



# Rapport de MIG

## Production et utilisation de l'hydrogène

MIG effectué par Denis AOUIR, Maud BERNAT, Gautier BOBILLIER, Oscar BOURGEOIS, Gabriel CLAVE, Louis-Antoine DURAND, Nicolas JOLLY, El Mahdi KHRIBCH, Marc LATOURNARIE, Mathilde POTTIER et Joséphine RAUGEL.

Responsables du MIG : Elise EL AHMAR et Denise HOURIEZ

Du 12 novembre au 30 novembre 2018

## Remerciements

Avant toute chose, nous tenons à adresser nos plus sincères remerciements à Elise El Ahmar et Céline Houriez qui nous ont encadrées pendant toute la durée de ce MIG. Elles nous ont consacré leur temps, ont patiemment répondu à nos questions et étaient disponibles quand nous avions besoin d'elles. Sans leur présence, ces trois semaines n'auraient pas été possibles.

Nous tenons aussi à remercier les membres d'Air Liquide qui nous ont accueillis dans leurs centres des Loges-en-Josas et de Champigny-sur-Marne. Ils nous ont permis d'élargir nos connaissances sur le sujet qui nous préoccupait et de comprendre les enjeux de l'hydrogène à travers de nombreuses conférences de qualité. Nous voulons en particulier remercier Philippe Arpentinier et Denise Mery qui nous ont accompagnés tout au long du MIG et nous ont aidés à réaliser nos mini-projets.

Merci également à Cathy Large, Corinne Le Caignec et Jean-Pierre Dal Pont, pour leurs conférences instructives, ainsi qu'au centre de recherche de Mines ParisTech de Fontainebleau de nous avoir permis de visiter leurs laboratoires.

Enfin, nous voulons remercier L'ENSTA ParisTech qui nous autorisés à visiter ses laboratoires, enrichissant ainsi notre expérience.

## Résumé

L'hydrogène est un nouveau vecteur d'énergie qui se révèle prometteur. C'est pourquoi nous nous y intéressons. En particulier nous avons étudié ses différents moyens de production, écologiques ou non, son utilisation autant dans l'industrie que chez les particuliers ainsi que les débats qu'ils soulèvent au sein de la société.

## Table des matières

Introduction.....	5
I/ Contexte.....	5
A/ Présentation de l'hydrogène et d'Air Liquide.....	5
B/ Contexte environnemental.....	6
C/ Les défis à relever pour la filière hydrogène.....	7
II/ Production de l'hydrogène.....	8
A/ Vaporeformage du méthane.....	9
B/ Electrolyse de l'eau.....	10
1/ Présentation générale.....	10
2/ Electrolyse alcaline.....	12
3/ Electrolyse Proton Exchange Membrane (PEM).....	13
4/ Electrolyse Haute Température (EHT).....	13
5/ Comparaison des méthodes d'électrolyse.....	14
C/ Autres procédés : biomasse et cycles thermochimiques.....	14
1/ Biomasse <sup>[7]</sup> .....	14
2/ Cycles thermochimiques <sup>[8]</sup> .....	15
D/ Mini-projet.....	15
E/ Conclusion.....	18
III/ Utilisation de l'hydrogène.....	18
A/ Utilisation de l'hydrogène dans le monde et dans les secteurs.....	19
B/ Energies renouvelables intermittentes et hydrogène : « power to gas ».....	19
C/Utilisation de l'hydrogène chez les particuliers.....	21
1/ Micro-cogénération à pile à combustible.....	21
2/ Utilisation de l'hydrogène pour les batteries du quotidien.....	23
D/ Analyse de marché.....	24
1/ Performances économiques.....	24
2/ Coûts.....	25

3/ Environnement .....	25
4/ Subventions et stratégie européenne pour le chauffage et la climatisation.....	26
5/ Le transport et la distribution de l'H <sub>2</sub> .....	27
E/ Mini projet : L'avion à hydrogène .....	28
1/ A380 .....	29
2/ A400-M .....	29
3/ Moteur à combustion avec de l'hydrogène comme combustible .....	31
F/ Conclusion .....	32
IV/ Enjeux sociétaux et environnementaux .....	32
A/ Projets en cours .....	32
B/ Quels acteurs pour de tels projets ? .....	33
C/ Mini projet .....	33
Conclusion .....	36
Bibliographie.....	36
Annexes .....	38

## Introduction

Un enjeu majeur de la seconde moitié du XX<sup>ème</sup> siècle a été l'exploitation de l'énergie, afin d'alimenter une industrie, un commerce et une économie qui reposaient de plus en plus sur des machines et des systèmes électriques, et afin d'alimenter la consommation toujours croissante en électricité des populations. Le gaz naturel, le charbon et les hydrocarbures ont alors été utilisés comme principales sources ou vecteurs d'énergie.

Aujourd'hui, devant l'épuisement des ressources naturelles d'une part, et les enjeux écologiques liés aux émissions de gaz polluants d'autre part, il s'agit de trouver de nouveau vecteur d'énergie pour alimenter l'industrie, le commerce, et les particuliers.

Les énergies renouvelables comme le solaire et l'éolien, ou encore le nucléaire, peuvent donc être envisagées comme des moyens propres, c'est-à-dire ne rejetant pas de gaz polluants, pour produire de l'électricité ou faire fonctionner des machines. Une autre technologie mérite toutefois d'être considérée avec la plus grande attention : l'hydrogène. En effet, capable de libérer de grandes quantités d'énergie sans émettre de gaz à effet de serre, cette molécule a pour atout principal sa polyvalence : utilisable aussi bien pour la génération d'électricité, les transports ou le chauffage, elle sera amenée à jouer un rôle clef dans l'énergie de demain.

La problématique sur laquelle nous nous sommes penchés pendant notre MIG a donc été la suivante : comment les technologies hydrogènes peuvent-elles remplacer les technologies fonctionnant aux hydrocarbures, afin de diminuer les émissions de gaz polluants ? Notre démarche évolue en quatre temps. Nous nous proposons tout d'abord de présenter l'hydrogène : ses propriétés, les défis qu'il pourrait permettre de relever. Nous abordons ensuite la question de la production d'hydrogène, qui est cruciale : afin que les technologies hydrogènes soient propres, il faut que la production du dihydrogène soit elle-même peu polluante. Dans un troisième temps nous analyserons plusieurs pistes de technologies hydrogène, notamment le chauffage et le transport. Enfin, nous traitons les principaux défis sociétaux et environnementaux posés par la filière hydrogène

## I/ Contexte

### A/ Présentation de l'hydrogène et d'Air Liquide

L'hydrogène, le plus petit atome dans l'univers, est composé d'un proton et d'un électron. Son nom signifie « qui crée (gène) l'eau (hydro) » à l'image de la réaction du dihydrogène avec le dioxygène. La molécule de dihydrogène, souvent appelée abusivement hydrogène, est quant à elle constituée de deux atomes d'hydrogène et est la molécule la plus simple qui existe. Elle est remarquablement stable par sa liaison covalente et aussi parfaitement apolaire (grâce à la symétrie de la molécule). L'une de ses caractéristiques notables est sa très faible masse volumique (0.090 g/L dans les conditions normales de température et de pression). Cela permet d'en stocker beaucoup sans que la masse devienne un problème majeur, mais la compression d'un tel gaz devient par ailleurs un enjeu important. De plus, la molécule étant très petite, elle peut s'infiltrer dans de tous petits espaces et fuir assez facilement. Le stockage de l'hydrogène nécessite donc des équipements particuliers. Son point d'ébullition est très bas (-253°C), à cause des interactions de London, compliquant le processus de liquéfaction.

L'hydrogène possède également l'avantage de produire une grande quantité d'énergie lorsqu'il se recombine avec l'oxygène pour former de l'eau : près de 120 MJ/kg contre 50 MJ/kg obtenu par combustion du gaz naturel. C'est pourquoi il est considéré comme un vecteur d'énergie

particulièrement prometteur. Cependant, si l'hydrogène est très abondant dans l'espace et dans les planètes gazeuses, il est très peu présent dans l'atmosphère terrestre. Ainsi la plus grande partie de l'hydrogène utilisé est produite artificiellement. Il existe toutefois quelques rares sources naturelles actuellement exploitées, mais cet approvisionnement, plutôt aléatoire, reste limité face aux besoins en hydrogène. Aujourd'hui son utilisation est essentiellement concentrée dans le secteur de la chimie et de la raffinerie des hydrocarbures (figure 1).

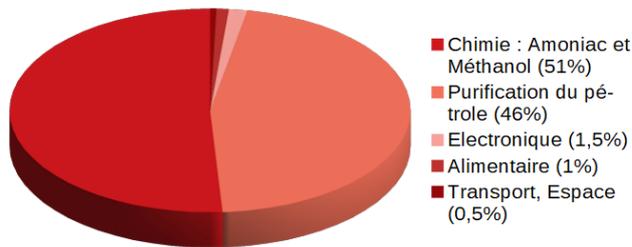


Figure 1 : Utilisation de du dihydrogène dans différents secteurs d'activités

L'hydrogène présente de nombreux avantages : c'est un vecteur d'énergie à production sécurisée puisqu'il existe de multiples moyens de la produire. Il est très efficace (trois fois plus énergétique que le gazole) et ne produit pas de gaz à effet de serre lors de son utilisation. Sa flexibilité est remarquable car l'hydrogène peut être utilisé aussi bien dans la mobilité que dans le chauffage ou l'industrie. Il permet enfin de stocker de l'électricité, qui pourrait être perdue, grâce à l'électrolyse, servant alors de stockage chimique.

L'hydrogène présente de nombreux avantages : c'est un vecteur d'énergie à production sécurisée puisqu'il existe de multiples moyens de la produire. Il est très efficace (trois fois plus énergétique que le gazole) et ne produit pas de gaz à effet de serre lors de son utilisation. Sa flexibilité est remarquable car l'hydrogène peut être utilisé aussi bien dans la mobilité que dans le chauffage ou l'industrie. Il permet enfin de stocker de l'électricité, qui pourrait être perdue, grâce à l'électrolyse, servant alors de stockage chimique.

Au cours de ce projet, Air liquide était notre principal partenaire car c'est un grand producteur d'hydrogène. Cette société française, spécialisée dans le domaine de la séparation de gaz de l'air, a été créée en 1902. Aujourd'hui, elle est un leader mondial des gaz, technologies et services pour l'industrie et la santé. Son activité se base sur la vente de gaz industriels et d'usine de production de ces gaz. Il s'agit essentiellement de d'oxygène, d'hydrogène, d'argon mais aussi de monoxyde de carbone et de mélanges de ces différents gaz. Air Liquide est une entreprise majeure dans le secteur de la production de gaz de synthèse (2ème au niveau mondial), employant près de 65 000 salariés dans 80 pays du monde avec un chiffre d'affaire de 20 milliards d'euros en 2017 (figure 2). Ses clients principaux se situent dans l'industrie et dans la santé. Il est à noter qu'Air Liquide est également un grand consommateur d'énergie puisqu'il est le troisième consommateur énergétique au niveau industriel en France.

Air Liquide possède six centres de recherche et de développement autant en France qu'à l'étranger (Etats-Unis, Allemagne, Chine, Corée du Sud et Japon).

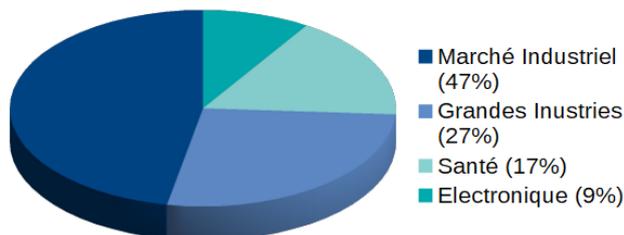


Figure 2 : Part des différents secteurs dans le chiffre d'affaire d'Air Liquide

## B/ Contexte environnemental

Selon un rapport publié par le GIEC <sup>[1]</sup> (Groupe d'expert Intergouvernemental sur l'Évolution du climat) l'augmentation actuelle des températures depuis l'ère préindustrielle est estimée à 1°C. De plus, l'objectif de ne pas dépasser les 2°C, objectif commun à une majorité des pays dans le monde et fixé au terme de la COP 21 (en 2015) dans l'Accord de Paris, est aujourd'hui remis en question. En effet, il semble que les conséquences d'un tel réchauffement aient été sous-estimées, et qu'il faille donc se donner un objectif encore plus strict. Le dernier rapport du GIEC, publié au début de la COP

24 (en 2018), donne un nouvel aperçu des conséquences qu'auraient un réchauffement de 1,5°C, et cette hausse sera atteinte certainement entre 2030 et 2052.

Une augmentation de la fréquence et de l'intensité des vagues de chaleurs dans les territoires habités, des catastrophes naturelles (ouragans, crues, sécheresse), sont à prévoir, causant des problèmes économiques liés à la destruction d'infrastructures, mais surtout une crise politique majeure si on imagine les centaines de millions de réfugiés politiques qui fuiront les zones devenues inhabitables.

Le contexte environnemental est donc très menaçant, d'autant plus que le réchauffement climatique est un cercle vicieux. En effet, la hausse des températures du globe provoque d'une part le dégel du pergélisol de la toundra sibérienne, qui libère d'énormes quantités de méthane (CH<sub>4</sub>), gaz à effet de serre dont le Pouvoir de Réchauffement Global (PRG) est environ 25 fois supérieur à celui du dioxyde de carbone (CO<sub>2</sub>)<sup>[2]</sup>, et d'autre part le dégel des glaces de l'arctique, qui renvoient en grande partie la chaleur du soleil grâce à leur blancheur, laisse place à des surfaces d'eau plus sombres qui absorbent une part importante de la chaleur des rayons solaire augmentant la température de l'eau.

En 1850, la concentration de CO<sub>2</sub> dans l'atmosphère était de 285 ppm, en 2015 elle atteint les 400 ppm<sup>[3]</sup>. Le dioxyde de carbone est aujourd'hui le principal gaz responsable de l'effet de serre dû à l'homme (c'est à dire le réchauffement qui n'est pas causé par la vapeur d'eau ni l'eau liquide contenue dans les nuages). Il est en effet responsable de 55% de l'effet de serre additionnel (figure 3).

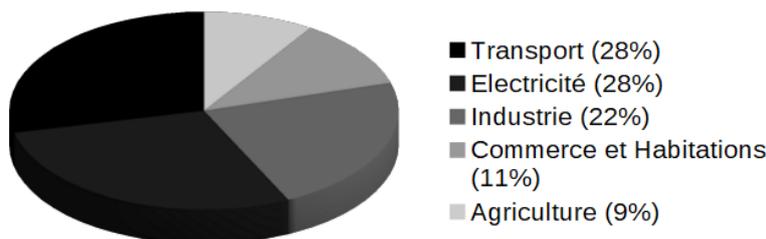


Figure 3 : Part des différents secteurs dans la production de gaz à effet de serre en 2016 pour les Etats-Unis, total : 6,511 Millions de tonnes en équivalent CO<sub>2</sub><sup>[4]</sup>

Aujourd'hui nous n'allons pas encore dans la bonne direction puisque les émissions globales de CO<sub>2</sub> ont encore augmenté en 2017 (1,5%) et vont certainement continuer d'augmenter en 2018. Les défis à relever pour ne pas dépasser les 2°C sont déjà conséquents, il faut donc une restructuration rapide et profonde de nos modes de transports, de l'habitat, et surtout de nos modes de production d'énergie, nécessitant un ralentissement rapide du secteur des énergies fossiles, et une augmentation du secteur des énergies renouvelables.

### C/ Les défis à relever pour la filière hydrogène

Le dernier rapport du GIEC insiste sur les objectifs à atteindre en termes d'émissions de CO<sub>2</sub> pour ne pas dépasser les 1,5°C. Nous savons maintenant qu'il est nécessaire de réduire de 45% nos émissions d'ici 2030, et d'atteindre zéro émission net en 2050. Pour l'objectif « 2°C », qui n'est plus à jour mais qui reste encore un avenir probable, il faudra réduire de 25% nos émissions d'ici 2030 et atteindre zéro émission net d'ici 2070.

Premièrement, pour ce qui est de l'objectif 1,5°C, le GIEC a proposé quatre scénarios différents, et on peut remarquer que dans chacun, la part d'énergies renouvelables dans la production d'électricité atteint au moins 70% en 2050.

De plus, le rapport souligne que l'hydrogène apparaît comme une solution pertinente couplé avec les énergies renouvelables. En effet ces dernières sont des sources intermittentes d'énergies, c'est-à-dire que l'on ne peut contrôler la production d'énergie (cela dépend du vent, de l'ensoleillement...).

La technologie de l'électrolyse permet de transformer les surplus d'énergie électrique en hydrogène, puis de stocker cet hydrogène pour l'utiliser comme combustible (Power to Gas) ou de le retransformer en électricité (Power to Gas to Power). Deux défis principaux apparaissent alors:

- L'efficacité de conversion énergie-hydrogène, et c'est pourquoi il existe tout un pan de recherche qui vise à améliorer la technologie de l'électrolyse.
- Le stockage de l'hydrogène, plutôt sous forme de gaz pour le Power to Gas to Power, puisqu'il serait trop coûteux de le liquéfier et que l'on a, *a priori*, de grands volumes de stockage disponibles sur les sites de production d'énergie. Il faut un stockage qui soit efficace de faible coût et qui soit imperméable sur de longues périodes.

Deuxièmement, un autre secteur pour lequel il est nécessaire d'agir est le transport. L'hydrogène peut être envisagé comme un carburant efficace et non-polluant pour le transport de demain. Aujourd'hui il existe déjà des voitures à hydrogène, et une flotte de 100 taxis roule dans Paris en n'émettant que de l'eau pure. Ici deux problèmes sont à résoudre :

- Celui de l'efficacité de la conversion hydrogène-énergie, nécessitant de travailler sur les piles à combustible, qui effectuent la transformation inverse de l'électrolyse.
- Le problème du stockage embarqué : en bonbonne sous forme de gaz comprimé (jusqu'à 700 bar aujourd'hui), ou sous forme liquide (il est nécessaire d'abaisser la température à -253 °C). Des problèmes de sécurité se posent en cas de fuite ou d'incendie.

Troisièmement, le dernier secteur critique est celui de l'habitat et du chauffage. Les foyers sont responsables de 32% de la consommation globale d'énergie, et de 10% des émissions de gaz à effet de serre. C'est un secteur qui devra être totalement restructuré car il y a un grand potentiel d'amélioration en termes d'efficacité énergétique. Ici encore l'hydrogène apparaît comme une solution viable pour l'avenir, puisque l'on peut injecter du dihydrogène dans les réseaux de gaz naturels sans que cela pose de problèmes aux utilisateurs. Il peut être également envisagé un chauffage utilisant uniquement de l'hydrogène comme source d'énergie. Le principal défi à relever ici est celui de l'acheminement de l'hydrogène. On peut imaginer des réseaux de pipeline reliant les grandes unités de productions et les villes, ou plus simplement des flottes de camions transportant des bonbonnes de gaz.

Finalement, mis à part les défis essentiellement technologiques évoqués ci-dessus, il faut prendre en compte que la filière hydrogène est encore relativement jeune, et qu'il y a donc également de nombreux enjeux économiques à relever. Le prix des piles à combustible est aujourd'hui trop élevé car leur production n'est pas encore industrialisée. De même, le prix de l'hydrogène et des voitures à hydrogène n'est pas compétitif, et le nombre de pompes est trop faible pour que le secteur de la voiture hydrogène se développe. Il faut également rappeler que la filière souffre d'une mauvaise image, notamment depuis l'incident du Zeppelin Hindenburg, un immense dirigeable gonflé à l'hydrogène qui prit feu en 1937. Il y a donc également des défis d'acceptabilité sociétale à relever.

## II/ Production de l'hydrogène

En 2017, la production mondiale d'hydrogène était de 60 millions de tonnes, dont 2 millions par Air Liquide, soit 3,3 %. Cette production fait appel à différents procédés (figure 4) dont le vaporeformage du méthane, l'oxydation des hydrocarbures, la gazéification du charbon et l'électrolyse.

Les principales méthodes utilisent des hydrocarbures c'est pourquoi la production verte, ou du moins décarbonée, de l'hydrogène est un enjeu capital pour les années à venir.

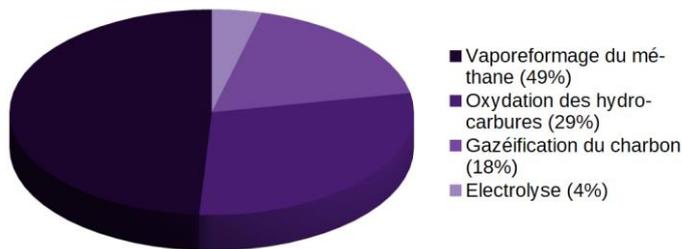


Figure 4 : Répartition de la production d'hydrogène mondiale <sup>[5]</sup>

### A/ Vaporeformage du méthane

La production d'hydrogène à partir d'hydrocarbures légers, tels que le gaz naturel, constitue la part la plus importante de la production totale d'hydrogène. 96% de l'hydrogène est effectivement produit à partir d'éléments fossiles.

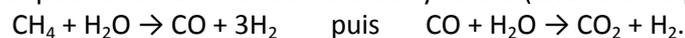
Le vaporeformage du méthane <sup>[5]</sup> (en anglais : Steam Methane Reforming ou SMR) est la méthode de production la plus utilisée. Elle consiste à faire réagir du méthane avec de l'eau pour créer du dihydrogène et du dioxyde de carbone. Le reformage du méthane comprend plusieurs étapes :

#### Prétraitements des hydrocarbures

- ▷ **L'hydrodésulfuration** : permet d'enlever les composés soufrés naturellement présents dans les hydrocarbures légers issus du gaz naturel. On utilise de l'hydrogène catalytique pour capturer les atomes de soufre sur un lit d'absorbant de ZnO. Cette opération est indispensable car d'éventuels résidus de soufre endommageraient les catalyseurs utilisés lors du reformage proprement dit.
- ▷ **Le pré-reformeur** : convertit les hydrocarbures les plus lourds en un mélange d'oxydes de carbone, d'hydrogène et de méthane. Il permet de lisser les variations de composition de la charge ainsi que de protéger le four tubulaire en aval en évitant le craquage d'hydrocarbures lourds. Pour cela, le pré-reformeur utilise des catalyseurs de nickel.

#### Reformeur principal

- ▷ **Steam Methane Reforming (SMR)** : des procédés catalytiques basés sur la technique du four tubulaire sont utilisés pour effectuer les réactions de synthèse (endothermique) :



La température d'entrée du four est comprise entre 500°C et 650°C et nécessite donc un chauffage préalable. La température de sortie du four est entre 800°C et 950°C. La pression est quant à elle comprise entre 20 bar et 40 bar. Le chauffage du four est effectué à l'aide de brûleurs dont la disposition varie en fonction du montage choisi, soit en haut du four, soit en bas, soit disposés le long des tubes dans lesquels passent les gaz. Il faut contrôler le rapport vapeur/carbone ( $S/C = \text{steam}/\text{carbon}$ ) et s'assurer qu'il se situe entre 1,5 et 3 afin d'éviter la formation de nanotubes de carbone (réaction de Boudouard, craquage du  $\text{CH}_4$ ), provoquée par un rapport  $S/C$  trop faible, et d'empêcher l'altération des propriétés du catalyseur par « steaming » provoquée par un excès d'eau.

Les tubes de reformage sont conçus pour être opérationnel pendant 10 ans en-deçà d'une température donnée. Le dépassement de cette température entraîne une diminution de la

durée de vie du matériau et peut provoquer une rupture des tubes. Les mesures de températures sont effectuées par pyrométrie ou à l'aide de thermocouples.

▷ **Autres reformeurs** : pour produire un mélange de H<sub>2</sub> et de CO, on utilise un Autothermal reformer (ATR) ; pour obtenir uniquement du CO, c'est l'oxydation partielle (Pox) qui est employée.

### Post-traitements du syngas (mélange de CO et d'H<sub>2</sub>)

▷ **Le water gas shift (WGS)** : uniquement après un SMR ou un ATR, permet d'augmenter la teneur en H<sub>2</sub> ( $\text{CO} + \text{H}_2\text{O} \rightarrow \text{CO}_2 + \text{H}_2$ ) à basse température.

