



Y a-t-il une place pour l'hydrogène dans la transition énergétique ?

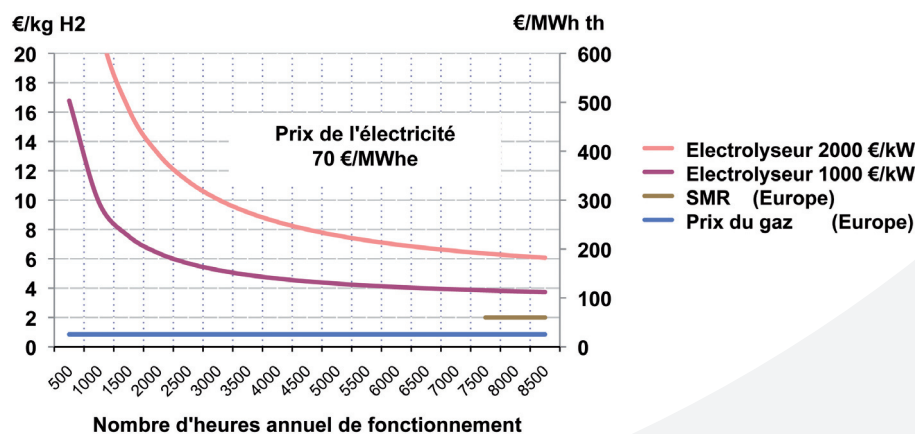
Étienne Beeker*

Malgré les traces que l'incendie du zeppelin Hindenburg en 1937 a laissées dans les mémoires, l'hydrogène continue de bénéficier d'une aura exceptionnelle. Sa combustion ne générant que de l'eau pure, il est perçu comme « propre » et comme pouvant remplacer les hydrocarbures à terme. L'Allemagne mise sur l'hydrogène pour stocker les quantités massives d'énergies renouvelables (ENR) intermittentes de son *Energiewende*. La question de la transposition de cette approche à la transition énergétique en France est parfois posée.

La réponse apportée ici est plus que prudente. L'hydrogène n'est produit aujourd'hui qu'à des fins industrielles et selon un procédé émissif en CO₂. Générer de l'hydrogène-énergie décarboné est techniquement possible grâce à l'électrolyse de l'eau, mais avec un rendement médiocre et des coûts élevés. L'utiliser pour valoriser de l'énergie renouvelable excédentaire risque de renchérir encore le prix de l'électricité. Le véhicule à hydrogène soulève beaucoup d'enthousiasme outre-Rhin, mais ne semble pas en mesure de concurrencer les véhicules thermiques ni même électriques avant longtemps, les piles à combustible (PAC) manquant de maturité. Le déploiement d'une infrastructure de distribution serait de plus d'un coût considérable.

Il est ainsi proposé de poursuivre la R&D sur les électrolyseurs et les piles à combustible avant d'envisager un déploiement effectif ou expérimental. L'évaluation de l'impact de solutions hydrogène doit entre autres prendre en compte les conséquences économiques sur les autres filières (gaz, électricité, carburants) et les enjeux de sûreté.

COÛTS DE LA PRODUCTION D'HYDROGÈNE



* Département Développement durable

ENJEUX

Des projets reposant sur l'utilisation de l'hydrogène font régulièrement surface, généralement suscités par les crises pétrolières. En effet, il pourra remplacer les hydrocarbures (production d'électricité, mobilité, chauffage, etc.) quand les ressources seront épuisées ou s'il s'impose économiquement pour lutter contre le changement climatique.

De plus, sa capacité à être produit et consommé localement grâce à des parcs éoliens ou solaires a permis l'éclosion de nombreuses expérimentations, en particulier en Allemagne, tant dans le stockage d'énergie que dans la mobilité « décarbonée ». C'est la raison pour laquelle son utilisation en France dans le cadre de la transition énergétique est parfois défendue, d'autant qu'il favoriserait une nouvelle gouvernance territoriale de l'énergie¹. De grands acteurs comme Air Liquide, GDF-Suez, le CEA ou Areva, en quête de relais de croissance, ou des start-up comme McPhy cherchent déjà à se positionner.

Si le marché de l'électricité offre des espaces de rentabilité à certaines applications, c'est dans un contexte de profond dysfonctionnement qu'il faut souhaiter non pérenne. S'il se développe, l'hydrogène se retrouvera en compétition économique avec le gaz dont les réserves ont explosé à la suite de la découverte de ressources non conventionnelles², modifiant l'équation économique des solutions alternatives.

INTRODUCTION

Au XIX^e siècle, Jules Verne faisait déjà rêver avec les propriétés de l'électricité et de l'hydrogène. C'est un gaz très énergétique (2,5 fois plus que le méthane), mais avec la contrepartie d'une forte explosivité qui le rend plus difficile à manipuler et plus dangereux que le gaz naturel, une fuite pouvant tourner à la catastrophe³.

Cette note aborde les techniques de production de l'hydrogène (H₂), complétées d'une analyse économique des procédés dans une vision prospective. Ses usages, existants ou potentiels, sont ensuite passés en revue : l'industrie, le stockage d'énergie et la mobilité, dont les chances d'émerger sont évaluées.

LA PRODUCTION D'HYDROGÈNE DÉCARBONÉ RESTE D'UN COÛT ÉLEVÉ

L'hydrogène n'existant que peu à l'état naturel, il faut, avant de l'utiliser, commencer par dépenser de l'énergie pour le produire en dissociant les molécules dans lesquelles il est contenu.

La production par vaporeformage

Le vaporeformage du méthane (CH₄) est la technique de production d'hydrogène la plus utilisée, mais elle est fortement émettrice de CO₂. Cette technique, dite aussi SMR⁴, la plus simple, consiste à « casser » la molécule de méthane en présence de vapeur d'eau. Elle est sans grand intérêt énergétique car le CH₄ est déjà un combustible, et n'est destiné qu'à fournir l'industrie. Le rendement est bon (70 %), mais la réaction chimique dégage environ 10 kg de CO₂ par kg de H₂ produit. Des projets de R&D cherchent à produire de l'hydrogène décarboné par SMR associé à des techniques de capture du CO₂ (CCS)⁵.

Le coût de fabrication de l'hydrogène par SMR est compris entre 1,5 et 2,5 €/kg selon l'installation et le prix du gaz⁶. En unités de mesure énergétiques, ce coût correspond en moyenne à 50 €/MWh thermique ou encore 19 \$/MBtu⁷. Ce dernier chiffre est à comparer au prix actuel du gaz sur les marchés européens, soit environ 10 \$/MBtu⁸, ou américains, soit 4 \$/MBtu. Une éventuelle « décarbonation » du procédé augmenterait le coût de 0,5 à 1 €/kg.

1. Voir par exemple : Kalinowski L. et Pastor J.-M. (2013), *L'hydrogène : vecteur de la transition énergétique ?*, rapport de l'OPECST, 19 décembre.
2. Beeker E. (2011), « Les gaz non conventionnels : une révolution énergétique nord-américaine non sans conséquences pour l'Europe », *La note d'analyse*, n° 215, Centre d'analyse stratégique, mars.
3. Voir les caractéristiques physico-chimiques en annexe.
4. *Steam Methane Reforming*.
5. Pour « *Carbon Capture and Sequestration* ». Cette technique, qui paraissait prometteuse il y a quelques années, fait aujourd'hui face à de nombreux défis de mise en œuvre. Son coût pourrait être compris entre 50 € et 100 €/t CO₂.
6. Source : IFPEN, Air Liquide.
7. Le Btu, ou *British thermal unit*, est l'unité utilisée sur les marchés gaziers.
8. Valeur représentative moyenne du prix du gaz en Europe, début 2014. Cette valeur est en baisse depuis cette date.



L'électrolyse alcaline : une technique éprouvée mais assez coûteuse

Séparer l'hydrogène de l'oxygène, qui constituent la molécule d'eau, requiert infiniment plus d'énergie, la liaison atomique entre les deux éléments étant très forte⁹. L'électrolyse le réalise depuis plus de deux siècles au moyen d'un courant électrique circulant entre deux électrodes immergées dans un électrolyte. Avantage sur le SMR, l'hydrogène produit est très pur, hors traces éventuelles d'oxygène faciles à éliminer.

Les électrodes n'utilisent pas de métaux nobles et l'électrolyte liquide est peu cher et se renouvelle. Actuellement, le coût des électrolyseurs industriels varie, selon les sources et la taille des installations, de 1 000 €/kWe¹⁰, à 2 000 €/kWe¹¹ ; le seul espoir de voir les prix baisser serait de les produire en très grandes séries ou de jouer sur l'effet de taille des installations¹². Le rendement est compris entre 60 % et 70 %, sans que les moyens de l'améliorer soient clairement définis.

Ce type d'appareil a une densité de courant faible, une grande inertie et ne peut pas fonctionner à haute pression : autant de caractéristiques qui le rendent inadapté aux variations rapides de courant. Les réactions électrochimiques (la solution alcaline, à base de potasse, est agressive et détériore les joints par exemple) génèrent un entretien et une surveillance qui interviennent pour une part significative dans le coût.

