

1 1.008 H HYDROGEN $1s^1$	39 88.906 Y YTTRIUM $[Kr]4d^5 5s^2$	110 281 Ds Darmstadtium $[Rn]5f^{14} 6d^8 7s^1$	75 186.207 Re Rhenium $[Xe]5f^{14} 6d^5 6s^2$	15.999 O Oxygene	32 72.61 Ge Germanium $3d^{10} 4s^2 4p^2$	23 14.007 N Azote $[He]2s^2 2p^3$	63 151.965 Eu Europium $4f^7 6s^2$
--	--	--	--	-------------------------------	--	--	---



LA TRANSITION ENERGETIQUE : L'HYDROGÈNE



REMERCIEMENT

Table des matières

REMERCIEMENT	3
Introduction.....	8
Chapitre I : Généralités.....	10
I. État de l’art	10
a. Problématique	10
b. Historique	10
i. Mise en évidence de l’hydrogène	10
ii. Premières applications après les découvertes :	12
c. Situation actuelle.....	13
d. Quel avenir pour l’hydrogène dans la transition énergétique?	15
II. Production d’hydrogène.....	16
1. Hydrogène bleu	16
1. Reformage	16
a. Reformage du méthane à vapeur (SMR) :	17
iii. Cout et rendement :	17
b. Reformage thermique automatique (ATR) :	18
i. Processus :	18
iv. Cout et rendement	19
2. Hydrogène turquoise.....	19
2. Pyrolyse du méthane.....	19
i. Processus.....	19
ii. Cout et rendement:	20
3. Hydrogène vert.....	20
i. Les sources d’énergie renouvelables.....	21
ii. Électrolyse	21
iii. Cout et rendement	22
4. Conclusion	22
..... Chapitre II : Transport et logistique	24
.....	24
III. Transport et Distribution d’hydrogène et distribution	24
1. Transport	24

i.	Transport de l'hydrogène gazeux	24
a.	Par gazoduc	24
c.	Transport par la route ou par voie ferroviaire	25
iii.	Transport de l'hydrogène liquide	26
a.	Transport par voie routière	26
b.	Transport par voie maritime	26
iv.	Cout	27
a.	Transport sur une courte ou moyenne distance	27
b.	Transport sur une longue distance.....	27
2.	Stations-service	28
IV.	Stockage	29
1.	Moyen de stockage de l'hydrogène	30
i.	Liquéfaction	30
ii.	Stockage de l'hydrogène sous forme liquide	31
iii.	Stockage de l'hydrogène sous forme solide.....	31
iv.	Stockage de l'hydrogène haute pression sous forme gazeuse	32
v.	Conclusion	32
2.	Technologies de stockage.....	33
i.	Méthanation.....	33
a.	Procédés	33
b.	Rendement.....	34
c.	Avantages	35
d.	Cout	35
ii.	Stockage géologique en cavité salines.....	36
a.	Procédés	36
b.	Avantages	36
c.	Cout et rendement	38
	Chapitre III : Applications	39
I.	Utilisation	39
1.	Mobilité	40
i.	Pile à combustible	40
ii.	Les véhicules.....	42
2.	Usage industrielle ou power-to-industry	42

3. Infrastructures et réseaux énergétiques	43
II. Économie d'énergie.....	43
1. Power-to-gas	43
2. Power-to-X.....	44
Chapitre IV : Les enjeux et limites	45
I. Aspect sécuritaire	45
1. Spécificité de l'hydrogène	45
i. Propriétés du dihydrogène.....	45
ii. Risques.....	49
a. Fuite d'hydrogène dans l'air ambiant	49
b. Formation d'un mélange hydrogène-oxygène ou hydrogène-air dans les équipements	50
2. Conclusion	51
II. Impact environnemental :	51
III. Les avis divergents sur la question de l'hydrogène.....	53
IV. Acceptabilité sociale et la faisabilité économique : SWOT, PESTEL	55
1. L'acceptabilité sociale.....	55
i. Principes	55
a. Objectifs de l'enquête	55
b. Résultat de l'enquête	56
3. Faisabilité économique.....	57
2. SWOT	57
V. Les enjeux de la transition énergétique en l'Afrique	58
CONCLUSION	61
Bibliographie.....	63

Table des figures

FIGURE 1	10
FIGURE 2-PROCEDE DE LA SMR	17
FIGURE 3-PROCEDE DE L' ATR	18
FIGURE 4-PROCEDE PYROLYSE DU METHANE	20
FIGURE 5-SOURCES D'ENERGIE RENOUVELABLE	21
FIGURE 6-ELECTROLYSE DE L'EAU	21
FIGURE 7-GAZODUC.....	25
FIGURE 8-TRANSPORT ROUTIER	26
FIGURE 9-TRANSPORT PAR VOIE MARITIME.....	26
FIGURE 10-DISTRIBUTION -STATION-SERVICE	28
FIGURE 11-CONTENEURS CRYOSTATIQUES	31
FIGURE 12-LES PERFORMANCES ÉNERGÉTIQUES ESTIMÉES ACTUELLEMENT ET EN 2030	35
FIGURE 13-METHANATION	34
FIGURE 14-CAVITÉ SALINE	36
FIGURE 15	ERREUR ! SIGNET NON DEFINI.
FIGURE 16-LA QUANTITÉ DE GES ÉMIS DANS LE SECTEUR DU TRANSPORT	40
FIGURE 17-FONCTIONNEMENT PILE À COMBUSTIBLE	41
FIGURE 18-NAVIRE À HYDROGÈNE	42
FIGURE 19-FONCTIONNEMENT VOITURE À HYDROGENE.....	42
FIGURE 20-UTILISATION DE L'HYDROGÈNE.....	43
FIGURE 21-POWER-TO-GAS	43
FIGURE 22-POWER TO X.....	44
FIGURE 25-IMPACT NÉGATIF SUR LA SANTÉ DE LA POPULATION	57
FIGURE 27-CONFIANCE À LA POLITIQUE DE GESTION DE L' ÉTAT	57
FIGURE 23-SÉCURITÉ DE L'HYDROGÈNE.....	57
FIGURE 24- L'IMPORTANCE LIÉE AUX PROBLÈMES ENVIRONNEMENTAUX.....	57
FIGURE 26-CONVERSION VERS LES ÉNERGIES RENOUVELABLES.....	57
FIGURE 28-SWOT DE L'HYDROGÈNE	58

Introduction

Comme la guerre selon le stratège chinois Sun Tsu, la population est la « province de la vie et de la mort, la voie qui mène à la survie ou à l'anéantissement » [1]. [2].» Cette population, qui ne cesse de croître depuis plusieurs décennies est à l'origine d'une explosion démographique jamais remarquée depuis l'origine de l'humanité. Cette situation alarmante, nous entraîne à nous questionner sur le débat de la disponibilité des ressources de la terre, ainsi que sur le changement climatique. Car, à l'instant où nous rédigeons ce rapport, la demande en ressources ne cesse d'accroître, nous noyant dans une crise environnementale, jamais connue.

