

PRODUCTION D'HYDROGENE PAR ELECTROLYSE DE L'EAU

Sommaire

- 1 – Introduction
- 2 - Quelques rappels sur l'électrolyse
- 3 - Les technologies en concurrence
- 4 - Coût de l'hydrogène fabriqué par électrolyse
- 5 - Fabricants et/ou développeurs d'électrolyseurs
- 6 - Références

1. Introduction

L'hydrogène est un vecteur énergétique quasiment inexistant dans la nature à l'état moléculaire: il faut donc le produire avant de l'utiliser ou éventuellement le stocker. On y parvient par divers procédés : le reformage ou gazéification d'hydrocarbures, l'électrolyse de l'eau ou la dissociation thermochimique de l'eau ou de la biomasse (cf. Fiches 3.2.2 et 3.3.1).

Le choix du procédé (figure 1) se fait en fonction de nombreux paramètres : type d'énergie primaire, pureté, débits,

De fait, la quasi-totalité de l'hydrogène aujourd'hui disponible provient du reformage de gaz naturel. La thermochimie est au stade du laboratoire et l'électrolyse représente moins de 1% de la capacité totale de production de cet hydrogène; cette dernière n'est utilisée que si l'électricité est soit fatale (cas des renouvelables comme l'éolien ou le photovoltaïque), soit bon marché et/ou si une pureté élevée de l'hydrogène produit est requise. Actuellement, le recours croissant aux sources renouvelables conduit au développement de l'électrolyse, procédé bien adapté à la valorisation de ces énergies nouvelles.

A côté de l'électrolyse industrielle mettant en œuvre des puissances unitaires pouvant atteindre plusieurs mégawatts (électrolyse chlore-soude, par exemple), on assiste de nos jours à l'essor des électrolyseurs de petites à de moyennes capacités, typiquement de 1 à 100 kW.

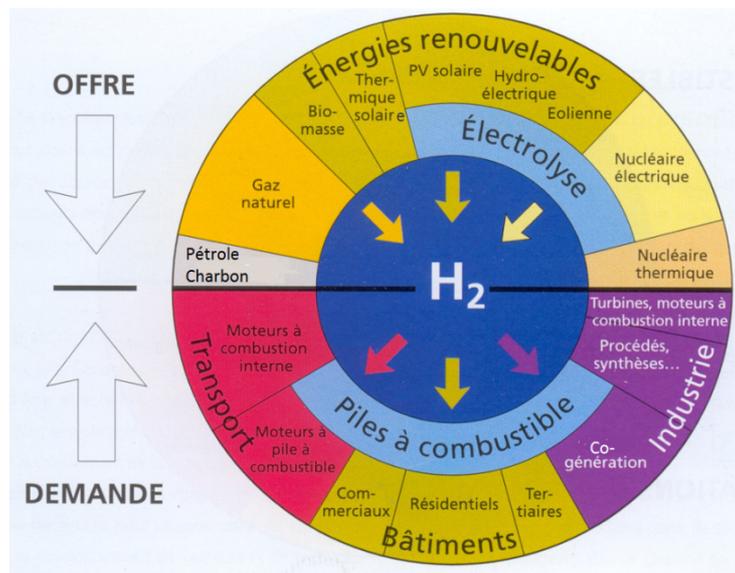
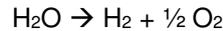


Figure 1 – La chaîne « hydrogène » (document U.E.)

2 - Quelques rappels sur l'électrolyse

La décomposition de l'eau par électrolyse s'écrit de manière globale:



avec une enthalpie de dissociation de l'eau : $\Delta H = 285 \text{ kJ/mole}$

Cette décomposition nécessite un apport d'énergie électrique, dépendant essentiellement de l'enthalpie et de l'entropie de réaction. Le potentiel théorique de la décomposition est de 1.481 V à 298 K. Les valeurs classiques des potentiels de cellules industrielles sont de l'ordre de 1.7 à 2.1 V, ce qui correspond à des rendements d'électrolyse de 70 à 85 % se rapportant au Pouvoir Calorifique Supérieur¹ (PCS) de 3,55 kWh/Nm³. La consommation électrique des électrolyseurs industriels (auxiliaires compris) est généralement de 4 à 5 kWh/Nm³ d'hydrogène produit. A noter qu'il convient d'éliminer en permanence la chaleur dégagée liée aux irréversibilités.