L'électrolyse PEM : une technique prometteuse mais non mature

L'électrolyse à membranes polymères échangeuses d'ions, dite PEM¹³, fonctionne tout à fait différemment. La membrane en Nafion, un composant polymère mis au point par Dupont de Nemours dans les années 1960, est perméable aux seuls protons. Elle est recouverte de chaque côté par des couches conductrices formant les électrodes sur lesquelles sont déposées des traces de platine, un métal noble faisant office de catalyseur. Mise sous tension et alimentée à l'eau, l'installation produit d'un côté l'oxygène et, de l'autre, l'hydrogène sous pression (jusqu'à 80 bars)

- avantage important sur l'électrolyse alcaline, les coûts de compression étant élevés. Plus compacte, elle est également plus apte à suivre des variations rapides de la charge et donc au stockage d'énergie intermittente. En revanche, sa durée de vie est encore réduite (moins de deux ou trois ans), car la composition des catalyseurs se dégrade avec le temps¹⁴. Les rendements sont proches de 60 %.

Comme le relève l'Académie des sciences¹⁵, compte tenu de sa rareté, la disponibilité du platine peut être un obstacle à un développement généralisé. Le coût des électrolyseurs PEM est encore supérieur à 2 500 €/kWe¹⁶ et une baisse des coûts est conditionnée à la découverte de substituts aux métaux nobles utilisés, encore imprévisible, et à un effet de série, qui restera vraisemblablement limité.

Les procédés encore au stade de la R&D

Certains procédés apparaissent prometteurs, tels ceux à base de membrane céramique (CERAPEM) ou à base d'électrolytes alcalins solides, qui auraient l'intérêt de combiner les avantages des deux technologies décrites ci-dessus. L'électrolyse à haute température en phase vapeur (HTE), expérimentée au Commissariat à l'énergie atomique et aux énergies alternatives (CEA), est plus efficace sur le papier que l'électrolyse à température ambiante puisqu'une partie de l'énergie nécessaire à la réaction est apportée *via* la chaleur, qui peut être cogénérée. Cependant, la stabilité nécessaire de la température de fonctionnement n'est pas compatible avec les variations de puissance, et les éléments constitutifs ont pour l'instant des durées de vie encore trop courtes.

Coût de production par l'électrolyse

Le coût de l'hydrogène produit par électrolyse dépend du Capex (Capital expenditure - coût d'investissement en capital) des électrolyseurs, de la durée d'utilisation, mais surtout du prix de l'électricité (réseau compris), qui, divisé par le rendement, forme la part variable du coût de l'hydrogène produit par électrolyse. Les électrolyseurs étant des équipements capitalistiques, plus longues seront les durées d'utilisation, meilleure sera leur rentabilité.

9. Ce qui explique pourquoi l'eau est une molécule très stable et, d'une certaine manière, un déchet provenant d'une association ancienne d'oxygène et d'hydrogène, comme le CO₂ l'est avec le carbone.

10. Source : CEA, Air Liquide, McPhy ; l'Étude sur le potentiel du stockage d'énergies – ADEME-ATEE-DGCIS, octobre 2013 – retient 1 400 €/kWe.

11. kWe : kW électrique, à différencier des kW thermiques parfois notés kWth. Le passage des kWth aux kWe induit des pertes de rendement de Carnot souvent supérieures à 50 %. Cette précision prend tout son sens dans la mesure où l'hydrogène s'apparente à un vecteur thermique et non électrique.

12. Comme pour de nombreuses installations industrielles, le coût unitaire de production diminue avec leur taille.

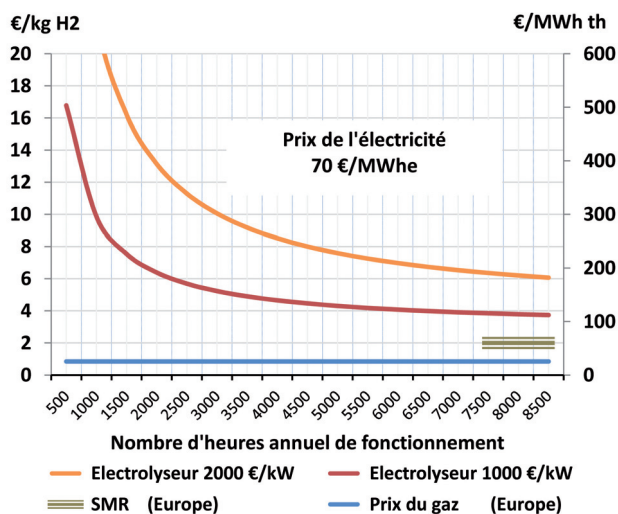
13. Proton Exchanger Membrane.

14. Pour économiser la matière en augmentant leur surface active, les grains de platine ont un diamètre de quelques µm. Mais avec le temps ils s'agrègent par coalescence, diminuant ainsi le rendement de la membrane.

15. Comité de prospective en énergie (2012), *La recherche scientifique face aux défis de l'énergie*, Académie des sciences, rapport adopté en séance plénière le 25 septembre 2012.

16. Source : Étude sur le potentiel du stockage d'énergies, op. cit.

COÛTS DE LA PRODUCTION D'HYDROGÈNE



Le graphique ci-dessus synthétise les résultats obtenus avec un prix moyen du MWh électrique de 70 €. Le coût de production est donné sur l'axe vertical gauche en €/kg (hydrogène industriel) pour une comparaison avec le SMR, et sur l'axe de droite en €/MWh pour une comparaison avec les autres énergies, en particulier le gaz naturel.

En annexe sont imaginés quelques scénarios faisant varier les principaux paramètres : coûts d'investissement actuel et futur, conditions d'utilisation en base ou de manière intermittente. Même avec un fonctionnement en continu et les hypothèses les plus optimistes - qui ne seront pas atteintes avant de nombreuses années -, le coût de production de l'hydrogène par électrolyse reste environ deux fois plus élevé que le SMR (3,7 €/kg contre 1,5 € à 2,5 €/kg). Avec de l'électricité provenant de sources intermittentes, ce coût est de trois à huit fois plus élevé (6,1 € à 12,2 €/kg). Aux conditions actuelles, de l'hydrogène produit par une éolienne dédiée à l'électrolyse reviendrait à plus de 500 €/MWh, soit plus de vingt fois le prix du gaz naturel en Europe (cinquante fois aux États-Unis).

L'électrolyse n'apparaît donc jamais comme pouvant être compétitive avec le SMR, à moins que le prix du gaz naturel ne quintuple en Europe (bien plus aux États-Unis), voire ne décuple si les coûts de réseau sont intégrés. Mais dans le même temps le prix de l'électricité doit rester stable, ce qui apparaît peu probable car les prix des différentes énergies ont montré qu'ils étaient couplés (l'électricité étant un vecteur énergétique polyvalent, en cas de renchérissement des autres énergies, son prix augmenterait également sous l'effet d'un accroissement de la demande par report d'autres usages).

LES USAGES INDUSTRIELS DE L'HYDROGÈNE

Les quelque 600 milliards de m³ d'H₂ produits chaque année dans le monde sont destinés pour près de 44 % au raffinage du pétrole - pour la conversion des bruts lourds et la désulfuration de l'essence et du gazole - et à la production d'ammoniac (environ 38 %). Le reste est utilisé dans la fabrication de produits chimiques comme le méthanol, les amines, l'eau oxygénée, etc. Sa production repose à 95 % environ sur le vaporeformage du méthane (CH₄) et, pour les 5 % restants, est obtenue par électrolyse de l'eau, quand une grande pureté de l'hydrogène généré est requise¹⁷.

Le « dopage » des biocarburants grâce à l'hydrogène n'est pas abordé dans cette note, mais serait susceptible de figurer dans cette partie car il peut être assimilé à une activité de raffinage.

La valeur de l'hydrogène industriel se révèle donc bien supérieure à celle de l'hydrogène-énergie. Le SMR étant une technologie émettrice de CO₂, il semblerait intéressant de le remplacer par l'électrolyse, mais les prix respectifs du gaz, du CO₂, de l'électricité ne le permettent visiblement pas. Le signal annonçant un début de rentabilité de l'hydrogène-énergie pourrait donc être la substitution de l'électrolyse au SMR dans l'industrie.

HYDROGÈNE-ÉNERGIE : LE STOCKAGE DE L'ÉLECTRICITÉ

Le développement très significatif de moyens de production intermittente imposé par la directive européenne de 2008 (dite 3 x 20 %) a réactivé depuis peu la recherche pour de nouvelles solutions de stockage de l'électricité. Si les stations de pompage hydrauliques (STEP) s'avèrent les plus intéressantes d'un point de vue économique, leur développement est contraint par les emplacements disponibles. Le stockage électrochimique reste encore extrêmement onéreux et limité à quelques utilisations spécifiques. L'hydrogène apparaît ainsi parfois comme la réponse à cette épineuse question. L'Allemagne en particulier, confrontée aux défis techniques colossaux posés par son *Energiewende*¹⁸, cherche à tirer profit de son savoir-faire dans le secteur de la chimie.