Ce problème nous motive ainsi, à étudier, voire nous questionner sur des alternatives (particulièrement l'hydrogène), pouvant remplacer nos sources d'énergies, qui généralement ont une forte empreinte carbone. Sachant que notre civilisation actuelle dite « moderne » dépend entièrement de ces dernières. De ce fait, nous aurons, comme objectif général : l'étude de l'hydrogène comme potentiel énergétique. Ainsi, nous exposerons plusieurs objectifs spécifiques. D'abord, nous identifierons les moyens de production les plus fiables, ensuite assurer un dispositif de transport sécuritaire. Puis nous identifierons les moyens d'amélioration des rendements de production. Et enfin, nous déterminerons les enjeux liés à l'hydrogène.

Pour bien mener cette étude, notre méthodologie consistera à faire une synthèse bibliographique.

A la fin de notre étude, nous avons obtenu les résultats suivants :

- Des moyens de production et d'amélioration des rendements fiables ont pu être identifiés.
- Un dispositif de transport sécuritaire a été assuré.
- Les enjeux liés à l'hydrogène ont été déterminés.

En définitive, dans l'optique de bien mener notre projet d'étude, nous avons subdivisé, ce présent manuscrit en quatre chapitres.

Le premier chapitre de ce document décrit quelques concepts généraux de l'hydrogène. D'abord, par une synthèse bibliographique, nous survolerons l'historique de l'hydrogène, ensuite nous nous intéressons sur ses différentes méthodes de production. Le but principal de cette deuxième partie serait de relater les différents moyens centrés autour de la production de deux types d'hydrogène : l'hydrogène vert et de l'hydrogène bleu. Le deuxième chapitre tourne autour du transport et de la logistique. D'abord nous évaluerons les différents moyens de transport afin que ce potentiel d'énergie soit accessible partout, ensuite nous exposerons les différentes méthodes de distribution, pour enfin nous axer sur les méthodes de stockage. Nous porterons un intérêt particulier pour ce chapitre, car l'avenir de l'hydrogène dans la transition énergétique dépendra essentiellement de ces différents thèmes exposés dans cette partie. Donc le but de ce chapitre sera d'explorer les différentes méthodes de transport et de logistique, afin d'opter les moyens les plus adéquats. Les applications de l'hydrogène feront l'objet du troisième chapitre. Après avoir étudié les différents moyens de production, de transport et de logistique, nous porterons un intérêt sur son utilisation mais aussi sur son économie énergétique. Le quatrième chapitre aborde les enjeux et les limites de l'hydrogène. Le but de ce chapitre est de survoler différents enjeux liés à l'hydrogène comme potentiel énergétique : les impacts environnementaux, les aspects sécuritaires, la faisabilité économique, les enjeux économiques en Afrique.

Chapitre I : Généralités

I. État de l'art

a. Problématique

En raison de l'augmentation de la population mondiale, l'amélioration du niveau de vie et de la qualité de l'air, une grande question turlupine la communauté scientifique. Il est sans ignorer que nous vivons dans une société énergivore. Le domaine du transport et du chauffage réclame le tiers de la demande en énergie primaire [3]. Son usage immodéré est un poids nocif sur notre environnement. D'autant plus, ces énergies, la plupart, fossiles sont les causes des émissions de dioxyde carbone et des gaz à effet de serre. Ces grands responsables du changement climatique, sont à l'origine des répercussions sur les différents écosystèmes de la planète. A cet effet, la grande question de ce débat écologique est : quelle énergie faut-il pour dé-carboniser, notre société? Pourquoi l'hydrogène, comme potentiel énergétique?

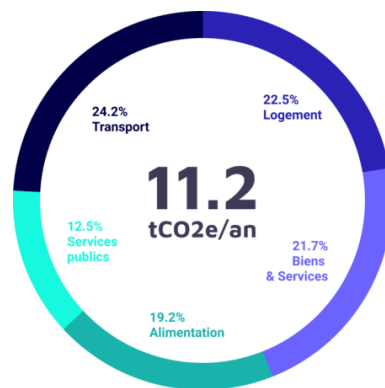


FIGURE 1

b. Historique

i. Mise en évidence de l'hydrogène

« L'hydrogène et l'oxygène, qui (...) constituent (l'eau), utilisés isolément ou simultanément, fourniront une source de chaleur et de lumière inépuisable et d'une intensité que la houille ne saurait avoir. Un jour, les soutes des steamers et les tenders

des locomotives, au lieu du charbon, seront chargés de ces deux gaz comprimés, qui brûleront dans les foyers avec une énorme puissance calorifique » [4] disait Jules Verne en 1875 à travers le personnage du savant Cyrus Smith.

Il y'a 13 millions d'années, l'élément le plus abondant de l'univers est apparu. Certes, il est peu présent à l'état naturel, mais très répandu à l'état combiné dans de nombreuses substances. Particulièrement avec l'oxygène constituant alors l'eau (H_2O) et le carbone avec lequel il constitue l'ensemble des hydrocarbures.

Malgré qu'il soit, l'élément le plus ancien de la terre, l'hydrogène fut découvert tardivement il y'a environ 5 siècles. Et c'est seulement petit à petit que nous avons pu le découvrir dans son intégralité.

Selon la théorie antique, l'Univers serait composé exclusivement des quatre éléments que sont l'air, l'eau, la terre et le feu. Une théorie qui sera remise en question puis réfutée grâce aux travaux qui ont permis d'appréhender l'hydrogène.

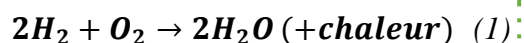
Tout débuta alors avec l'alchimiste et médecin suisse Paracelse (1493 – 1541) dans la première moitié du XVI^e siècle, à travers une expérience consistant à verser du vitriol sur des copeaux de fer. Il observa alors, une réaction effervescente. Un air mystérieux qui se dégage, qu'il soupçonna de ne pas être identique à l'air que nous respirons. Faute de protocole, afin d'isoler et étudier l'air mystérieux, Paracelse ne s'aventure pas plus loin. Fort heureusement, au siècle suivant, Robert Boyle (1627 – 1691) réussit à isoler cet "air".

Le terme gaz n'apparaîtra qu'au XVII^e siècle. Quand on trempe un métal pur dans de l'acide, il se produit un phénomène appelé réaction de déplacement simple. Robert Boyle qui réalisait alors des expériences dans le cadre desquelles il plongeait divers métaux dans de l'acide.

Ensuite, aventurons-nous dans le siècle des lumières, en 1766, quand le chimiste britannique Henry Cavendish a repris les travaux de Paracelse. Il mit également en contact du métal et de l'acide. À

son tour, il perçoit une réaction chimique singulière. Il parvient à recueillir une partie des émanations dans des vessies de porc et observe qu'elles sont beaucoup plus légères que l'air de l'atmosphère. Il note aussi qu'elles brûlent au simple contact d'une flamme,

produisant alors de la vapeur d'eau. Cavendish décide d'ailleurs de baptiser ce gaz « air inflammable ». Mieux, il donne rapidement et violemment lieu à une réaction de combustion avec l'oxygène.