▷ **Le Pressure Swing Adsorption (PSA)** : permet la production d'hydrogène pur (à 99,99%).

▷ **Le TSA (temperature swing adsorption)** : permet de retirer les traces de H<sub>2</sub>O et de CO<sub>2</sub> restantes.

▷ **Membrane polymérique** : permet la production d'un gaz de synthèse avec un ratio H<sub>2</sub>/CO spécifique. Le procédé de séparation est basé sur la différence entre les vitesses de perméation des molécules à travers la membrane.

Il y a ensuite divers éléments d'optimisation du système ; on récupère par exemple la chaleur des fumées pour chauffer la vapeur d'eau.

La SMR permet la production d'hydrogène à grande échelle à partir d'hydrocarbures. Cependant, ce procédé n'est pas « vert » et participe à la production de gaz à effet de serre. Néanmoins, il existe d'autres façons de produire de l'hydrogène qui ne font pas appel aux hydrocarbures.

## B/ Electrolyse de l'eau

### 1/ Présentation générale

L'électrolyse de l'eau <sup>[6]</sup> est un processus employé pour créer de l'hydrogène, et celui qui, de loin, présente le moins d'émissions de gaz à effet de serre. Ce processus est en revanche assez coûteux en énergie électrique ; il nécessite entre 3 et 5 kWh/Nm<sup>3</sup> d'hydrogène. Il n'est d'ailleurs utilisé que pour 1% de la production française d'hydrogène (2016) et 4% de celle mondiale (2017).

L'électrolyse se base sur la réaction d'électrolyse de l'eau :  $2\text{H}_2\text{O} \rightarrow 2\text{H}_2 + \text{O}_2$  pour produire de l'hydrogène (énergie chimique). Les piles à combustible (PAC), fuel cells en anglais, réalisent la réaction inverse : à partir d'hydrogène et d'oxygène (énergie chimique), elles produisent de l'électricité et de la chaleur (figure 5).

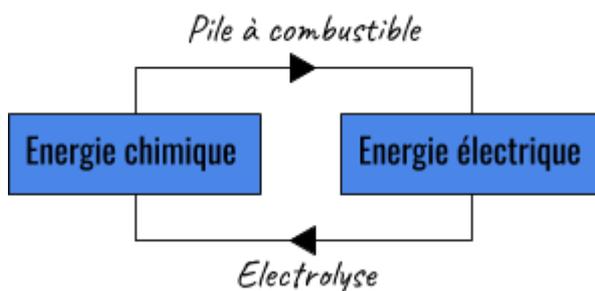


Figure 5 : cycle énergie chimique-énergie électrique

Il existe plusieurs types d'électrolyse, qui diffèrent notamment par la température à laquelle s'effectue la réaction (figure 6), les matériaux utilisés et les réactions intermédiaires qui font intervenir des porteurs de charge différents (figure 7).

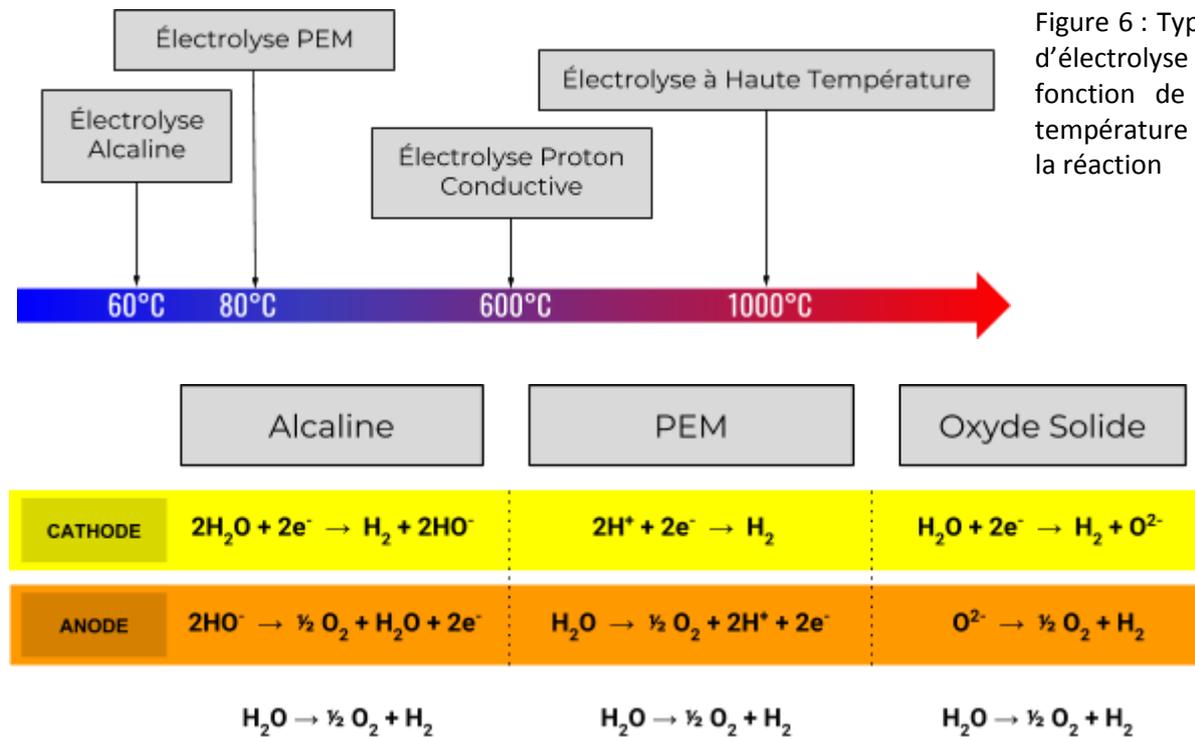


Figure 6 : Types d'électrolyse en fonction de la température de la réaction

Figure 7 : Réactions intermédiaires en fonction du type d'électrolyse

Un électrolyseur a globalement la même structure quelle que soit la technique d'électrolyse choisie.

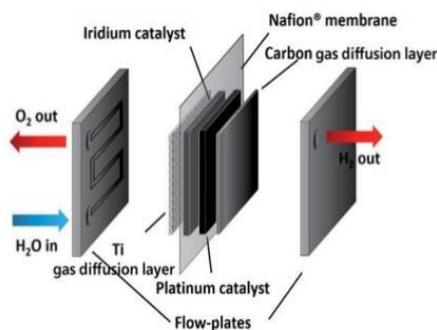


Figure 8 : Schéma d'une cellule d'électrolyse

Une cellule (figure 8) est composée de :

- deux électrodes (ici l'anode correspond à la plaque en iridium, et la cathode à la plaque en platine)
- un électrolyte qui autorise le passage des porteurs de charge,  $\text{H}^+$ ,  $\text{HO}^-$  ou  $\text{O}^{2-}$  selon la technique d'électrolyse
- des couches de diffusion (gas diffusion layer, ici en titane et en carbone) permettant d'acheminer les gaz nécessaires à la réaction.

Chaque cellule est encadrée par des plaques bipolaires ou flow plates (chacune d'elles est en contact avec une anode et une cathode) qui assurent la conduction des électrons, le refroidissement et l'étanchéité. Elles possèdent des canaux gravés dans lesquels se déplacent les gaz (figure 9). La géométrie même de ces canaux influence grandement les performances de la cellule. C'est pourquoi elle fait l'objet de nombreuses recherches pour optimiser les électrolyseurs.

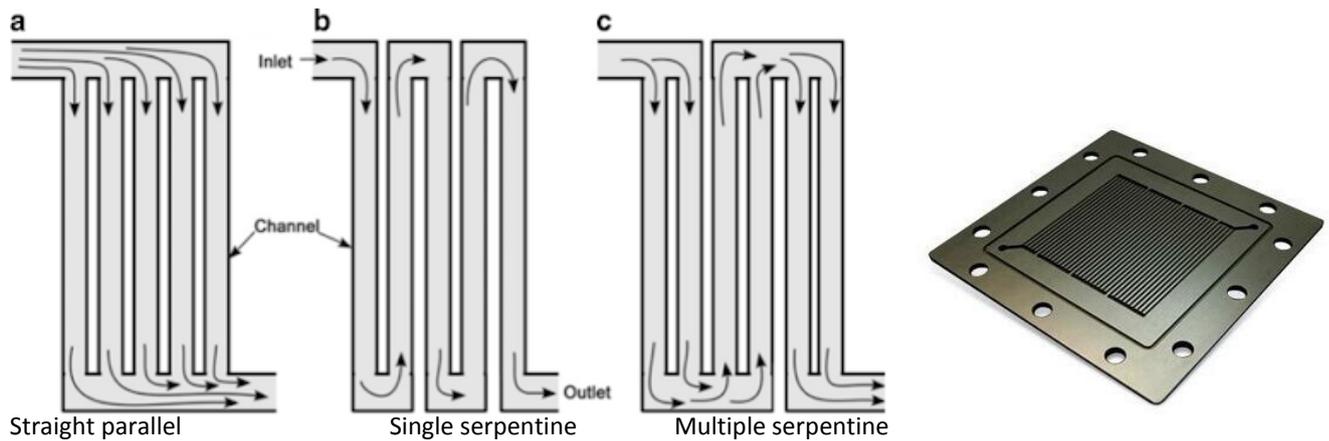


Figure 9 : Schéma de plusieurs géométries de canaux de plaques bipolaires et image d'une plaque

Afin de produire une quantité d'hydrogène plus conséquente, les cellules sont empilées en stacks (entre 10 et 200 cellules par stack). Le bloc électrolyseur complet, composé de plusieurs stacks, est plongé dans une enceinte chauffante isolée thermiquement et en général sous pression. L'association du bloc électrolyseur aux auxiliaires, c'est-à-dire tous les équipements adjacents qui servent à gérer la pureté, le débit ou encore la pression de l'hydrogène, constitue l'unité d'électrolyse. Il peut y en avoir plusieurs dans une même usine.

On peut calculer la tension théorique d'électrolyse  $U_{théo}$  de la pile à hydrogène via les potentiels de Nernst :

$$E(H^+/H_2) = E^\circ(H^+/H_2) + RT/2F \cdot \ln([H^+]/P(H_2))$$

$$E(O_2/H_2O) = E^\circ(O_2/H_2O) + RT/2F \cdot \ln(P(O_2)/P(H_2O))$$

$$U_{théo} = E(O_2/H_2O) - E(H^+/H_2) = E^\circ(O_2/H_2O) - E^\circ(H^+/H_2) = 1.23 - 0.0 = 1.23 \text{ V}$$

Cependant, la tension réelle à appliquer pour faire l'électrolyse est plus importante à cause de divers facteurs (figure 10), et dépend de la densité du courant.

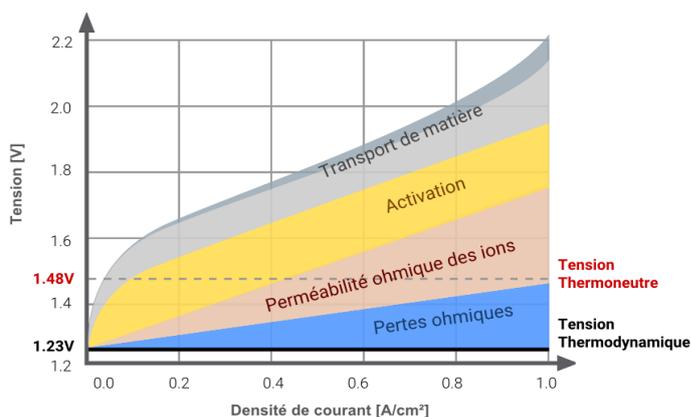


Figure 10 : Décomposition des facteurs de pertes dans l'électrolyse

L'électrolyseur est l'élément principal dans la chaîne de production par électrolyse. Toutefois, un certain nombre d'équipements auxiliaires indispensables participent également au cycle de production d'hydrogène. (Annexe II.B.1)

## 2/ Electrolyse alcaline

L'électrolyse alcaline (figure 11) est la technique la plus utilisée aujourd'hui, et également la plus mature. Elle ne nécessite pas de conditions de température extrêmes, facilitant sa mise en place. Certains électrolyseurs fonctionnent directement sous pression, de l'ordre de 3 à 30 bar, mais le processus peut également se faire à pression atmosphérique. En contrepartie de ces avantages

pratiques, son rendement est plutôt faible, de l'ordre de 0.5 à 0.6. L'électrolyte utilisé est une solution aqueuse de potassium ou potasse, qui laisse passer les ions  $\text{HO}^-$ .

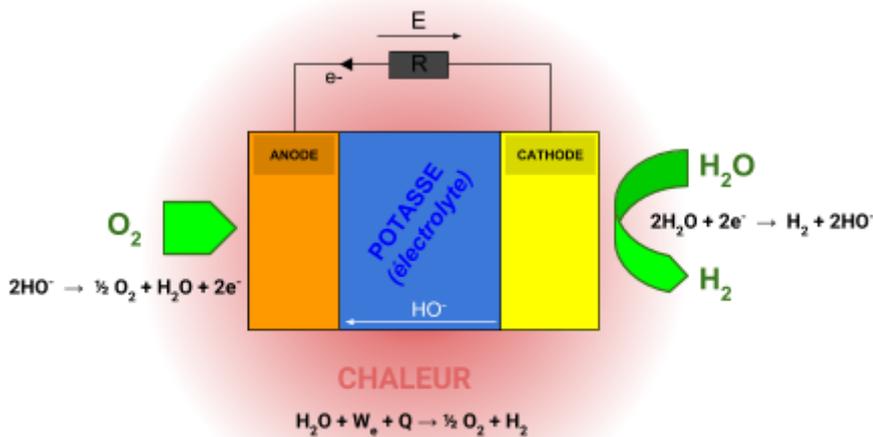


Figure 11 : Schéma de l'électrolyse alcaline

### 3/ Electrolyse Proton Exchange Membrane (PEM)

La différence avec la technique précédente se situe dans l'électrolyte utilisé : c'est ici un électrolyte solide à membrane polymérique conductrice de protons  $\text{H}^+$ , qui sont les porteurs de charge intermédiaires. Cette méthode présente plusieurs avantages : l'absence d'électrolyte liquide et la compacité d'une cellule simplifient la fabrication et limitent les problèmes de corrosion. Une unité peut fonctionner de la pression atmosphérique à quelques centaines de bar. Les performances sont également bien meilleures que celles de l'électrolyse alcaline, avec un rendement entre 5 et 10 points supérieur.

D'autre part, ce processus étant peu sensible aux variations de conditions d'entrée, il pourrait être utile pour récupérer les énergies renouvelables intermittentes.

Néanmoins, cette technologie reste bien moins abordable financièrement que celle alcaline : la membrane polymérique et l'utilisation de catalyseurs à base de métaux nobles engendrent des coûts importants. Elle est toutefois utilisée depuis longtemps dans le spatial et les véhicules sous-marins.

### 4/ Electrolyse Haute Température (EHT)

L'électrolyse haute température, encore au stade de prototype dans plusieurs laboratoires, est une méthode assez récente mais particulièrement prometteuse. En effet, elle obtient un rendement nettement meilleur que les techniques précédentes (il peut atteindre 0.8). L'EHT nécessite cependant un fort apport d'énergie thermique. En effet, la réaction d'électrolyse de l'eau est d'autant plus efficace que la température de la vapeur utilisée au départ est élevée (d'où l'appellation « haute température »). Les EHT actuelles atteignent des températures entre 600 et 1000°C.

Les matériaux, pour être utilisables dans une SOFC (Solid Oxide Fuel Cell), doivent résister à des températures élevées ainsi qu'être compatibles, c'est-à-dire ne conduire que les ions  $\text{O}^{2-}$  qui sont les porteurs de charge de la réaction. Le tout doit aussi résister à un milieu très corrosif et parer au

risque de réduction par le H<sub>2</sub> présent. Le choix de matériau étant limité, ce sont des céramiques qui vont être utilisées pour l'électrolyte.

Cependant, bien que ces cellules utilisent des matériaux de pointe, elles ne requièrent pas de catalyseur précieux comme le platine pour les réactions d'oxydo-réduction mais utilisent du nickel. L'utilisation de platine étant un problème majeur des électrolyseurs à basse température, nous voyons alors tout l'intérêt des EHT. (Annexe II.B.4)

## 5/ Comparaison des méthodes d'électrolyse

Pour conclure, il existe donc trois méthodes principales d'électrolyse. Le graphique suivant (figure 12) permet de comparer leurs plages de fonctionnement usuel ; il apparaît alors clairement que la méthode alcaline (AEL) est assez limitée, notamment au niveau de la densité de courant. Au contraire, la PEM et la SOE (Électrolyse à Oxyde Solide, type particulier d'EHT) ont des zones de fonctionnement beaucoup plus larges et donc plus exploitables. Ainsi, le développement de ces deux techniques est très prometteur et pourrait participer à l'élargissement de l'utilisation de l'électrolyse. Les méthodes d'électrolyse présentent également des différences en termes de répartition des coûts et de causes de panne. (Annexe II.B.5)

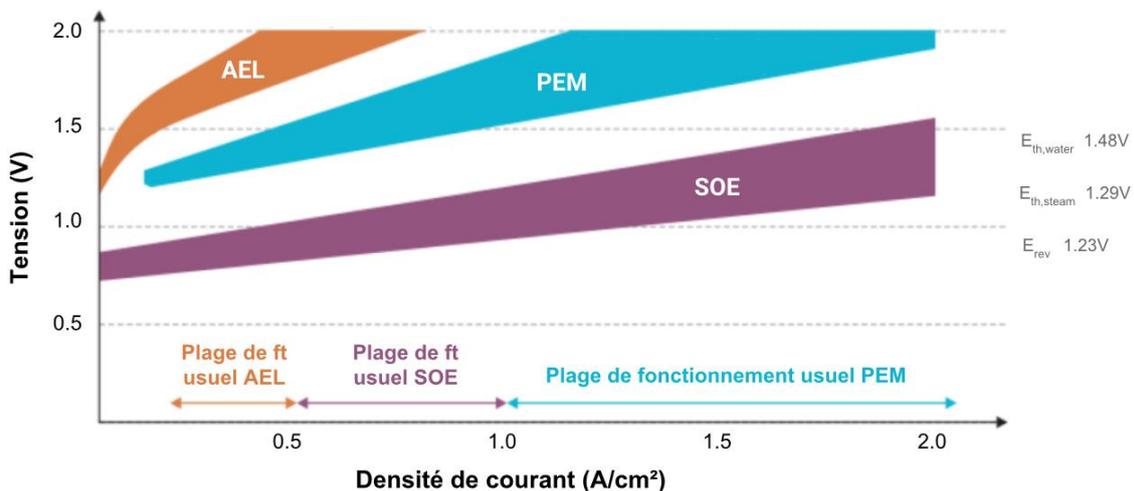


Figure 12 : Plages de fonctionnement usuel des différentes méthodes d'électrolyse

## C/ Autres procédés : biomasse et cycles thermochimiques

### 1/ Biomasse <sup>[7]</sup>

La production d'hydrogène par biomasse est aujourd'hui toujours à l'état de développement même s'il existe déjà des usines productrices. Certains procédés sont particulièrement prometteurs. Toutefois, le volume d'hydrogène produit ne constitue qu'une part infime du volume total (moins de 0.1% de la production mondiale).

Le principe de la production d'hydrogène par biomasse est d'utiliser des bactéries pour digérer des déchets organiques. Plusieurs techniques existent, notamment la digestion anaérobie et la fermentation sombre. L'objectif du développement de tels procédés est de produire de l'hydrogène propre, sans émissions de gaz à effet de serre. La recherche actuelle, en plus de les améliorer, vise à réduire les coûts de production. D'autres techniques sont aussi étudiées : la biophotolyse, la photofermentation et l'électrolyse microbienne (annexe II.C.1).

Pour la digestion anaérobie, les bactéries sont placées dans un environnement sans oxygène (anaérobie signifie une formation dans un milieu dépourvu d'O<sub>2</sub>). Les bactéries sont cultivées dans

des milieux très surveillés dont on contrôle la température, l'acidité et l'activité de l'eau. En effet, ces paramètres peuvent fortement influencer sur la croissance des bactéries. Le milieu est également enrichi avec des enzymes qui servent de catalyseurs pour les réactions (les lipases dégradent les lipides, les protéases dégradent les protéines) mais celles-ci ont un coût assez élevé.

La digestion anaérobie se divise en quatre phases :

- ▶ **L'hydrolyse** : permet la dégradation de la matière en monomères pour faciliter la digestion par les bactéries ; nécessite un milieu acide.
- ▶ **L'acidogénèse** : permet la création de différents acides, notamment des acides lactiques, ainsi que des alcools ; nécessite un milieu acide.
- ▶ **L'acétogénèse** : permet la production du CO<sub>2</sub> et du H<sub>2</sub> ; nécessite un pH neutre.
- ▶ **La méthanogénèse** : permet la production de méthane ; nécessite un pH neutre. Cette dernière étape est uniquement utilisée dans la production de biométhane et ne concerne donc pas la production de H<sub>2</sub>.

C'est le régime thermique mésophile (entre 30-40°C) qui est le plus utilisé (annexe II.C.1).

Un second procédé utilisant la biomasse est la fermentation sombre. A la différence de la digestion anaérobie, les transformations s'effectuent sans lumière. Cette méthode présente de nombreux avantages : l'hydrogène produit est bio, la demande d'énergie peu élevée, le taux de conversion haut et le processus stable. De plus, la fermentation sombre permet également la production d'acides gras qui entrent dans la composition de bioplastiques. En revanche, le substrat utilisé doit être sucré, le rendement est faible et il faut séparer les gaz puisque l'on obtient de l'hydrogène mais aussi du CO<sub>2</sub>. Les étapes de la fermentation sombre sont les mêmes que celles de la digestion anaérobie sauf qu'il faut stopper les réactions avant la méthanogénèse, ce qui permet de travailler dans un milieu acide. L'extraction de l'hydrogène doit se faire au fur et à mesure pour ne pas agresser les bactéries.

## 2/ Cycles thermochimiques <sup>[8]</sup>

Les cycles thermochimiques (annexe II.C.2) utilisés pour la production d'hydrogène se basent sur la dissociation de la molécule d'eau par des réactions chimiques successives. Ceci nécessite l'introduction de certains composés chimiques (S, I, Br, Ca, Cu,...) qui sont régénérées au cours des réactions. L'intérêt est d'abaisser la température à laquelle la réaction a lieu.

Ces cycles permettent la production d'hydrogène vert, souvent à de meilleurs rendements que l'électrolyse. Ils sont particulièrement adaptés à la production en masse puisqu'ils ne sont pas limités par des phénomènes de diffusion aux interfaces (comme dans l'électrolyse par exemple), et ainsi le débit d'hydrogène produit est directement proportionnel aux débits d'entrée.

Néanmoins, ils impliquent la circulation de quantités importantes de matière (avec des éléments bien plus lourds que l'hydrogène, ou l'eau) à des pressions élevées. De plus, les coûts de séparation des espèces régénérées sont élevés, et le milieu particulièrement corrosif et réducteur limite la durée de vie des matériaux : pour toutes ces raisons les coûts d'installations et de maintenance sont élevés, et donc le procédé peu utilisé.

## D/ Mini-projet

L'approvisionnement en hydrogène vert, ou du moins décarboné, est un problème majeur étant donné l'intermittence des énergies renouvelables ainsi que leur coût élevé d'installation. Ce projet vise donc à dimensionner une station à hydrogène quasi-autonome qui dispenserait de l'hydrogène décarboné. Pour cela la station se situera à proximité d'une production d'hydrogène utilisant

presque uniquement des énergies renouvelables, qui feraient fonctionner une électrolyse à haute température. Ce procédé est effectivement très prometteur de par son excellent rendement comparé aux autres électrolyses ainsi que du fait qu'il commence à être suffisamment développé pour être utilisable en dehors du laboratoire.