L'alimentation minimale en eau d'un électrolyseur est de 0.8 l/Nm³ d'hydrogène produit. En pratique, la valeur réelle est proche de 1 l/Nm³. L'eau introduite doit être la plus pure possible car les impuretés demeurent dans l'équipement et s'accumulent au fil de l'électrolyse, perturbant in fine les réactions électrolytiques par :

- la formation de boues
- l'action des chlorures sur les électrodes

Une spécification importante sur l'eau porte sur sa conductivité ionique (qui doit inférieure à quelques $\mu\text{S/cm}$).

Une cellule d'électrolyse est constituée de deux électrodes (anode et cathode, conducteurs électriques) reliées à un générateur de courant continu, et séparées par un électrolyte (milieu conducteur ionique). Cet électrolyte peut être :

- soit une solution aqueuse acide ou basique,
- soit une membrane polymère échangeuse de protons
- soit une membrane céramique conductrice d'ions O^{2-} .

Il existe de nombreux fournisseurs (voir § 5) proposant des technologies très diversifiées, notamment en terme de nature de l'électrolyte et de technologie associée, allant d'un possible couplage amont avec une alimentation électrique renouvelable (photovoltaïque ou éolien), à la fourniture finale directe d'hydrogène sous pression.

3 - Les technologies en concurrence

Elles sont de deux natures et portent d'une part sur le type de structure (mono polaire ou bipolaire) et d'autre part sur le type d'électrolyte : alcalin, PEM² (ou acide) ou SOEC (technologie SOFC).

Structures mono polaires et bipolaires

Les premiers appareils d'électrolyse disposaient d'électrodes **mono polaires** (c'est-à-dire que chaque anode est connectée au pôle positif et chaque cathode au pôle négatif), les cellules d'électrolyse fonctionnent alors en parallèle.

Les systèmes **bipolaires**, développés par la suite, utilisent des plaques jouant le rôle d'anode d'un côté et de cathode de l'autre, les cellules d'électrolyse fonctionnent alors en série électrique. La conduction électrique s'opère à l'intérieur de l'électrode au travers de son épaisseur qui présente une chute ohmique, faible mais non nulle. Les assemblages bipolaires offrent l'avantage d'une densité de courant

¹ Quantité de chaleur dégagée par la combustion dans les conditions normales d'une unité de masse du combustible. Il est dit supérieur lorsque l'énergie correspondante à la condensation de l'eau produite par la combustion est récupérée.

² Proton Exchange Membrane. et Solid Oxide Fuel Cell, cf. Fiches 5.2.2 et 5.2.6.

plus élevée et d'une meilleure compacité. Cette conception introduit cependant une difficulté supplémentaire: l'électrode présente une face en milieu oxydant (anode) et l'autre en milieu réducteur (cathode).

La grande majorité des systèmes industriels reposent sur la technologie bipolaire, alors que quelques fournisseurs d'électrolyseurs de petite capacité proposent encore des structures mono polaires.

Les cellules d'électrolyse doivent être étanches, isolées électriquement et résistantes à la corrosion dans des conditions de température et pression parfois élevées.

Electrolyse alcaline

Le principe de ce type d'électrolyse est représenté sur la figure 2 :

Les réactions sur les électrodes sont les suivantes :

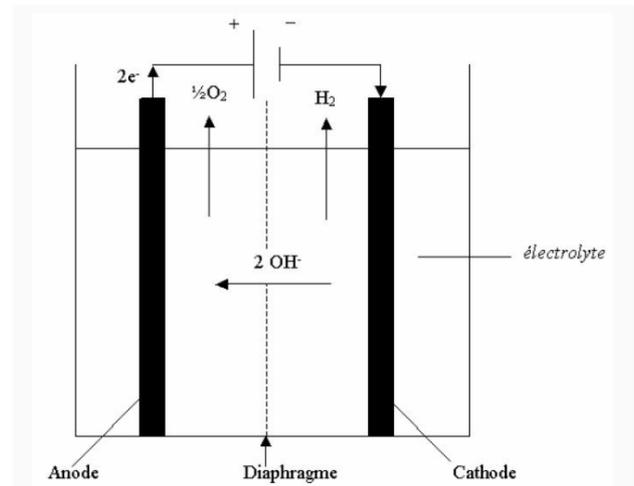
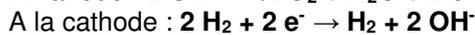