Ainsi, peu à peu, on commença à cerner l'univers de l'hydrogène. Moins de deux décennies plus tard, en 1783, Antoine de Lavoisier reproduit les expériences de Paracelse et de Cavendish et aboutit à des conclusions identiques. Le chimiste français proposa alors une nouvelle appellation pour désigner cet « air inflammable » : à partir du suffixe hydro (du grec « hudôr », eau) et du suffixe gène (du grec « genomai », j'engendre) : hydrogène. Autrement dit « principe générateur de l'eau » [5], Dès lors, l'aventure de l'hydrogène a commencé dans l'univers de la science moderne.

ii. Premières applications après les découvertes :

Le physicien Jacques Charles est, en août 1783, le premier à faire voler un aérostat gonflé faisant recours à la force ascensionnelle de l'hydrogène. Par la suite, ce dernier fut utilisé par l'armée pour observer les mouvements ennemis sur les champs de bataille. [6] Enfin, les dernières années du XIXe siècle voient l'essor des dirigeables, ces aérostats manœuvrables, gonflés à l'hydrogène et pourvus d'un moteur à combustion interne. Mais, dès le début du XIXe siècle, l'utilisation de l'hydrogène à des fins de mobilité ne se limite pas aux déplacements dans les airs. En 1807, le Suisse François-Isaac de Rivaz dépose ainsi le brevet du premier moteur à combustion interne et met au point un véhicule terrestre fonctionnant à l'hydrogène. Un carburant qui ne tardera pas à être supplanté par le pétrole et ses dérivés. C'est également à cette époque que l'hydrogène est mis en valeur grâce au développement du gaz d'éclairage. En 1799, le chimiste français Philippe Lebon réalise une pyrolyse du bois et obtient un gaz composé de monoxyde de carbone, de dioxyde de carbone et d'hydrogène. Quasi simultanément, l'ingénieur écossais William Murdoch distille de la houille pour élaborer un gaz contenant à la fois du méthane, du monoxyde de carbone et de l'hydrogène. Les premières lanternes utilisant ce gaz – de bois ou de houille –

apparaissent dans les rues de Paris dès 1829. Elles ne disparaîtront qu'avec la généralisation des lampes à incandescence. Mais en contribuant à alimenter ces « becs de gaz », l'hydrogène aura durablement apporté son écot au premier dispositif moderne d'éclairage public des rues de la capitale. Dès la fin de la Seconde Guerre mondiale, les recherches sur la conquête spatiale donnent un nouvel élan à l'hydrogène. Ce sont des chercheurs américains qui, les premiers, comprennent que, sous sa forme liquide, il peut constituer un carburant suffisamment léger et énergétique pour propulser leurs fusées. Pourtant, dans le cadre du programme Apollo – dont l'aboutissement sera le premier pas de Neil Armstrong sur la Lune, en 1969 – la NASA préférera pourvoir le lanceur Saturn V de moteurs utilisant un mélange de kérosène et d'oxygène liquides. En revanche, les moteurs des navettes spatiales conçues aux États-Unis à partir de 1976 sont bel et bien alimentés par un mélange d'hydrogène et d'oxygène liquides. Efficacité oblige... L'hydrogène fait aussi partie de l'ADN de l'Europe spatiale : les lanceurs de satellites élaborés depuis le début des années 1970 par l'Agence spatiale européenne dans le cadre du programme Ariane utilisent eux aussi un mélange d'hydrogène et d'oxygène liquides. Le réservoir central du lanceur Ariane 5 renferme ainsi 28 tonnes d'hydrogène liquide à -253°C et 162 tonnes d'oxygène liquide à -183°C . Quant au futur lanceur Ariane 6, il s'agira aussi d'une fusée cryogénique alimentée par un mélange identique.

c. Situation actuelle

Même si au 20^{ième} siècle comme au début du 21^{ième} siècle, l'utilisation de l'énergie offerte par l'hydrogène domine dans le secteur spatial, il est quand même l'une des matières premières fondamentale de l'industrie chimique et pétrochimique (550 milliards de m^3 produits par année). Grace à son efficacité à éliminer le soufre contenu dans le pétrole, le secteur pétrolier réclame la plus grande consommation d'hydrogène. À l'occasion des opérations de raffinage, de l'hydrogène pressurisé est introduit à très haute température dans l'essence ou le gazole. Combiné avec cet hydrogène, le soufre que renferment les molécules d'hydrocarbures se transforme alors en sulfure d'hydrogène, qui peut être plus facilement évacué.

Cette étape permet aux carburants dérivés du pétrole de répondre aux normes antipollution qui leur sont aujourd'hui imposées dans la plupart des grands pays avancés et émergents, car elle réduit considérablement les rejets d'oxydes de soufre dans l'atmosphère : lors de leur combustion, les hydrocarbures sulfurisés suscitent en effet des émissions d'oxydes de soufre, dommageables pour l'environnement et pour l'homme. Molécule essentielle à leur désulfuration, l'hydrogène participe donc déjà à la réduction des émissions polluantes dans l'atmosphère !

L'hydrogène est aussi utilisé pour alléger les essences par « hydrocraquage », c'est-à-dire pour modifier la structure atomique des coupes de pétrole qui arrivent en raffinerie, de plus en plus lourdes du fait de la raréfaction des sources les plus nobles. Ainsi notre essence est-elle déjà très hydrogénée? Au point que la part d'hydrogène ajouté pour fabriquer les essences dont nous avons aujourd'hui besoin serait probablement suffisante pour alimenter à elle seule près de 150 millions de véhicules ! La transition vers l'économie de l'hydrogène a déjà commencé [7]. L'industrie chimique recourt par ailleurs à l'hydrogène pour fabriquer de l'eau oxygénée et du méthanol, lequel entre notamment dans la fabrication des peintures, des matières plastiques et des résines synthétiques. L'industrie agroalimentaire l'emploie, elle, comme réactif chimique destiné à solidifier des matières grasses, par exemple dans la fabrication de la margarine. Mélangé à de l'oxygène dans un chalumeau à oxyhydrogène pouvant produire une flamme à la température très élevée (plus de 2 500°C), il est aussi utilisé pour la découpe du verre et de certains métaux. Dans l'industrie du verre, il permet la fabrication d'écrans plats moins polluants et plus écoresponsables. Enfin, l'industrie électronique fait également appel à lui pour la fabrication de certains composants d'ordinateurs et de téléphones mobiles.

En définitive, l'hydrogène est omniprésent dans beaucoup de secteurs, ceux qui tirent la ficelle de notre mode de vie. Comme vecteur énergétique, il résout déjà partiellement nos problèmes.

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

d. Quel avenir pour l'hydrogène dans la transition énergétique?

En ce moment, l'hydrogène constitue une solution pour la décentralisation des énergies renouvelables et non renouvelables dans plusieurs secteurs. L'hydrogène serait le candidat idéal pour la dé-carbonisation de l'énergie. En effet, l'hydrogène est loué en raison de ses propriétés énergétiques uniques et à l'absence de rejets de monoxyde de carbone. Sachant que l'utilisation des énergies, impacte plus le secteur du transport, la mobilité à l'hydrogène devient de plus en plus prisé. Ainsi, grâce aux piles à hydrogène embarquées, nous pouvons produire de l'électricité pouvant alimenter, par exemple le secteur du transport. Cependant, ce n'est seulement pas dans le secteur du transport, que l'hydrogène pourrait être élevé au rang d'énergie d'avenir. Plus principalement dans le secteur de l'industrie, l'hydrogène pourrait permettre la diminution des rejets de carbone et de produits toxiques, afin d'éviter la pollution de l'air.