Le principe de fonctionnement de la station vise à rentabiliser un maximum les énergies renouvelables (figure 13). Pour cela, elle utilise directement l'énergie du soleil pour vaporiser et chauffer de l'eau (1), procédé nécessaire au fonctionnement de l'électrolyseur haute température (2). Le chauffage de l'eau est effectué à l'aide de miroirs paraboliques qui concentrent les rayons du soleil en un seul point. A cet endroit, la température peut être élevée ce qui nous permet de transformer en vapeur et de chauffer l'eau destinée à l'électrolyseur. L'utilisation de miroirs pour collecter l'énergie issue des rayons du soleil est un procédé qui a déjà fait ses preuves puisqu'on l'utilise notamment dans des centrales thermiques. L'énergie électrique, quant à elle, proviendrait d'une ou plusieurs éoliennes qui peuvent être placées soit sur le site, soit à une certaine distance s'il y a besoin (3). Une partie de l'énergie nécessaire devra néanmoins être prise directement du réseau (4) pour pallier les manques d'électricité dus à l'intermittence du vent et également pour alimenter un chauffage électrique pour produire une partie de la nuit, l'inertie des miroirs n'étant pas suffisante pour permettre le fonctionnement toute la nuit. De plus, les coûts d'installation des infrastructures seraient bien trop importants si l'on visait une production presque ininterrompue d'énergie renouvelable. (Annexe II.D.1)

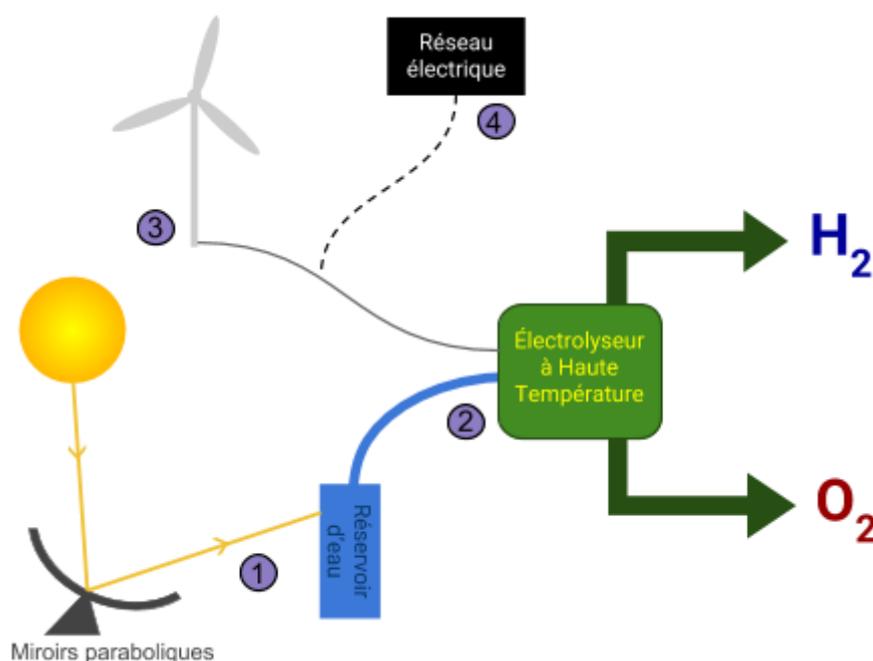


Figure 13 : Schéma de la station à hydrogène quasi-autonome

Cependant le bilan des énergies restera bien plus décarboné que les méthodes classiques de production d'hydrogène, c'est à dire notamment la SMR. De plus le coût reste compétitif parce que le projet s'affranchit des frais de transport, la production étant faite sur place.

Afin de mener les calculs, nous nous sommes appuyés sur les hypothèses suivantes. Nous avons estimé la capacité de la station à 200 pleins par jour. Sachant qu'un plein d'hydrogène correspond à 5 kg d'hydrogène, on veut donc une production de 1000 kg/jour. Quant au stockage, nous avons prévu de pouvoir stocker 4000 kg d'hydrogène, soit 4 jours d'avance. Ceci devrait être suffisant pour faire face à d'éventuelles demandes soudaines et importantes.

Concernant l'électrolyseur, nous avons choisi la technologie à Haute Température puisqu'elle a un bon rendement (bien meilleur que celui des autres techniques d'électrolyse) et permet d'exploiter la chaleur du rayonnement solaire. Nous nous sommes donc basés sur les caractéristiques d'un tel électrolyseur. Finalement, à titre indicatif, les calculs sont faits en grande partie sur des prédictions de 2020 (annexe II.D.2).

D'autre part, nous avons fait le choix d'installer notre station à hydrogène quasi-autonome au centre-est de l'Espagne, près de Valence. Cet endroit présente effectivement des caractéristiques adaptées au fonctionnement de la station, à savoir :

- ▶ un pays développé, prêt à investir dans des projets novateurs dans le domaine des énergies renouvelables (financement de nombreuses centrales solaires ces dernières années par exemple).
- ▶ une densité importante de population, élément indispensable dans l'optique d'un développement massif de l'utilisation des véhicules à hydrogène, et donc des stations d'approvisionnement.
- ▶ un ensoleillement particulièrement important, de l'ordre de 2000 kWh/m<sup>2</sup>/an, assurant l'alimentation des miroirs. Nous avons considéré que sur une année entière, la durée d'exposition moyenne par jour est de 8 heures.
- ▶ un vent moyen significatif, tout à fait suffisant pour faire fonctionner la ou les éoliennes.

Grâce aux différentes hypothèses, nous avons pu calculer les coûts de production d'hydrogène sur la station (annexe II.D.3), ces résultats sont comparés à une usine de production par SMR de capacité équivalente (tableau 1). Les éléments pris en compte dans les coûts sont détaillés dans les figures 14 et 15.

	Coûts de production d'un kg de H <sub>2</sub>	Émissions de CO <sub>2</sub>	Coûts d'implantation de l'usine (seule)
<b>SMR</b>	1 à 2 €	9 à 10 CO <sub>2</sub> /kg H <sub>2</sub>	570 000 €
<b>Station à hydrogène quasi-autonome</b>	3,65 €	1,8 CO <sub>2</sub> /kg H <sub>2</sub>	2 950 000 €

Tableau 1 : Comparaison de la production d'hydrogène sur la station et par SMR

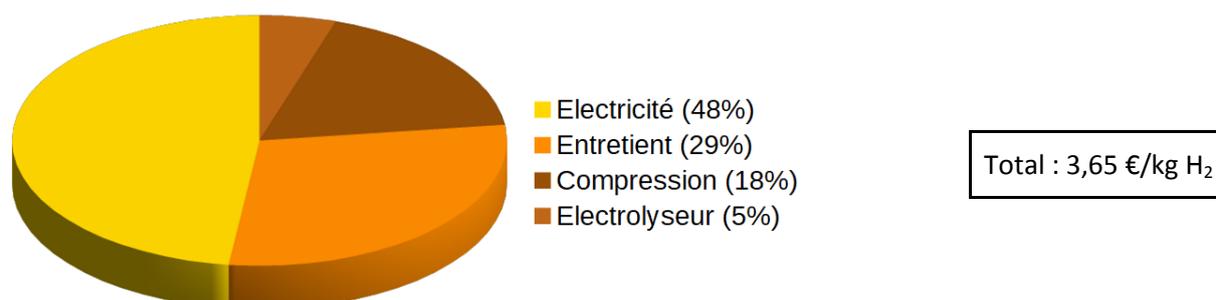


Figure 14 : Diagramme de la répartition des coûts pour la production d'un kilogramme d'hydrogène

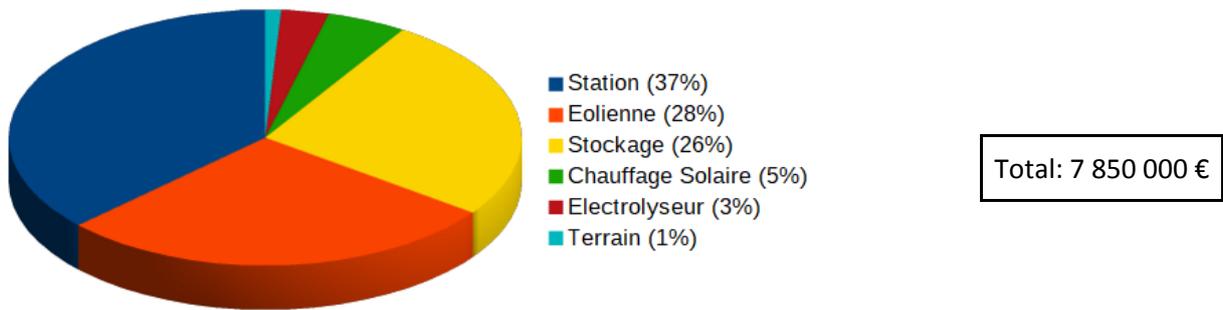


Figure 15 : Diagramme de la répartition des coûts de l'implémentation de la station (CAPEX)

L'installation de la totalité de la station et du système de production demande une surface assez importante (annexe II.D.4), cependant elle demande un nombre de clients suffisants pour vendre l'hydrogène. Le terrain étant très coûteux dans les zones urbaines et périurbaines où se trouve la population, nous avons pensé judicieux de construire sur un grand axe de circulation, sur une aire d'autoroute par exemple. Il est donc possible d'avoir un terrain à faible prix tout en assurant les ventes d'hydrogène (on peut en effet envisager que l'hydrogène serait plutôt vendu à une flotte captive de bus ce qui assurerait des ventes régulières).

Enfin, nous pouvons prévoir que le projet sera rentable au bout d'environ quatre ans. En effet, le fait de s'affranchir des coûts de transport permet de le vendre à 9 € le kilogramme d'hydrogène, prix concurrentiel même par rapport à ceux projetés en 2020 (10 € le kg). Ceci permet d'obtenir un bénéfice de 5.5 € par kg d'hydrogène. Ainsi, l'investissement initial de 7,850 M€ est remboursé en 3.9 ans, durée tout à fait acceptable au vu des hypothèses faites.

D'autre part, l'oxygène pur produit pourrait également être rentabilisé, par exemple en le revendant à des groupes dans le domaine du médical. Cela permettrait de réduire encore le prix de vente de l'hydrogène et donc la durée de rentabilité. Néanmoins, il faudrait alors prendre en compte d'autres coûts de stockage. C'est pourquoi nous n'avons pas plus développé cet aspect.

En conclusion, ce projet de station à hydrogène quasi-autonome satisfait à la fois les exigences environnementales et économiques. Elle permet ainsi de produire de l'hydrogène décarboné et compétitif dans le cadre de son utilisation dans le domaine de la mobilité.

### E/ Conclusion

Nous avons pu voir qu'il existe de multiples manières de produire de l'hydrogène mais que toutes ne sont pas écologiques. Cependant, les techniques de production de l'hydrogène vert sont très prometteuses et pourraient à l'avenir devenir la principale façon de produire de l'hydrogène. Comme le montre le mini-projet, l'utilisation de l'électrolyse pour produire de l'hydrogène vert est parfaitement envisageable. Ce type de production pourra servir dans toutes les utilisations présentées ci-après.

### III/ Utilisation de l'hydrogène

L'hydrogène est à ce jour peu utilisé comme vecteur d'énergie puisque l'on s'en sert essentiellement dans les raffineries et pour la production d'ammoniac. Mais de nombreux secteurs ouvrent leurs portes à l'utilisation de l'hydrogène, notamment pour réduire l'émission de gaz polluants.

## A/ Utilisation de l'hydrogène dans le monde et dans les secteurs

L'utilisation de l'hydrogène comme vecteur d'énergie varie grandement à travers le monde et entre les secteurs d'activité.

L'hydrogène est particulièrement utilisé dans les domaines industriels et résidentiels <sup>[9]</sup>, son utilisation est nettement plus faible dans le domaine du commerce, nous nous intéresserons donc peu à ce domaine.

Certains pays, notamment La Corée et le Japon, ont commencé depuis plus longtemps que les autres leur transition vers l'hydrogène.

Aujourd'hui, le Japon a pour objectif de développer une « société hydrogène » : Pour les JO de 2020, le village olympique de Tokyo devrait fournir l'électricité et le chauffage de l'eau sanitaire aux 17 000 personnes qu'il hébergera, grâce à des piles à combustible stationnaires ENE-FARM installées dans cette (première) « ville hydrogène ». De plus, Le transport des athlètes devrait être assuré par des bus à hydrogène, développés par les compagnies Toyota et Hino.

Ainsi, le Japon se fixe des objectifs ambitieux pour poursuivre à vive allure sa transition. De nombreux autres pays du monde commencent également à s'intéresser profondément à cette énergie d'avenir.

Ci-dessous sont étudiés différents moyens d'utilisation de l'hydrogène, aussi bien au niveau industriel que particulier.

## B/ Energies renouvelables intermittentes et hydrogène : « power to gas »

Les énergies renouvelables intermittentes sont un espoir pour l'avenir énergétique en ce qu'elles sont disponibles et utilisables sans Opex (sans coûts d'opération) mais aussi et surtout sans émissions de gaz à effets de serre. Cependant, elles sont qualifiées d'intermittentes car elles connaissent de fortes variations temporelles, et ne garantissent donc pas un apport continu de puissance au réseau, ni son équilibre entre production et consommation d'électricité. Ainsi, afin d'éviter les risques liés au caractère aléatoire de l'électricité produite par de telles sources, l'arrêté du 23 avril 2008 <sup>[10]</sup> précise que toute installation de production d'électricité solaire et éolienne de capacité supérieure à 3 kWc et non équipée d'un système de stockage est susceptible d'être déconnectée du réseau une fois le seuil de 30% d'énergie produite par elle injectée dans celui-ci.

On comprend rapidement les motivations de cet arrêté lorsque l'on étudie les graphes des énergies renouvelables intermittentes qui suivent. Ces graphes dénotent de grandes différences de puissance en fonction du lieu de la source (figure 16), de la période de l'année (figure 17), du moment de la journée et des conditions météorologiques (figure 18), etc.

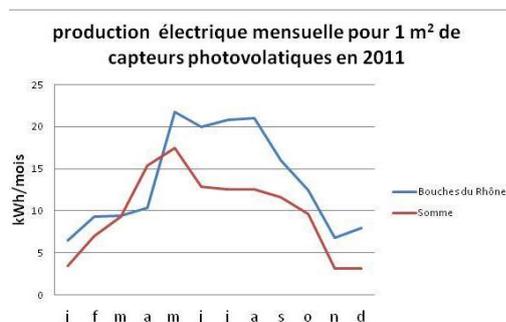


Figure 16 : Production électrique par des



Figure 17 : Vitesse des vents en fonction de la

panneaux photovoltaïques en fonction du lieu <sup>[11]</sup>

date <sup>[11]</sup>

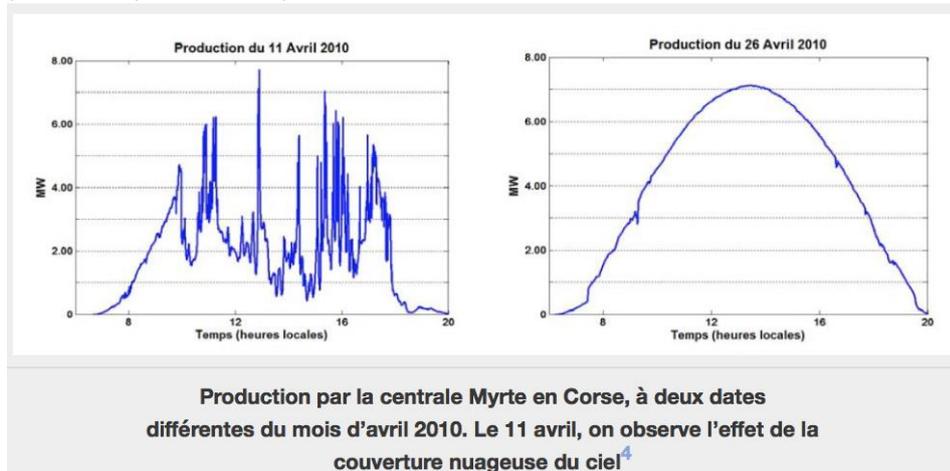


Figure 18 : production d'électricité par des panneaux photovoltaïques avec deux météos différentes <sup>[11]</sup>

L'hydrogène peut être un moyen de s'affranchir de cette limite des 30 %, en permettant un stockage de l'électricité produite par les sources intermittentes. En effet, l'électricité peut être utilisée pour permettre le fonctionnement d'hydrolyses, et les O<sub>2</sub> et H<sub>2</sub> ainsi produits sont facilement stockables. Lors d'une prochaine demande en électricité, des piles à combustibles peuvent permettre la reconversion de ces gaz en électricité. Ce système « Power to Gas » pourrait ainsi permettre une utilisation plus fiable des énergies renouvelables, et une plus grande part de celles-ci dans le réseau électrique.

Ci-dessous nous présentons deux projets, le premier en cours d'optimisation et le second en cours de construction, qui s'inscrivent dans cette optique de stockage.

Le projet MYRTE (Mission hYdrogène Renouvelable pour l'inTégration au réseau Electrique) est une plateforme pensée par l'université de Corse, l'entreprise Héliion, le CNRS (Centre National de la Recherche Scientifique) et le CEA (Commissariat à l'énergie atomique), et inaugurée le 9 janvier 2012 en Corse <sup>[12]</sup>. Ce projet hybride associe une centrale photovoltaïque, qui capture de l'énergie solaire, et un électrolyseur, alimenté en eau, qui sépare l'hydrogène de l'oxygène des molécules et permet de stocker l'énergie sous forme d'hydrogène. Par la suite, lorsque le réseau électrique est demandeur d'énergie supplémentaire, l'hydrogène est envoyé dans une pile à combustible d'une puissance de 100 kW pour être reconvertie en électricité. 3 000 m<sup>2</sup> de panneaux solaires ont été installés sur le site, ils permettront de produire 560 kW d'électricité. Ce couplage énergies renouvelables/hydrogène devrait permettre de diminuer le problème d'intermittence de la production d'énergie à partir des sources renouvelables, et de répondre efficacement aux pointes de consommation.

L'idée de la plateforme Jupiter1000 (figure 19) est née en 2014. Ce projet vise à utiliser l'électricité produite par les sources renouvelables intermittentes que constituent par exemple les éoliennes ou le solaire, pour produire du H<sub>2</sub> sans émission de CO<sub>2</sub>, par l'intermédiaire d'électrolyses alcaline ou PEM. Le H<sub>2</sub> produit peut alors être directement injecté dans le réseau à condition qu'il soit suffisamment dilué (selon la réglementation en vigueur, 1% à 6% d'hydrogène maximum peut être mélangé au méthane dans les réseaux gaziers). Il peut aussi être utilisé pour méthaniser le CO<sub>2</sub> auparavant capté et stocké, et ainsi produire du méthane de synthèse. Ce gaz « renouvelable », aux propriétés similaires à celles du gaz naturel, peut être injecté directement dans les réseaux gaziers. Les émissions de CO<sub>2</sub> liées à son utilisation peuvent par la suite être récupérées dans la même optique de production de CH<sub>4</sub>, ce qui permet la mise en place d'une boucle presque sans déchets (sans prendre en compte les émissions de CO<sub>2</sub> non captées ou le rendement incomplet lors de la production de méthane).

Aujourd'hui, le projet Jupiter1000 n'en est encore qu'à sa période de construction et de démarrage, les premiers tests devraient être effectués d'ici un à deux ans.

Si le site fonctionne la moitié du temps, sa production annuelle pourrait légèrement dépasser 1 GWh (thermique) selon GRTgaz. Le coût total de Jupiter1000 est estimé à 30 millions d'euros et le projet est en cours de construction.

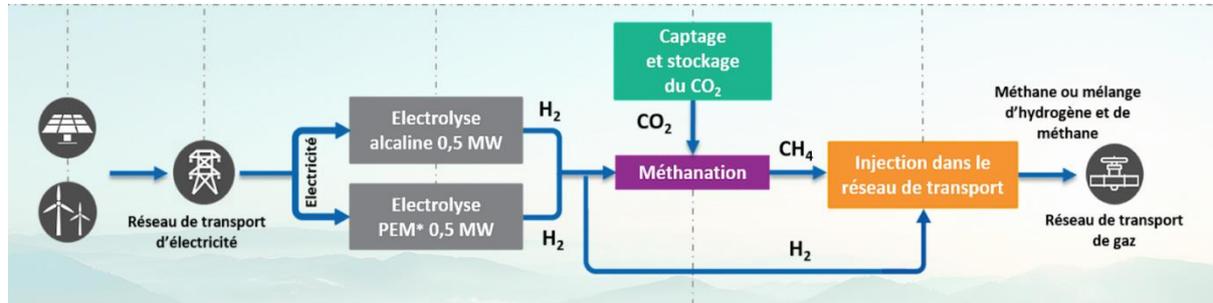


Figure 19 : Produire des gaz à partir d'énergies renouvelables, et limiter l'émission de CO2: Le projet Jupiter 1000 <sup>[13]</sup>

## C/Utilisation de l'hydrogène chez les particuliers

### 1/ Micro-cogénération à pile à combustible

Actuellement à usage principalement résidentiel, la micro-cogénération, ou micro CHP (pour micro combined heat and power) est un nouvel exemple d'utilisation de l'hydrogène grâce à des piles à combustible combinées à d'autres constituants, au sein d'une centrale qui traite le gaz naturel, l'air et l'eau pour produire de l'électricité et de l'eau chaude.

Deux types de piles sont principalement utilisés dans le cadre de la micro-cogénération :

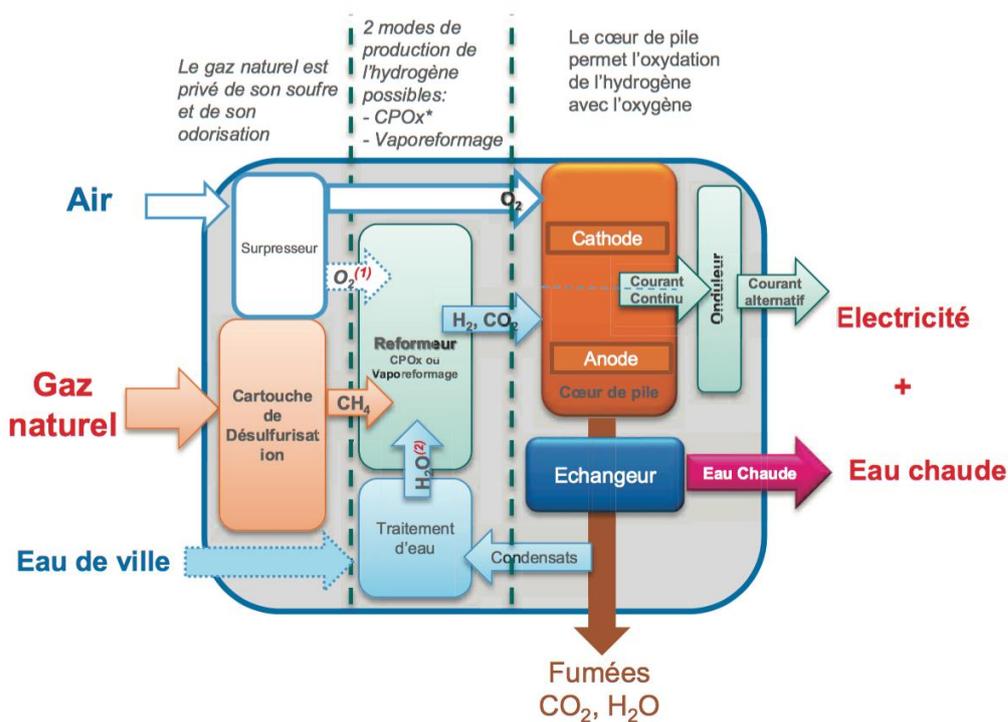
- La pile à membrane échangeuse de proton ou PEMFC (Proton Exchange Membrane Fuel Cells), qui permet le passage des ions  $H^+$  de l'anode vers la cathode, et qui fonctionne à une température inférieure à 250°C.
- La pile à oxyde solide ou SOFC (Solid Oxide Fuel Cell), qui permet la migration des ions  $O^{2-}$  de la cathode vers l'anode, et qui fonctionne à une température supérieure à 250°C. (annexe III.C.1)

Les électrodes sont généralement réalisées en céramique et partiellement recouverte de platine, qui sert de catalyseur pour la réaction d'oxydoréduction qui assure le fonctionnement de la pile.