Figure 2 – L'électrolyse alcaline

L'électrolyse alcaline est le procédé le plus employé dans l'industrie et est donc mature. Les électrolyseurs se présentent en modules de petite ou moyenne capacité (0,5-800 Nm³/h d'hydrogène), utilisant une solution aqueuse d'hydroxyde de potassium (ou potasse) dont la concentration varie en fonction de la température (typiquement de 25% en masse à 80°C jusqu'à 40% à 160°C). La potasse est préférée à la soude, essentiellement pour des raisons de conductivité ionique supérieure à niveaux de température équivalents, et de meilleur contrôle des impuretés chlorures et sulfates.



Figure 3 – Trois unités d'électrolyseur alcalin Enertrag de 2 MW unitaire – 1000 m³/h

Les modules comprennent généralement : une alimentation électrique, les cellules d'électrolyse, une unité de purification de l'eau, une unité de déshumidification des gaz, une unité de purification de l'hydrogène, un compresseur et un système de contrôle-commande. Certaines technologies

Fiche 3.2.13/12

Révision : janvier 2017

Source : AFHYPAC - Th. A.

d'électrolyseurs fonctionnent directement sous pression. Les modules de petite capacité opèrent typiquement de 3 à 30 bars.

A noter que plusieurs laboratoires mènent des travaux de R&D sur les piles à combustible alcalines pour remplacer l'électrolyte liquide par des membranes solides conductrices d'anions OH⁻. En cas de succès, non encore acquis, ces membranes pourraient trouver une application dans l'électrolyse alcaline.

Electrolyse acide PEM (Proton Exchange Membrane)

L'électrolyse acide se distingue de la précédente par un électrolyte solide à membrane polymère conductrice de protons (Figure 4). Les avantages de cette technologie sont l'absence d'électrolyte liquide, la compacité, la simplicité de fabrication, la simplicité du design et du fonctionnement, la limitation des problèmes de corrosion, des performances sensiblement supérieures et une moindre influence de la variation des conditions d'entrée (intéressant pour les sources renouvelables intermittentes). Cependant le coût de la membrane polymère et l'utilisation d'électro-catalyseurs à base de métaux nobles, conduisent à des équipements aujourd'hui plus onéreux que les électrolyseurs alcalins de même capacité. L'électrolyse à membrane polymère est considérée, néanmoins, par beaucoup, comme une technologie d'avenir car elle bénéficie des nombreux développements sur les piles à combustible de technologie comparable (PEM), et de la réduction des coûts associée.

L'électrolyse à membrane polymère de petite capacité est d'ores et déjà une technologie mature, utilisée depuis plusieurs dizaines d'années pour des applications sous-marines (usines à oxygène à bord des sous-marins nucléaires³ américains et britanniques) et spatiales (pour la génération d'oxygène dans les compartiments vie).

Ces unités peuvent opérer de la pression atmosphérique à plusieurs dizaines de bars, voire quelques centaines de bars (Figure 5).

Ce type d'électrolyseur est particulièrement adapté au couplage à une source d'énergie renouvelable car il supporte, mieux que l'électrolyse alcaline, les variations de puissance électrique disponible. De plus, au vu des meilleures performances des électrolyseurs disponibles, il a un meilleur rendement (5 à 10 points de plus) que celui de l'électrolyse alcaline.

Les normes et codes sur la conception et/ou l'installation d'électrolyseurs de petite capacité sont en cours d'élaboration, notamment au sein de l'ISO TC 197⁴ dédié aux technologies de l'hydrogène.