Au Japon, Shinzo Abe veut faire du Japon une société d'hydrogène. Le Japon a ainsi massivement investi pour constituer une flotte de véhicules à hydrogène (40 000 véhicules en 2018, avec un objectif de 800 000 véhicules en 2030) et cherche à développer des fermes à hydrogène pour particuliers.

En Californie, une production d'1,5 millions de voitures à hydrogène est visée d'ici 2030, sachant qu'il y existe en ce moment 62 stations hydrogène. La Corée du Sud a investi près de 2 milliards d'euros pour développer sa filière hydrogène. L'Allemagne, pays engagé sur le sujet de l'hydrogène, dispose d'une centaine de véhicules et environ

25 stations à hydrogène. Enfin, en France, en juin 2018, le ministre d'état de la transition écologique et solidaire a présenté un plan de déploiement de l'hydrogène pour la transition énergétique qui vise à faire de la France un leader mondial de cette technologie. L'objectif recherché est que 10% d'hydrogène sera produit à base de sources renouvelables à l'horizon 2023.

Cependant, l'utilisation omniprésente de l'hydrogène, dépendra en grande partie de son cout. Car, avec sa cible, il serait plus avantageux, que ce dernier ne soit pas assez élevé. Pour qu'il soit assez accessible.

C'est dans ce contexte, que notre prochain chapitre, portera sur les méthodes de production.

II. Production d'hydrogène

L'hydrogène tel que l'on a aujourd'hui n'est pas un vecteur de dé-carbonisation. En effet 95% de sa production est réalisée à partir d'hydrocarbures. Donc ça contribue beaucoup à l'émission du CO_2 . Cet hydrogène issu d'hydrocarbures tout en émettant du CO_2 est appelé l'hydrogène gris. Néanmoins d'autres méthodes plus écoresponsables amenant à la production d'hydrogène bleu, turquoise et vert pourront nous aider à de-carboniser le secteur.

A. Hydrogène bleu

La production d'hydrogène à partir de gaz naturel (hydrocarbure, CH_4) avec captage et stockage du carbone est appelé hydrogène bleu. Sa différence avec l'hydrogène gris est que le CO_2 issu de la réaction ne sera pas émis dans l'atmosphère. Ce CO_2 sera utilisé à d'autres fins.

1. Reformage

Pour produire de l'hydrogène bleu, nous aurons recours au reformage. Il en existe deux types le reformage du méthane à vapeur (*SMR*) et le reformage thermique automatique. La capture du CO_2 est effectuée par le biais d'un processus appelé utilisation et stockage de la capture du carbone (*CCUS*).

a. Reformage du méthane à vapeur (SMR) :

Le SMR (Steam Methan Reforming) est le procédé le plus utilisé dans la fabrication industrielle d'hydrogène avec 40% de la production mondiale. Cette méthode de production est bien développée et pourrait aider dans la commercialisation de l'hydrogène. Processus :

Son processus consiste à chauffer le méthane (CH_4), du gaz naturel avec de la vapeur, en utilisant généralement un catalyseur. Cette réaction produit du monoxyde de carbone et de l'hydrogène. En effet, au cours du processus, le méthane réagit avec la vapeur sous une pression de 3 à 25 (1 bar = 14,5 psi) en présence d'un catalyseur pour produire de

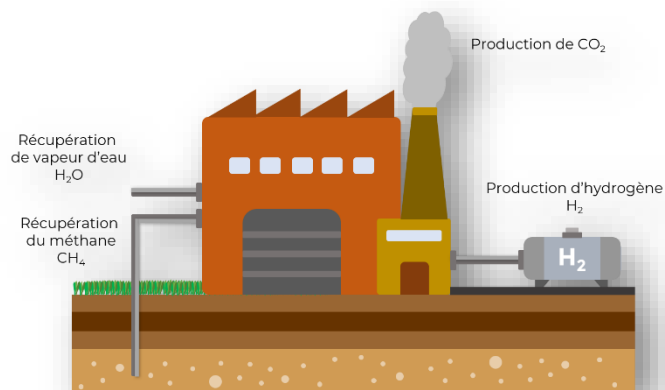


FIGURE 2-PROCEDE DE LA SMR

l'hydrogène, du monoxyde de carbone et une quantité relativement faible de dioxyde de carbone. La réaction de reformage à la vapeur est endothermique, c'est-à-dire que de la chaleur doit être fournie au procédé pour que la réaction se déroule. Dans la réaction de conversion de l'eau en gaz, le monoxyde de carbone et la vapeur réagissent en présence d'un catalyseur pour produire du dioxyde de carbone et encore plus d'hydrogène. Puis, l'étape finale sera d'éliminer le dioxyde de carbone et les autres impuretés du flux gazeux. Ce procédé appelé « adsorption modulée en pression », permettra l'obtention d'hydrogène pur.

iii. Cout et rendement :

Le SMR a un rendement élevé en hydrogène allant jusqu'à 80%.

D'après le rapport de France Stratégie [8] « Le coût de fabrication de l'hydrogène par SMR est compris entre 1,5 et 2,5 €/kg selon l'installation et le prix du gaz. En unités

de mesure énergétiques, ce coût correspond en moyenne à 50 €/MWh thermique ou encore 19 \$/MBtu. Ce dernier chiffre est à comparer au prix actuel du gaz sur les marchés européens, soit environ 10 \$/MBtu, ou américains, soit 4 \$/MBtu. Une éventuelle « dé-carbonation » du procédé augmenterait le coût de 0,5 à 1 €/kg.

b. Reformage thermique automatique (ATR) :

Le procédé de l'ATR consiste à combiner le SMR et le POx (la production de gaz synthétique basé sur la réaction catalytique hétérogène utilisant l'O₂ comme un oxydant) dans lequel l'énergie thermique de la production d'hydrogène est donnée par la combustion (POx) d'une charge d'alimentation dans un réacteur adiabatique.

i. Processus :

ATR est composé de trois parties : la combustion, la thermique et les zones catalytiques.

La charge d'alimentation de l'ATR sera le gaz naturel. L'hydrocarbure est introduite dans la zone de combustion (qui est essentiellement une diffusion turbulente de flamme avec une température allant jusqu'à 3000°C) et mélangé intensivement avec vapeur et une quantité d'oxygène ou d'air substoichiométrique. Lors de la première étape réactionnelle, la charge d'alimentation réagit avec l'oxygène (combustion partielle) et la vapeur pour produire le gaz de synthèse. Ensuite, lors de l'étape thermique, le mélange obtenu pénètre dans un lit de catalyseur pour poursuivre le reformage. Ce dernier va atteindre un haut rendement thermodynamique. Enfin, la chaleur contenue dans le flux de

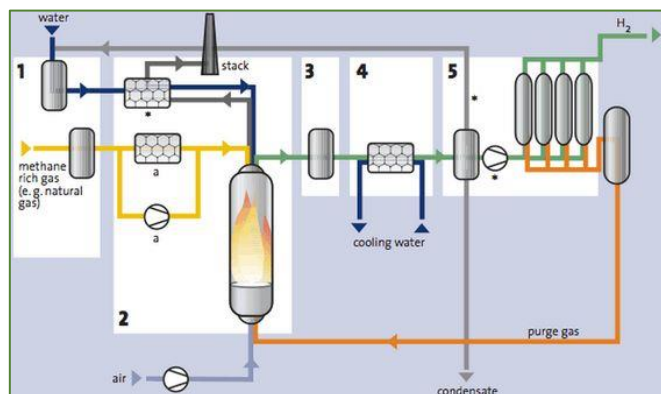
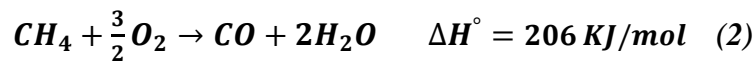


FIGURE 3-PROCEDE DE L' ATR

gaz de synthèse est récupérée dans une chaudière qui génère de la vapeur à haute

pression. Les composants de ce gaz seront ainsi séparés en produits purs : d'où l'obtention d'hydrogène pur.