La tension à vide aux bornes d'une pile étant de 1.23 V, plusieurs piles sont associées en série et en parallèle, afin d'obtenir une pile fonctionnant à une tension plus élevée.

Le fonctionnement actuel d'une centrale à micro-cogénération est décrit par le schéma ci-dessous (figure 20). L' $O_2$  est séparé de l'air entrant, et est utilisé en partie pour le bon fonctionnement de la pile à combustible (fonctionnement inverse de l'électrolyse détaillée en partie 1). En parallèle, le gaz naturel (par exemple du méthane) est privé de son soufre au sein d'une cartouche de désulfuration, puis est utilisé dans un reformeur pour produire du  $H_2$  qui, avec le  $O_2$  mentionné plus haut, crée le courant continu au sein de la pile. Ce courant, transformé par un onduleur en courant alternatif, fournit l'électricité.

Afin de réguler la température de la pile à combustible et permettre son bon fonctionnement, il est nécessaire d'y ajouter un système de refroidissement, ainsi qu'au module de postcombustion. Ces systèmes sont reliés à différents échangeurs situés dans le ballon d'eau chaude de l'habitation, ce qui permet la production de chaleur.



\*Catalytic partial oxydation, oxydation catalytique partielle

Figure 20 : Fonctionnement d'une centrale à micro-CHP <sup>[14]</sup>

Bien que fonctionnelle, cette centrale pourrait être améliorée. En effet, on pourrait éventuellement réfléchir à une production d'hydrogène par électrolyse et non par reformeur, une méthode particulièrement polluante.

Les micro-CHP à pile à combustible sont de très bonnes alternatives aux solutions de cogénération traditionnelles. Elles apportent beaucoup d'électricité et peu de chaleur, ce qui correspond aux modes de vie actuels, où les maisons sont de mieux en mieux isolées (suite aux nouvelles réglementations thermiques dans le bâtiment) et ont donc besoin de moins de chaleur. En parallèle, de plus en plus d'électricité est nécessaire pour alimenter tous les appareils technologiques actuels, ce qui s'accorde bien avec les micro-piles CHP, qui permettent de convertir entre 30 et 60% de l'énergie initiale en électricité (rendements au gaz naturel), et qui ont un rendement maximal de 95% au total (chaleur et électricité). Cette performance pourrait encore s'améliorer avec la recherche et le développement.

D'un point de vue économique, le rendement électrique d'une centrale de micro-CHP basée sur une pile à combustible est meilleur que celui d'une cogénération classique par moteur à combustion interne. De plus, l'absence de pièces en mouvement réduit fortement la maintenance nécessaire au bon fonctionnement de la machine. Aussi, la production locale (à domicile) d'énergie permet de s'affranchir du réseau électrique en cas de panne de ce dernier, et de réduire les pertes de transport sur le réseau de distribution (qui sont en général de l'ordre de 20%).

D'un point de vue environnemental, les émissions de la pile en oxyde, soufre, NO<sub>x</sub>, CO et particules sont faibles et largement inférieures à celles des moteurs à combustion internes, et les émissions de CO<sub>2</sub> sont réduites par rapport à la production séparée de chaleur et d'électricité. Enfin, la pollution sonore est très limitée.

Au Japon, plus de 150 000 de ces unités sont déjà installées en 2018 et il s'en vend plus de 40 000 par an <sup>[14]</sup>. On peut remarquer sur le graphique suivant (figure 21) que le prix à l'unité des piles à combustible diminue fortement avec l'évolution de leur production et de leur installation.

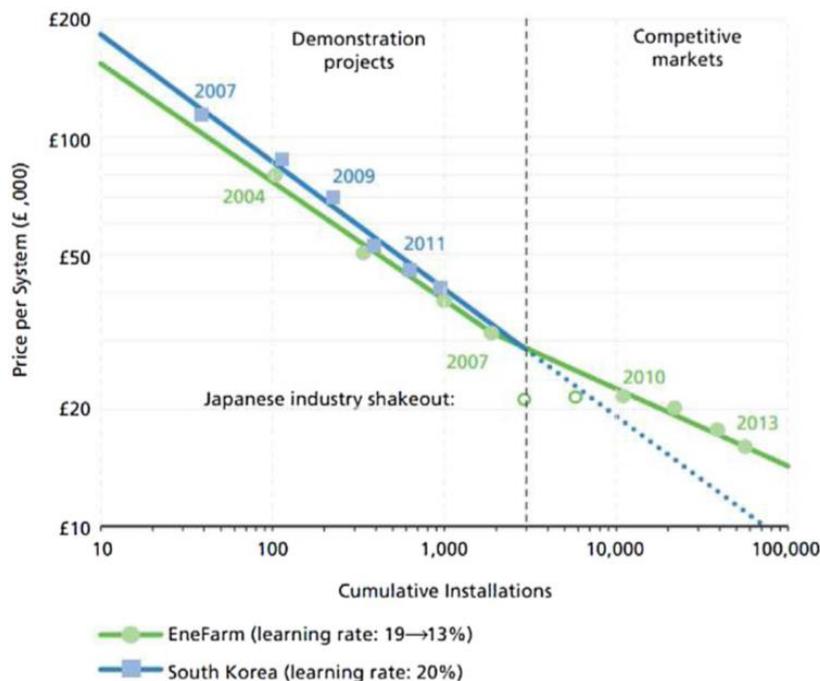


Figure 21 : évolution des prix des piles à combustible en fonction du nombre d'installations <sup>[15]</sup>

Cette représentation graphique (figure 21) illustre l'évolution des prix des piles à combustibles Ene Farm japonaises et des PEMFC coréennes de 2004 à 2013. On peut remarquer que chaque fois que la production industrielle a doublé, les prix coréens ont diminué de 20% et les prix japonais ont diminué de 15%.

Plusieurs études <sup>[16]</sup> décrivent le marché de la micro-CHP à pile à combustible en Europe comme un domaine prometteur, de plus on peut supposer que son développement sera lié à l'évolution des performances des piles (développement de la recherche dans ce domaine) et à la diminution progressive de leurs coûts (développement industriel), coûts qui tendent déjà de plus en plus à converger vers ceux des chaudières lambda.

## 2/ Utilisation de l'hydrogène pour les batteries du quotidien

En plus de l'utilisation pour le chauffage et les applications domestiques lourdes, l'hydrogène a été envisagé comme technologie pour les batteries portables. Pour créer de telles batteries, il est nécessaire de miniaturiser la technologie hydrogène.

La firme Intelligent Energy a réussi en 2015 à alimenter un iPhone pendant une semaine grâce à une batterie interne à hydrogène comprimé, rechargeable par un port.

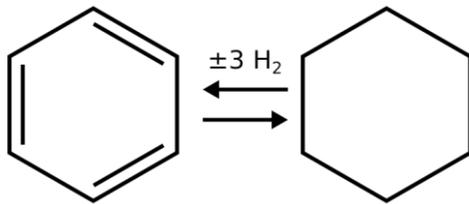
Pour résoudre le problème du stockage, les options envisageables sont principalement le stockage du gaz sous forme solide. La firme McPhy s'est intéressée au stockage d'hydrogène sous forme de galette d'hydrure  $MgH_2$  et annonce des capacités de stockage de  $106 \text{ kg/m}^3$ , contre  $70 \text{ kg/m}^3$  pour de l'hydrogène liquide et  $42 \text{ kg/m}^3$  pour de l'hydrogène gazeux à 700 bars. Néanmoins, le processus de création de ces galettes est difficilement adaptable à une échelle réduite. De plus, le rendement massique est faible ; l'utilisation d'hydrure pour le stockage ne semble donc pas adapté aux batteries

portables, mais peut l'être pour le transport d'hydrogène pour les stations-services, service que McPhy propose.

D'autres solutions sont en développement, comme le stockage de dihydrogène dans des MOFs (Metal Organic Frameworks). Le principe de ce stockage est d'adsorber le dihydrogène sur un matériau métallique poreux. A haute température, cette méthode peut permettre de stocker autour de 1500 NL/kg de matériau, mais à basse température, les rendements sont faibles : autour de 45 NL/kg.

Le stockage d'hydrogène peut aussi se faire grâce à des Liquid Organic Hydrogen Carriers (LOHCs) (figure 22) : la saturation et la désaturation de groupes aromatiques d'une molécule libère ou consomme des molécules de dihydrogène. Le processus est complexe, nécessite des catalyseurs et est peu rentable énergétiquement. Il permet néanmoins le stockage à pression et température ambiantes avec une haute densité. Cette technologie n'est donc pas encore assez au point pour un usage portatif mais n'a pas non plus fini son développement.

Figure 22 : Principe du LOHC



L'adaptation de la technologie hydrogène aux technologies portables implique de plus la miniaturisation des piles à combustibles. De nombreux projets ont vu le jour à ce sujet, sous la forme de puces électroniques contenant des piles à combustible, pouvant s'ajouter simplement à un circuit intégré. La problématique à ce sujet est celui de la puissance surfacique que peut délivrer la puce. La réflexion autour de ce type de puce a débuté autour en 2002 et plusieurs avancées se sont produites sur cette technologie <sup>[17]</sup>. En 2008, les puissances surfaciques délivrées étaient encore trop faibles, que ce soit pour les piles utilisant de l'hydrogène ou les piles utilisant d'autres combustibles : pour l'hydrogène, les piles ne dépassent pas 1 mW/cm<sup>2</sup>. En 2011, des chercheurs de Harvard ont miniaturisé les membranes des piles à combustibles macroscopiques pour créer des piles microscopiques pouvant délivrer 155 mW/cm<sup>2</sup>, à 510°C <sup>[18]</sup>. A titre de comparaison, un téléphone actuel consomme en moyenne 500mW lors d'une utilisation typique <sup>[19]</sup>.

## D/ Analyse de marché

### 1/ Performances économiques

Les performances économiques des piles à combustible sont un facteur déterminant concernant leur viabilité comme source d'énergie propre dans des systèmes de cogénération : si elles sont trop faibles, les entreprises ne pourront les commercialiser à grande échelle, et ainsi réduire les émissions de gaz polluants.

La durabilité est un premier élément à prendre en compte. Alors qu'elle était de 10 000 h en fonctionnement normal il y a quelques années, elle a maintenant passé le seuil critique des 40 000 h, et devraient atteindre 90 000 h pour des SOFC japonaises <sup>[20] [21]</sup>.

Les questions liées à la sûreté de tels systèmes sont un autre élément. Il s'avère que les conclusions sont positives et que ces systèmes ne représentent pas de danger plus important que les systèmes de chauffage au gaz naturel <sup>[22]</sup>. Le tableau suivant (figure 23 <sup>[22]</sup>), résume les différentes performances des diverses technologies que nous envisageons :

Application		PEMFC	SOFC	PAFC	MCFC
		Residential	Residential/commercial	Commercial	
Electrical capacity	(kW)	0.75–2	0.75–250	100–400	300+
Thermal capacity	(kW)	0.75–2	0.75–250	110–450	450+
Electrical efficiency <sup>a</sup>	(LHV)	35–39%	45–60%	42%	47%
Thermal efficiency <sup>a</sup>	(LHV)	55%	30–45%	48%	43%
Current maximum lifetime	'000 h	60–80	20–90	80–130	20
	years	10	3–10	15–20 <sup>c</sup>	10 <sup>c</sup>
Degradation rate <sup>b</sup>	Per year	1%	1–2.5%	0.5%	1.5%

<sup>a</sup> Rated specifications when new, which are slightly higher than the averages experienced in practice.  
<sup>b</sup> Loss of peak power and electrical efficiency; thermal efficiency increases to compensate.  
<sup>c</sup> Requires an overhaul of the fuel cell stack half-way through the operating lifetime.

Figure 23 : Performances de différentes technologies

## 2/ Coûts

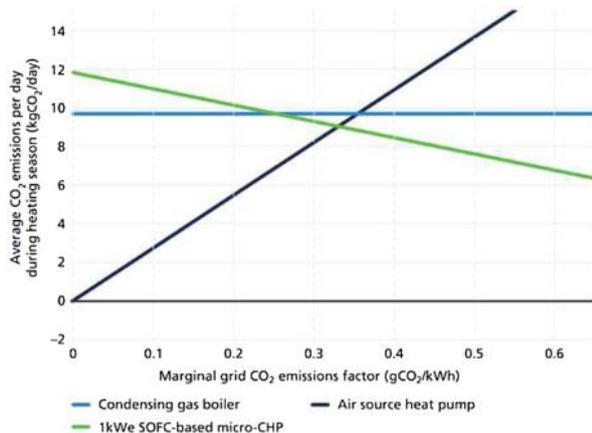
Les coûts les plus importants sont les coûts capitaux. Bien qu'ils aient chutés de 85 % au Japon dans les 10 dernières années, ils restent encore une barrière au déploiement de cette technologie <sup>[7]</sup>. L'annexe III.D.2 représentent l'évolution de ces coûts lors des dernières années. Cette baisse est due principalement au « learning by doing » : en produisant des piles à combustible, les entreprises gagnent en expérience et en connaissances, ce qui leur permet d'améliorer la technologie et d'optimiser la chaîne de production. On remarque ces dernières années une baisse du taux de réduction des coûts, engendré par un ralentissement des avancées technologique dans le secteur. D'autre part, la production massive réduit les coûts de production par système <sup>[22] [23]</sup>.

Les économies en coûts de fonctionnement pour une pile à combustible par rapport à un chauffage au gaz naturel dépendent de l'écart de prix entre l'électricité et le gaz, ainsi que des subventions offertes aux consommateurs : ces deux facteurs dépendent donc du pays dans lequel on se trouve, et les coûts courants varient, en conséquent, d'un pays à l'autre. Dans la plupart des cas, ces coûts sont plus faibles pour une pile à combustible, et peuvent résulter en une économie de 390 à 950 € par an <sup>[22] [24]</sup>, pour une pile à combustible de 1 kW. Nous reviendrons sur les subventions plus loin.

Cependant, eu égard de la durée de vie d'une pile à combustible, ces économies annuelles ne compensent pas les coûts en capitaux initiaux : avoir une pile à combustible revient donc plus cher à l'utilisateur, pour l'instant, que se chauffer au gaz naturel. Mais d'autres arguments encouragent l'acquisition de cette technologie, notamment des considérations environnementales : la technologie hydrogène permet de produire de l'électricité sans rejet de dioxyde de carbone.

## 3/ Environnement

Un argument en faveur du déploiement d'une telle technologie est d'ordre environnemental. Les figures 24, issus de <sup>[22]</sup>, résumant les émissions de gaz polluants pour un CHP fonctionnant via une pile à combustible.



	Fuel cell	Condensing boiler	CHP engine
NO <sub>x</sub>	1–4	58	30–270
CO	1–8	43	10–50
CH <sub>4</sub>	1–3	13	No data
SO <sub>2</sub>	0–2	2	No data

Figure 24 : les émissions (en g/MWh de fuel injecté) de gaz polluants pour un CHP fonctionnant via une pile à combustible émissions

Ainsi, le constat est clair : utiliser du CHP fonctionnant via des piles à combustible réduit non seulement les émissions de dioxyde de carbone, mais également les émissions d'autres gaz polluants, tels que le monoxyde de carbone, le Nox ou le méthane.

Cela justifie donc notre intérêt pour cette technologie : elle permet de diminuer d'un facteur parfois 10 nos émissions de gaz polluants, et donc in fine d'atteindre les objectifs français, européens, et mondiaux concernant le climat <sup>[25] [26] [27]</sup>.

#### 4/ Subventions et stratégie européenne pour le chauffage et la climatisation

Les subventions de l'État aux utilisateurs de piles à combustible sont un vecteur principal du développement de la technologie. Ce sont elles qui ont permis le développement des panneaux solaires, notamment en Allemagne <sup>[22]</sup>, et ce sont elles qui permettent de réduire significativement les coûts courants d'une pile à combustible par rapport au chauffage traditionnel <sup>[22] [24]</sup>. L'enjeu est donc de déterminer à quelle hauteur subventionner cette technologie, et de déterminer quel type de subvention l'État devrait proposer. Au Royaume-Uni par exemple a été mis en place un tarif de rachat : l'État paye 14,70 € pour chaque kWh d'électricité produite, et permet aux éventuels surplus d'électricité produits d'être exportés au taux fixe de 5,30 €/kWh. Cela a pour conséquence de permettre aux utilisateurs d'économiser jusqu'à 950 € par an <sup>[28]</sup>.

Les subventions sont distribuées par ailleurs à plusieurs niveaux, en France du moins : niveau départemental, régional, national et européen. Aujourd'hui, il semble nécessaire de mettre en commun les forces européennes afin de distribuer sur une échelle la plus large possible la technologie hydrogène. C'est pourquoi les aides financières doivent également provenir de l'Union Européenne, et s'inscrivent dans la logique de la stratégie européenne pour le chauffage et la climatisation.

Le potentiel économique de la cogénération (CHP) n'est pas encore exploité en Europe <sup>[25]</sup>. Les raisons sont multiples : besoin d'être conforme à la réglementation en vigueur à la fois pour la production d'électricité et pour le chauffage, difficulté pour les petites unités de s'insérer facilement dans des systèmes de « smart grid », difficultés administratives pour installer une technologie de cogénération <sup>[25]</sup>.

Afin de voir des piles à combustible se déployer, il est donc nécessaire de régler ces problèmes. La standardisation de la réglementation européenne est un point principal pour une coopération efficaces, et pour rendre le marché économiquement intéressant pour les constructeurs : si leurs unités sont aux normes françaises, mais pas aux normes allemandes par exemple, cela pourrait les dissuader d'investir dans le marché. Pour ce qui est des difficultés administratives, cela tient

essentiellement au fait que le CHP n'est pas une alternative connue et reconnue au niveau national et européen <sup>[25]</sup>, et donc que les états ne s'engagent pas trop dans le marché.

La standardisation des normes et l'insertion dans les « smart grids » sont donc deux enjeux majeurs pour le déploiement européen des piles à combustible intervenant dans les CHP. La connaissance du CHP et des piles à combustible en est également un, mais qui a en outre une importance plus large, concernant l'ensemble des technologies hydrogènes. Un projet allant dans ce sens est le projet Ene.field. Il vise à expérimenter le CHP avec piles à combustible en Europe, afin de pouvoir le commercialiser par la suite. Ainsi, 603 SOFC et 443 PEM ont été installés en Europe, principalement en Allemagne <sup>[26]</sup>. Ce chiffre-là est à comparer avec les 100 000 piles à combustible déployées au Japon.

## 5/ Le transport et la distribution de l'H<sub>2</sub>

La mise en service de technologies hydrogène, telle que les CHP fonctionnant via des piles à combustible, les voitures à hydrogène, ou encore les avions à hydrogène, ne peut être envisagée sans résoudre en parallèle la question de la distribution de l'H<sub>2</sub>. En effet, dans chacun des cas il faut le distribuer respectivement au domicile des particuliers, aux « station hydrogène » pour les voitures, ou dans les aéroports.

Prenons l'exemple de la France et du marché de la voiture hydrogène : il y a actuellement une dizaine de stations hydrogène dans le territoire ; ainsi, les constructeurs automobiles ne souhaitent pas encore produire des voitures hydrogène pour le marché français, craignant qu'elle ne soient pas vendues car les consommateurs ne pourront pas faire le plein ; réciproquement, des entreprises comme Air Liquide ont du mal à investir dans des stations, s'il n'y a pas assez de consommateurs pour venir faire le plein.

Une autre problématique est celle de la sécurité de l'approvisionnement : il faut être sûr que les particuliers, les stations essences, et les industries utilisant l'hydrogène (aéroports, CHP, voitures...) reçoivent effectivement l'H<sub>2</sub> nécessaire à alimenter leurs machines.

Trois pistes sont envisageables :

- Les « tube trailers » : Des camions peuvent transporter des réservoirs contenant de l'H<sub>2</sub> gazeux à 350 bar par exemple. Cela demande peu d'énergie pour comprimer le gaz <sup>[29]</sup>, et la technologie des bouteilles de gaz est bien développée <sup>[30]</sup>. En revanche, la faible masse volumique de l'hydrogène (bien qu'il est cependant une grande densité énergétique), implique qu'un camion ne peut transporter plus que l'équivalent de 200 pleins de voitures <sup>[30]</sup>. Cela est envisageable pour les stations automobiles, mais pas pour un aéroport par exemple.
- Le transport d'H<sub>2</sub> liquide : Des camions peuvent transporter de l'H<sub>2</sub> liquide. La liquéfaction de l'hydrogène utilise 35 % de l'énergie stockée <sup>[29]</sup>, et demande en plus de l'énergie pour maintenir la température extrêmement froide de -253 °C. Bien que cette option de transport soit donc plus gourmande en énergie, elle permet de transporter de bien plus importantes quantités d'hydrogène, et donc de diminuer le nombre de trajets à effectuer par camion. Cela peut être utile pour des trajets en ville, ou pour des trajets longs par exemple.
- Les pipelines : Pour assurer un transport par pipeline, on pourrait étendre le réseau actuel de pipe hydrogène (qui ne fait que 1600 km en Europe <sup>[22]</sup>), en construire de nouveaux, ou bien convertir les réseaux existant déjà pour le gaz naturel. Cette dernière option permet d'éviter les coûts en capitaux très importants engendrés par l'acquisition de terrain, la construction des pipelines, et leur installation si l'on choisissait de construire un nouveau réseau <sup>[31]</sup> ; l'H<sub>2</sub> gazeux y est transporté en étant mélangé avec le gaz naturel.

Les réseaux de pipelines ne transportant que de l'hydrogène, transporte du H<sub>2</sub> liquide à haute pression. Les coûts d'acquisition du terrain dépendent bien sûr des régions. Air Liquide assure qu'il n'y a pas de problème de sécurité plus important pour un pipeline conduisant de l'H<sub>2</sub> que du gaz naturel <sup>[30]</sup>.

### E/ Mini projet : L'avion à hydrogène

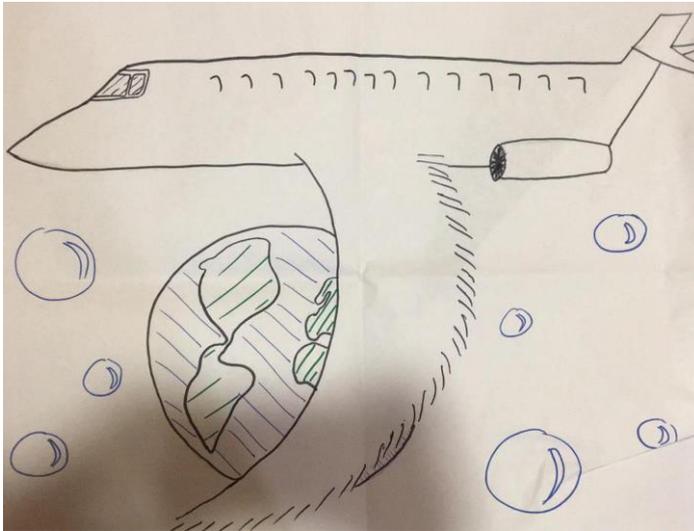


Figure 25 : logo du mini-projet : l'avion à hydrogène

Notre mini-projet (logo en figure 25) porte sur une utilisation novatrice de l'hydrogène, dans le domaine de l'aviation. Le domaine de l'aéronautique étant extrêmement polluant, cette innovation pourrait avoir un impact intéressant. Nous avons décidé d'envisager des avions volant à l'hydrogène. L'hydrogène gazeux étant bien trop volumineux, même comprimé à 700 bar, nous nous sommes concentrés sur l'hydrogène liquide.

Ce projet est en étroite lien avec celui de la partie II/D car il serait intéressant d'utiliser des exemplaires de cette station à hydrogène quasi-autonome dans certains aéroports, afin de produire localement l'hydrogène qui est par la suite refroidi et directement transmis aux avions. Cet hydrogène liquide est réchauffé lors du vol par des ailettes, pour le rendre gazeux et le transmettre aux piles à combustible, qui transmettent à leur tour l'électricité aux hélices de l'avion. L'hydrogène peut aussi être utilisé comme carburant.

