical Engineer », 16th April 2018, <https://www.thechemicalengineer.com/news/australian-coal-to-hydrogen-plant-will-fuel-japan-s-green-economy>.
 - 11 <https://www.chiyodacorp.com/en/>
 - 12 Étude portant sur l'hydrogène et la méthanation comme procédé de valorisation de l'électricité excédentaire – Commande par l'Ademe, GRTGas et GRDF – Réalisation par EE-Consultant, Hespul et Solagro – Septembre 2014.
 - 13 Natural gas pipelines for hydrogen transportation – Laurent Bedel & Michel Junker – Alpheia hydrogène - 2006
 - 14 Hydrogen Analysis Resource Center – 2019
 - 15 Kawasaki Completes Installation of Liquefied Hydrogen Storage Tank – 9 mars 2020 - https://global.kawasaki.com/en/corp/newsroom/news/detail/?f=20200309_3090
 - 16 GERG – Launch of the THyGA project - www.gerg.eu/wp-content/uploads/2020/01/THY_WP6_002_Press-release_01.pdf
- HYReady : <https://www.gerg.eu/media-centre/publications>

17 Le stockage solide de l'hydrogène au service des énergies renouvelables CNRS Patricia de Rango, Daniel Fruchart, Philippe Marty. 2011 - http://www.cnrs.fr/publications/imagesdelaphysique/couv-PDF/IdP2011/13_De_Rango.pdf

18 *ibid.*

19 Site Internet McPhy <https://mcphy.com/fr/nos-produits-et-solutions/solution-de-stockage>

20 Gas Technology Institute [Foh et al., 1979]

21 Lopez-Lazaro C., P. Bachau, I. Moretti, N. Ferrando, 2019, Hydrogen solubility in aqueous NaCl solutions : from molecular simulation to equation of state. BSGF, doi.org/10.1051/bsgf/2019008.

22 Les stockages souterrains d'énergie dans le contexte de la transition énergétique - Philippe Gombert, Mehdi Ghoreychi, Franz Lahaie, Romuald Salmon et Alain Thoraval – Ineris – 2018

23 Y a-t-il une place pour l'hydrogène dans la transition énergétique ?- Etienne Beeker - France Stratégie - 2014

24 http://www.aphypac.org/documents/tout-savoir/fiche_7.1_inflammabilite_explosivite_rev_fev_2015_ineris_bwe_pm.pdf et http://www.Aphypac.org/documents/tout-savoir/fiche_7.2_s_curit_transport_stockage_utilisation_rev.mars_2015_pm_bw.pdf

25 Guide d'information sur les risques et les mesures de sécurité liés à la production décentralisée d'hydrogène <https://www.ademe.fr/guide-dinformation-risques-mesures-securite-lies-a-production-decentralisee-dhydrogene> et Guide d'information sur la sécurité des véhicules à hydrogène et des stations-service de distribution d'hydrogène <https://www.ademe.fr/sites/default/files/assets/documents/guide-securite-h2-vehicules-station-service-8506.pdf>

26 PNR for safety of hydrogen driven vehicles and transport through tunnels and similar confined spaces 03/19 - 02/22 - <https://bit.ly/3cQbM9R>

27 http://www.aphypac.org/documents/publications/colloques/Point_r_%C3%A9glementation_JH2_Nantes_cor.pdf

28 <https://www.legifrance.gouv.fr/eli/arrete/2018/10/22/TREP1816561A/jo/texte>

29 Guide d'information sur la sécurité des véhicules à hydrogène et des stations-service de distribution d'hydrogène <https://www.ademe.fr/sites/default/files/assets/documents/guide-securite-h2-vehicules-station-service-8506.pdf>

30 Hydrogen Fuel Cell Electric Vehicle Tunnel Safety Study – Sandia Laboratories – 2017

31 Hosseini S.E. *et al.*, Hydrogen production from renewable and sustainable energy resources: Promising green energy carrier for clean development, Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2016, <http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2015.12.112>

32 The Future of Hydrogen, Seizing today's opportunities, International Energy Agency, June 2019, <https://webstore.iea.org/the-future-of-hydrogen>