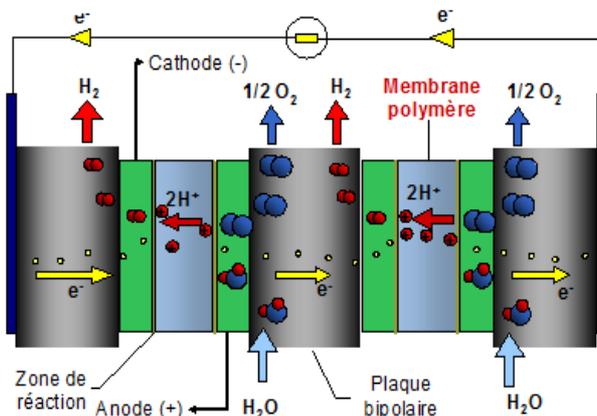


Figure 4 – L'électrolyse PEM

Avec: - à l'anode: $2 \text{H}_2\text{O} \Rightarrow \text{O}_2 + 4 \text{H}^+ + 4 \text{e}^-$
 - à la cathode: $2 \text{H}^+ + 2 \text{e}^- \Rightarrow \text{H}_2$

³ Les sous-marins nucléaires français sont actuellement équipés d'électrolyseurs alcalins, mais devraient passer prochainement en technologie PEM.

⁴ ISO TC, International Organization for Standardization Technical Committee



Figure 5 – Electrolyseur PEM AREVA H₂GEN/CETH₂ 120 Nm³/h (2015)

Electrolyse à haute température (PCFC ou SOEC)

Cette technologie est directement issue des développements de la pile à combustible de type PCFC ou SOFC (Figure 6), fonctionnant respectivement dans les gammes 400 – 600 °C et 650 – 1000 °C. Elle se révèle intéressante si on l'alimente à la fois en électricité et en chaleur pour maintenir la température élevée souhaitée; le rendement peut alors être supérieur à 80% si on ne prend pas en compte la chaleur de vaporisation de l'eau. Elle est essentiellement destinée à être couplée à un système solaire à concentration ou à un réacteur nucléaire à haute température. Elle est au stade du développement dans divers laboratoires comme CERAMATEC, Idaho National Engineering and Environmental Lab. aux USA et au CEA/LITEN.

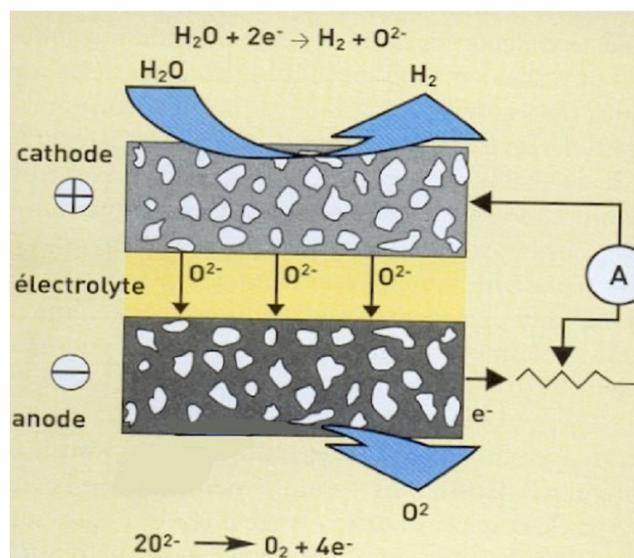


Figure 6 – L'électrolyse SOEC⁵

Une technologie complémentaire est en cours de développement : il s'agit du couplage des deux fonctions d'électrolyse et de pile à combustible au sein d'un même appareillage dans la mesure où l'électrolyse et la pile à combustible sont deux technologies dont les fonctionnements sont réversibles. Diverses entités, publiques et industrielles commencent, depuis le début 2016, à s'y intéresser

⁵ SOEC: Solid Oxide Electrolysis Cell

sérieusement en technologie SOEC/SOFC; ainsi la start-up *Syflfen*⁶ issue du CEA et une association *Boeing, Huntington Beach et Sunfire* qui vient d'en faire une démonstration avec un système de 50 kW livré à l'US Navy, en février 2016 (Fig. 7).