Nous avons calculé, à partir de considérations sur les énergies, le volume d'hydrogène nécessaire pour effectuer des trajets de différentes durées, à différentes vitesses de croisière, avec un maximum de vitesse égal à 1020 km/h (vitesse maximale d'un A380 consommant du kérosène).

Nous avons étudié deux types de moteurs :

- Un moteur à combustion d'hydrogène qui présente des intérêts pour des petits avions.
- Un moteur à hélice : moteur électrique alimenté par une pile à combustible (PiAC), un modèle qui nous a paru intéressant pour différentes tailles d'avions.

Dans les deux cas, nous avons trouvé que le volume d'hydrogène nécessaire à un vol est plus grand que celui du kérosène, mais aussi beaucoup plus légers (71 kg/m<sup>3</sup> contre 800 kg/m<sup>3</sup>) que celui-ci. Ce volume d'hydrogène varie bien évidemment en fonction de l'envergure de l'avion, de la durée du courrier, et de la vitesse de l'avion.

Nous allons présenter plusieurs exemples de moteurs et d'avions, et étudier dans chacun des cas la quantité d'hydrogène nécessaire à leur fonctionnement, la réduction de production de CO<sub>2</sub> qui en découle, et si la construction d'un tel avion est, ou non, envisageable.

## 1/ A380

Nous faisons ici l'hypothèse d'un A380 fonctionnant grâce à un moteur électrique alimenté par une pile à combustible.

Le calcul joint en annexe III.E.1 décrit le volume nécessaire au stockage de l'hydrogène dans un A380, lorsque l'avion va à la moitié de sa vitesse maximale, soit environ 1000 km/h, et n'utilise que deux moteurs (et donc deux hélices) sur 4 pendant tout le trajet. Le volume trouvé, égal à 242 m<sup>3</sup>, peut parfaitement être stocké dans cet avion, même en prenant en compte le volume occupé par les PiAC, car un A380 a un volume global environ égal à 1000 m<sup>3</sup>. Avec 242 m<sup>3</sup> d'hydrogène, l'avion peut voler 8 h sans rejeter de CO<sub>2</sub>, cependant il n'effectuera que la moitié d'un trajet effectué par un A380 à pleine vitesse. En réalité, l'avion effectuerait plus de la moitié du trajet car l'hydrogène (masse volumique = 71 kg/m<sup>3</sup>) étant plus de dix fois plus léger que le kérosène (800 kg/m<sup>3</sup>), l'avion à hydrogène serait plus léger que l'avion à kérosène et pourrait donc voler plus loin avec la même quantité d'énergie. Cependant cet avantage est à relativiser car le carburant n'occupe en général pas beaucoup plus du cinquième du volume total de l'avion, et ne représente qu'une petite partie de sa masse.

Deux alternatives s'offrent alors. On pourrait proposer aux personnes qui souhaitent minimiser leur empreinte carbone de réaliser des trajets sans pollution mais deux fois plus longs qu'habituellement. Si le trajet dure plus de 8 h, il faudrait aussi rajouter une pause au bout de 8 h pour que l'avion puisse se réapprovisionner en hydrogène. Cette solution semble difficile à mettre en place mais est néanmoins envisageable.

Une deuxième solution, plus confortable à mettre en place, serait d'utiliser ces avions (fonctionnant grâce à un moteur électrique alimenté par une pile à combustible à hydrogène) pour des trajets de maximum 4 h. Ainsi l'avion pourrait aller à la même vitesse qu'un A380 "traditionnel" tout en n'utilisant au maximum qu'un volume d'hydrogène de 242 m<sup>3</sup>.

Le projet serait aussi envisageable pour des avions à moteur électrique plus petits qu'un A380.

## 2/ A400-M

L'A400-M est un avion de transport militaire à la pointe de la technologie : ses quatre moteurs Europrop International TP400 lui permettent d'atteindre la vitesse de 882 km/h <sup>[32]</sup>. Installer une technologie hydrogène sur un avion de fret pose moins de problème d'acceptabilité que sur un avion commercial ; et si cette innovation s'avère être un succès, cela pourrait convaincre le grand public à monter dans des avions commerciaux à hydrogène. C'est pourquoi il est, dans une optique écologique, intéressant de d'abord s'intéresser aux avions de fret, afin d'ensuite répondre aux enjeux des avions commerciaux : ils représentent actuellement 3% des émissions totales de CO<sub>2</sub> (soit 660 MT), et le trafic aérien est amené à croître de 50% d'ici 2025 <sup>[33]</sup>.

Nous avons également choisi d'étudier l'A400-M car les moteurs à hélices se prêtent mieux à une technologie électrique que les moteurs à combustion. Nous allons en effet voir dans cette partie qu'un A400-M, avec quatre moteurs TP400 adaptés électriques, est une technologie hydrogène viable.

L'avion étudié possède 4 moteurs à hélices TP400, de puissance maximale  $P = 8203 \text{ kW}$  <sup>[34]</sup>. Le vecteur d'énergie utilisé sera de l'hydrogène liquide, qui alimentera une pile à combustible. Cette

pile à combustible fournit de l'électricité à des moteurs. Le rendement de conversion au niveau de la pile à combustible est  $\eta_{\text{piac}} = 0,9$ . Ces moteurs alimentent à leur tour les hélices de l'avion, avec un rendement de  $\eta_m = 0,75$  (annexe III.E.2). La durée du trajet considéré est de  $T = 8$  h, avec tous les moteurs fonctionnant à pleine puissance. On néglige l'électricité consommée par les systèmes électriques (SE) par rapport à celle consommée par les moteurs, et on rejette l'eau produite par la réaction.

L'annexe III.E.2 comporte le détail des calculs permettant d'arriver aux résultats du tableau 2 :

	Kérosène	Dihydrogène	Rapport H <sub>2</sub> /kérosène
<b>Volume de carburant</b>	63 m <sup>3</sup>	160 m <sup>3</sup>	2,56
<b>Masse de carburant</b>	50,5 t	11,5 t	0,23
<b>Masse de CO<sub>2</sub> rejeté</b>	160 t	0 t	0

Tableau 2 : comparaison hydrogène et kérosène comme source d'énergie pour un avion

La puissance de la pile est de 36,5 MW. Des piles à combustibles fournissant une telle puissance existe bien <sup>[35]</sup>. Il s'agit en revanche de connaître les dimensions d'une telle pile à combustible : taille et poids. Pour cela, il faut calculer la puissance massique d'une pile à combustible. Or, aucun calcul de ce type n'a été fait pour l'instant <sup>[35]</sup>. Deux sortes de pile à combustible peuvent être envisagées : SOFC et PEM. La SOFC demande de travailler à haute température, ce qui rajoute un coût énergétique donc augmente la consommation d'H<sub>2</sub>. La PEM coûte bien plus cher qu'une SOFC du fait de son catalyseur. Le choix de la pile à combustible est donc technico-économique.

La masse de H<sub>2</sub> nécessaire est bien inférieure à celle de kérosène : cela implique que les calculs effectués ici se placent dans des conditions défavorables (on a une masse trop importante donc une puissance requise trop importante : on aurait pu prendre des valeurs plus faibles) et que par conséquent les chiffres obtenus sont des majorants des chiffres réels.

On note cependant le point crucial de cette étude : le volume de H<sub>2</sub> requis est 2,5 fois plus important que celui de kérosène. Il faut donc déterminer où stocker cet hydrogène. Une solution serait d'en stocker une partie dans le volume initialement prévu au fret et, afin de stocker le reste, de modifier légèrement la géométrie des ailes de l'avion, afin de pouvoir y stocker plus de H<sub>2</sub>. Le vol en soi n'émettrait en outre aucun CO<sub>2</sub>, tandis qu'il en émet 160 tonnes avec le moteur actuel.

En revanche, la production de 1 kg de H<sub>2</sub> émet 10 kg de CO<sub>2</sub> pour un procédé par SMR (voir partie II/A). Cela ferait donc, pour le plein considéré ici, une émission « well to wheel » de 115 tonnes, contre 160 tonnes au moins pour le moteur classique. Il y a donc actuellement une économie de 28% d'émission de CO<sub>2</sub>. Ce gain, non négligeable, justifie notre intérêt pour ce projet.

La dernière analyse technico-économique est celle portant sur l'approvisionnement de H<sub>2</sub> dans les aéroports. Ce point est crucial, car le développement d'une telle technologie demanderait des quantités journalières de H<sub>2</sub> par aéroport gigantesques. Un apport de H<sub>2</sub> via un pipeline, avec une station de stockage dans l'aéroport, assurerait un apport constant et permanent. Une autre option envisageable est de considérer une unité de production, comme celle de la station quasi-autonome de la partie II/D – et donc produisant de l'hydrogène de manière totalement non polluante – directement à côté de l'aéroport. L'émission de gaz polluants de la production du dihydrogène jusqu'à son exploitation dans l'aviation, serait infime, et contribuerait donc à atteindre les objectifs nationaux, européens et mondiaux en matière d'écologie <sup>[27]</sup>.

En conclusion, l'avion à hydrogène, avec un moteur à hélice, est une piste viable de recherche ; les deux points restant à éclaircir étant la puissance massique développée par une pile à combustible (dont la nature (SOFC, PEM), est à déterminer), ainsi que le stockage d'un volume d'H<sub>2</sub> liquide plus important que le volume de kérosène classique.

Les gains écologiques qui ont été soulignés montrent, quant à eux, l'utilité de poursuivre les recherches pour répondre aux enjeux écologiques actuels <sup>[27]</sup>.

### 3/ Moteur à combustion avec de l'hydrogène comme combustible

La plupart des moteurs d'avions gros porteurs actuels sont des moteurs à combustion fonctionnant au kérosène. On se propose ici d'étudier la possibilité d'utiliser du dihydrogène comme carburant à la place du kérosène.

Le principe d'un moteur à combustion est de compresser l'air en entrée, de le mélanger à un combustible. L'air réagit avec le combustible, la combustion chauffe les gaz. Les gaz sont ensuite décompressés dans une turbine qui sert à alimenter le compresseur, puis rejetés par une tuyère vers l'arrière de l'avion. Le rejet des gaz entraîne une poussée de l'avion vers l'avant, la forme des ailes assure à partir de la vitesse de l'avion la portance, force qui contrebalance le poids de l'avion.

Le moteur peut être modélisé (figure 26), et la force qu'il produit peut être calculée en fonction du débit d'hydrogène et d'air, grâce à quelques suppositions :

- Les gaz sont parfaits
- La réaction se produit dans des conditions stœchiométriques
- Les rendements des éléments sont de 1
- La pression de l'air est de 0.3 bar, soit la pression de l'air autour de 9000 m d'altitude

Figure 26 : Modèle du turboréacteur

L'hydrogène est ici préchauffé en utilisant un peu de la chaleur des gaz d'éjection car il arrive initialement à 20 K.

Les résultats des différents calculs sont reportés pour différents rapports de compression :

- Débit d'hydrogène :  $1 \text{ kg.s}^{-1}$
- Rapport de pression du compresseur: 4
- Rapport de pression de la turbine : 1.1
- Poussée : 70.4358 kN
- Carburant utilisé pour un vol de 5h : 18t, soit  $253.521 \text{ m}^3$
  
- Débit d'hydrogène :  $1 \text{ kg.s}^{-1}$
- Rapport de pression du compresseur: 11
- Rapport de pression de la turbine : 1.2
- Poussée : 70.4779 kN
- Carburant utilisé pour un vol de 5 h : 18 t, soit  $253.521 \text{ m}^3$

Ces résultats ont été obtenus en ajustant le rapport de pression de la turbine pour qu'elle fournisse la puissance nécessaire pour le compresseur. En faisant varier les différents rapports, on conserve des valeurs de poussée d'au plus environ 70 kN pour un débit de  $1 \text{ kg.s}^{-1}$  d'hydrogène. La poussée est proportionnelle au débit d'hydrogène, selon les hypothèses faites.

Ce résultat est à comparer aux poussées et carburants utilisés par les avions actuels. Les avions de la gamme Airbus A320 possèdent deux réacteurs d'environ 110 kN, selon les modèles, qui ne sont pas toujours activés à pleine puissance. Le volume de carburant à stocker, néanmoins, est trop grand pour le réservoir actuel des A320, autour de  $30 \text{ m}^3$ , mais pas pour un A380, qui possède un réservoir de  $320 \text{ m}^3$ .

La puissance des réacteurs d'un avion fluctue au cours du vol ; il faudrait effectuer des mesures au cours d'un vrai vol pour savoir si l'hydrogène est viable. La bien plus faible densité de l'hydrogène par rapport au kérosène et la bien plus grande densité énergétique massique sont illustrées dans les

résultats : on transporte une bien moins grande masse d'hydrogène, mais un volume bien plus élevé. Puisque la masse du carburant n'est plus aussi importante que le volume, on pourrait de plus reconsidérer la forme de l'avion, pour l'optimiser. Les calculs simples, néanmoins, permettent d'être optimistes sur l'utilisation de l'hydrogène comme carburant d'avion, pourvu qu'une source d'hydrogène liquide soit disponible.

## F/ Conclusion

Nous avons pu voir que les utilisations de l'hydrogène sont multiples et qu'elles sont compatibles avec notre volonté de moins polluer. De plus, le mini-projet montre que l'on peut envisager d'étendre l'utilisation de l'hydrogène à des secteurs dans lesquels il est encore peu utilisé, comme l'aviation. Dans le cas d'une généralisation de l'utilisation de l'hydrogène, il faut aussi se pencher sur l'acceptabilité sociale.

## IV/ Enjeux sociétaux et environnementaux

### A/ Projets en cours

La pollution et l'environnement sont des enjeux majeurs de notre société. Face à ces défis, l'hydrogène apparaît comme une solution alternative potentielle. Ainsi, des projets basés sur cette idée sont développés, parmi eux, le plan Hulot que voici.

Nicolas Hulot, ancien ministre de la transition écologique et solidaire, a proposé un plan de déploiement de l'hydrogène dans lequel l'élément constitue un outil d'avenir pour la transition énergétique. Ce plan fixe des objectifs à moyen et à long terme concernant l'utilisation de l'hydrogène sur le territoire. Il propose notamment la mise en œuvre d'une idée innovante : une production sur place de l'hydrogène dans les zones non interconnectées à l'aide des énergies renouvelables disponibles sur ces territoires.

Pour cela, le plan mise sur la baisse des coûts des électrolyseurs, qui constituent aujourd'hui un coût d'investissement trop élevé. Par ailleurs, la loi propose des soutiens à l'investissement afin de stimuler la demande, ce qui permet d'accélérer la chute des prix des électrolyseurs.

Le plan fixe également comme objectif le développement de flotte de véhicule hydrogène, en visant la construction de 100 stations hydrogènes d'ici 2023 et entre 400 et 1000 en 2028.

Le développement des véhicules hydrogènes est aussi assuré par un autre projet plus récent: les taxis HYPE, qui circulent dans Paris depuis 2015. Aujourd'hui près d'une centaine de taxis roulent dans les rues de Paris, ils sont aisément reconnaissables par leur couleur bleu (figure 27).



Figure 27 : Un taxi HYPE

Ce projet a également pour ambition de faire évoluer les mentalités concernant les dangers liés à l'hydrogène. En effet, l'implantation au cœur de Paris, avec deux stations hydrogène dédiées, une

sur le pont de l'Alma et une autre à Orly, permet de rendre les véhicules visibles et attractifs. Ils donnent une image dynamique de la filière hydrogène.

## B/ Quels acteurs pour de tels projets ?

Si l'on veut instaurer une économie hydrogène, il est essentiel de déterminer quels acteurs sociaux doivent initier et favoriser la mise en place d'infrastructures favorisant l'usage d'hydrogène (stations de recharge, acheminement, stockage...). L'état ou les collectivités locales peuvent, au moyen de subventions/bonus, favoriser cette mise en place comme on a pu l'observer au cours de l'exemple sur le chauffage de la partie III. De même, l'exemple de la Californie permet de mieux appréhender ces enjeux.

En effet, dès 2004, sous l'impulsion de A. Schwarzenegger, le *California Hydrogen Highway Network (CaH2Net)* a permis d'investir plusieurs dizaines de millions de dollars (monté à 20 M\$/an en 2013) dans le développement d'une autoroute hydrogène. Des stations sont disséminées le long de la principale autoroute californienne afin que tous les habitants de Californie puissent avoir accès à ce combustible. Cette action résulte de l'effort conjoint de l'état de Californie et des organisations gouvernementales comme la SCAQMD (South Coast Air Quality Management District) ainsi que des entreprises comme Honda ou Toyota. Ces acteurs œuvrent aujourd'hui pour augmenter le taux de H<sub>2</sub> d'origine renouvelable disponible dans les stations, visant ce qu'elles appellent le « True Zero », c'est-à-dire de l'hydrogène dont la production ne cause aucune émission de gaz à effet de serre. Aujourd'hui il y a 35 stations en Californie (figure 29) et plus 29 dont l'ouverture est prévue d'ici 2020 pour plus de 5000 véhicules roulant à l'hydrogène (chiffres du 1<sup>er</sup> juillet 2018 <sup>[36]</sup>) (figure 28) faisant de la Californie un des leaders mondiaux en la matière.

Numbers as of November 1, 2018	Total
*FCEVs—Fuel cell cars sold and leased in US	5,463
FCEBs—Fuel cell buses in operation in California	25
Retail hydrogen stations open in California	35
Fuel cell buses in development in California	27
Fuel cell shuttles in development in California	4
**Retail hydrogen stations in development in California	29



Figure 28 : Nombre de véhicules en Californie et aux Etats-Unis

Figure 29 : carte des stations hydrogène en Californie

Une action et un financement collectif de la part de l'état et d'entreprises de ce domaine est dans l'intérêt de tous. En effet, les particuliers bénéficient des impacts sur l'environnement et la santé publique dus aux réductions d'émissions polluantes. Les entreprises privées, elles, pourront bénéficier de cette économie hydrogène à travers une augmentation de la vente de leurs produits et services.

## C/ Mini projet

Concernant le développement de la filière hydrogène, l'un de ses principaux obstacles est la notion de danger qui accompagne l'hydrogène dans les mentalités. L'acceptabilité sociétale de l'hydrogène nécessite donc un travail dans le but de modifier le point de vue biaisé de la population pour finalement déboucher sur un développement de la filière hydrogène pleinement accepté et compris

des citoyens. C'est à cette problématique d'acceptabilité que ce mini-projet tente d'apporter des solutions ou du moins des pistes de réflexion.

Tout d'abord, avant de présenter le projet en lui-même, il apparaît nécessaire de mettre en lumière la démarche qui précède sa naissance. La problématique étudiée est celle de l'opinion publique concernant l'hydrogène : avant de vouloir potentiellement modifier cette opinion, il semble évident d'étudier à quoi cette dernière ressemble afin de mettre le doigt sur ce qu'il y a réellement à modifier. C'est donc tout naturellement que nous sommes descendus dans la rue afin d'y sonder la population du 5<sup>ème</sup> arrondissement de Paris sur la question de l'hydrogène, plus précisément celle de la voiture à hydrogène. Sur les 20 personnes interrogées, 9 n'avaient jamais entendu parler de la voiture à hydrogène ; et sur les 11 qui en avaient déjà entendu parler, au moins vaguement, 6 ont évoqué la notion de danger, d'explosion. Ce premier échantillon étudié est bien évidemment très réduit, mais il donne cependant un premier aperçu de ce pense la population de l'hydrogène.

Ensuite, toujours dans la partie préliminaire de sondage, nous avons décidé de nous intéresser à l'opinion des élèves des Mines, plus facile à obtenir, ce qui permet d'obtenir un échantillon plus conséquent.

Les résultats qui sont apparus sont les suivants (figure 30) :

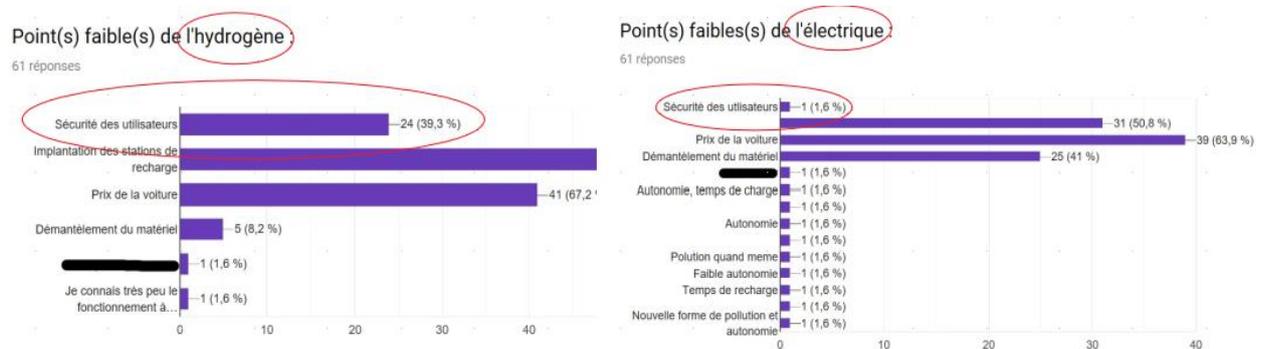


Figure 30 : Résultats du sondage effectué auprès des élèves de l'école des Mines de Paris portant sur les points faibles de la voiture à hydrogène en comparaison à la voiture électrique.

Ce dernier échantillon, plus large, reflète bien ce qui avait été aperçu lors du premier sondage : l'hydrogène charrie effectivement derrière lui une réputation de menace pour la sécurité des utilisateurs. C'est le principal aspect des mentalités qui doit être modifié si l'on veut pouvoir développer la filière hydrogène sans créer d'angoisse au sein de la population.

Finalement, la problématique majeure qui ressort de cette étape préliminaire de sondage est celle de l'ignorance de la population, divisée en deux types : d'un côté ceux qui n'ont jamais entendu parler de la filière hydrogène, de l'autre ceux qui ont un avis biaisé par les stéréotypes représentant l'hydrogène comme un gaz dangereux. La solution sur laquelle nous nous sommes penchés est celle d'une campagne de sensibilisation à l'échelle nationale.

Pour ce qui est de ses caractéristiques, le lieu d'implantation serait d'un côté internet avec la création d'un site de campagne, de l'autre les grandes villes du territoire, notamment à travers le mobilier urbain ou l'affichage dans les transports ; et la mise en place serait envisageable d'ici 1 an, période qui comprend le design du business plan, du site, des affiches entre autres.

Plus précisément, la campagne s'organiserait autour de deux créations majeures : un site de campagne et une large campagne d'affichage urbain, surtout dans les grandes villes françaises. Rappelons qu'il y a deux objectifs à cette campagne : sensibiliser la partie de la population

complètement ignorante du sujet hydrogène, spécialement les enfants, et faire réfléchir ceux dont l'avis sur l'hydrogène est touché par les stéréotypes de danger.

Pour la campagne d'affichage urbain, elle sera orientée « choc » : des affiches composées d'une grande image, avec un commentaire à ton humoristique sur le côté pour attirer l'œil et ne pas avoir ce caractère rébarbatif d'informations scientifiques. Le but ici est de sensibiliser, pas forcément d'instruire ou de justifier à l'aide d'informations scientifiques pointues. Chaque affiche comportera en bien visible l'URL du site de campagne et un flash code, afin de pouvoir se rendre directement sur le site, plateforme centrale de la campagne.

Pour le site, il sera organisé en trois rubriques : une rubrique scientifique, une rubrique provoc', et une rubrique divertissement. La rubrique scientifique regroupera toute sorte d'informations sur l'hydrogène et ses risques, pour apporter des preuves tangibles aux affiches « choc » que l'on trouvera dans la campagne d'affichage et la rubrique provoc'. Cette dernière sera principalement composée des panneaux de la campagne d'affichage urbain, pour que chacun puisse les retrouver en ligne. Enfin, la rubrique divertissement serait composée d'un onglet de vidéos, courtes ou longues, à caractère humoristique partageant toutes l'objectif de sensibiliser. L'autre onglet de la rubrique serait celui des potentiels projets comme celui de contacter des séries pour faire des voitures à hydrogène un running-gag, contacter les directeurs des films d'animation « Cars » pour essayer d'y incorporer un personnage de voiture à hydrogène, ou encore des projets d'ateliers à l'école dans les centres de loisirs.