-
- 33 Buttler A. et al., Current status of water electrolysis for energy storage, grid balancing and sector coupling via power-to-gas and power-to-liquids: A review, Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2018, <http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2017.09.003>
- 34 [Le coût de production de l'électricité nucléaire](#), actualisation 2014, Cour des comptes.
- 35 SFEN, [Les coûts de production du parc nucléaire français](#)
- 36 [Le soutien aux énergies renouvelables](#), Cour des comptes, mars 2018
- 37 Commission 26/07/2019 C(2019) 5498 Lettre au ministère français des affaires étrangères autorisant des aides d'Etat pour des champs éoliens au large des côtes françaises cité à <https://www.actu-environnement.com/media/pdf/news-33988-decision-tarif-achat-eolien-mer.pdf>
- 38 Schmidt O. et al., Future cost and performance of water electrolysis: An expert elicitation study, International Journal of Hydrogen Energy, 2017, <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2017.10.045>
- 39 Vijayagopal et al., Fuel cell powered vehicles: an analysis of how technology progress affects the technical and economic feasibility, https://www.autonomie.net/pdfs/ANL%202017_07%20Fuel%20Cell%20Powered%20Vehicles%20Analysis%20Report.pdf.
- 40 http://hyunder.eu/wp-content/uploads/2016/01/D8.1_HyUnder-Executive-Summary.pdf.
- 41 IEA – The future of Hydrogen. Référence citée en 32.
- 42 IEA – The future of Hydrogen. Référence citée en 32.
- 43 https://www.hydrogen.energy.gov/pdfs/16011_h2_delivery_cost_2015.pdf
- 44 La valeur de l'action pour le climat – Fance Stratégie – février 2019
- 45 Plan de déploiement de l'hydrogène pour la transition énergétique, Ministère de la transition écologique et solidaire, juin 2018.
- 46 Brynolf et al., Electrofuels for the transport sector: A review of production costs, Renewable and sustainable energy reviews, 2018.
- 47 RTE, bilan électrique 2018.
- 48 <https://www.rte-france.com/fr/eco2mix/eco2mix-co2>
- 49 Développons l'hydrogène pour l'économie française – Afhy pac - 2018
- 50 L'hydrogène une réalité dans les territoires, rapport Aphy pac, 2017.
- 51 Fulcheri et Schwob, 1994, From methane to hydrogen, black carbon and water; International journal of Hydrogen energy, vol 20, n 3, pp 197-202.
- 52 Gazprom - En route vers 2050 - opportunités pour l'Union européenne - document de consultation – juin 2018
- 53 Larin N, Zgonnik V, Rodina S, Deville E, Prinzhofer A, Larin VN. 2014. Natural Molecular Hydrogen Seepage Associated with Surficial, Rounded Depressions on the European Craton in Russia. Natural Resources Research 24 (3):369–83