L'équation de la combustion est :



iv. Cout et rendement

Le rendement de cette technologie est de 2,5 à 4,0 Nm³ de gaz de synthèse Nm³ de gaz naturel (incluant le besoin de gaz naturel carburant pour le four de préchauffage) [9]. Le reformage thermique automatique (*RTA*) du gaz naturel est une option moins coûteuse au départ, mais le coût de l'hydrogène qui en résulte est plus élevé (3,59 \$/kg) parce que le *RTA* est moins efficace que le *SMR* [10].

B. Hydrogène turquoise

Tout comme l'hydrogène bleu, l'hydrogène turquoise est aussi produit à partir du méthane fossile. Cependant, pour obtenir ce type d'hydrogène nous feront recours à la méthode de la pyrolyse de méthane et à un système de captage de CO₂ solide, et non gazeux.

2. Pyrolyse du méthane

i. Processus

La pyrolyse du méthane consiste à décomposer le gaz naturel en procédant à une augmentation importante de sa température pour la coproduction d'hydrogène et de carbone solide.

La quantité d'énergie nécessaire pour réaliser ce processus dépend de la nature de l'hydrocarbure : il est plus élevé pour les hydrocarbures saturés et faible pour les hydrocarbures aromatiques et non saturés. Le méthane est l'une des molécules organiques les plus stables sur le plan thermique. L'énergie de dissociation pour la liaison $C-H$ dans le méthane ($E = 436 \text{ kJ/mol}$) est l'une des plus élevées parmi tous les composés organiques. Sa structure électronique (c.-à-d. le manque d'électrons π et n), manque de polarité, et tout groupe fonctionnel rend extrêmement difficile de décoder thermiquement la molécule de méthane dans ses éléments constitutifs.



FIGURE 4-PROCEDE PYROLYSE DU MÉTHANE

L'équation de la réaction de la pyrolyse du méthane est :



ii. Cout et rendement:

Le prix de la production d'hydrogène dépend de l'énergie source utilisé pour fournir la chaleur dans le processus de la décomposition du méthane. Le procédé de la pyrolyse du méthane produit de l'hydrogène plus couteux que celui produit avec reformage. Cependant, ce procédé participe moins à l'émission du GES, donc, en utilisant de l'électricité renouvelable afin de produire de l'hydrogène, les coûts de réduction du CO_2 seront moins élevés (141 €/t $CO_2 - eq.$).

C. Hydrogène vert

La production d'hydrogène bas carbone produit principalement à partir d'énergie renouvelable, par électrolyse de l'eau est appelé hydrogène vert. Ce processus ne produit que de l'hydrogène et de l'oxygène. De ce fait, l'hydrogène qui nous intéressera

le plus dans ce processus sera utilisé et l'oxygène pourra être évacuer sans impact négatif dans l'atmosphère.

Électrolyse

i. Les sources d'énergie renouvelables

Pour réaliser l'électrolyse, nous aurons besoin d'électricité. L'électricité utilisé dans ce processus sera produit à partir d'énergies renouvelables comme le solaire et l'éolien.

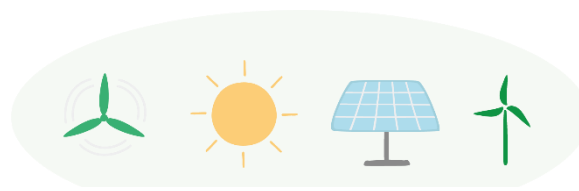


FIGURE 5-SOURCES D'ÉNERGIE RENOUVELABLE

Cela fait de l'hydrogène vert l'option la plus propre. En effet, l'hydrogène provient de sources d'énergie renouvelables sans CO_2 comme sous-produit.

ii. Électrolyse

Le procédé de l'électrolyse consiste à électro-chimiquement séparer l'eau en deux composants : l'oxygène et l'hydrogène.

Selon l'électrolyte utilisé pour la conduction de l'électricité dans le processus, quatre types d'électrolyse de l'eau peuvent être trouvés : électrolyte acide, les électrolyseurs à membrane électrolytique en polymère utilisant une membrane conductrice de protons comme électrolyte,

l'électrolyse à la vapeur à très haute température, utilisant un électrolyte céramique conducteur d'ions oxygénés, (pourrait produire des efficacités très élevées à l'avenir, mais est encore à

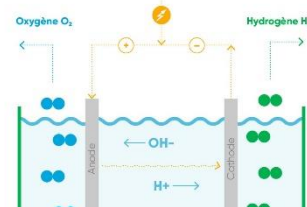
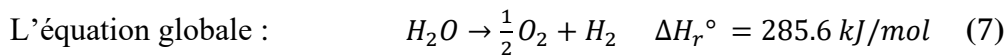
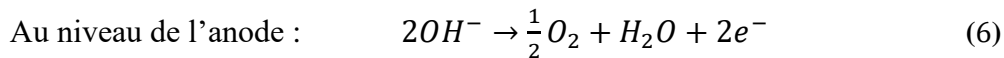
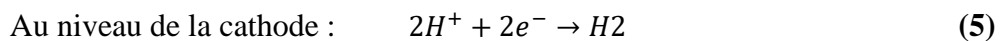
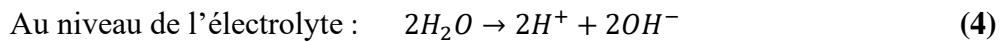


FIGURE 6-ELECTROLYSE DE L'EAU

l'étude à l'échelle du laboratoire). Aujourd'hui, la plupart des électrolyseurs à eau commerciale utilisent un électrolyte alcalin.

Les équations de la réaction d'électrolyse de l'eau sont :



iii. Cout et rendement

Les électrolyseurs peuvent atteindre jusqu'à 70% de rendement. La réaction de dissociation de l'eau est extrêmement énergivore car elle nécessite 285 kJ par mole (eq. 9), ce qui correspond à environ 40 kWh/kgH₂. Par conséquent, les coûts de productions sont très élevés estimés entre 3 à 6 US\$ par kg H₂, pour le court et le moyen terme.