Figure 7 – le système réversible SOEC/SOFC de Boeing (2016)

4 – Coût de l'hydrogène fabriqué par électrolyse

Evoquer la distribution d'un nouveau vecteur d'énergie, même à un stade préliminaire, exige non seulement une analyse du cycle de vie, mais aussi une analyse économique globale (coût capital, coûts opératoires et maintenance). Le coût de l'hydrogène produit localement par électrolyse est d'abord et avant tout lié à celui de l'électricité, donc à son mode de production. Dans le cas d'une électricité « verte », ce sont les coûts en capitaux du système renouvelable (photovoltaïque, éolien...) qui influenceront. Les chiffres varient, selon les auteurs et les hypothèses retenues (taille et performances de l'unité, coût capital...) entre 20 et 70 \$/GJ, avec un assez large consensus autour de 27-55 \$/GJ (100 - 200 €/MWh th) (ou 4– 6 \$/kg d'hydrogène, se référant à l'équivalent PCS) pour une durée de fonctionnement supérieure à 7 000 h/an (Figure 8).

Ces chiffres sont à considérer avec prudence, compte tenu du faible retour d'expérience sur les performances réelles de ces systèmes et des coûts associés, mais ils montrent qu'une analyse économique, même préliminaire, ne permet pas de disqualifier cette nouvelle filière qui reste encore à développer, notamment pour des applications captives.

Ces coûts peuvent être comparés aux résultats des travaux du projet national *HyFrance3*. Par exemple, dans l'hypothèse d'une production massive d'hydrogène à partir d'un champ éolien, couplée à un stockage en cavités profondes, dans les régions PACA ou Rhône-Alpes, le coût prospectif, en 2050, de l'hydrogène produit par électrolyse serait dans la gamme 0,6 – 0,9 \$/kg (0,5 – 0,7 €/kg).

De son côté, le CGSP (Commissariat Général à la Stratégie et à la Prospective) a publié en septembre 2014, les résultats d'une étude sur le sujet (Figure 9)

⁶ <http://syflfen.com/fr/accueil/>

COÛTS DE LA PRODUCTION D'HYDROGÈNE

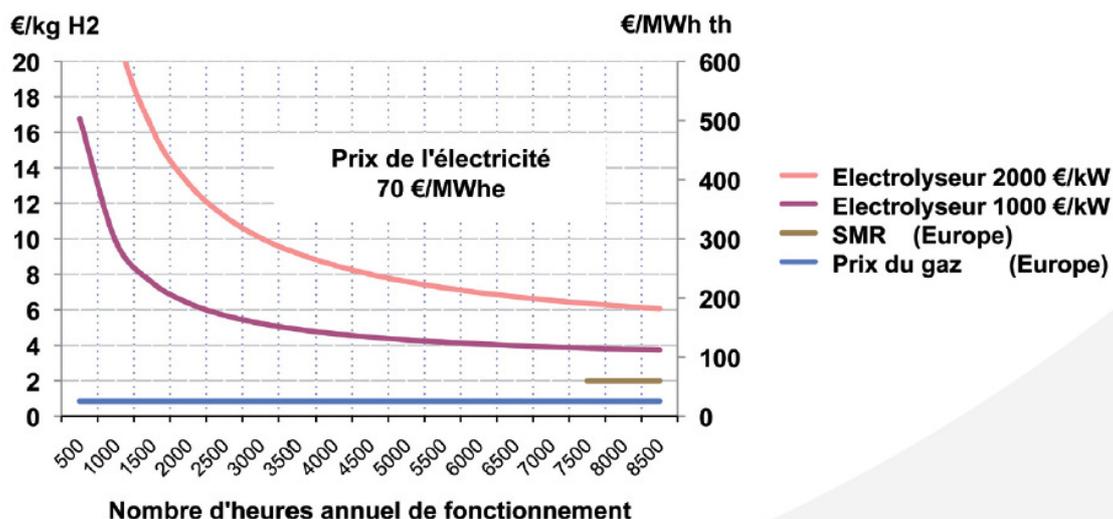


Figure 8 - Coût de l'hydrogène en fonction du mode de production
(Document France Stratégie - Août 2014)