-
- Zgonnik V., Beaumont V., Deville E., Larin N., Pillot D. and Farrell K. (2015) - Evidences for natural hydrogen seepages associated with rounded subsident structures: the Carolina bays (Northern Carolina, États-Unis). Prog. Earth Planet. Sci. 2, 31. <https://doi.org/10.1186/s40645-015-0062-5>
- 54 Prinzhofer, A., Cissé, C. S. T., & Diallo, A. B. (2018). Discovery of a large accumulation of natural hydrogen in Bourakebouguou (Mali). International Journal of Hydrogen Energy
- 55 Prinzhofer, A., I Moretti, J Françolin, C. Pacheco, A. D'Agostino, J. Werly, F. Rupin, 2019, Natural hydrogen continuous emission from sedimentary basins: The example of a Brazilian H₂-emitting structure, Internat. Journal of Hydrogen Energy, <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2019.01.119>.
- 56 Larin, N., Zgonnik, V., Rodina, S., Deville, E., Prinzhofer, A. and Larin, V., 2014. Natural molecular hydrogen seepage associated with surficial rounded depressions on the European craton in Russia. Natural Resources Res., 24, 369-383.
- 57 Lopez-Lazaro C., P. Bachau, I. Moretti, N. Ferrando, (2019), Hydrogen solubility in aqueous NaCl solutions: from molecular simulation to equation of state. BSGF, doi.org/10.1051/bsgf/2019008.
- 58 Natural Hydrogen Energy Llc <http://nh2e.com/>
- 59 Brunet F (2019) Hydrothermal Production of H₂ and Magnetite From Steel Slags: A Geo-Inspired Approach Based on Olivine Serpentinization. Front. Earth Sci. 7:17. doi: 10.3389/feart.2019.00017
- 60 https://www.ecologique-solidaire.gouv.fr/sites/default/files/2018.06.01_dp_plan_deploiement_hydrogene_0.pdf
- 61 <https://www.ecologique-solidaire.gouv.fr/nicolas-hulot-annonce-plan-deploiement-lhydrogene-transition-energetique>
- 62 Dupont et 3M (États-Unis), Asahi Glass Chemicals et Asahi Kasei (Japon), Dongyue (Chine) et Solvay(Europe)
- 63 <http://www.biofuelsdigest.com/bdigest/tag/spain/>
- 64 The future of hydrogen – IEA – June 2019
<https://www.iea.org/publications/reports/thefutureofhydrogen>
- 65 Gazprom – Bluefuel – 2018 / Issue 49 - Special Focus: Climate Pathways to 2050
- 66 ISO/TR 15916 - Considérations fondamentales pour la sécurité des systèmes à l'hydrogène - 2015
- 67 Jean-Claude Guibet, Carburants et moteurs : technologies, énergie, environnement ; Publications de l'Institut français du pétrole, vol. 2, Technip, 1997, 830 p. (ISBN 2-7108-0704-1) - Réf. Wikipedia.
- 68 Cité par l'Ademe dans le Guide d'information sur les risques et les mesures de sécurité liés à la production décentralisée d'hydrogène – Juin 2015 – En partenariat avec l'INERIS
- 69 Ce résumé est inspiré du document d'origine hollandaise « Overview of hydrogen and fuel cell developments in China » - By Holland Innovation Network China Bente Verheul - January 2019
<https://www.rvo.nl/sites/default/files/2019/03/Overview-of-Hydrogen-and-Fuel-Cell-Developments-in-China.pdf> et du résumé du White Paper de la Chinese Energy Alliance effectué par EDF en juillet 2019.
- 70 IEA statistics - Share of Total Final Consumption (TFC) by sector - China, People's Republic of 2016

-
- 71 Foshan China 2018-08-30
- 72 <https://www.energy.gov/sites/prod/files/2019/02/f59/fcto-h2-at-scale-handout-2018.pdf>
- 73 https://afdc.energy.gov/fuels/hydrogen_production.html
- 74 <https://www.energy.gov/eere/fuelcells/fact-month-may-2018-10-million-metric-tons-hydrogen-produced-annually-united-states>
- 75 <https://www.californiahydrogen.org/resources/hydrogen-faq/#S3>. Une carte interactive à jour des bornes de recharge à hydrogène déployées en Californie est accessible à : <http://cafcp.org/stationmap>
- 76 *ibid.*
- 77 <https://en.media.airliquide.com/news/air-liquide-to-build-first-world-scale-liquid-hydrogen-production-plant-dedicated-to-the-supply-of-hydrogen-energy-markets-1cde-56033.html>
- 78 <http://www.airproducts.com/Company/news-center/2019/01/0107-air-products-to-build-second-liquid-hydrogen-productions-facility-in-california.aspx>
- 79 <https://www.terrestrialenergy.com/2018/09/terrestrial-energy-USA-partners-with-leading-energy-company-national-labs-to-produce-economical-clean-hydrogen-with-generation-iv-nuclear-energy/>
- 80 <https://www.gasworld.com/hypersolar-to-build-production-pilot-plant/2015910.article>
- 81 Basic Hydrogen Strategy – December 26, 2017 - Ministerial Council on Renewable Energy, Hydrogen and Related Issues.
- 82 Monica Nagashima, « Japan'Hydrogen Strategy and its Economic and Geopolitical implication », Etudes de l'Ifri, Ifri, October 2018.
- 83 Y. Shibta, "Is Power to Gas feasible in Japan", Institute of Energy Economics Japan, January 2016, available at: <https://enen.iej.or.jp/data/6549.pdf>
- 84 The National Hydrogen Strategy - https://www.bmbf.de/files/bmwi_Nationale%20Wasserstoffstrategie_Eng_s01.pdf
- 85 <http://publica.fraunhofer.de/dokumente/N-110225.html> - Hebling, M. Ragwitz, T. Fleiter, U. Groos, D. Härle, A. Held, M. Jahn, N. Müller, T. Pfeifer, P. Plötz, O. Ranzmeyer, A. Schaadt, F. Sensfuß, T. Smolinka, M. Wietschel, Oktober 2019
- 86 BMU Positionspapier Markthochlauf für eine grüne Wasserstoffwirtschaft, February 2020, <https://g8fip1kplyr33r3krz5b97d1-wpengine.netdna-ssl.com/wp-content/uploads/2020/02/hydro-strat-DE-BMU.pdf> - Document du ministère de l'écologie concernant l'économie de l'hydrogène
- 87 Wirtschaftsrat_Kurzbewertung Wasserstoffstrategie (une brève analyse), February 2020, [https://www.wirtschaftsrat.de/wirtschaftsrat.nsf/id/kurzanalyse--entwurf-nationale-wasserstoffstrategie-de/\\$file/Kurzbewertung%20Wasserstoffstrategie.pdf](https://www.wirtschaftsrat.de/wirtschaftsrat.nsf/id/kurzanalyse--entwurf-nationale-wasserstoffstrategie-de/$file/Kurzbewertung%20Wasserstoffstrategie.pdf) - [https://www.wirtschaftsrat.de/wirtschaftsrat.nsf/id/kurzanalyse--entwurf-nationale-wasserstoffstrategie-de/\\$file/Kurzbewertung%20Wasserstoffstrategie.pdf](https://www.wirtschaftsrat.de/wirtschaftsrat.nsf/id/kurzanalyse--entwurf-nationale-wasserstoffstrategie-de/$file/Kurzbewertung%20Wasserstoffstrategie.pdf)