D. Conclusion

Cette partie s'est accentuée sur la notion de trois types d'hydrogènes : bleu, turquoise et vert. Ces derniers ont des méthodes de productions différentes. Elles se différencient par rapport à l'impact carbone mais aussi à leurs rendements et coûts de production. D'abord le reformage à vapeur bien que cette méthode soit mature à l'échelle industrielle et pas chère, elle présente aussi tout comme l'hydrogène gris un héritage écologique désastreux. Des études [11] ont montré que lors de la production d'hydrogène par reformage, il y'aurait des fuites de méthane de 3,5 % . Sachant que sur 20 ans de potentiel de réchauffement global (GWP), les émissions totales d'équivalent CO₂ pour l'hydrogène bleu ne sont que de 9 à 12 % inférieures à celles de l'hydrogène gris. De ce fait, ce procédé participera à une émission de CO₂ de

8,85kg de CO_2 /kg de H_2 . Aussi son absorption complète serait impossible et la capture du CO_2 augmenterait le cout de l'hydrogène. Ensuite, la pyrolyse de méthane serait un bon choix comme méthode de production. Néanmoins, ce procédé est encore une nouvelle technologie et est encore en stade expérimentale. Ce dernier coûterait moins cher que l'électrolyse de l'eau. Enfin, la méthode de production consistant à faire l'électrolyse de l'eau, dans ce contexte de transition énergie et d'une économie carbon-free serait plus favorable. Néanmoins son cout est très élevé malgré son rendement de 70%.

Chapitre II : Transport et logistique

I. Transport et Distribution d'hydrogène et distribution

1. Transport

Le transport et la distribution de l'hydrogène présente un rôle primordial dans la disponibilité de l'hydrogène. Pour que l'hydrogène puisse être distribué il faudrait qu'on déploie des moyens de transport efficaces allant de l'usine de production de l'hydrogène jusqu'aux stations de distributions. Lorsqu'il doit être transporté, suivant les quantités, la durée du transfert, la géographie des lieux considérés et les facteurs technico-économiques, l'hydrogène est acheminé sous sa forme de gaz ou de liquide.

i. Transport de l'hydrogène gazeux

Sous sa forme gazeuse et en grande quantité, le transport de l'hydrogène se fait par gazoduc (pipeline). Alors que pour les petites quantités, le transport se fera par les camionnages de bouteilles métalliques d'hydrogène comprimé. L'avantage du transport sous forme gazeux de l'hydrogène est que son processus est déjà utilisé pour les autres gaz. Donc, le transport de l'hydrogène est déjà à maturité.

a. Par gazoduc

Un gazoduc est une canalisation en acier d'un diamètre de l'ordre de 300 *mm* dans laquelle le gaz circule sous une pression de plusieurs dizaines à une centaine de bars et à une vitesse pouvant atteindre 40 *km/h*, sur terre, en sous-sol, sous l'eau. Afin de maintenir une pression optimale, des stations de compression doivent être installées tout au long du parcours, environ tous les 100 à 200 *km*. Ils transportent principalement du gaz naturel. Car les réserves de gaz sont inégalement réparties dans le monde et il faut pouvoir acheminer ce gaz vers les zones de forte consommation. Dans la majorité

des cas, ces canalisations comme pour celles du gaz naturel sont souterraines, une technique parfaitement maîtrisée. Des recherches se poursuivent, notamment pour réduire les coûts et éviter la propension de l'hydrogène à fragiliser l'acier de ces canalisations tout comme les soudures qui les raccordent. Est aussi abordé le développement des technologies de la compression pour la rendre plus performante. Les gazoducs à hydrogène sont en aciers classiques et on ne connaît pas de problèmes particuliers liés à leur exploitation.



FIGURE 7-GAZODUC

Les premiers, mis en place dans la Ruhr en 1938, sont toujours utilisés et n'ont connu aucun incident après plus de 70 années d'utilisation. La quantité totale annuelle d'hydrogène transportée dans le monde par gazoducs est estimée à près de 100 000 *millions de Nm³* (normaux m^3) via plusieurs milliers de kilomètres de canalisations en exploitation depuis plus d'un demi-siècle. Or, malgré des fuites ou des ruptures occasionnelles, il n'y jamais eu, à ce jour, de blessés ni de dégâts matériels et ce, en partie du fait que l'hydrogène diffuse verticalement à grande vitesse et donc se dissipe rapidement dans l'air. On distingue trois types de gazoducs :

- Les gazoducs de collecte, qui prennent leurs sources sur les sites d'extraction du gaz et acheminent la ressource jusqu'à des sites de traitement ;
- Les gazoducs de transport, qui font parcourir les continents au gaz sous haute pression jusqu'aux grandes zones de consommation ;
- Les gazoducs de distribution qui amènent le gaz à basse pression jusqu'aux consommateurs.

c. Transport par la route ou par voie ferroviaire

Par le voie routière ou ferroviaire, les industries transportent l'hydrogène gazeux à 200 ou 220 bars dans des bouteilles cylindriques en acier. Les limites de ce conditionnement sont l'encombrement (seulement 14 kg/m^3 à 200 bars à température de 21°C) et le très faible rapport gravimétrique (poids d'hydrogène transporté/poids du contenant, de

l'ordre du pourcent). Les progrès réalisés dans le domaine des réservoirs de type composites permettent aujourd'hui le transport de l'hydrogène sous 500 bars développé dans le cadre du projet européen FCH-JU baptisé HyTEC avec, dans ce cas, un rapport gravimétrique amélioré par un facteur quatre [12].



FIGURE 8-TRANSPORT ROUTIER

iii. Transport de l'hydrogène liquide

Grace à sa forte densité après la liquéfaction de l'hydrogène, le transport sous sa forme liquide est le plus favorable. Cependant, cet état exige un équipement cyostatique (cf II) performant. Aussi, la faible ébullition du liquide due aux inévitables pertes thermiques, si réduites soient-elles, exige que les réservoirs permettent un dégagement permanent de vapeurs d'hydrogène.

a. Transport par voie routière

L'hydrogène liquide est alors contenu dans des réservoirs cryostatiques cylindriques équipant des véhicules à l'image des camions citernes transportant des liquides. On peut ainsi transporter jusqu'à 3,5 tonnes d'hydrogène liquide pour un poids total de 40 tonnes. Un transport destiné à alimenter des besoins à grande échelle : industriels, stations de distribution de grande capacité ou plateformes aérospatiales.

b. Transport par voie maritime

La possibilité de transporter de transporter par mer d'importante quantités d'hydrogène liquide dans de vastes réservoirs cryostatiques avait, il y a quelques dizaines d'années, suscité l'intérêt de plusieurs pays pour des importations massives de ce vecteur énergétique. C'est ce qu'avaient prévu les projets japonais « WE-NET » et euro-



FIGURE 9-TRANSPORT PAR VOIE

québécois « Hydro-Hydrogen Pilot Project, (EQHHPP) ». Le prototype japonais destiné à l'importation d'hydrogène consistait en un cargo pouvant transporter 14 000 tonnes d'hydrogène liquide contenu dans quatre réservoirs cryostatiques sphériques. L'idée de base du projet euro-québécois EQHHPP (1991 - 1995) était de transporter par mer vers l'Europe, de l'hydrogène produit au Québec par électrolyse de l'eau et liquéfié grâce aux importantes ressources hydroélectriques de ce pays.

iv. Cout

a. Transport sur une courte ou moyenne distance

En dessous de 400 km, les remorques à tubes contenant jusqu'à 600 kg d'hydrogène gazeux à 150 – 250 *bars* de pression sont l'option la plus adoptée aujourd'hui, malgré un coût de transport allant de 0,5 à 1,5 € /*kg d'H₂*. Les remorques d'hydrogène liquide qui peuvent contenir jusqu'à 4 000 *kg d'H₂* par expédition sont moins répandues mais offrent des coûts inférieurs à 0,5 € /*kg d'H₂*. Jusqu'à 1 500 km, les pipelines peuvent offrir une option plus compétitive, autour de 0,2 à 0,3 € / *kg d'H₂* [13].

b. Transport sur une longue distance

Entre les continents, la modernisation ou la construction de nouveaux pipelines d'hydrogène entraînera des défis géopolitiques. Cette option est néanmoins envisagée par l'UE et le projet European Backbone, qui voient comme partenaires commerciaux possibles le Maghreb et l'Ukraine.