Ensuite il est nécessaire de préciser les acteurs de celle-ci, et surtout qui peut potentiellement la financer. Etant donné que le développement de la filière hydrogène a pour but à plus grande échelle d'agir sur la pollution, par conséquent sur la santé publique et ainsi réduire les dépenses de l'État pour la Sécurité Sociale, le gouvernement pourrait subventionner la campagne en regardant les bénéfices sur le long terme. D'un autre côté, les industriels ayant une part de la filière hydrogène pourraient aussi être intéressés par racheter la campagne afin d'accroître leur industrie et donc leur profit. On distingue ainsi deux types d'acheteurs potentiels pour la campagne.

Cependant, il est nécessaire de réfléchir au business plan de manière plus précise, car sans business plan pas de projet. Si les dépenses se révèlent être impossibles à combler par des subventions de l'État ou des potentiels rachats d'industriels, le projet devra être remis en cause et ne pourra pas voir le jour.

En premier lieu, nous nous sommes attardés sur les dépenses. Pour ce qui est de l'équipe engagée, une dizaine de personnes semble une taille d'équipe intéressante ce qui impliquerait un coût approximant 30 000 euros par mois, donc pour la durée hypothétique d'1 an : 350 000 euros environ. Ensuite pour ce qui est du spot de pub, notamment sur YouTube, qui semble une plateforme intéressante pour se développer surtout pour sensibiliser la jeunesse, son coût est de 13 euros pour 1000 vues. Si l'on se dit que l'équivalent de la population française doit être au courant de la campagne au bout d'1 an, alors on aurait environ 60 millions de vues, donc un coût avoisinant les 750 000 euros. Enfin pour l'affichage urbain le prix varie en fonction de la durée de la campagne, soit courte d'1 semaine, soit longue de 12 ou 36 mois. Nous opterions donc plutôt pour le second choix qui consiste à louer peu de panneaux mais à des emplacements stratégiques et à les y laisser longtemps pour imprimer le message dans les mentalités et toucher un échantillon le plus large possible. Le prix à payer est de 50 000 euros environ pour un panneau de 9 m<sup>2</sup>. En fonction du nombre d'affiches « choc » qui sont retenues pour la campagne le nombre de panneaux peut varier, mais l'idéal serait une petite dizaine de panneaux. Finalement, le coût total de la campagne avoisinerait les 1,5 millions d'euros. Ces coûts sont récapitulés dans le tableau 3.

	<b>Salariés</b>	<b>Spot publicitaire</b>	<b>Affichage urbain</b>	<b>Total</b>
--	-----------------	--------------------------	-------------------------	--------------

<b>Coûts (en €)</b>	350 000	750 000	50 000	1 500 000
---------------------	---------	---------	--------	-----------

Tableau 3 : Coûts d'une campagne publicitaire d'un an

Quant aux recettes, on en aurait de deux types : des subventions, que ce soit par l'État ou des industriels de l'hydrogène, et des rentrées directes par des pubs, le trafic sur le site web ou le visionnage des vidéos si elles sont postées sur YouTube.

Pour ce qui est des rentrées directes de fonds, dans un premier temps, si l'on intègre au site de campagne des URL renvoyant aux sites de différents industriels comme notre partenaire Air Liquide, Toyota pour sa filière hydrogène ou encore pour les taxis Hype roulant à l'hydrogène, cela constituerait une forme de pub pour eux et en fonction du trafic sur le site une rémunération pourrait être mise en place. Il est dur d'évaluer le capital pouvant potentiellement être récolté de cette manière car il dépend fortement du trafic sur le site, tout comme les spots publicitaires à la télévision. Ces derniers peuvent varier de 60 à 150 000 euros pour 30 secondes. Pour notre projet, il serait peut-être raisonnable d'envisager 50 000 euros de fonds récoltés de cette manière. Ensuite, si les vidéos du site sont visionnées en tant que vidéos YouTube, des bénéfices peuvent en découler. L'usage veut que le tarif habituel sur YouTube soit de 1 euro toutes les 1000 vues. Si l'on envisage comme précédemment qu'au bout de 1 an de campagne avec notamment un affichage urbain et des pubs placées avant d'autres vidéos YouTube, que l'équivalent de la population française soit au moins au courant de la campagne, on peut supposer que 10% de cet échantillon aura la curiosité d'aller voir le site (bien sûr pas après un visionnage de pub ou la vue d'une affiche, mais plutôt avec la répétition du phénomène). On aurait donc une recette de 6 000 euros environ.

Ainsi, les recettes directes représentent une bien faible partie des dépenses qu'il faut combler : ce qui est plutôt car créer du bénéfice n'est pas le but premier d'une campagne de sensibilisation. Il sera donc nécessaire de faire de nombreuses demandes de subventions auprès de l'État notamment. Notre situation pourrait s'apparenter à celle de la campagne de sécurité routière qu'on observe chaque année, complètement subventionnée par l'État. En soi cette campagne et la nôtre ne diffèrent pas tant que cela dans le fond : les deux visent à long terme à avoir un effet sur la santé publique.

## Conclusion

Ces trois semaines de MIG nous ont permis de découvrir l'hydrogène en tant que vecteur d'énergie. Nous avons pu étudier ses différents moyens de production, ses possibilités d'utilisation ainsi que son acceptabilité au sein de la société. Il nous est alors apparu que l'hydrogène est très prometteur pour l'avenir même s'il demande encore des recherches, autant pour la production que pour l'utilisation. De plus, il s'agit de sensibiliser les populations pour que l'utilisation de l'hydrogène devienne une habitude dans les prochaines années.

A travers les différents mini-projets, nous avons pu constater qu'il est tout à fait possible de développer cette filière pour répondre au besoin de réduire nos émissions de gaz polluants dans le domaine de l'énergie. Il serait intéressant de poursuivre les recherches entamées lors de l'élaboration des mini-projets et d'affiner les calculs effectués dans la perspective d'une véritable mise en œuvre.

## Bibliographie

[1] <https://www.ipcc.ch/sr15/>

[2] <https://www.citepa.org/fr/air-et-climat/polluants/effet-de-serre/methane>

[3] <http://cycleducarbone.ipsl.jussieu.fr/index.php/visiteurs/des-faits-marquants/24-augmentation-plus-rapide-du-co2-dans-l-atmosphere>

[4] <http://perspective.usherbrooke.ca/bilan/tend/USA/fr/EN.ATM.CO2E.PC.html>

[5] conférence Air Liquide par Philippe Arpentinier

[6] conférence Air Liquide par D. Frimat

[7] conférence Air Liquide par A. Bertrandias

[8] [http://www.gedeon.prd.fr/ATELIERS/septembre\\_2008/exposes/8/080908GEDEPEONa.pdf](http://www.gedeon.prd.fr/ATELIERS/septembre_2008/exposes/8/080908GEDEPEONa.pdf)

[9] Paul E. Dodds, Iain Staffell, Adam, D. Hawkes, Francis Li, Philipp Grünewald, Will McDowall, Paul Ekins, Hydrogen and fuel cell technologies for heating: A review, International Journal of Hydrogen Energy, Volume 40, Issue 5, 2015, pp. 2065-2083

[10] « Arrêté du 23 avril 2008 relatif aux prescriptions techniques de conception et de fonctionnement pour le raccordement à un réseau public de distribution d'électricité en basse tension ou en moyenne tension d'une installation de production d'énergie électrique : Chapitre III - Prescriptions techniques particulières applicables aux installations de production situées dans une zone du territoire non interconnectée au réseau métropolitain continental » [archive], sur [legifrance.gouv](http://legifrance.gouv), 23 avril 2008

[11] <http://energiepourdemain.fr/tag/soleil/>

[12] [https://ricerca.universita.corsica/article.php?id\\_art=219&id\\_rub=59](https://ricerca.universita.corsica/article.php?id_art=219&id_rub=59)

[13] <https://www.jupiter1000.eu>

[14] <https://www.ademe.fr/sites/default/files/assets/documents/hydrogene-piles-atelier2.pdf>

[15] Staffell I, Green RJ. The cost of domestic fuel cell micro-CHP systems. Int J Hydrogen Energy 2013, 38:1088e102

[16] Dodds PE, Hawkes A. The role of hydrogen and fuel cells in providing affordable, secure low-carbon heat. London, UK: H2FC SUPERGEN; 2014

[17] <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0378775308019186>

[18] <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1464285911701572>

[19] [https://www.usenix.org/legacy/event/usenix10/tech/full\\_papers/Carroll.pdf](https://www.usenix.org/legacy/event/usenix10/tech/full_papers/Carroll.pdf)

[20] Staffell I. Fuel cells for domestic heat and power: are they worth it? [PhD thesis]. University of Birmingham; 2010. Disponible sur : <http://tinyurl.com/759b7yq>

[21] Kuwaba K. Development of SOFC for residential use by Aisin Seiki. Tokyo: 9th FC Expo ; 2013.

[22] Hydrogen and fuel cell technologies for heating: A review Paul E. Dodds, Iain Staffell, Adam D. Hawkes, Francis Li, Philipp Grünewald, Will McDowall, Paul Ekins

[23] Staffell I, Green RJ. The cost of domestic fuel cell micro-CHP systems. Int J Hydrogen Energy 2013, 38:1088e102.

[24] Kuwaba K. Development of SOFC for residential use by Aisin Seiki. Tokyo: 9th FC Expo, 2013.

- [25] [https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/1\\_EN\\_ACT\\_part1\\_v14.pdf](https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/1_EN_ACT_part1_v14.pdf), 2016
- [26] <http://enfield.eu/category/news/reports/>
- [27] <https://www.gouvernement.fr/action/la-cop-21>
- [28] EST. Feed-in tariffs scheme (FITs). Energy Saving Trust; 2014. Disponible sur <http://www.energysavingtrust.org.uk/Generating-energy/Getting-money-back/Feed-In-Tariffs-scheme-FITs>
- [29] <https://www.contrepoints.org/wp-content/uploads/2015/07/Lhydrog%C3%A8ne-cet-hallucinog%C3%A8ne-Annexe-1.pdf>
- [30] Conférence Air Liquide sur les types de bouteilles pour stocker l'H<sub>2</sub> gazeux
- [31] Determining the lowest-cost hydrogen delivery mode. Christopher Yang, Joan Ogden, Institute of Transportation Studies
- [32] [https://fr.wikipedia.org/wiki/Airbus\\_A400M\\_Atlas](https://fr.wikipedia.org/wiki/Airbus_A400M_Atlas)
- [33] <https://www.planetoscope.com/co2/1436-emissions-de-co2-par-l-aviation-civile.html>
- [34] [https://fr.wikipedia.org/wiki/Europrop\\_International\\_TP400](https://fr.wikipedia.org/wiki/Europrop_International_TP400)
- [35] entretien avec M. Chesnaud, chercheur aux Mines de Paris sur le centre de Sophia
- [36] <https://cafcp.org/>

## Annexes

### Carnet de bord du MIG

#### **Semaine 1**

##### **Lundi 12/11, Mines Paristech**

-Matin :

Présentation du projet par E. El Ahmar

Présentation d'Air Liquide par D. Mery et P. Arpentinier

thèmes abordés: organisation de l'entreprise, répartition du chiffre d'affaire, principaux sites

Généralités sur la molécule d'hydrogène

thèmes abordés: propriétés physiques, intérêt stratégique en tant que vecteur d'énergie

-Après midi :

Présentation des usages de l'hydrogène par D. Houssin

thèmes abordés: mobilité hydrogène, sécurité

##### **Mardi 13/11, Centre de Recherche Paris Saclay (CPRS), Jouy-en-Josas**

-Matin :

Conférence sur la production industrielle d'hydrogène par P. Arpentinier

thèmes abordés: méthodes de production (ex: SMR) ou de purification (ex: PSA)

Atelier: travail de groupe: dimensionnement d'une centrale pour répondre à un cahier des charges spécifique (quelles méthodes de production et de purification ?)

-Après midi :

Conférence sur le management des risques liés à l'hydrogène par D. Houssin  
thèmes abordés: présentation du métiers de chercheur, des logiciels développés par l'intervenant et son équipe, comment gérer le risque hydrogène

### **Mercredi 14/11, Mines Paristech**

-Matin :

formation sur les différents outils de recherche documentaire, avec l'aide de la bibliothèques des Mines

-Après midi :

Conférence sur l'Industrialisation par J-P. Dal Pont

Répartitions des élèves dans les trois groupes de travail

### **Jeudi 15/11, Mines Paristech**

-Matin :

Travail en autonomie

-Après midi :

Travail en autonomie

### **Vendredi 16/11, Mines Paristech**

-Matin :

Travail de groupe

Bilan de la première semaine, avec mise en commun des avancées des différents groupes

-Après midi :

Conférences sur la Pile à Combustible

Basse température par C. Beauger

thèmes abordés: principe de fonctionnement, PAC alkalyne, PEM

Haute température par A. Chesnaud

thèmes abordés: avantages de la haute température, matériaux utilisés, présentation de l'Idéal cell

## **Semaine 2**

### **Lundi 19/11, Air liquide Champigny sur Marne**

-Matin :

Conférence sur le déroulement d'un projet d'ingénierie : du devis au démarrage par P. Nguyen

-Après midi :

Suite et fin de la conférence

Atelier : « dans la peau d'un chef de projet » : invitation à réfléchir sur les différents problèmes pouvant intervenir lors d'un projet et les solutions à apporter.

### **Mardi 20/11, Mines Paristech**

-Matin :

travail de groupe

-Après midi :

Présentation autour du développement durable par C. Large et C. Le Caignec

En particulier discussion avec chaque groupe de travail spécifiquement

### **Mercredi 21/11, CRPS**

-Matin :

Conférence sur la production d'hydrogène par fermentation obscure (A. Bertrandias)

-Après midi :

Visite d'un laboratoire d'essai avec présentation d'un nouvel Echangeur-réacteur pour la SMR

Visite d'une station hydrogène

#### **Jeudi 22/11, Mines Paristech**

-Matin :

Présentation sur le conditionnement de l'hydrogène par P. Blanc-Vannet

thèmes abordés: stockage en bouteille principalement, en acier ou en composite, méthodes de fabrication, de transport

-Après midi :

Conférence sur la production d'hydrogène par électrolyse par D. Frimat

#### **Vendredi 23/11, Mines Paristech**

-Matin :

Travail de groupe

-Après midi :

Bilan deuxième semaine

### **Semaine 3**

#### **Lundi 26/11, CRPS**

-Matin :

Définition des attentes pour les mini-projets

Concrétisation des mini-projets de chaque groupe avec l'aide de D. Mery

Présentation de la « théorie U » et son application par chaque groupe, avec présentation devant les autres groupes

Réalisation de blasons par chaque groupe

-Après midi :

« Séance de créativité » dans le FabLab d'Air Liquide

#### **Mardi 27/11, Centre Thermodynamique et Procédés (CTP), Fontainebleau**

-Matin :

Présentation des fonctions du CTP

Visite des laboratoires

-Après midi :

Travail de groupe à la bibliothèque du CTP

#### **Mercredi 28/11, ENSTA et Mines Paristech**

-Matin : ENSTA Paristech

Conférence, et visite des laboratoires de l'école et de la plateforme H2

-Après midi :

Travail de groupe

#### **Jeudi 29/11, Mines Paristech**

-Matin :

Travail de groupe

-Après midi :

Travail de groupe

#### **Vendredi 30/11, Mines Paristech**

-Matin :

Présentation des mini-projets à D. Mery et P. Arpentinier

-Après midi :  
Présentation des mini-projets à D. Mery et P. Arpentinier

## Annexe II.B.1

Les équipements auxiliaires, ou Balance of Plant (BOP), sont des éléments indispensables du cycle de production d'hydrogène. Ils assurent à la fois l'alimentation en eau et en électricité dans la partie prétraitement mais aussi tout ce qui concerne le post-traitement, c'est-à-dire la séparation des gaz obtenus. Toutes ces étapes sont nécessaires pour produire le plus efficacement possible de l'hydrogène pur. Les pompes, les ventilateurs ainsi que tout le système de refroidissement font également partie des équipements auxiliaires.

Le diagramme suivant (figure 31) synthétise le fonctionnement global d'une unité d'électrolyse en précisant les interactions entre les différents équipements auxiliaires.

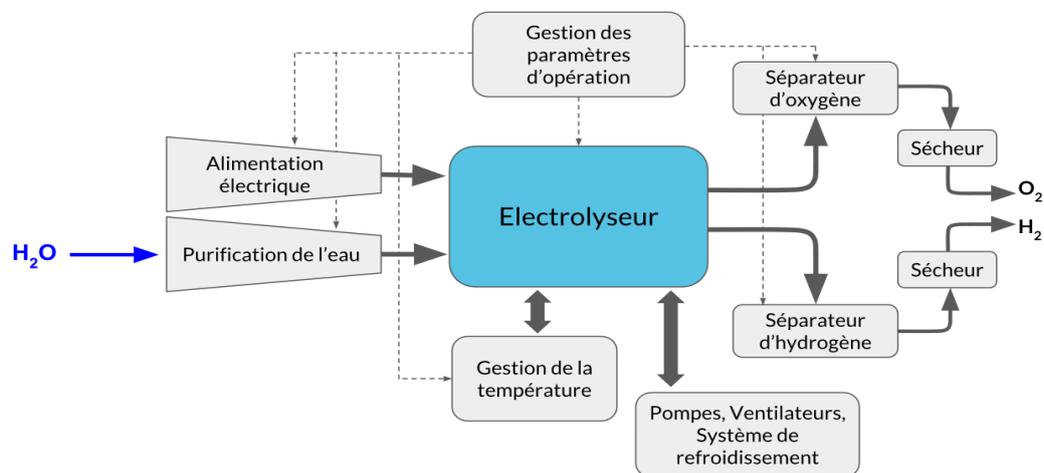


Figure 31 : Equipements auxiliaires (BOP - Balance of Plant)

D'autre part, la gestion de ces équipements auxiliaires est assurée par le système de contrôle. Celui-ci alimente les différents équipements et commande leur fonctionnement (figure 32).

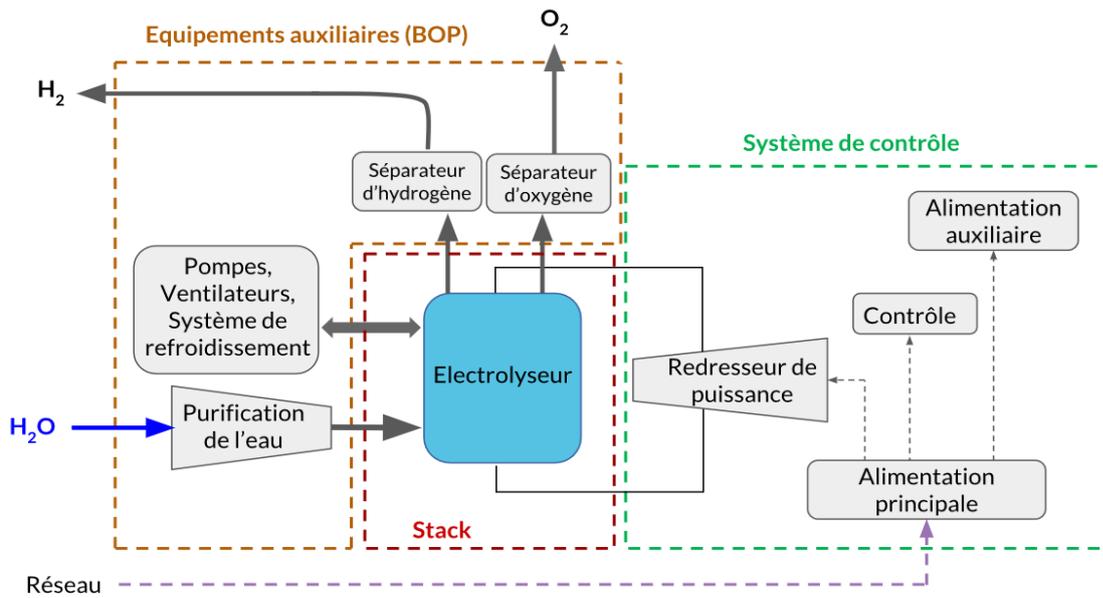


Figure 32 : Diagramme du fonctionnement global d'une chaîne de production d'hydrogène par électrolyse <sup>[13]</sup>

La modélisation suivante (figure 33) permet d'illustrer en 3D l'organisation des équipements dans une chaîne de production d'hydrogène par électrolyse. L'électrolyseur est l'une des parties les plus importantes de l'installation.

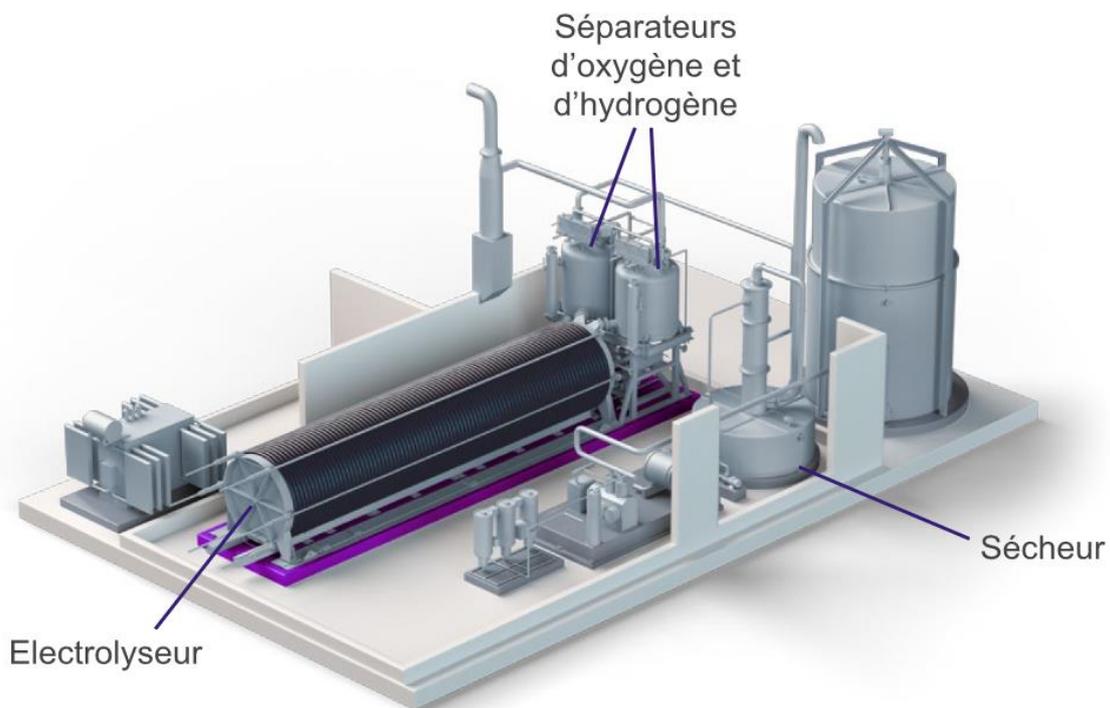


Figure 33 : Positionnement des équipements sur le modèle réel NEL A485

## Annexe II.B.4

**Avantages et défis de l'électrolyse haute température ou SOFC (Solid Oxide Fuel Cell) :**

La cellule nécessite d'être réchauffée avant son utilisation, ce qui demande trop de temps pour pouvoir envisager son utilisation sur des véhicules. Son utilisation n'est donc que compatible avec une utilisation industrielle avec la technologie actuelle.

Principe de fonctionnement de la cellule de base (figure 34) :

Contrairement à la pile à combustible, la migration d'ions se fait par des ions  $O^{2-}$ , pour cela la réaction se fait à des températures avoisinant les  $1000^{\circ}C$ , en effet c'est qu'à des températures très élevés que la conduction ionique peut être assurée.