17. Source : Air Liquide, IFPEN, rapport OPECST.

18. Voir Beeker E. (2012), « La transition énergétique allemande est-elle soutenable ? », *La note d'analyse*, n° 281, Centre d'analyse stratégique, septembre.



Le Power-to-gas

Le système de stockage le plus simple, le *power-to-gas*, consiste à injecter directement l'hydrogène produit dans les réseaux de gaz à raison de quelques pour-cent, ce qui est techniquement possible, même si les propriétés physico-chimiques et calorifiques du gaz naturel sont altérées. GDF-Suez prévoit d'injecter 20 à 35 TWh d'hydrogène par an dans ses réseaux à l'horizon 2030-2050, soit 5 % à 10 % de la consommation française de gaz. L'électricité proviendrait d'ENR, principalement éoliennes, dans le cadre de scénarios de développement de ces énergies très volontaristes induisant une production excédentaire.

En raison de son coût, le stockage énergétique *via* l'hydrogène dans le réseau de gaz n'apparaît pas pertinent à un horizon prévisible. En effet, le graphique *supra* montre qu'avec des hypothèses optimistes de, par exemple, 1 000 heures de production par an (soit environ 50 % de la production totale d'une éolienne), l'hydrogène produit est plus de dix fois plus cher que le gaz en Europe (vingt-cinq fois plus cher qu'aux États-Unis), et ce coût explose si la durée diminue, ce qui exclut l'idée de vouloir récupérer les traces de production excédentaire. Une étude d'Air Liquide¹⁹ aboutit à des estimations similaires et conclut que l'hydrogène ne peut être compétitif avec les autres solutions de stockage (batteries, air comprimé, etc.) que si le Capex des électrolyseurs baisse drastiquement et que, parallèlement, les besoins de flexibilité du système électrique s'accroissent fortement.

Certaines études attribuent un coût nul à l'électricité excédentaire au motif qu'elle serait sinon perdue. Cette vision est parcellaire et n'intègre pas l'ensemble des coûts du système. Appliquer les prix nuls, voire négatifs, qui sont parfois observés sur le marché du MWh est pertinent, mais cela implique que l'amortissement de l'investissement dans les ENR se fasse sur une durée d'utilisation plus courte, ce qui en grèvera la rentabilité. Avec des ENR rémunérées au tarif d'achat quel que soit le prix de marché, c'est le consommateur d'électricité qui supporte *in fine* le coût de l'énergie stockée.

Si les prix actuels de l'électricité sont faibles, cela tient aux dysfonctionnements²⁰ actuels du marché européen dans un contexte de crise économique et de développement mal maîtrisé des ENR. Comme dans toute industrie, il n'est pas certain qu'il faille brader la production fatale

excédentaire ou investir dans des équipements coûteux pour la stocker. De plus, cette situation, qui défavorise tout investissement, n'est pas tenable dans la durée.

Le Power-to-power

La production d'électricité s'accompagnant de pertes de rendement (en raison du théorème de Carnot, environ 50 %), une chaîne complète utilisant l'hydrogène et dédiée au stockage d'électricité a encore moins de chances d'être rentable. Les éléments technico-économiques disponibles sur le projet MYRTE de production solaire avec stockage à l'aide d'hydrogène (voir en annexe) révèlent des coûts de production extraordinairement élevés, même pour une expérimentation. Au total, le stockage d'électricité *via* l'hydrogène apparaît aujourd'hui hors de toute rentabilité.

La méthanation

Pour s'affranchir des difficultés liées aux limites physiques d'injection d'hydrogène dans les réseaux de gaz naturel, la méthanation²¹, qui consiste à réduire du CO₂ grâce à l'H₂ pour produire du méthane de synthèse (réaction de Sabatier), suscite outre-Rhin un intérêt qui interroge.

En effet, la complexité et les rendements des opérations successives (production de l'H₂, captation du CO₂²², méthanation, stockage, compression des divers gaz, etc.) laissent entrevoir un rendement cumulé théorique très faible (au mieux 25 %, mais dans la réalité sûrement bien moins). Économiquement, leurs coûts déjà très élevés se cumulent également, comme ceux liés à la captation du CO₂²³ et aux importantes et complexes infrastructures nécessaires à l'interconnexion de tous ces fluides (réseaux d'électricité, réseaux et stockage de CO₂, d'H₂, de chaleur et de CH₄). La gestion et l'optimisation du bon niveau de décentralisation des diverses productions apparaissent par ailleurs délicates.

L'ALLEMAGNE MÈNE DE TRÈS NOMBREUSES EXPÉRIMENTATIONS DE TAILLES DIVERSES

- Le parc énergétique de **Mayence**, inauguré le 15 mai 2014 par le vice-chancelier Sigmar Gabriel, associe Siemens, le groupe Linde et l'université Mayence-Rhin pour produire de l'hydrogène à partir d'électricité éolienne. Le projet, doté de 17 M€, disposera de l'usine d'électrolyse d'hydrogène la plus puissante au monde (6 MW).
- L'installation du futur aéroport de **Berlin-Brandebourg** est menée par Enertrag en association avec Total Deutschland et

19. Pierre Etienne Franc, Air Liquide, Sevilla, IPHE Conference, 16 novembre 2012.

20. Voir en particulier : CGSP (2014), *La crise du système électrique européen. Diagnostic et solutions*, rapport, janvier.

21. À ne pas confondre avec la méthanisation qui consiste à récupérer le méthane émis lors de la fermentation de la biomasse ou des déchets.

22. Capturer le CO₂ dans une centrale thermique est consommateur d'énergie et diminue donc le rendement de l'installation. Le rendement des meilleurs CGG ne sera plus de 60 % mais inférieur à 50 % (source AIE).

23. Si on affecte au CO₂ un coût nul, c'est le système électrique qui supportera les surcoûts de production des centrales thermiques.

Vattenfall. Elle associe du biogaz et de l'hydrogène produit par trois éoliennes de 2,3 MW chacune, qui alimentent également le réseau. L'hydrogène (dans une proportion maximale de 30 %) et le biogaz peuvent ensuite être transformés en électricité et en chaleur en cas de pic de consommation grâce à deux turbines de 366 kWe chacune. L'H₂ alimente également des stations-service avec un prix de vente promotionnel de 10 €/kg. L'investissement total, chiffré à 21 M€, laisse entrevoir un coût de MWh produit extrêmement élevé.

- **Hambourg** (« Wasserstofftankstelle HafenCity ») a une capacité de production de 750 kg par jour par électrolyse, qui alimente les sept bus à hydrogène de la ville.
 - **Falkenhagen** (Brandebourg) dispose d'une installation pilote de l'énergéticien E.ON visant à la production de 30 kg/jour d'hydrogène à partir d'électricité d'origine éolienne, destiné à être directement injecté dans le réseau de gaz naturel.
 - Le « Audi e-gas Projekt », en **Basse-Saxe**, consiste à produire du méthane-carburant grâce à de l'hydrogène d'ENR et d'électrolyse (120 kg/jour), couplé à du CO₂ issu d'une centrale à biomasse pour générer du biométhane, nommé « e-gas ».
- Ces divers projets restent toutefois de taille modeste et n'ont pas encore fait l'objet de publications permettant de se faire une idée de leur bilan technico-économique.*

LA MOBILITÉ HYDROGÈNE

Être capable de faire rouler des véhicules à l'hydrogène constituerait l'autre grand débouché énergétique de ce gaz. Hormis sa production, les deux grands défis à relever sont la mise au point de véhicules économiques et le développement d'une infrastructure de recharge. La mobilité hydrogène n'a d'avenir que si le coût des piles à combustible diminue drastiquement et si la chaîne de distribution est sécurisée.

La mobilité H₂ vue comme une réponse à la raréfaction des hydrocarbures

Avec l'idée récurrente, mais pas encore justifiée par les faits, que la montée inexorable des prix des hydrocarbures rendra cette technologie rentable à un terme pas très éloigné, des modèles de véhicules roulant à l'hydrogène (VH₂) sont présentés régulièrement, le tout premier datant de

1959. Un engouement notoire s'est manifesté en 2004²⁴, en Californie²⁵, avec le plan « autoroutes de l'hydrogène », ou encore au Japon où l'Agence internationale de l'énergie prévoyait dans son rapport annuel la commercialisation de 5 millions de VH₂ avant 2020. Récemment, des firmes comme Toyota ou BMW ont lancé la commercialisation de VH₂, qui ont la faveur des médias malgré leur prix très élevé (environ 50 000 euros).

Le véhicule à hydrogène est encore très cher

Sommairement, un VH₂ est un véhicule électrique qui tire son énergie de l'H₂ transformé en électricité grâce à une pile à combustible²⁶. Une hybridation des deux est aisée, une réserve d'hydrogène et une PAC permettant d'augmenter l'autonomie des véhicules électriques.