Au-delà de 1 500 km, les routes maritimes apparaissent comme des options plus sûres et plus rentables. D'abord, l'hydrogène gazeux n'est pas assez dense pour des distances aussi longues. De ce fait, l'hydrogène sous sa forme liquide est plus favorisé. Car il est 4 à 5 fois plus dense que l'hydrogène gazeux. Cependant la liquéfaction est énergivore (cf IV. Stockage). Ensuite, la méthode des transporteurs d'hydrogène organique liquide (Liquid Organic Hydrogen Carriers ou LOHC), dont le but est de transporter de l'*H₂* sous forme liquide à température ambiante. Cependant, la conversion consomme également 35 à 40 % de l'énergie initiale. Actuellement, ces méthodes font grimper le prix de l'hydrogène au port de 100 à 300 %. Cela comprend des coûts de conversion et

de reconversion de 1 à 2 €/ kg d' H_2 et des frais de transport allant de 0,3 à 1,2 €/ kg d' H_2 [14].

2. Stations-service

Les stations-service hydrogène sont alimentés soit à partir d'une unité de production d'hydrogène « centrale », soit par une unité de production sur-site. La production sur site peut être réaliser par reformage du gaz nature¹ ou par électrolyse. Ces deux méthodes de productions ont été développé au niveau du II. Des unités de production d'hydrogène sur site de 20 a plus de 1000 Nm^3/h sont couramment utilisées dans les industries du verre, de la métallurgie et de l'agro-alimentaire.



FIGURE 10-DISTRIBUTION -STATION-SERVICE

La distribution en station-service se résume essentiellement à la station-service pour véhicules à pile à combustible, c'est-à-dire à la fourniture d'hydrogène gazeux sous 35 ou 70 MPA. La mise au point de stations-service à hydrogène ne pose pas de problèmes techniques majeurs. Plusieurs stations ont déjà été construites à l'occasion de projets de démonstration de véhicules à hydrogène. En 2021, nous avons 685 stations-services hydrogène, couvrant 33 pays, qui sont en service. Leur répartition reste assez déséquilibrée puisque plus de la moitié se trouve en Asie (363) alors qu'en Amérique du Nord on en trouve 86, dont 60 en Californie [15].

TABLEAU 1-EXEMPLE RÉALISATIONS STATION À HYDROGÈNE

Constructeur	H_2 délivré	Stockage Observations
MESSER	LH2	LH2
LINDE	LH2	LH2 Station robotisée
MANNESMANN	GH2 (250 à 350 bars)	GH2,hydrures
STUART ENERGY SYSTEMS	GH2 (260 bars)	GH2

		électrolyse
AIR PRODUCTS	GH2	LH2
HYDROGEN BURNER	GH2	GH1
TECHNOLOGY		Oxydation partielle du gaz naturel

II. Stockage

Le stockage de l'hydrogène est un enjeu majeur dans le développement d'une énergie propre. Cependant, dû à ses caractéristiques physico-chimiques, l'hydrogène reste difficile à stocker. Minuscule, la molécule d'hydrogène se disperse facilement si elle n'est pas enfermée dans un matériau adapté à son conditionnement. En outre, du fait de son extrême légèreté, elle est 14 fois plus légère que l'air, et de sa faible densité volumique, elle occupe un volume considérable : pour stocker 1 kilogramme d'hydrogène dans des conditions normales de température et de pression, il faudrait ainsi prévoir un réservoir d'une capacité de 11 m^3 ... L'hydrogène nécessite d'importants moyens techniques pour le stocker à température basse et à très haute pression. En conséquence, il importe de trouver des solutions afin que l'hydrogène puisse être conditionné dans un volume raisonnable et dans des conditions de sécurité adaptées.

D'autre part, pour bien mener cette transition énergétique, nous aurons besoin de méthodes efficaces de stockage à grande échelle. Car elles seront nécessaires pour réduire le pic d'énergie renouvelable. Les coûts de stockage jouent un rôle essentiel dans la compétitivité de l'hydrogène. Le potentiel économique de l'hydrogène provient du fait qu'il peut être stocké en grande quantité. Les méthodes de stockage adéquates de l'hydrogène dépendent sur la capacité de stockage, la durée de stockage, la vitesse de décharge requise et la disponibilité géographique.

Parmi eux, des technologies et moyens de stockage nous intéresseront le plus. Même si elles n'ont pas encore atteint un niveau de maturité identique, elles peuvent être tour à tour envisagées selon l'usage (industriel, domestique ou mobile) que sera fait de l'hydrogène.

1. Moyen de stockage de l'hydrogène

Pour une application réussie de l'hydrogène en tant que vecteur énergétique, l'hydrogène aura besoin d'être stocké en toute sécurité pendant des différentes périodes aussi efficacement que l'essence, tout en garantissant une manipulation simple et à faible coût. Sous la normale température et conditions de pression, 1 kg d'hydrogène occupera un volume de 12,15 m³ d'énergie de 33,5 kWh, alors que contenu énergétique, le volume que l'essence occupe est de 0,0038 m³. Ainsi, pour que l'hydrogène devienne un vecteur d'énergie compétitif, sa densité volumique doit augmenter. Par conséquent, trois moyens distincts de stockage de l'hydrogène sont identifiés : stockage d'hydrogène comprimé, stockage d'hydrogène sous forme liquide, et stockage de l'hydrogène à l'état solide.

i. Liquéfaction

La liquéfaction consiste à transformer l'hydrogène gazeux en hydrogène liquide en le refroidissant à très basse température. L'hydrogène se liquéfie lorsqu'on le refroidit à très basse température. En effet, ce changement d'état se produit lorsqu'on le refroidit à une température inférieure de 252,87°C. Ainsi, à -252,87°C et à 1,013 bar, l'hydrogène liquide possède une masse volumique de près de 71 kg/m³. À cette pression, on peut stocker 5 kg d'hydrogène dans un réservoir de 75 litres. Afin de pouvoir conserver l'hydrogène liquide à cette température, les réservoirs doivent être parfaitement isolés. La liquéfaction de l'hydrogène peut être un moyen d'augmentation de la densité volumétrique de l'hydrogène, par rapport au gaz comprimé. Néanmoins son processus est très énergivore et son coût reste élevé. La liquéfaction de l'hydrogène et l'utilisation de l'hydrogène liquide ne sont habituellement pratiquées que lorsque la densité de stockage est élevée, par exemple dans les applications aérospatiales. Mais le H₂ peut également être liquéfié pour être transporté en plus grands volumes par camions cryogéniques (800 fois plus dense que l'état gazeux).