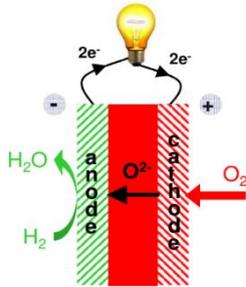


Figure 34 : fonctionnement d'une SOFC



### Matériaux :

Les matériaux, pour être utilisables dans une SOFC, doivent résister à des températures élevées ainsi qu'être compatibles, c'est-à-dire que l'électrolyte doit conduire uniquement les ions  $O^{2-}$  et que les électrodes doivent conduire les électrons ainsi que les ions  $O^{2-}$ . Le tout doit aussi résister à un milieu très corrosif dû à la présence d'eau à haute pression et température, il y a aussi le risque de réduction par le  $H_2$  présent. Nous voyons donc qu'il y a de lourdes contraintes qui va limiter le choix des matériaux.

L'électrolyte :

À  $2100^{\circ}C$ , l'oxyde de zirconium  $ZrO_2$  prend une structure cristalline avec les ions  $Zr^{4+}$  formant une maille cubique face centrée et les ions  $O^{2-}$  occupant la totalité des sites tétraédrique présents (figure 35). Cette phase permet une bonne conductivité des ions oxygène.

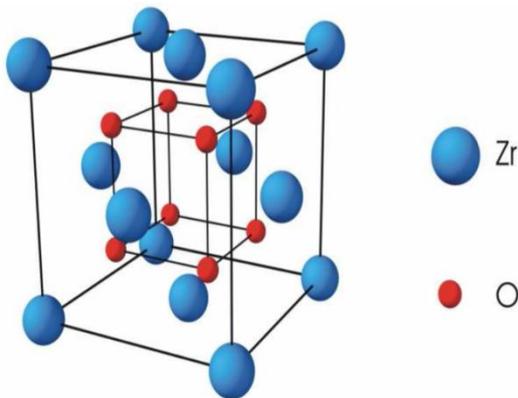
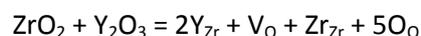


Figure 35 : Maille de l'oxyde de zirconium à  $2100^{\circ}C$

La substitution de certains ions  $Zr^{4+}$  par des ions Yttrium  $Y^{3+}$  stabilise la structure, la permettant d'exister à  $1000^{\circ}C$ . Pour maintenir l'électronégativité du solide il y a alors apparitions de lacunes d'oxygène dans la maille (une lacune pour chaque deux ions d'Yttrium), la mobilité des ions  $O^{2-}$  augmente et on a donc une meilleure conductivité des ions.



$V_O$  représente la lacune d'oxygène créée.

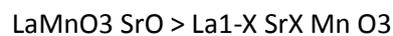
Des études de conductivité permettent de trouver le rapport optimal d'ions Zirconium à remplacer. Ces études montrent aussi que, hors de tous les matériaux compatibles avec les électrodes et les autres températures, les ions Yttrium offrent la meilleure conductivité.

Cathode :

La cathode doit être stable à haute pression de  $O_2$ , mais aussi résistante thermo-mécaniquement et permettre une conduction appropriée, ainsi qu'être compatible avec l'électrolyte. Elle doit donc être composée de :

- Un matériau poreux qui permet la circulation de  $O_2$  dans l'électrode.
- Un matériau permettant la conductivité des ions oxygène et des électrons.
- Un catalyseur à la réduction de l'oxygène.

Elle est constituée de deux phases, une poreuse et l'autre permettant la réaction et la conduction d'ions, on crée avec un matériau à conductivité mixte ( $LaMnO_3$  auquel on ajoute des lacunes grâce à  $SrO$ ).



Le contact entre les phases doit être maximal. Il faut donc avoir une percolation importante et une tortuosité minimum. La percolation est le fait qu'aucune partie d'une phase ne peut être isolée du reste de lui-même par l'autre phase, soit que toute phase est continue, sinon le flux de matière n'est pas réalisable et la performance de la cellule diminue. La tortuosité est le chemin minimum entre deux points, la réduire revient à augmenter la conductivité.

Anode :

L'anode est en milieu très corrosif ( $H_2O$  à haute pression et température). Elle doit être constituée de :

- Un matériau poreux qui assure l'écoulement des gaz
- Un conducteur d'ions et d'électrons
- Un catalyseur à l'oxydation de  $H_2$

L'anode possède une contrainte supplémentaire par rapport à la cathode, l'hydrogène doit être adsorbé par du nickel qui agit en tant que catalyseur. La réaction ne peut ainsi que se faire aux points de contact triple entre le nickel, la porosité et le conducteur d'ions. Une bonne percolation entre les trois phases doit absolument être atteinte. On synthétise donc le matériau :

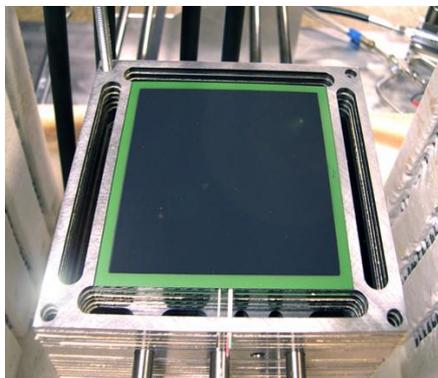


Illustration : Cellule d'électrolyse à haute température <sup>[12]</sup>

## Annexe II.B.5

Les méthodes d'électrolyse alcaline et PEM se différencient non seulement par leur fonctionnement, mais aussi par la répartition des coûts (figure 36). En effet, si l'électrolyseur PEM représente une part plus importante dans l'investissement que l'électrolyseur alcalin, les coûts des équipements auxiliaires (Balance of Plant) sont en revanche réduits. De plus, la part qu'occupent les frais nécessaires à la mise sous pression de l'hydrogène (Gaz Conditioning) est plus grande chez l'électrolyseur alcalin que chez celui PEM. Ainsi, le coût initial supérieur d'un électrolyseur PEM est compensé par une réduction de la part d'autres coûts. Comme celui-ci a également un plus grand rendement que son voisin alcalin, il reste une très bonne option dans la gamme des électrolyseurs.

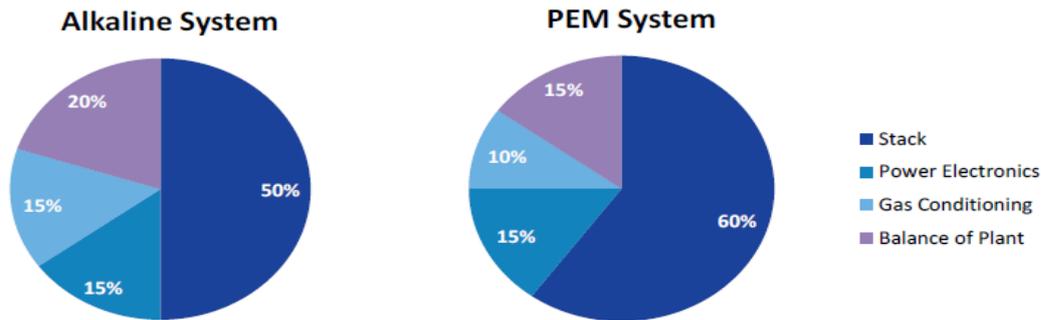


Figure 36 : Coûts pour l'électrolyse alcaline et PEM

### Répartition des coûts selon le type d'électrolyse

D'autre part, les deux modèles d'électrolyse présentent des causes de panne de l'électrolyseur ainsi que des coûts de réparation extrêmement différents (figure 37). Ces sont des déficiences de l'anode ou de la cathode qui sont principalement coûteuses lorsqu'elles provoquent l'arrêt d'un électrolyseur alcalin. Les frais des dysfonctionnements de l'électrolyseur PEM résultent quant à eux en grande partie de déficience des plaques bipolaires. Dans les deux cas, d'autres facteurs sont également source de pannes, tels que la membrane et les catalyseurs anodiques ou cathodiques pour l'électrolyseur PEM, et la membrane pour l'électrolyseur alcalin. Cependant, ils représentent une moindre partie dans les coûts de réparation. La cause des pannes est donc une information à ne pas négliger dans le choix d'un modèle électrolyse. Le composant déficient peut être plus ou moins accessible en fonction de la structure de l'électrolyseur, et plus ou moins facile et coûteux à remplacer ou réparer. C'est pourquoi il est capital d'étudier précisément les coûts potentiels de réparation dès le commencement d'un projet d'électrolyseur.

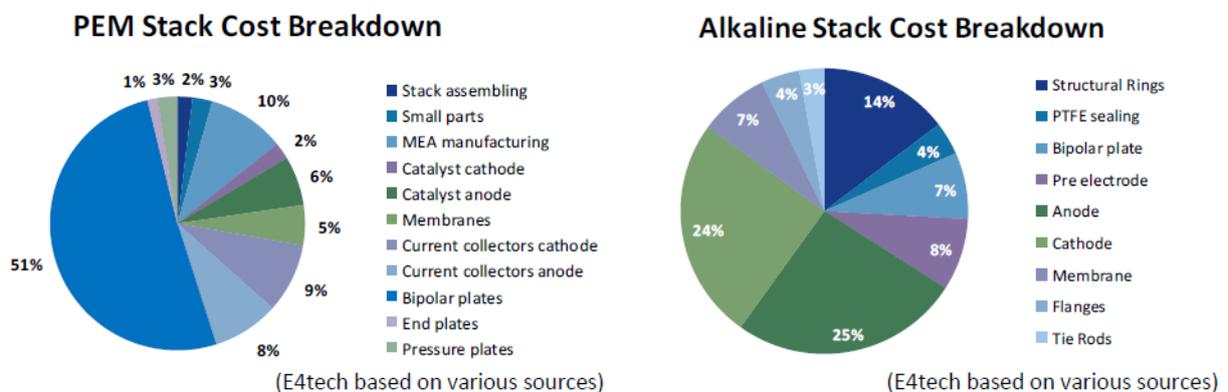
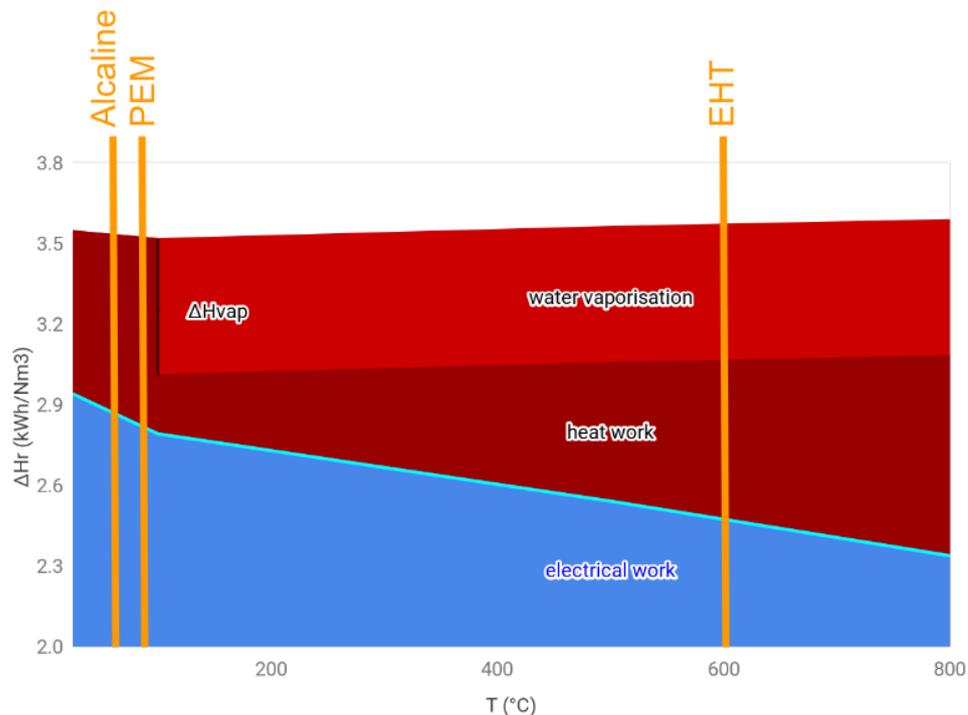


Figure 37 : Répartition des coûts de réparation en fonction du type d'électrolyse

La réaction d'électrolyse, à savoir  $H_2O \rightarrow H_2 + \frac{1}{2} O_2$ , a une enthalpie de réaction et donc une consommation d'énergie différente en fonction de la température.

L'énergie nécessaire se divise entre le travail électrique et le travail thermique. Le travail électrique permet d'imposer une différence de potentiel entre les électrodes, et le travail thermique permet de conserver la température du milieu nécessaire à la réaction.

On peut remarquer sur le diagramme suivant (figure 38) que cette répartition évolue avec la température de réaction : plus elle augmente, plus le travail électrique nécessaire diminue tandis que le travail thermique augmente. D'autre part, l'énergie de vaporisation nécessaire pour vaporiser l'eau est rajoutée dès que la température dépasse 100°C.



$$\Delta H_r(T) = \Delta G_r(T) \text{ (travail électrique)} + T\Delta S_r(T) \text{ (travail thermique)} + \Delta H_{\text{vap}}(T > 100^\circ\text{C})$$

Figure 38 : Consommation d'énergie thermodynamique en (kWh/Nm<sup>3</sup>) en fonction de la température à pression atmosphérique

Ce diagramme permet d'illustrer les différences énergétiques entre les méthodes d'électrolyse :

- L'électrolyse alcaline, effectuée à des températures basses proche de 60°C, est la technique qui nécessite le plus de travail électrique en proportion.
- L'électrolyse PEM, effectuée à des températures un peu plus élevées, de l'ordre de 80°C, a déjà un travail électrique nécessaire significativement réduit par rapport à la méthode alcaline.
- L'électrolyse à Haute Température, effectuée à des températures bien supérieures, entre 600°C et 1000°C, fait diminuer drastiquement la part du travail électrique. Il y a cependant une quantité non négligeable d'énergie de vaporisation à apporter, ainsi que de travail thermique. Ceci constitue la différence majeure entre l'électrolyse à Haute Température et les méthodes plus classiques énergétiquement parlant. C'est d'ailleurs ce qui fait également tout l'intérêt de cette technique novatrice. En effet, le travail électrique réduit permet au processus d'être nettement moins consommateur d'électricité. Ensuite, l'énergie de vaporisation et l'énergie thermique semblent être trop conséquentes pour que la méthode d'électrolyse soit rentable. Si l'on considère uniquement des équipements alimentés en électricité pour subvenir aux besoins en chaleur, l'énergie consommée serait effectivement gigantesque. Mais l'énergie de vaporisation et l'énergie thermique peuvent provenir de multiples sources, et notamment de sources renouvelables ou sources de récupération

d'énergie. Il existe en effet différents moyens de créer de la chaleur, et dans certains cas de manière totalement "verte" :

- L'association d'une centrale de production d'hydrogène avec une centrale nucléaire haute température (la vapeur atteint des températures jusqu'à 1273 K) permettrait d'apporter à la fois l'électricité nécessaire à la réaction d'électrolyse, mais aussi la vapeur d'eau à très haute température. Néanmoins, la proposition de mettre côte à côte deux usines à risques non négligeables peut soulever des contestations quant à la dangerosité d'un tel projet.
- Les centrales nucléaires à moyenne et basse température pourraient également servir à réchauffer la vapeur d'eau.
- Une autre piste est celle de la combustion des déchets ménagers. En effet, près de 43% des déchets ménagers sont brûlés en France depuis une vingtaine d'années, correspondant à 12.6 millions de tonnes. Malgré les variations notables du pouvoir calorifique selon les déchets considérés, c'est une puissance de 1.4 GW qui a été obtenue au total en 2004, soit l'équivalent de la production d'un réacteur nucléaire (~ 1 GW).
- Une association avec le solaire à travers des centrales solaires thermiques pourrait compléter les autres sources de chaleur.
- Enfin, une dernière option pourrait se situer dans le secteur de la cimenterie. Des sources de chaleur atteignant 773 K sont mises en jeu, et pourrait être exploitées pour chauffer la vapeur. Cette solution a l'avantage de ne pas présenter beaucoup de risques.

Ainsi, il existe de nombreuses façons de récupérer de la chaleur de façon verte, ce qui légitime tout à fait un développement conséquent de la méthode d'électrolyse à haute température. C'est pourquoi cette association entre récupération de chaleur et électrolyse EHT est également développé dans le mini-projet dédié à la production d'hydrogène compétitive et décarbonée.

## Annexe II.C.1

D'autres procédés utilisant la biomasse existent mais ils sont encore en développement.

On peut noter la biophotolyse qui transforme de l'eau, du CO<sub>2</sub> en H<sub>2</sub> grâce à de la lumière. Les matières premières sont donc peu coûteuses. De plus, l'hydrogène produit est pur et cette méthode possède un haut potentiel de conversion efficace malgré un rendement faible.

La photofermentation, qui est un couplage de la biophotolyse avec de la fermentation sombre, a un rendement élevé mais une faible efficacité énergétique, le réacteur est coûteux et la biomasse doit être sous forme de petites boules.

Enfin, l'électrolyse microbienne est assez prometteuse. Elle s'effectue à un plus bas voltage que l'électrolyse classique et produit de l'hydrogène pur. Mais elle n'est pas encore économiquement intéressante et la production ne peut s'effectuer qu'à partir d'acides gras ou acétiques.

Trois régimes thermiques existent pour la digestion anaérobie :

- le régime psychrophile : aux environs de 15°C ; peu utilisé
- le régime mésophile : entre 30 et 40°C ; le plus utilisé
- le régime thermophile : entre 45 et 60°C, mais si la température est trop élevée, il y a des risques d'acidification ; peu utilisé

La digestion peut également s'opérer par voie sèche, notamment lorsque l'on utilise de la paille, mais il est alors plus difficile de contrôler la température, ou par voie liquide (mélange pâteux solide/liquide). C'est ce type de digesteur qui est le plus utilisé en France. A la fin de la digestion, les restes sont utilisés comme fertiliseur.

Pour ces transformations de la digestion anaérobie, des centaines d'espèces de bactéries différentes peuvent être utilisées en même temps. Il existe divers procédés anaérobies basés sur le même principe. Ceux-ci se différencient alors par la température à laquelle sont effectuées les transformations, les substrats utilisés, l'emploi de la mono-digestion (un seul type de déchets) ou de la co-digestion (plusieurs types de déchets) et les méthodes utilisées pour mélanger la biomasse. Par ailleurs, le potentiel de biométhane est différent en fonction de la biomasse utilisée, le plus haut étant avec les déchets de l'industrie alimentaire.

Actuellement, la recherche et le développement visent à améliorer la dégradabilité de la biomasse, développer de nouvelles biomasses, optimiser le procédé et améliorer les membranes de séparation des gaz. Un travail est également effectué sur un prétraitement pour favoriser la digestion.

## Annexe II.C.2

### **Cycles Thermochimiques**

On cherche à réaliser la décomposition de l'eau, réaction inverse de la combustion de l'hydrogène. Cela nécessite un important apport d'énergie. Si on apporte uniquement cette énergie sous forme de chaleur, il faudrait des températures supérieures à 3000 K, ce qui est difficilement envisageable au niveau industriel (tant du point de vue de l'énergie que des matériaux).

C'est pour cela que l'on fait appel à des cycles thermochimiques, permettant de diminuer l'énergie nécessaire à la réaction.

#### **Principe**

Le but d'un cycle est de dissocier la molécule d'eau par des réactions chimiques successives en introduisant certains composés chimiques (S, I, Br, Ca, Cu, etc.) qui sont restitués au cours des réactions.

Typiquement chaque cycle contient une réaction endothermique à haute température, mais inférieure à 3000 K, appelée réaction de base.

Les réactions qui suivent ont pour but de générer l'hydrogène / et ou l'oxygène s'ils n'ont pas encore été produits, et de reformer toutes les espèces initiales (qui peuvent être réutilisées en boucle fermée dans le process).

#### **Avantages**

Les cycles permettent la production d'hydrogène vert, avec des rendements théoriques souvent plus intéressants que l'électrolyse. La seule matière première est l'eau. Les réactions sont adaptées à la production en masse ; le débit d'H<sub>2</sub> étant proportionnel aux flux de réactif, et non limité par les phénomènes de diffusion aux interfaces ou membranes, comme c'est le cas pour l'électrolyse.

#### **Inconvénients**

Il faut faire circuler des quantités importantes de matière (avec des éléments bien plus lourds que l'hydrogène, ou l'eau) et travailler à des pressions élevées : cela entraîne des coûts d'investissements et de maintenance importants, et des irréversibilités dues à l'énergie mécanique qui impactent sur le rendement énergétique global.

De plus, la régénération nécessaire des espèces introduite et leur réutilisation impose des procédés de séparation qui peuvent être coûteux

Enfin, les milieux réactionnels sont très agressifs : la présence d'espèces corrosives et réductrices à haute température a un impact sur la nature (et donc le coût) et la durée de vie des matériaux à utiliser.

**Exemple** : le cycle iode soufre (figure 39)

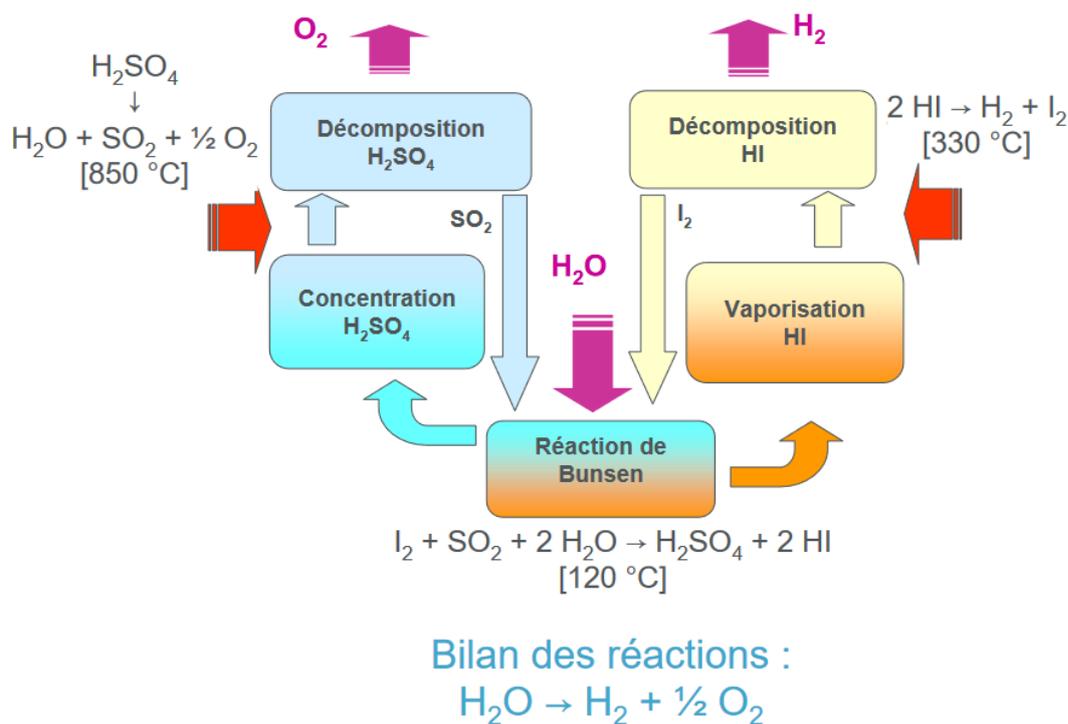


Figure 39 : schéma d'un cycle iode-soufre

### Annexe II.D.1

Justification des choix proposés pour les énergies renouvelables choisies.

L'électrolyse à haute température nécessite une vaporisation de l'eau entrante qui soit être portée à 600°C, une part importante de l'énergie à fournir à l'ensemble de l'électrolyse est donc thermique. Pour cela nous utilisons un ensemble de miroirs réfléchissant la lumière du soleil vers l'eau (ceci est inspiré des centrales solaires thermodynamiques qui fonctionnent selon le même principe), ceci permet de s'affranchir des rendements de la conversion en électricité des panneaux photovoltaïques ou des éoliennes. L'utilisation directe de l'énergie solaire permet donc une économie du terrain, des coûts ainsi que des matériaux rares.