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

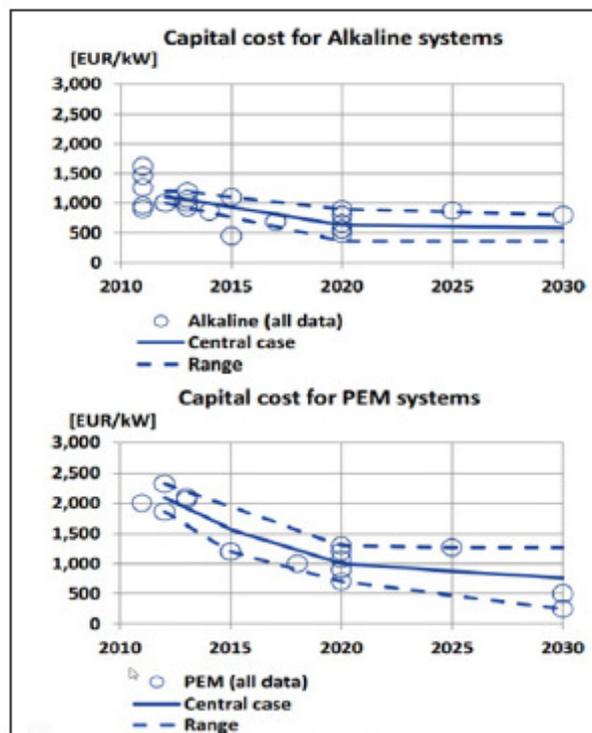
Source : CGSP

Figure 9 - Coûts de production selon divers scénarios détaillés ci-dessous

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 études 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 contestable, 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.

D'autres données économiques ont été fournies par l'I-Tésé (Figure 10) (lettre I-Tésé n°23 - novembre 2014) montrant les évolutions possibles de coûts comparés des électrolyseurs entre les deux filières alcalines et acides.



Perspectives d'évolution de coût d'électrolyseurs à l'horizon 2030
 Source : étude E4Tech pour le Fuel cells and Hydrogen Joint Undertaking, février 2014⁵

Figure 10 - Prévisions d'évolution comparée des coûts entre les deux filières.
 (I-Tésé - février 2014)

5 – Fabricants et/ou développeurs d'électrolyseurs

Les électrolyseurs généralement disponibles au plan commercial sont des électrolyseurs pour des pressions moyennes, ceux à haute pression étant encore au stade du test en vraie grandeur.

5.1 - Technologie alcaline

- **IHT, Industrie Haute Technologie**, (Suisse) - électrolyseurs de 20 à 760 Nm³/h, de 1 à 32 bars
<http://www.iht.ch/technologie/electrolyse/industry/electrolyse-sous-haute-pression-systeme-lurgi.html>
- **ELT - Elektrolyse Technik GmbH**, (Allemagne) : électrolyseurs de 330 à 1 400 Nm³/h, de 1 à 30 bars (Figure 11)
<http://www.elektrolyse.de>
- **Hydrogenics**, (Canada) ex-*Vandenborre/Stuart Energy*, produit la famille des électrolyseurs HySTAT de 10 à 15 Nm³/h, 10-25 bars
<http://www.hydrogenics.com/>
- **Angstrom Advanced Inc.**(USA) – électrolyseurs, jusqu'à 500 Nm³/h, jusqu'à 50 bars.
<http://www.angstrom-advanced.com/index.asp?page=hydrogenh2o>



Figure 11 – Electrolyseur alcalin ELT type S 556, 760 Nm³/h – 30 bars

- **NEL Hydrogen AS** - électrolyseur à pression ambiante jusqu'à 500 Nm³/h
<http://www.nel-hydrogen.com/>
- **McPhy Energy** (France), a récemment acheté la technologie d'électrolyseurs *McLyzer* qui couvrent une large gamme de pressions. Ils sont équipés d'électrodes *De Nora*. Il les commercialise pour proposer leur couplage avec son système de stockage d'hydrogène dans des galettes d'hydrure de magnésium. Ainsi le projet LASHY, lancé en 2014, va démontrer pendant un an l'utilisation d'un courant électrique fourni par une centrale hydroélectrique au fil de l'eau dans la Seine pour fabriquer de l'hydrogène, le stocker puis le transporter jusqu'à un site d'utilisation. Cette société et *ThyssenKrupp Uhde Chlorine Engineers*, leader mondial des équipements d'électrolyse chlore/soude et acide hydrochlorique, ont conclu, en juin 2015, un accord commercial stratégique dans la production d'hydrogène. McPhy Energy devient ainsi le fournisseur exclusif de *ThyssenKrupp Uhde Chlorine Engineers* pour ses équipements de production d'hydrogène de grande capacité par électrolyse de l'eau destinés au marché du stockage des énergies renouvelables.