Les piles à combustible sont encore d'un coût prohibitif

Le fonctionnement d'une PAC est inverse à celui d'un électrolyseur et, comme lui, repose sur un principe fort ancien²⁷. Alimentée en oxygène et en hydrogène, elle produit du courant entre deux électrodes séparées par un électrolyte généralement solide, en ne rejetant que de l'eau pure. Il existe de nombreux types de PAC, mais, pour la mobilité, celles qui focalisent aujourd'hui les recherches sont de type PEM comme l'électrolyseur. L'hydrogène utilisé doit être très pur, de même que l'oxygène, ce qui interdit potentiellement son utilisation dans les centres urbains très pollués, sauf à purifier l'air entrant ou à embarquer une réserve d'oxygène.

Les rendements actuels varient selon les sources de 30 % à 50 %²⁸ et les coûts de 500 €/kWe²⁹ à 3 200 \$/kWe³⁰. Un moteur de véhicule électrique moyen ayant une puissance de 60 à 70 kW, le coût de la PAC est donc de 30 000 euros dans le meilleur des cas, ce qui a fait dire en 2009 au secrétaire à l'Énergie des États-Unis, Steven Chu, par ailleurs prix Nobel de physique en 1997, que le VH₂ ne pourrait pas voir le jour avant dix ou vingt ans, en raison du niveau technique insuffisant des PAC. Une division de ce coût par un facteur d'au moins 10 est donc le préalable à tout développement significatif de ce type de véhicule,

24. Soit peu après la publication de l'ouvrage à succès *The Hydrogen Economy* de l'essayiste américain Jeremy Rifkin, qui prédisait en 2002 l'avènement d'un « régime révolutionnaire fondé sur l'hydrogène » ; mais aussi le lancement d'une initiative hydrogène en 2003 par le président Bush, accompagné d'un budget de 1,2 milliard de dollars, qu'en 2009 le président Obama a considérablement diminué.

25. Le projet, lancé en 2004 par le gouverneur Arnold Schwarzenegger et nommé « California Hydrogen Highway Network », prévoyait la construction de 150 à 200 stations à l'horizon 2010 pour un coût estimé entre 75 et 200 millions de dollars. À noter que se développent aux USA des « autoroutes du GNL », ce qui a participé à rendre obsolète ce genre de projet.

26. L'utilisation de l'hydrogène en combustion directe est possible, mais présente de nombreux inconvénients.

27. Sir William Grove a mis au point la première PAC en 1829.

28. La récupération de chaleur permet le chauffage de l'habitable.

29. Source : Daimler.

30. Source : *Hydrogen-Based Energy Conversion*, Schlumberger – SBC Energy Institute, décembre 2013.



sachant que la contrainte d'approvisionnement en métaux nobles s'applique.

Le stockage embarqué d'hydrogène ne peut se faire que sous forme gazeuse

L'hydrogène est un gaz difficile à stocker en raison de sa faible densité, de sa forte volatilité et de sa capacité à s'échapper par les moindres fissures (c'est la plus petite molécule existant dans la nature). Sa température de liquéfaction est très basse (- 253°C) et celle-ci nécessite énormément d'énergie (environ 50 % du contenu énergétique), réservant l'hydrogène liquide aux usages cryogéniques³¹.

Seul le stockage gazeux³² permet actuellement une autonomie comparable à celle offerte par le pétrole, à condition d'installer un réservoir de 150 litres, pesant 100 kg et pressurisé à 700 bars³³. Un tel réservoir coûte 2 000 euros³⁴, dont 40 % environ pour la matrice de fibre de carbone de l'enveloppe du réservoir. À terme, les progrès sur les matériaux composites et les polymères (constituant l'enveloppe interne destinée à prévenir les fuites dont les effets dévastateurs ont été évoqués ci-dessus) et, à plus long terme, sur les nanomatériaux pourraient augmenter la résistance des réservoirs et diminuer leur taille et leur coût.

La distribution d'hydrogène

Transporter l'hydrogène et le distribuer aux automobilistes oblige à imaginer des solutions nouvelles. Cela est techniquement possible grâce à des pipe-line, mais nécessite des précautions particulières. Le transport sur route apparaît comme une alternative, mais moins simple à mettre en œuvre qu'il n'y paraît.

Les coûts extrêmement importants qu'impliquerait le développement d'une infrastructure hydrogène imposent une distribution par camion

La distribution d'hydrogène est maîtrisée techniquement, mais si un réseau d'environ 1 000 km existe entre la France, la Belgique et les Pays-Bas, il est réservé aux seuls industriels. Les investissements dans un pipeline véhiculant l'hydrogène sont au moins deux fois plus élevés que pour le gaz naturel et ses besoins énergétiques de fonctionnement cinq fois plus importants. La distribution d'hydrogène liquide ou comprimé par camion s'impose

donc, comme les *tube trailers* d'Air Liquide qui transportent 400 kg d'H₂ comprimé à 200 et bientôt 500 bars. Le processus de compression est très consommateur d'énergie et le coût est évalué à 2 €/kg H₂ transporté.

Les stations-service à l'hydrogène sont encore très chères

Au niveau de l'utilisateur, le remplissage d'un réservoir à hydrogène permettant de parcourir 500 km prend environ cinq minutes (débit d'environ 1 kg H₂/min). Le coût d'une station est d'environ 1,5 M€. La compression permettant de remplir les réservoirs des véhicules à 700 bars dépense l'équivalent de 20 % du contenu énergétique de l'H₂ distribué. Le coût de fourniture résultant est de 3 ou 4 €/kg H₂³⁵.

L'installation d'un électrolyseur dans la station permettrait de s'affranchir des coûts de transport, mais dans ce cas le coût complet du kWh devrait être pris en compte. En Allemagne, où le prix de l'électricité est très élevé (30 c€/kWh) en période de développement des ENR, la simple part du kWh dans l'H₂ produit dépasserait 15 €/kg, auxquels il conviendrait encore de rajouter tous les autres coûts.

L'État de Californie, qui, sous l'impulsion de son gouverneur A. Schwarzenegger, avait décidé de subventionner en 2004 la mise en place de 100 stations-service à l'hydrogène, a suspendu son soutien dès 2008 - en raison du manque de maturité des piles à combustible -, entraînant la fermeture de presque toutes les stations déjà installées. Aujourd'hui, c'est l'Allemagne qui vise le déploiement de 400 stations d'ici à 2023, au travers de l'initiative H₂ Mobility - pour un budget global de 350 M€ - destinée à alimenter 500 000 VH₂. Ce vaste plan semble indiquer un changement stratégique de l'Allemagne en matière de stockage et de mobilité décarbonée si l'on se souvient que le pays s'était déjà doté en 2010 d'un plan similaire prévoyant 1 million de véhicules électriques en 2020, objectif confirmé par la chancelière en mai 2013.

À la pompe, le prix hors taxes de l'H₂ est encore le double, voire le triple de celui des carburants conventionnels

Si l'on additionne tous ces coûts, le coût total de l'H₂ fourni à la pompe serait d'environ 10 €/kg s'il est produit par

31. En particulier pour la propulsion spatiale. Il faut noter que la société SpaceX a récemment remis au goût du jour un lanceur *low cost* au kérosène qui vient concurrencer l'hydrogène sur un large segment de marché.

32. Le stockage hybride par fixation des molécules d'hydrogène sur des composants chimiques solides se fait à basse pression (10 bars), tel celui proposé par la société McPhy qui est une alternative intéressante mais reste cantonné aux usages stationnaires en raison de sa densité massique importante.

33. La loi des gaz parfaits $PV=nRT=1,22^*m$ (en USI) permet de calculer les relations entre volume, pression et masse d'hydrogène embarqué.

34. Source CEA.

35. Source : Air Liquide.

SMR, et d'après Air Liquide de 13€/kg s'il est par électrolyse, mais vraisemblablement bien plus d'après les calculs fournis en annexe. Un VE moyen (et donc un VH₂), correspondant à un modèle thermique consommant 4,6 litres de gazole aux 100 km, a besoin en moyenne d'environ 18 kWh/100 km pour la traction³⁶. Une PAC de rendement 30 % (hypothèse de l'étude Schlumberger³⁷) induit une consommation de 1,8 kg H₂ /100 km. Daimler assure que ses véhicules ont une consommation de 1 kg H₂ /100 km, ce qui correspond à un rendement global de 50 % ou 60 % pour la PAC seule. Avec cette hypothèse, la plus optimiste rencontrée dans les divers rapports sur le sujet, le coût en H₂ du km parcouru serait de 13 c€ (selon Air Liquide, mais en réalité sûrement bien plus) s'il est produit par électrolyse, chiffre qu'il faut comparer aux 3,5 c€ de gazole (hors taxes) nécessaires pour parcourir la même distance.

Ce différentiel de prix ne se justifie pas par les émissions de CO₂ évitées

Utiliser de l'H₂ produit par SMR n'est justifiable ni économiquement ni environnementalement et, du point de vue de la sûreté, un calcul simple montre qu'il est plus intéressant d'utiliser directement le gaz dans un moteur thermique.

Avec de l'H₂ produit et distribué de manière totalement décarbonée, ce qui reste une vision théorique, et en retenant les hypothèses optimistes (13 €/kg et 1 kg/100 km), les calculs en annexe indiquent qu'il faudrait affecter un prix de l'ordre du millier d'euros à la tonne de CO₂ émis par un véhicule thermique de même puissance pour établir une équivalence des coûts.