Le choix de l'éolien plutôt que le photovoltaïque s'est fait par souci de coût, en effet ce premier est moins coûteux (1.3 M€ le MW <sup>[1]</sup> comparé à 2.6M€ le MW <sup>[2]</sup>) même s'il impose de trouver un lieu d'implémentation simultanément très ensoleillé et avec des vents suffisamment forts pour utiliser les éoliennes. Les autres énergies renouvelables étaient pour la majorité non compatible avec un production on-site (par exemple d'offshore).

Le choix d'assurer une part de l'énergie par le réseau électrique permet de rendre la production plus compétitive ainsi que répondre au problème de l'intermittence du rayonnement solaire. On prend donc assez d'énergie du réseau pour assurer le chauffage sur 16 heures de la journée (on considère que le chauffage thermique est fonctionnel 8 heures de la journée et on veut éviter tout arrêt de fonctionnement de la production).

### Annexe II.D.2

Nous prenons, pour dimensionner notre station, une hypothèse de 1000 kg  $H_2$  vendus par jour, cependant le projet est fait pour être facilement redimensionnable. En effet les coûts principaux (les éoliennes, l'électrolyseur, le chauffage thermique, et le stockage) sont, pour la majorité,

proportionnels à la production de H<sub>2</sub>. En modifiant la capacité de production de la station, on peut donc aisément calculer une première estimation des coûts. Il faudra cependant prendre en compte tous les coûts non proportionnels, tels que les coûts d'entretien ou de la station. D'autre part, il faudra aussi choisir la meilleure solution entre augmenter la capacité d'un équipement ou le doubler : problématiques d'entretien, d'accessibilité des équipements, mais également d'espace. Prenons par exemple le cas de l'électrolyseur. Si l'on imagine doubler la production d'hydrogène, on peut soit doubler les capacités de l'électrolyseur, soit doubler le nombre d'électrolyseurs. Si la première solution permet de gagner de l'espace (pas besoin de doubler les équipements de transport et d'alimentation), la seconde permet néanmoins d'assurer une sécurité en cas de panne. Ainsi, l'adaptation de notre station à hydrogène pour d'autres capacités de production nécessitera un travail de réflexion en amont non négligeable.

### Annexe II.D.3

#### **Investissement initial**

Nous nous basons sur une production de 1000 kg H<sub>2</sub>/jour avec une électrolyse à haute température. Un électrolyseur de taille adapté doit donc être mis en place. La conversion d'électricité en hydrogène est prévue, en 2020, d'être de 41 kWh/kg H<sub>2</sub> pour un électrolyseur à haute température <sup>[1]</sup>. Cette donnée est l'énergie électrique à apporter à l'électrolyseur seul, c'est à dire excluant la conversion en vapeur de l'eau au préalable mais prenant en compte le caractère endothermique de la réaction chimique et l'énergie supplémentaire associée. En considérant un fonctionnement continu, on doit fournir 41 MWh en un jour, on doit donc dimensionner un électrolyseur fonctionnant sur une base de 1.7 MW.

Nous trouvons dans la littérature le coût associé à un tel électrolyseur <sup>[2]</sup> (170 \$/kW), l'investissement initial est donc de 250 000 € pour l'électrolyseur seul avec le cours de conversion en euros actuel.

Note : Le coût donné de l'électrolyseur n'est pas une donnée récente, mais étant donné que c'est une des pièces les moins coûteuses de l'installation l'erreur rentre dans les approximations faites sur le coût des autres pièces. De plus les variations de coût nous seraient bénéfiques puisque le progrès de cette technologie fait que les prix baissent.

Le prix des éoliennes nécessaires est calculable aisément, le prix clé en main de l'énergie éolienne est de 1.3 M€ le MW d'électricité fourni. Étant donné que nous avons besoin de 1.7 MW en moyenne, (on considère que l'éolienne alimente uniquement l'électrolyseur et rempli pleinement son besoin en énergie, bien sûr en réalité l'énergie apporté sera répartie en fonction des besoins) le coût de l'éolienne s'approche des 2.2 M€, ce qui représente une part importante du coût total de l'installation.

Pour calculer le coût du chauffage thermique nous utilisons comme modèle une centrale solaire thermodynamique située en Andalousie <sup>[3]</sup>. Nous trouvons dans la littérature que l'énergie à apporter à l'eau pour l'amener à la température nécessaire est de 35 MJ/kg H<sub>2</sub> produit (ceci ne correspond pas à l'énergie nécessaire à chauffer 9 kg d'eau à 600°C puisque l'électrolyse demande en fait de travailler en large excès d'eau). Nous calculons que l'énergie à apporter sera donc de 10 000 kWh/jour, dont 3 000 kWh seront apportés par le chauffage thermique. En dimensionnant par rapport à la station en Andalousie (2.6 M€ pour 800 kW thermiques), on en déduit un coût de 400 000 € pour l'ensemble des miroirs ainsi que toutes les installations associées.

Le coût de la station que nous proposons est quelque peu approximatif, en effet le prix n'est pas proportionnel au débit d'hydrogène donc un simple scale-up n'est pas envisageable. Pour cela nous avons estimé le prix à partir d'une station de taille proche <sup>[4]</sup> (débit de 1500 kg H<sub>2</sub> par jour) et avons considéré le prix proportionnel. Le problème est qu'ici la donnée n'est pas récente. Le prix ainsi obtenu est de 2.9 M€ pour la station, mais ceci reste la plus grosse incertitude sur le coût du projet.

Le dernier investissement conséquent est celui du stockage d'hydrogène. En effet ce gaz est difficile à stocker efficacement à cause de sa légèreté. L'avantage est qu'étant donné que le moyen de stockage n'a pas besoin d'être transporté dans notre installation on peut se permettre d'avoir un stockage volumineux, très lourd mais par conséquent assez peu cher comparé aux autres méthodes. On choisit donc des bouteilles métalliques, leur prix est de 500 € le kg de H<sub>2</sub> stocké <sup>[5]</sup>. Nous souhaitons pouvoir stocker 4000 kg pour répondre à des pics de consommation, l'investissement en stockage est donc de 2 M€.

En ce qui concerne l'achat du terrain, les miroirs constituent de loin l'équipement le plus encombrant. En s'appuyant sur l'ensoleillement de la région où nous souhaitons implanter la station (2000 kWh/m<sup>2</sup>/an soit 55,5 kWh/m<sup>2</sup>/jour <sup>[6]</sup> et en faisant l'hypothèse d'un rendement de 0.9), la surface occupée pour fournir l'énergie thermique nécessaire serait de près de 610 m<sup>2</sup>. Le cœur de l'unité de production, c'est-à-dire l'électrolyseur, ne nécessiterait qu'environ 20 m<sup>2</sup>. La ou les éoliennes quant à elles, occuperaient une centaine de m<sup>2</sup>. D'éventuelles nuisances sonores sont également à prendre en compte, mais les éoliennes peuvent être placées à une certaine distance de la station puis reliées avec des câbles.

Au total, on estime que c'est un terrain de 1000 m<sup>2</sup> qu'il faudra acquérir. Cependant, la station ne se trouvant pas en cœur de ville mais plutôt en marge de celle-ci, le prix du terrain restera relativement faible et abordable. En se basant sur les prix des terrains en Espagne <sup>[7]</sup> on peut réserver 100 000 € pour le terrain et savoir que ce sera suffisant.

### **Coûts de production**

La production d'hydrogène proposée ici présente l'avantage majeur d'avoir comme matière première uniquement de l'eau, peu coûteuse. La majorité de l'énergie requise étant apportée par des sources gratuites comme le vent ou le soleil le coût de production reste raisonnable et on peut ainsi produire un hydrogène compétitif. Comme mentionné précédemment, l'énergie requise du réseau électrique sera de 7000 kWh/jour. Le prix de l'électricité en Espagne étant actuellement 0.23 centimes le kWh, le coût sur le kg de H<sub>2</sub> sera ainsi 1.6 €.

Un autre coût important est la compression, en effet le gaz ne sort pas à une pression suffisamment importante pour être mis directement dans une voiture, on trouve le coût de compression de l'hydrogène dans la littérature <sup>[8]</sup>, c'est 0.6 € par kg.

Nous devons aussi prévoir la détérioration des matériaux. Ceci est à prendre en compte surtout pour l'électrolyseur, qui a une durée de vie de 40 000 heures (en 2020 selon <sup>[9]</sup>). À un prix de 250 000 € on peut donc calculer que le coût au kg d'hydrogène sera de 0.15 €.

Le dernier coût important à prendre en compte est bien sûr l'entretien du matériel, les impôts et les frais généraux. On trouve que pour une installation de ce genre c'est 6% de l'investissement initial par an <sup>[2]</sup>. On effectue ces calculs sur le coût de l'électrolyseur, l'éolienne et le chauffage thermique et on trouve que le coût de l'entretien sera de 1.3 € par kg de H<sub>2</sub>.

Le coût de l'eau en soit est négligeable devant d'autres approximations faites, en effet à 2 € le mètre cube, le coût est de l'ordre du centime par kg de H<sub>2</sub>.

### **Estimation de la pollution**

La seule émission de gaz à effet de serre de notre installation est l'électricité du réseau. En Espagne les émissions de CO<sub>2</sub> sont de 263 g/kWh <sup>[10]</sup>, ce qui nous donne une émission de 1.8 kg de CO<sub>2</sub> par kg de H<sub>2</sub> produit. On peut alors le comparer au SMR qui produit 10 kg de CO<sub>2</sub> par kg de H<sub>2</sub> <sup>[11]</sup>.

## **Annexe III.C.1**

### **Pile à combustible hautes température**

Il existe de nombreux phénomènes limitant lors de l'utilisation d'une pile à combustible, que l'on peut répartir en trois catégories principales (figure 40).

Premièrement, on peut citer les surtensions d'activation, qui sont liées aux deux électrodes. Elles sont dues aux cinétiques des réactions électrochimiques, et souvent ce sont les transferts de charges qui sont limitants. Elles prédominent (c'est-à-dire elles constituent le phénomène limitant du fonctionnement de la PAC) pour des faibles densités de courant débités par la pile.

Pour atténuer leur impact, la recherche actuelle est concentrée par exemple sur l'utilisation de meilleur catalyseur, ou d'utiliser une électrode nanostructurée.

Deuxièmement, les surtensions ohmiques, concernent les électrodes, l'électrolyte et les interconnecteurs. Elles traduisent la chute ohmique due au comportement résistif (résistance au flux d'ion ou d'électron) des différentes interfaces.

Pour atténuer leur impact, la principale technique est de réduire au maximum l'épaisseur d'une cellule (diminuant grandement sa résistance). Une température élevée favorise également les transferts de charges. Enfin, le choix des matériaux est important, car la résistivité est une propriété intrinsèque au matériau utilisé : il existe de nombreuses céramiques aux résistivités plus avantageuses que le YSF, seulement elles ne sont pas encore utilisables en pratique pour des raisons diverses, comme des problèmes de compatibilité entre les matériaux ou de coût.

Enfin les surtensions de transport (aussi appelées surtensions de concentration) sont provoquées par les difficultés de transport des espèces gazeuses au niveau des électrodes, pour alimenter les sites actifs en réactif. Des surtensions de transport élevées traduisent une faible diffusion du gaz au sein de l'électrode. Elles prédominent pour des densités de courant élevées : en effet, dans ces conditions la demande en réactif est élevée et donc l'approvisionnement devient un phénomène limitant.

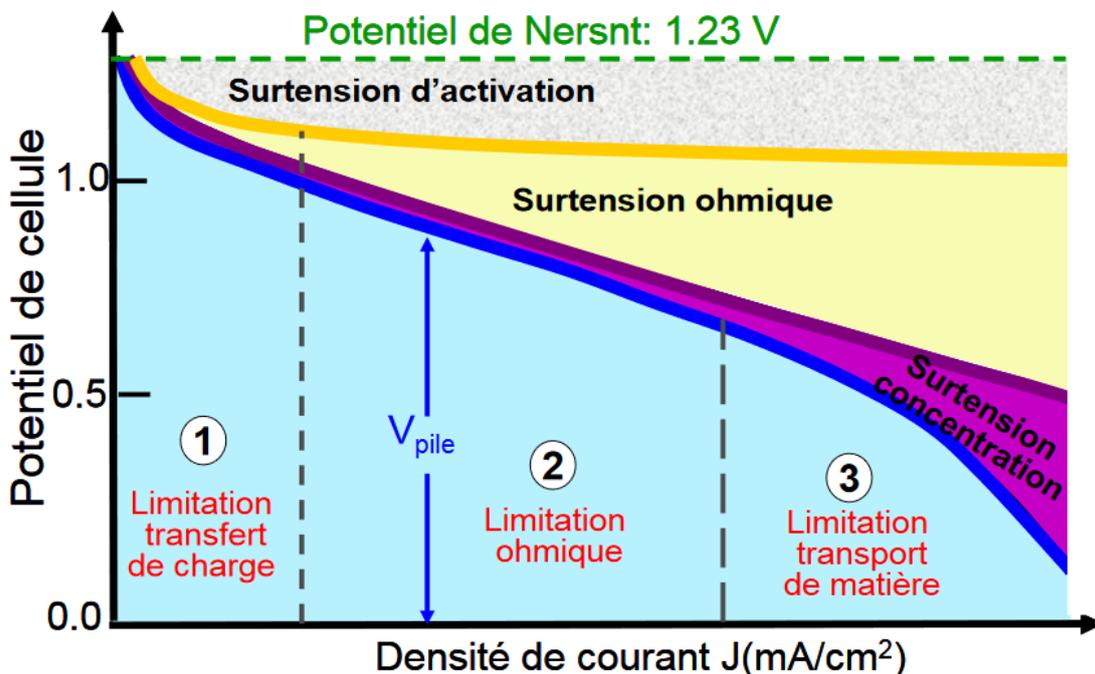


Figure 40 : Pertes de potentiel dans une pile à combustible

#### IDEAL cell

L'ideal cell (figure 41) est un projet de pile à combustible de nouvelle génération mené au centre des matériaux des Mines de Paris. Il s'agit d'une technologie mixte entre la PCFC et la SOFC : les porteurs de charges sont à la fois les ions  $H^+$  et  $O^{2-}$ .

Le principe est d'utiliser le couple anode/électrolyte d'une PCFC et le couple cathode/ électrolyte d'une SOFC, que l'on rejoint par une membrane poreuse centrale.

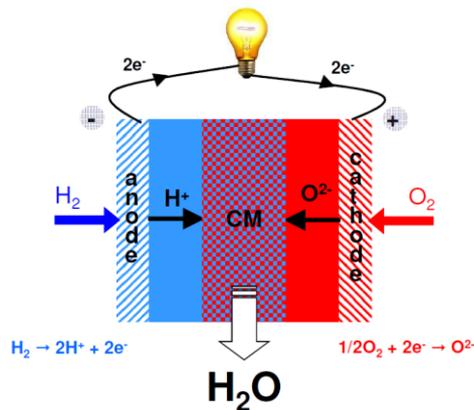


Figure 41 : Schéma d'une idéal cell

Contrairement aux autres piles à combustible, l'eau circule au centre du dispositif. Cette simple propriété a de multiples avantages. Elle est tout d'abord récupérable et pure, et peut donc être valorisée. De plus, comme elle n'est plus présente aux niveaux des électrodes, cela rend les milieux moins corrosifs et laisse plus de marge de manœuvre dans le choix des matériaux. Par exemple, les interconnecteurs sont moins chers. D'autre part, dans le cadre du fonctionnement des SOFC comme des PCFC, l'eau pouvait se condenser dans les sites catalytiques, ce qui empêchait la réaction de fonctionnement de la pile à combustible d'avoir lieu dans les sites concernés. Il était alors nécessaire d'utiliser un gaz dont le seul but était d'éliminer l'eau, (un « counterflow gas »), mais cela entraînait des pertes thermiques importantes, à moins de chauffer le gaz, ce qui implique dans tous les cas un surcoût énergétique. L'ideal cell permet de résoudre ce problème. A cela s'ajoute le fait qu'il n'y a plus de « flux mixte », c'est-à-dire des flux de gaz de différentes natures ( $H^+/H_2O$  ou  $O^{2-}/H_2O$ ) donc on peut imposer les pressions partielles (en  $H_2$  et  $O^{2-}$ ) que l'on souhaite aux électrodes, et ainsi augmenter la tension de fonctionnement. Enfin, cela permet de diminuer les pertes d'activations au niveau des électrodes, qui étaient dues en partie à la présence d'eau sur le catalyseur.

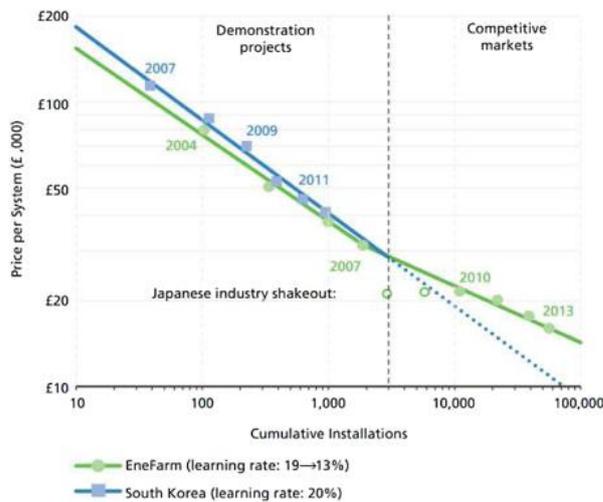
### Auto reformage

L'auto reformage a pour but d'alimenter directement les piles à combustibles en  $CH_4$  (ou autre hydrocarbure), en non en  $H_2$ . Cela est avantageux aujourd'hui puisque le coût en matières premières des piles à combustible devient alors plus faible, et surtout il devient possible d'installer les PAC sur le réseau de gaz naturel déjà très développés dans de nombreux pays, contrairement au réseau d' $H_2$ .

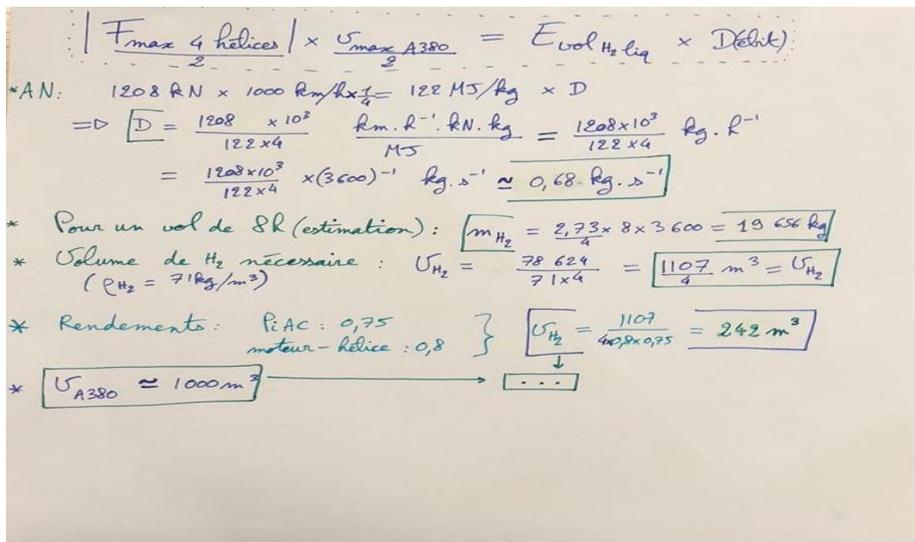
Le principe repose sur le craquage des hydrocarbures, réaction qui produit l' $H_2$  nécessaire au fonctionnement de la pile, ainsi que du carbone. En pratique cette réaction a lieu au sein d'une membrane qui a un double rôle : celui de catalyser la réaction de craquage, et donc de l'accélérer, et celui du piégeage du carbone produit par formation de nanotubes de carbone. Ainsi, il n'y a pas d'émission de  $CO_2$  lors du fonctionnement de la pile qui reste « propre ». L'inconvénient majeur de cette technologie est le prix de la membrane, et surtout sa maintenance puisqu'il faut la changer régulièrement à cause de la formation continue de nanotubes de carbone.

### Annexe III.D.2

Evolution des coûts capitaux ces dernières années



### Annexe III.E.1



Calcul du volume nécessaire au stockage de l'hydrogène dans un A380

### Annexe III.E.2

Schéma du système (avec les rendements de chaque étape) :

$H_{2,liq} \rightarrow H_{2,gaz} \rightarrow \text{pile à combustible} \rightarrow \text{moteur} \rightarrow \text{hélices}$   
(0,75) (0,9)

Calcul du volume de  $H_{2,liq}$  stocké dans l'avion

Grandeur : signification	valeur
T : temps de trajet à pleine puissance	8 h

$P_m$ : puissance requise par un moteur à hélice	8023 kW
$P$ : puissance totale des 4 moteurs	32 812 kW
$\rho$ : masse volumique $H_2$ liquide	70,8 kg/m <sup>3</sup>
$d$ : densité énergétique	123 MJ /kg
$E_{tot}$ : énergie totale requise par les hélices	$4 \cdot E_{mot} = 4 \cdot P \cdot T$
$E_{piac}$ : énergie fournie par la pile $= \eta_{mot} \cdot H_{piac} \cdot E_{tot}$	1,406. 10 <sup>9</sup> kJ
$V$ : volume totale de $H_2$ liquide à stocker	c'est la grandeur recherchée
$P_{piac}$ : puissance de la piac	$E_{piac}/T$

Or,  $\rho dV = E_{piac}$

D'où  $V = 162 \text{ m}^3$

## Bibliographie des annexes

[1] Efficient hydrogen production for industry and electricity storage via high-temperature electrolysis, International journal of hydrogen energy, 2018,  
<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360319918317737>

[2] Etude technico-économique de la production d'hydrogène à partir de l'électrolyse haute température pour différentes sources d'énergie thermique  
<https://pastel.archives-ouvertes.fr/pastel-00005346/document>

[3] Étude d'une centrale solaire thermodynamique en Andalousie  
[https://www.ecosources.info/dossiers/Centrale\\_miroir\\_Fresnel\\_solaire\\_thermodynamique](https://www.ecosources.info/dossiers/Centrale_miroir_Fresnel_solaire_thermodynamique)

[4] <https://www.nrel.gov/docs/fy13osti/56412.pdf>

[5] Cost of storing and transporting hydrogen : <https://www.nrel.gov/docs/fy99osti/25106.pdf>

[6] <http://www.meteociel.fr/observations-meteo/enso.php?region=sp>

[7] <http://www.acropole-immo.net/annonces/vente/terrain/espagne/>

[8] Filière hydrogène : de la production au stockage  
[https://www.college-de-france.fr/media/jean-marie-tarascon/UPL58650\\_hydrogenecollege.pdf](https://www.college-de-france.fr/media/jean-marie-tarascon/UPL58650_hydrogenecollege.pdf)

[9] *Life cycle Analysis of Hydrogen Production from Non-Fossil Sources*  
[https://www.google.com/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=2&ved=2ahUKEwjRpa3NsvfeAhXJxoUKHSW0CPEQfjABegQIAhAC&url=https%3A%2F%2Fgreet.es.anl.gov%2Ffiles%2Fh2-nonfoss-2016&usq=AOvVaw1-WkTihngSaRS\\_LqRAZunK](https://www.google.com/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=2&ved=2ahUKEwjRpa3NsvfeAhXJxoUKHSW0CPEQfjABegQIAhAC&url=https%3A%2F%2Fgreet.es.anl.gov%2Ffiles%2Fh2-nonfoss-2016&usq=AOvVaw1-WkTihngSaRS_LqRAZunK)

[10] <https://www.electricitymap.org/?page=country&solar=false&remote=true&wind=false&countryCode=ES>

[11] <http://www.afhypac.org/documentation/tout-savoir/>

[12] Présentation par Air Liquide : High temperature fuel cells

[13] (livre) *Le Power-To-Gas Méziane Boudellal - Dunod*