-
- 88 Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland, September 2017, https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/B/berichtsmodul-1-hintergrund-szenarioarchitektur-und-uebergeordnete-rahmenparameter.pdf?__blob=publicationFile&v=4
- 89 Leitstudie Strommarkt, July 2015, https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/leitstudie-strommarkt_analyse-ausgewaehlter-einflussfaktoren-auf-den-marktwert-erneuerbarer-energien.pdf?__blob=publicationFile&v=5
- 90 Shell hydrogen study energy of the future? Sustainable Mobility through Fuel Cells and H2, Hamburg 2017, <https://www.shell.de/medien/shell-publikationen/shell-hydrogen-study.html>
https://www.shell.de/medien/shell-publikationen/shell-hydrogen-study/_jcr_content/par/toptasks_e705.stream/1497968967778/1c581c203c88bea74d07c3e3855cf8a4f90d587e/shell-hydrogen-study.pdf
- 91 Interaktion EE-Strom, Wärme und Verkehr, September 2015, https://www.energie.fraunhofer.de/content/dam/energie/de/documents/01_PDF_PI/151008_IWES_PDF_sektoruebergreifende_Energiewende_2.pdf
- 92 Studie IndWEDe Industrialisierung der Wasserelektrolyse in Deutschland: Chancen und Herausforderungen für nachhaltigen Wasserstoff für Verkehr, Strom und Wärme, Berlin 2018, http://publica.fraunhofer.de/eprints/urn_nbn_de_0011-n-5194940.pdf
- 93 Boston Consulting Group: Klimapfade für Deutschland, January 2018, https://www.zvei.org/fileadmin/user_upload/Presse_und_Medien/Publikationen/2018/Januar/Klimapfade_fuer_Deutschland_BDI-Studie_/Klimapfade-fuer-Deutschland-BDI-Studie-12-01-2018.pdf
- 94 Address by President Moon Jae-in at United Nations Climate Action Summit, September 2019, <https://english1.president.go.kr/BriefingSpeeches/Speeches/662>
- 95 South Korea Formally Enters the Race to Become the First Hydrogen-Powered Society, November 2019, <https://m.energytrend.com/news/view/15669.html>
- 96 South Korea's Hydrogen Energy Initiative, December 2019, <https://www.jdsupra.com/legalnews/south-korea-s-hydrogen-energy-initiative-74605/>
- 97 *ibid.*
- 98 Automotive hydrogen fuelling stations: An international review, Jasem Alazemi, John Andrews, August 2015, Elsevier, <http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2015.03.085>
- 99 Evaluating uncertainty in accident rate estimation at hydrogen refueling station using time correlation model, Mahesh Kodoth, Shu Aoyama, Junji Sakamoto, Naoya Kasai, Tadahiro Shibusani, Atsumi Miyake, Elsevier, Science Direct, November 2018, <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360319918334384/pdf?md5=a6aac9bfe6478f70386af03a98c0b122&pid=1-s2.0-S0360319918334384-main.pdf>