Ce prix correspond à dix fois la valeur tutélaire du CO₂³⁸, rendant plus efficaces de nombreuses actions de réduction d'émissions de gaz à effet de serre (isolation des bâtiments, transferts modaux, etc.). Si la taxe intérieure sur les produits pétroliers (TIPP) devait être transformée intégralement en taxe carbone, cela reviendrait environ à tripler son niveau, soit doubler le prix des carburants.

Par ailleurs, comme le montre le rapport déjà cité du Centre d'analyse stratégique sur le véhicule de demain, le véhicule thermique n'a pas épuisé son potentiel d'amélioration et les recherches ont lieu dans le cadre du plan « véhicule à 2 l/100 km » initié en septembre 2012 par le gouvernement.

L'« ENERGY TECHNOLOGY PERSPECTIVES 2014 » DE L'AIE NE VOIT QU'UN RÔLE MARGINAL POUR L'HYDROGÈNE DANS SES SCÉNARIOS ÉNERGÉTIQUES À 2050

L'Agence internationale de l'énergie (AIE) publie tous les deux ans un rapport sur les perspectives technologiques du secteur énergétique. La dernière version date du 12 mai 2014 et prévoit un développement massif de renouvelables avant 2050 afin de décarboner le système électrique, ce qui nécessite d'importants investissements dans les réseaux de transport intelligents, ainsi que dans des centrales à gaz « indispensables pour intégrer et équilibrer la production ENR ». Ces moyens sont préférés à l'hydrogène par l'AIE, qui reconnaît cependant qu'à terme il puisse se substituer aux carburants d'origine fossile pour le transport routier. En 2050, l'hydrogène devrait compter pour moins de 5 % de la consommation finale d'énergie, les carburants fossiles restant dominants dans le secteur du transport. Pour l'AIE, les limitations dans son utilisation viennent de la difficulté de le stocker avec une densité énergétique suffisante et surtout de son coût de production décarboné très élevé.

Sur le plan de la sécurité « grand public », les obstacles semblent difficilement surmontables

L'acceptation sociale de l'hydrogène dépend de la confiance du public en sa sûreté³⁹. Les dangers liés à son utilisation ont été recensés par l'INERIS⁴⁰ : plus que tout autre combustible, c'est un concentré d'énergie qui présente des risques de feux et d'explosion ; il a la caractéristique de fuir par les moindres fissures⁴¹ et, mélangé à de l'air, d'exploser très facilement et violemment.

Dans l'industrie, seuls les secteurs du raffinage et des engrais ont l'expérience de la manipulation de l'hydrogène. Les conditions de sécurité qui lui sont propres – comme détecter les fuites éventuelles et les supprimer⁴², surveiller l'obsolescence des matériaux des réservoirs de stockage, la dégradation dans le temps des jonctions (devant supporter 700 bars) et parer une mauvaise utilisation – sont difficilement applicables au grand public. Quand bien même l'hydrogène serait largement distribué, quelques accidents pourraient retarder ou même mettre en cause l'émergence de la filière.

Lors de son audition devant l'Office parlementaire d'évaluation des choix scientifiques (OPECST), le directeur

36. Voir à ce sujet Syrota J. (2011), *La voiture de demain : carburants et électricité*, rapport, Centre d'analyse stratégique, mars.

37. *Hydrogen-Based Energy Conversion*, op. cit.

38. Voir Centre d'analyse stratégique (2009), *La valeur tutélaire du carbone*, Paris, La Documentation française, mars.

39. En Allemagne, une utilisation grand public de l'hydrogène ne semble pas engendrer les mêmes craintes qu'en France.

40. INERIS (2008), *Les techniques de production de l'hydrogène et les risques associés*, 10 juin.

41. Il convient de rappeler que, contrairement aux autres gaz, la détente d'H₂ est exothermique – c'est-à-dire qu'elle s'accompagne d'un dégagement de chaleur et donc d'un risque explosif accru –, ce qui pose un problème de sécurité supplémentaire et demande la conception de réservoirs renforcés.

42. Les centrales nucléaires françaises sont toutes équipées d'un recombiner d'hydrogène qui prévient la formation de poches potentiellement explosives dans les enceintes confinées. On imagine mal équiper tous les tunnels routiers de la sorte.



général de la prévention des risques a souligné l'ampleur du travail nécessaire pour adapter la réglementation actuelle à d'éventuelles applications de l'hydrogène.

LES APPLICATIONS DE NICHE DE L'HYDROGÈNE

L'utilisation de l'hydrogène et des PAC a été démontrée originellement pour des usages de niche, dits marchés précoces, comme par exemple :

- les engins de manutention devant fonctionner en atmosphère confinée ; ce type de matériels peut supporter des surcoûts (leurs équivalents thermiques sont bannis et les modèles électriques sont d'un usage inadapté) ;
- la fourniture de courant pour sites isolés, comme les antennes relais et les bases de télécommunications ;
- les groupes électriques de secours pour des usages critiques ou stratégiques (serveurs informatiques, hôpitaux, relais des télécommunications) ;
- les applications nomades : les piles de petite puissance peuvent être utilisées comme moyens d'alimentation d'objets nomades tels que les téléphones, les ordinateurs, les baladeurs, les dispositifs d'éclairage portatifs.

Les quantités d'hydrogène en jeu restent limitées à l'aune des enjeux de la transition énergétique, mais ces usages peuvent progressivement amener à une meilleure maîtrise technologique dans son utilisation.

QUELLES PERSPECTIVES À MOYEN ET LONG TERMES ?

La plupart des expérimentations en cours ou prévues ne sont souvent que des projets d'intégration, à l'aval de la filière hydrogène et qui ne posent pas de problèmes particuliers de conception : mise au point de véhicule, installation de stations-service, intégration de solutions de stockage au réseau électrique... Tant que les maillons de base que sont les électrolyseurs et les piles à combustible n'ont pas atteint la maturité économique, ils resteront alimentés avec de l'hydrogène produit par SMR, avec les émissions de CO₂ associées, et surtout pour une durée non prévisible.

La pertinence de telles expérimentations se pose donc et on peut se demander s'il ne convient pas mieux de consacrer

les aides publiques à la R&D sur les électrolyseurs et les piles à combustible plutôt que de subventionner des prototypes sans réelle valeur ajoutée et risquant d'être rapidement frappés d'obsolescence. Pour fixer un chiffre, tant que les essais réalisés en laboratoire ne laissent pas entrevoir une division par au moins un facteur 10 des coûts nécessaires pour assurer la compétitivité de l'électrolyse avec le SMR, ils ne devraient pas sortir du domaine de la R&D presque fondamentale. Avant d'expérimenter une installation en conditions réelles d'exploitation, chaque maillon technologique essentiel (électrolyse, stockage, PAC, etc.) devra avoir fait la preuve d'une rentabilité à moyen terme, sur la base de courbes d'apprentissage réalistes.

Parallèlement la vision systémique doit rester à l'esprit, car l'irruption d'une nouvelle filière dans le paysage énergétique ne sera pas sans impact sur les autres filières. Avant d'envisager d'intégrer des solutions hydrogène à des réseaux de gaz et d'électricité, des études complètes doivent être menées afin d'évaluer les besoins et dépenses d'investissement dans les multiples infrastructures nécessaires aux différents fluides entrant en jeu (électricité, CO₂, méthane, hydrogène, chaleur) et d'étudier comment les gérer conjointement. La mise sur pied d'une infrastructure de distribution dédiée à l'hydrogène nécessiterait le développement extrêmement coûteux et technologiquement très risqué d'une filière en concurrence avec celles du pétrole, de l'électricité et surtout du gaz.

Les produits pétroliers supportant des droits d'accises importants, une étude fiscale apparaît nécessaire si la filière hydrogène devait se substituer pour une part significative à celle des hydrocarbures.

Enfin l'hydrogène, de par ses caractéristiques physico-chimiques, est un gaz dont l'utilisation comprend des risques bien supérieurs à ceux des hydrocarbures (fuites, explosions, inflammation, etc.), il convient donc de prendre en compte dès le début les enjeux de sûreté et d'acceptabilité que pose l'usage de ce gaz.

Dans l'optique d'usages par le grand public, l'acceptation sociale de l'hydrogène implique la définition de règles de conception et de barrières de sécurité techniques, humaines et organisationnelles convaincantes. Cette réglementation, qui pourrait constituer la clé du développement de la filière hydrogène énergie, est à imaginer dès la R&D et conjointement à la mise au point de ces systèmes.

CONCLUSION

Le premier des trois marchés potentiels de l'hydrogène et le seul déjà opérationnel est industriel (chimie et raffinage avancé) et n'est quasiment pas abordé dans cette note. À cette fin, il est produit presque exclusivement par vaporeformage du méthane, l'électrolyse étant réservée à la production d'hydrogène très pur. Le jour où les opérateurs commenceront à abandonner le SMR pour l'électrolyse, afin de produire l'hydrogène industriel selon des critères économiques, sera un indice de maturité de cette technologie pour la production d'hydrogène-énergie.