Par ailleurs, McPhy a acheté, en janvier 2013, le fabricant italien d'électrolyseurs *PIEL*, puis en octobre 2013 a repris les activités d'électrolyseurs de l'allemand *ENERTRAG HyTec GmbH*.

- **Toshiba Corp.** a présenté, en juillet 2016, un électrolyseur alcalin de 100 Nm³/h après en avoir développé un modèle de 35 Nm³/h.

5.2 - Technologie PEM

5.2.1 - Technologie « basse pression » (inférieure à 100 bars)

- **Proton OnSite**⁷, (USA), avec toute une famille d'électrolyseurs :
 - la série des G200 à G 4800 (3 - 8 bars)
 - la série des S10 à 40: 4 à 19 bars
 - la série des M200 à M400: jusqu'à 200 Nm³/h

En mars 2015, cette société a reçu commande de générateurs d'oxygène de technologie PEM pour la flotte de sous-marins américains, britanniques et français, via UTC Aerospace Systems. Dans ce type d'utilisation (fourniture d'oxygène et non d'hydrogène), l'hydrogène produit est rejeté discrètement en mer.

En décembre 2016, Proton a révélé l'existence du plus gros électrolyseur PEM actuel, d'une puissance de 13 MW (Fig. 12) et a annoncé la fourniture de plusieurs exemplaires de la classe MW aux villes chinoises de Foshan et Yunfu pour l'alimentation de bus à pile à combustible.

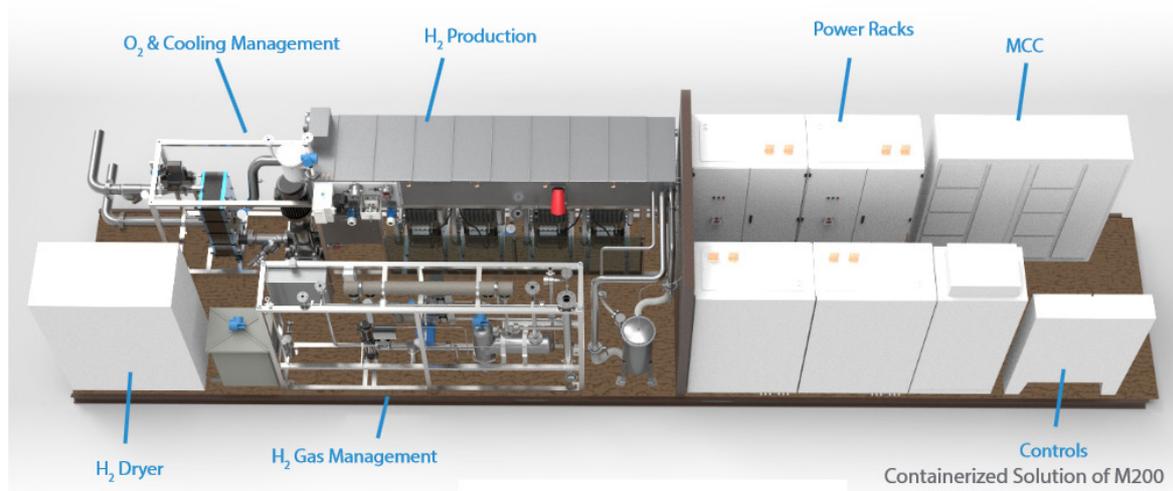


Figure 12 – L'électrolyseur Proton On site PEM de 13 MW

- **Hydrogenics**⁸, (Canada), les familles HySTART™ et HyLYZER™ qui couvrent la gamme de 1 à 500 Nm³/h.
En mai 2015, cette société a annoncé l'existence d'un générateur de 1,5 MWe pour E.ON et la ville de Hambourg dans le cadre d'un projet Power-to-Gas.
En novembre 2016, Hydrogenics a montré un système de 2,5 MWe (Fig. 13) destiné à une installation de Palm Springs en Californie.