Le deuxième marché est celui du stockage d'électricité. L'hydrogène apparaît comme une solution séduisante au plan intellectuel, mais les diverses expérimentations menées ces dernières années et les scénarios chiffrés présentés dans cette note convergent : si les procédés sont bien maîtrisés techniquement, le modèle économique reste à construire. Si, marginalement, des applications comme le *power-to-gas* peuvent sembler rentables, c'est sous l'hypothèse que l'hydrogène joue le rôle de « passager clandestin » des autres filières (gaz ou électricité) en utilisant leurs infrastructures sans en supporter les coûts. La *méthanation* (réduction du CO₂ par l'H₂), encore plus complexe, n'a aucun avenir à un horizon prévisible. Par ailleurs, il est difficile d'ignorer que la révolution en cours aux États-Unis des gaz non conventionnels oblige les concurrents du gaz à revoir leur équation économique. Quant au *power-to-power* (l'H₂ stocké est retransformé en électricité), ses très faibles rendements et son coût ne lui permettent pas de concurrencer avant longtemps les stations hydrauliques de pompage et les batteries électrochimiques, mieux connues et mieux maîtrisées.

Le troisième marché potentiellement important est celui de la mobilité, où l'hydrogène bénéficie actuellement d'un engouement médiatique sans rapport avec les perspectives réalistes d'avenir. Si tous les maillons d'une chaîne hydrogène ont fait la preuve de leur viabilité technique - la production, le stockage, le transport, la distribution et la reconversion en électricité -, le véhicule à hydrogène ne semble pas en mesure de concurrencer ses équivalents thermique ou électrique avant des années, voire des décennies. L'utilisation de ressources rares comme le platine apparaît également comme un point bloquant.

Pour finir, se poserait la question centrale de l'acceptabilité de ce gaz par le grand public. L'utilisation généralisée d'hydrogène à la pression énorme de 700 bars soulève des problèmes de sécurité considérables, alors que l'industrie l'utilise à des pressions bien inférieures⁴³.

Mots clés :

Hydrogène, stockage de l'électricité, énergies renouvelables, transition énergétique, croissance verte, *Energiewende*, électrolyse, véhicule décarboné, véhicule propre, méthanation, *power-to-gas*, pile à combustible.

43. Ont été consultés pour la rédaction de cette note : Pascal Mauberger (McPhy et AFHYAPAC) ; Philippe Boucly (GRT Gaz et AFHYAPAC) ; Sylvain Hercberg (EDF) ; Lucie Tonnellier, Pierre-Etienne Franc, Louis Sentis, Aliette Quint et Pierre Gauthier (Air Liquide) ; Paul Lucchese, Jean Oriol et Pierre-André Jacques (CEA) ; Jean-Claude Perraudin et Hélène Benveniste (CEA et ambassade de France à Berlin) ; Joerg Kleeman et Georg Frank (Daimler AG) ; Philippe Poggi (MYRTE, université de Corse).
L'auteur remercie Olivier Appert et Jean-Francois Gruson (IFPEN) ; Claude Mandil (ancien directeur exécutif de l'AIE) ; Jean Syrota (ancien président de la CRE) pour leur relecture.



ANNEXE

CARACTÉRISTIQUES PHYSICO-CHIMIQUES DE L'HYDROGÈNE : UN GAZ TRÈS ÉNERGÉTIQUE MAIS TRÈS EXPLOSIF

L'hydrogène est l'élément le plus léger qu'on puisse trouver dans l'univers puisque son noyau atomique n'est composé que d'un proton¹. Il a été découvert en 1766, et dissocié pour la première fois en 1800² car il n'existe pratiquement que sous forme combinée (dans l'eau H₂O, dans les hydrocarbures C_nH_m, etc.).

L'hydrogène existant peu à l'état naturel, il est donc nécessaire pour le produire de dissocier ces molécules et donc de dépenser de l'énergie.

On parle donc pour l'hydrogène de vecteur énergétique et non pas de source d'énergie, même si l'IFPEN (IFP Énergies nouvelles) a mis en évidence l'existence de réserves d'hydrogène naturel dans certaines formations géologiques³.

Le volume qu'il occupe est grand (densité massique presque dix fois plus faible que celle du méthane). Sa combustion est 2,5 fois plus exothermique que celle du méthane et 1 kg d'H₂ nécessite 8 kg d'oxygène (O₂) en produisant 9 litres d'eau. À l'inverse, pour dissocier cette quantité d'eau par électrolyse, il faut utiliser en théorie la même quantité d'énergie, mais en pratique beaucoup plus en raison des pertes de rendement.

Ce pouvoir calorifique élevé a des contreparties, que sont sa forte explosivité massique, un domaine d'inflammabilité dans l'air large, une énergie d'inflammation très faible

FIG. 1 : PROPRIÉTÉS PHYSICO-CHIMIQUES COMPARÉES DE L'HYDROGÈNE ET DU MÉTHANE

Propriétés physico-chimiques	Hydrogène (H ₂)	Méthane (CH ₄)
Pouvoir calorifique supérieur (PCS)	39,4 kWh	15,4 kWh
Pouvoir calorifique inférieur (PCI) ⁴	33,4 kWh	13,9 kWh
Volume (Nm ³ /kg)	11,0	1,4
Énergie explosive massique (g TNT/g)	24	11
Énergie explosive volumique éq. (g TNT/m ³)	2,02	7,03
Limites du domaine de détonabilité (% vol)	13-65	6-14
Énergie minimale d'inflammation (mj)	0,02	0,29

Source : CEA, ISO TC 197

et une détente exothermique, autant de caractéristiques qui rendent l'hydrogène plus difficile à manipuler et plus dangereux que le gaz naturel, une fuite pouvant tourner à la catastrophe.

ÉLÉMENTS D'ÉVALUATION ÉCONOMIQUE DE L'ÉLECTROLYSE

Impact de la durée d'utilisation

Les paramètres du coût de production de l'hydrogène en sortie d'électrolyseur sont : le coût de l'électricité, celui de l'électrolyseur, son rendement et la durée d'utilisation. Afin de fixer des ordres de grandeur, le graphique sur les coûts de la production d'hydrogène (en page 4) représente un calcul de valeur actualisée nette (VAN) classique sur la base de deux hypothèses alternatives de coût unitaire et de rendement des électrolyseurs représentatives des conditions économiques actuelles et futures (2030), soit respectivement (2 000 €/kW, 60 %) et (1 000 €/kW, 80 %).

1. Dans son isotope le plus courant. Les deux autres, le deutérium (un proton, un neutron) et le tritium (un proton, deux neutrons), n'existent qu'à l'état de traces.
 2. L'hydrogène et l'électricité coexistent depuis l'origine, la première électrolyse de l'eau ayant été réalisée le 2 mai 1800 par W. Nicholson et Sir Carlisle, quelques jours seulement après l'invention de la première pile électrique par A. Volta.
 3. Source : présentation de l'IFPEN lors de son audition à l'OPECST en 2013.
 4. Le pouvoir calorifique supérieur (PCS) est la quantité d'énergie dégagée par la combustion complète d'une unité de combustible, la vapeur d'eau étant supposée condensée et la chaleur récupérée. Il est à comparer au pouvoir calorifique inférieur (PCI) qui exclut l'énergie de vaporisation (chaleur latente) de l'eau présente en fin de réaction. La combustion de l'hydrogène ne produisant que de l'eau, le ratio PCS/PCI est plus important que pour les hydrocarbures dont la combustion émet également du CO₂.

Le prix de l'électricité retenu de 70 €/MWh correspond à des coûts de production d'électricité moyens⁵. Sauf dans le cas d'installations totalement autonomes (énergie produite et consommée sur place), des coûts d'infrastructures (réseaux en particulier) sont également à prendre en compte (ce qui n'est pas fait ici, même si ceux-ci peuvent se révéler très importants).

Des coûts d'ingénierie (25 % du Capex) sont forfaitairement affectés à l'installation. La durée de vie des équipements est de quinze ans, le taux d'actualisation de 8 % et les coûts d'exploitation correspondent annuellement à 2 % du coût d'investissement.

On notera que, du fait du caractère très capitalistique des électrolyseurs, ils ne peuvent se rentabiliser que sur des durées d'utilisation longues.

Exemples de scénarios

Avec des hypothèses générales identiques à celles du paragraphe précédent, est effectué ici un calcul de VAN classique sur six scénarios représentatifs :

1. Électrolyse alcaline aux conditions actuelles pour une utilisation en base (7 000 heures/an), avec un prix de l'électricité de 70 €/MWh et un rendement de l'électrolyseur de 60 %.
2. Électrolyse PEM aux conditions actuelles pour stocker de l'énergie éolienne (70 €/MWh, 2 000 heures/an).

3. Idem à 2 mais avec un coût d'électrolyseur de 800 €/kW et un rendement de 80 %, soit aux conditions qu'on peut espérer à l'horizon 2025-2030.