⁷ <http://www.protonenergy.com/>

⁸ <http://www.hydrogenics.com/>



Figure 13 – Le système Hydrogenics/StratosFuel de 2,5 MWe

- **AREVA Smart Energies**, en s'appuyant sur les technologies développées par son ex- département Helion et sa filiale CETH₂, et en cofinancement de l'Etat (Investissements d'Avenir) via l'Ademe, a créé, en mars 2014, *AREVA H2-Gen joint venture*, qui a pour objectif la fabrication et la commercialisation d'électrolyseurs PEM. La première usine de fabrication a été inaugurée aux Ullis, en juin 2016.
- **GINER, InC.**⁹ (USA), électrolyseurs de laboratoire + électrolyseurs 3 Nm³/h, 85 bars (200 bars à l'étude), annoncé à près de 90% de rendement.
- **ITM Power**¹⁰ (Grande Bretagne), pression de 15 bars, quelques m³/h. - Série HGas de HGas60 à HGas1000 (jusqu'à 1 MWe). Le rendement pleine charge est annoncé supérieur à 70%. Un premier exemplaire 0,9 MW a été vendu à *ZEAG Energie AG* en mars 2016. En décembre 2016, ITM a annoncé qu'il va présenter toute une gamme d'électrolyseurs jusqu'à une puissance de 100 MW.
- **Siemens** et quelques partenaires (RheinMain University, Linde, et the Mainz (Germany) municipal utilities) ont annoncé, en janvier 2017, la mise en place d'un électrolyseur PEM dont la puissance atteint 6 MW et baptisé « the Mainz Energy Farm ». Il est principalement alimenté à partir d'électricité éolienne.

5.2.2 - Technologie « haute pression » (supérieure à 100 bars)

Ces électrolyseurs H.P. permettent de supprimer l'étage de compression pour le remplissage de réservoirs de véhicules automobiles et donc devraient permettre de produire de l'hydrogène sous pression à moindre coût.

- **Proton Energy Systems Inc.** (USA) (en collaboration avec *Air Products*) développe une unité capable de 150 kg/jour sous une pression de 350 bars.
- **Mitsubishi Corp.** (Japon) (dont le système a été baptisé HHEG/High - *Compressed Hydrogen Energy Generator*) développe une unité produisant 30 Nm³/heure sous 400 bars.

⁹ <http://www.ginerinc.com/>

¹⁰ <http://www.itm-power.com/>

5.3 - Technologie SOEC

- la société **FuelCell Energy, Inc.**, bien connue sur le marché des piles à combustible de type MCFC pour les applications industrielles, a annoncé en juillet 2015, qu'elle démarre le développement de la technologie SOEC, aussi bien pour les applications pile qu'électrolyseur, sous l'impulsion du DoE.

- Le **CEA Liten** développe depuis plusieurs années cette technologie, aussi bien pour des applications "pile" (SOFC) que pour des applications "électrolyse" (SOEC). Ces travaux ont conduit à la création récente d'une start-up baptisée *Sylfen* (cf. §3).

6- Références

- *Kathy Ayers*, Proton Energy Systems, Progress and New Directions in PEM Electrolysis – Colloque FCHEA “Fuel Cell & Hydrogen Energy 2011”
- *J. W. Richards, V. Engelhardt*, The Electrolysis of Water, Processes and Applications, The Chemical Publishing Company – 154 pages (2010)
- *Thierry Alleau*, EDP Sciences, « L'Hydrogène, énergie du futur? », *Collection Bulles de Sciences*, décembre 2007, 206 pages
- *Jean Claude Sabonnadière, Thierry Alleau, Pierre Baurens et al.*, « Nouvelles Technologies de l'énergie », Editions Hermès - Lavoisier, 2007, 290 pages
- *Andreassen K.*, “Hydrogen Production by Electrolysis - Hydrogen Power :Theoretical and Engineering Solutions”, 1998, Kluwer Academic Publishers, the Netherlands
- *Damien, A.* « Hydrogène par électrolyse de l'eau », 1992, J6366, Techniques de l'Ingénieur
- *Johanna Ivy*, Summary of Electrolytic Hydrogen Production, Rapport NREL/MP-560-35948, (28 pages) 2004
- *HyFrance3 – Développement des marchés de l'hydrogène* – Résumé Public. Janvier 2011 – Convention Ademe 0874C0009
- Hydrogen Production: by Electrolysis - *Agata Godula-Jopek* - Wiley VCH - Mars 2015 - 424 pages.