4. Idem à 3, mais avec stockage d'énergie solaire photovoltaïque (140 €/MWh, 1 000 heures/an).

5. Idem à 3, mais avec un prix de l'électricité stockée nul et des durées d'utilisation réduites (500 h/an), correspondant à de l'énergie renouvelable excédentaire. En effet, certaines études⁶ attribuent une valeur nulle aux kWh électriques à stocker, en général produits par des ENR, ce qui reflèterait le caractère fatal de cette énergie quand elle ne peut être ni consommée ni transportée sur le réseau. Bien que cette hypothèse soit hautement contestable⁷, elle a l'intérêt de mettre en évidence la part due aux coûts fixes de l'installation.

6. Un dernier scénario évalue la production d'hydrogène en base aux conditions futures espérées.

Que ce soit aux conditions actuelles ou futures, ces coûts apparaissent très élevés à l'aune de ceux du vaporeformage qui sont, pour mémoire, d'environ 2 €/kg. Pour être exact, il convient de comptabiliser l'oxygène coproduit qui peut avoir une valeur sur les marchés, mais le gain escompté ne dépasse pas quelques euros par MWh⁸.

FIG. 2 : COÛTS DE PRODUCTION DE L'HYDROGÈNE PAR ÉLECTROLYSE SUIVANT DIVERS SCÉNARIOS

Scénario		1	2	3	4	5	6
Coût de l'électrolyseur	€/kW	2 000	2 500	800	800	800	800
Rendement électrolyse		60 %	50 %	80 %	80 %	80 %	80 %
Production annuelle	kWh	7 000	2 000	2 000	1 000	500	7 000
Coût de l'électricité stockée	€/MWh	70	70	70	140	0	60
Coût de l'H2 produit	€/kg	7,0	18,3	6,1	12,2	10,5	3,7
	soit \$/MBtu	68	177	59	118	102	36
	soit €/MWh	178	463	154	309	267	94

Source : CGSP

5. Voir Percebois J. et Mandil C. (2012), *Énergies 2050*, rapport, Centre d'analyse stratégique, février. C'est également le coût brut de production moyen de l'éolien terrestre (cf. rapport de la Commission de régulation de l'énergie-CRE, avril 2014).

6. Comme celle réalisée en février 2013 par le bureau d'étude E-Cube.

7. L'électricité d'origine renouvelable étant déjà rémunérée via le tarif d'achat, cela revient à faire supporter cette charge aux consommateurs d'électricité qui payent collectivement la Contribution au service public de l'électricité (CSPE) – qui finance le surcoût des ENR.

8. Le coût de production de l'O₂ industriel est d'environ 0,03 €/kg O₂, soit environ 0,24 €/kg H₂ (pour 1 kg d'H₂ produit par électrolyse, ce sont 8 kg d'O₂ qui sont coproduits) ou encore 5 €/MWh. Mais le besoin actuel d'oxygène en France est réduit et sa valorisation serait assujettie au développement d'un nouveau débouché en cas de production massive d'H₂ (source : étude du cabinet E-Cube, mars 2013).

Pour un usage énergétique, les coûts restent dans tous les scénarios très supérieurs aux prix du gaz (en Europe environ 10 \$/MBtu, aux États-Unis 4 \$/MBtu), sans compter que de nombreux coûts comme celui d'utilisation du réseau d'électricité ne sont pas pris en compte. Cela n'est pas très étonnant car le coût de production de l'hydrogène par électrolyse tient à l'importance primordiale du prix de l'électricité qui, divisé par le rendement, en forme la part variable.

Il apparaît donc que les coûts de production de l'hydrogène deviennent rapidement prohibitifs dès que sont introduites des hypothèses proches de ce que pourraient être des conditions réalistes d'exploitation. Il faudrait que le prix du gaz naturel fasse plus que quintupler, voire décupler si les coûts de réseau sont intégrés pour que la production d'hydrogène par électrolyse de l'eau concurrence le SMR. Dans le même temps le prix de l'électricité doit rester stable, ce qui apparaît peu probable, les prix des différentes énergies ayant montré qu'ils étaient couplés (l'électricité étant un vecteur énergétique multi-usages, en cas d'élévation des prix des autres énergies, son prix augmenterait également sous l'effet d'une hausse de la demande par report d'autres usages).

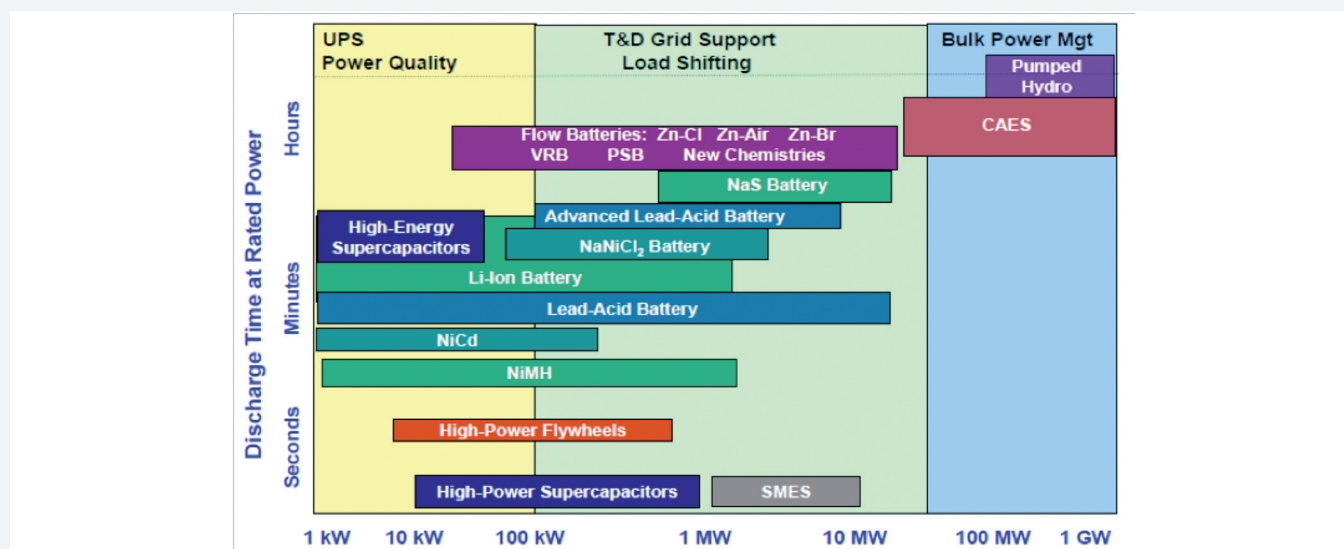
CARACTÉRISTIQUES PHYSIQUES ET ÉCONOMIQUES GÉNÉRALES DES MOYENS DE STOCKAGE

Un système de stockage se valorise à la fois pour sa capacité (MWh) et sa puissance (MW) et, selon ses caractéristiques, répond à des usages différents. Alors qu'un lac de barrage constitue une réserve d'énergie de plusieurs semaines, un volant d'inertie ou une super-capacité peut délivrer une forte puissance seulement pendant un temps limité, ce qui servira à lisser des sautes de tension.

Le coût d'une batterie électrochimique est exactement proportionnel à sa capacité, soit le nombre de cellules que l'on installe en parallèle, ce qui la rend économiquement peu adaptée au stockage de masse. Un système à hydrogène peut apparaître comme la panacée, car sa puissance maximale est dimensionnée par la taille de l'électrolyseur et le coût du stockage de l'énergie lui-même est de deuxième ordre.

La figure ci-dessous, empruntée à l'organisme de recherche américain EPRI, opère une classification des technologies de stockage. L'hydrogène, sans doute considéré comme non mature par cet organisme, n'y apparaît pas, mais aurait pu figurer en haut et au milieu du tableau, à gauche du pompage hydraulique (STEP) et de l'air comprimé (CAES).

FIG. 3 : CLASSEMENT COMPARATIF DES DIFFÉRENTS MOYENS DE STOCKAGE D'ÉLECTRICITÉ SELON LEUR UTILITÉ POUR LE RÉSEAU (L'HYDROGÈNE POURRAIT FIGURER EN HAUT À GAUCHE)



Source : extrait du rapport EPRI de 2010 « Electricity Energy Storage Technology Options »

Power-to-gas

Il s'agit du cas où l'hydrogène est injecté dans les réseaux de gaz et où l'électricité est donc stockée sous cette forme. Les calculs du paragraphe précédent montrent que la « parité-gaz » ne peut être atteinte, même avec les hypothèses les plus optimistes.

De plus, ce sont souvent des visions locales ou parcellaires qui président dans les évaluations. Plusieurs études partent d'une situation où les réseaux électriques ou gaziers sont sous-utilisés au moment où l'on stocke l'électricité, ce qui pourrait permettre de leur affecter un coût d'utilisation nul. Cela ne peut toutefois se justifier que si l'on reste dans le cas d'un développement marginal d'installations de stockage.

Dans le cas d'un développement plus important, une vision systémique doit être élaborée, qui, idéalement, permettra de dimensionner les infrastructures nécessaires. Cette tâche apparaît extrêmement complexe, à l'aune de la « simple » optimisation d'un réseau électrique, et nécessitera vraisemblablement de nouveaux types de régulation qu'il apparaît difficile d'imaginer dans le cadre de cette note.

Reconversion en électricité

Concernant une restitution finale sous forme d'électricité, la rentabilité semble hors d'atteinte à cause des limites imposées par le rendement de Carnot. En effet, les cycles combinés gaz affichent des rendements au mieux égaux à 60 %, dans la réalité plutôt moins, surtout si le gaz naturel contient des traces d'hydrogène.

Le coût du MWh restitué serait donc de plusieurs centaines d'euros. Si les prix de l'électricité sur les marchés atteignent parfois ces niveaux, c'est toujours pour une durée limitée reflétant une tension ponctuelle sur le système électrique, qui ne permet de rentabiliser ni les équipements de stockage ni ceux de production d'électricité dédiés.

Dans un système qui serait composé uniquement d'ENR intermittentes et d'installations de stockage, le coût du MWh résultant dépend de la gestion qui est faite du stockage et de la structure de la demande à satisfaire. L'expérimentation Myrte peut être prise comme un exemple de ce système en miniature et est décrite dans le paragraphe suivant.

LE PROJET MYRTE : UNE EXPÉRIMENTATION PEU PROBANTE DE STOCKAGE PAR HYDROGÈNE

Ce démonstrateur, situé à Ajaccio, réunit le CEA, HELION et l'université de Corse, et repose sur une production solaire photovoltaïque avec une chaîne hydrogène pour le stockage. La fourniture au réseau électrique est alimentée par le champ photovoltaïque ou par la pile à combustible (PAC) alimentée par l'hydrogène stocké. Différentes stratégies de fonctionnement sont établies *via* un logiciel dédié, ORIENTE, qui simule et optimise le système énergétique par l'écrêtage des pics de consommation, l'atténuation des baisses de production liées au passage de nuages par exemple et la limitation des surtensions liées à la forte production photovoltaïque dans un contexte de faible consommation.

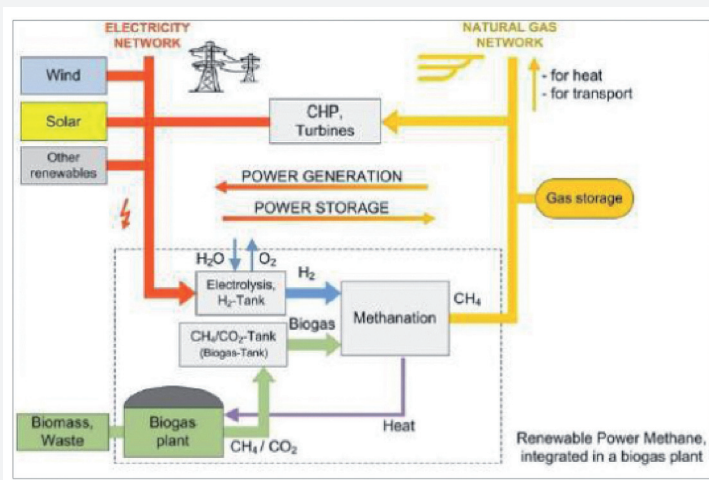
La puissance crête des panneaux photovoltaïques est de 560 kW et leur production de 700 MWh/an (soit 1 250 heures/an en équivalent pleine puissance). L'électrolyseur et la PAC ont chacun une puissance de 200 kW. Compte tenu du rendement annoncé de l'installation (35 %), ce sont donc moins de 250 MWh qui sont *in fine* délivrés sur le réseau. Si on ramène cette production au budget de l'expérimentation, soit 21 M€, un calcul rapide révèle un coût de production extrêmement élevé d'environ 8 000 €/MWh (soit 150 fois le prix de marché de gros actuel).

Il apparaît donc indispensable qu'un retour d'expérience soit fait pour permettre de détecter où se trouvent les gisements de gain entre l'électrolyseur, la PAC et/ou le système de stockage de l'hydrogène.

Par ailleurs, la question se pose de la nécessité de la présence géographique conjointe de ces composants, car MYRTE n'apporte rien sur la connaissance des maillons de la chaîne et l'intégration de ces maillons est sans enjeu. L'utilisation d'un simulateur de production photovoltaïque permet d'analyser le fonctionnement de l'électrolyseur et de la PAC en laboratoire, donc plus aisément et plus finement. C'est ce qui a été réalisé au sein du CEA-LITEN à Grenoble avec l'expérimentation SENEPY, qui a montré que certains maillons nécessitaient encore des expérimentations poussées en laboratoire avant d'être testées sur le terrain de manière inutilement coûteuse.

LA MÉTHANATION

FIG. 4 : LE STOCKAGE PAR MÉTHANATION



Source E-control

La méthanation, qui consiste à réduire le CO₂ par l'hydrogène pour fabriquer du méthane de synthèse, ne fait que rajouter des coûts aux coûts déjà importants de l'électrolyse, pour le bénéfice très relatif de gérer du méthane en sortie au lieu d'hydrogène.

De plus, cette opération nécessite l'utilisation simultanée d'infrastructures de :

- gaz naturel ;
- électricité (basse ou moyenne tension) ;
- hydrogène ;
- CO₂ (qu'il faut au préalable capter) ;
- chaleur ;
- autres (biomasse, biogaz, oxygène, etc.).

Ces infrastructures sont composées de réseaux et d'installations de stockage qui doivent être dimensionnées en fonction des besoins, de la localisation de ces besoins, des sources de production d'électricité et de CO₂. La gestion conjointe laisse apparaître une complexité rendant ces solutions irréalistes.

Pour toutes ces raisons, il est difficile d'imaginer quel peut être l'avenir de la méthanation à un horizon prévisible, sauf peut-être en cas de rupture technologique majeure dans la conversion catalytique directe du CO₂. Cette condition nécessaire est cependant loin d'être suffisante pour que le méthane produit soit compétitif avec le gaz naturel avant longtemps, compte tenu de l'abondance des ressources.

CALCUL DES DÉPENSES EN CARBURANT D'UN VH₂ ET D'UN VÉHICULE THERMIQUE (DIESEL) ET DU COÛT DES ÉMISSIONS DE CO₂ ÉVITÉES

Les hypothèses concernant le véhicule à hydrogène sont reprises de la note et correspondent aux estimations les plus optimistes fournies par les industriels. Celles concernant le véhicule thermique (diesel) sont extraites du rapport du CAS de mars 2011 sur la voiture de demain.

Les calculs sont réalisés hors taxes et montrent qu'avec ces hypothèses le coût en carburant au km parcouru du VH₂ est près de quatre fois celui du véhicule diesel.

	Véhicule Hydrogène	Véhicule thermique (diesel)
Consommation	1,00 kg H ₂ /100 km	4,6 l/100 km
Prix du carburant hors taxes	13 €/kg H ₂	0,75 €/l GO
Dépense en carburant	13,0 €/100 km	3,5 €/100 km
Émissions directes de CO ₂	0,0 g/km	107,0 g/km

Source : CGSP

Toujours avec ces hypothèses, il faudrait un prix du CO₂ de 893 €/tonne pour égaliser ces deux coûts, rendant plus efficaces de nombreuses actions de réduction d'émissions de gaz à effet de serre (isolation des bâtiments, transferts modaux, etc.). Si la TIPP devait être transformée intégralement en taxe carbone, cela reviendrait à environ tripler son niveau, soit doubler le prix des carburants fossiles à la pompe.

Ce calcul ne prend pas en compte les coûts liés à l'achat et à l'entretien du véhicule lui-même, qui augmenteraient encore cet écart.

DERNIÈRES PUBLICATIONS À CONSULTER

www.strategie.gouv.fr (rubrique publications)

RETROUVEZ LES DERNIÈRES ACTUALITÉS DE FRANCE STRATÉGIE SUR :



www.strategie.gouv.fr



CommissariatStrategieProspective



@Strategie_Gouv

La note d'analyse « Y a-t-il une place pour l'hydrogène dans la transition énergétique ? » de France Stratégie est publiée sous la responsabilité éditoriale du commissaire général.

Les opinions qui sont exprimées dans la *Note d'analyse* engagent leurs auteurs.

Directeur de la publication :
Jean Pisani-Ferry,
commissaire général

Directrice de la rédaction :
Selma Mahfouz,
commissaire générale adjointe

Secrétaire de rédaction :
Valérie Senné

Impression :
Commissariat général
à la stratégie et à la prospective

Dépôt légal :
août 2014 - N° ISSN 1760-5733

Contact presse :
Jean-Michel Roullé,
responsable du service
Édition-Communication
01 42 75 61 37
jean-michel.roulle@strategie.gouv.fr



FRANCE STRATÉGIE



France Stratégie est une institution rattachée au Premier ministre. Organisme de concertation et de réflexion, son rôle est de proposer une vision stratégique pour la France, en expertisant les grands choix qui s'offrent au pays. Son action repose sur quatre métiers : anticiper les mutations à venir dans les domaines économiques, sociétaux ou techniques ; débattre avec tous les acteurs pour enrichir l'analyse ; évaluer les politiques publiques ; proposer des recommandations au gouvernement. France Stratégie joue la carte de la transversalité, en animant un réseau de huit organismes aux compétences spécialisées.