ii. Stockage de l'hydrogène sous forme liquide

Afin de pouvoir stocker un maximum d'hydrogène dans un volume restreint, nous pouvons avoir recours à la liquéfaction. Le stockage de l'hydrogène sous forme liquide est pour l'instant réservé à certaines applications particulières de très hautes technologies comme la propulsion spatiale. Comme tous les liquides cryogéniques, l'hydrogène liquide est stocké dans des conteneurs cryostatiques double isolation dont le but est de limiter la chaleur inévitable à l'extérieur des contributions. Le premier est une barrière d'isolation thermique contre le flux de chaleur par conduction directe, fournie par le vide maintenu dans la double paroi du cryostat. Ce dernier, contre le flux de chaleur par rayonnement, est fourni par une tôle multi réfléchissante disposée dans l'espace entre les murs. Le cryostat n'est pas scellé de telle sorte qu'une évolution continue de l'hydrogène gazeux (hydrogène à vapeur) est observée. Cette évaporation constante, qui correspond à une perte de poids de 0,5 à 1% par jour selon la technologie utilisée, est l'un des inconvénients majeurs du stockage de l'hydrogène sous sa forme liquide. L'hydrogène liquide joue un rôle important pendant la transition phase (jusqu'en 2030) et de relier les zones périphériques, comme le long des routes ou dans les zones rurales.

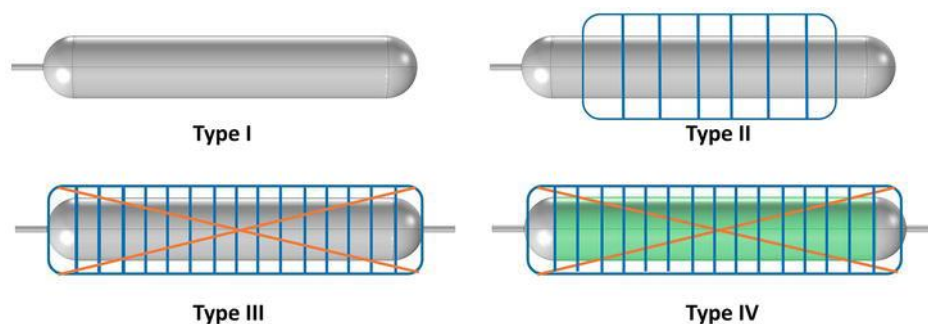


FIGURE 11-CONTENEURS CRYOSTATIQUES

iii. Stockage de l'hydrogène sous forme solide

Le stockage de l'hydrogène sous une forme solide consiste à le conserver au sein d'un autre matériau. Son stockage sous cet état avec formation de métal hydrures (intermétalliques et hydrures complexes) est une technologie très attrayante pour stocker l'hydrogène d'une manière efficace et sûre [16]. Le stockage de l'hydrogène

sous forme solide est basé sur les propriétés spécifiques de plusieurs métaux qui peuvent adsorber l'hydrogène en raison de leur capacité à accepter les atomes d'hydrogène dans leur réseau métallique. Aussi, en raison de la faible pression relative de fonctionnement, le stockage de l'hydrogène sous forme solide est considéré comme une technique relativement sûre. Les matériaux parmi les plus prometteurs sont les composés à base de magnésium et les alanates [17].

iv. Stockage de l'hydrogène haute pression sous forme gazeuse

Pour diminuer le volume de l'hydrogène, la méthode la plus simple est l'augmentation de sa pression à température constante. En effet, à 700 *bar*, l'hydrogène possède une masse volumique de 42 *kg/m³* contre 0.090 *kg/m³* à pression et température normales. À cette pression, on peut stocker 5 *kg* d'hydrogène dans un réservoir de 125 litres [17]. Ce moyen de stockage est assez utilisé dans le secteur de la construction automobile. Car elle permet de stocker une certaine quantité d'hydrogène nécessaire dans pile à combustible, pour l'alimentation une voiture.

v. Conclusion

D'abord, le stockage de l'hydrogène dans des bouteilles à haute pression est probablement le moyen de stockage le plus utilisé. Cependant, dans le cadre du transport et des moyens d'application stationnaires de l'hydrogène, sa quantité pouvant être stockée dans un volume raisonnable est faible, même à des pressions vraiment élevées (700-800 *bar*). Elle est dû à une faible densité volumétrique et une teneur énergétique inférieure à celle de l'essence dans la même condition. Ensuite, nous serons aussi confrontés à des problèmes de sécurité en raison de la possibilité de fragilisation des cylindres. Le coût élevé de la compression (mécanique) et la forte chute de pression à l'intérieur de la bouteille de gaz qui est nécessaire lorsque l'hydrogène est libéré (p. ex., pendant le chargement du réservoir dans un véhicule à pile à hydrogène), sont d'autres facteurs qui doivent être pris en considération. Shah (2006, 2009) a conclu que, d'un point de vue économique, la conception d'un réseau d'approvisionnement en hydrogène liquide est beaucoup moins coûteuse que conception d'un réseau à base gazeuse [16]. Enfin, la seule limite du stockage de

l'hydrogène sous forme solide, est la faible capacité à stocker la masse d'hydrogène dans les matériaux adaptés. En effet, les meilleurs matériaux permettent à ce jour d'obtenir un rapport poids d'hydrogène au poids total du réservoir ne dépassant pas 2 à 3% [17]. Cependant, sachant que le but de cette transition est de trouver les moyens les plus adaptés pour la mise en place d'applications de l'hydrogène à grande échelle et sur le long terme, nous serions alors amenés à maîtriser plusieurs paramètres (la cinétique, la température et la pression des cycles de charge et décharge de l'hydrogène dans ces matériaux). De ce fait, malgré que ce moyen de stockage reste efficace, il faudrait aussi qu'il soit à maturité.

TABEAU 2-COMPARAISON DES TROIS MOYENS DE STOCKAGE DE L'HYDROGÈNE.

Moyen de stockage	Capacité volumétrique (kgH^2/m^3)	Limites
Gaz sous haute pression (800 bar)	40	Sécurité, prix élevé, baisse de pression durant l'utilisation, fragilisation
Hydrogène liquide (21K)	71	Sécurité, prix élevé, perte thermique
Stockage de l'hydrogène solide	80-160	-

2. Technologies de stockage

i. Méthanation

a. Procédés

La méthanation consiste à transformer l'électricité en méthane (CH_4) de synthèse (e-méthane) composant essentiel du gaz naturel (réaction de Sabatier).

D'abord, il faudra transformer l'hydrogène par électrolyse de l'eau puis de faire réagir cet hydrogène avec du dioxyde de carbone dans un réacteur catalytique.

Avec la récupération du CO_2 après purification de biogaz ou de syngas (gazéification de biomasse) ou la méthanisation, le captage du CO_2 des émissions industrielles (procédés cimentiers,

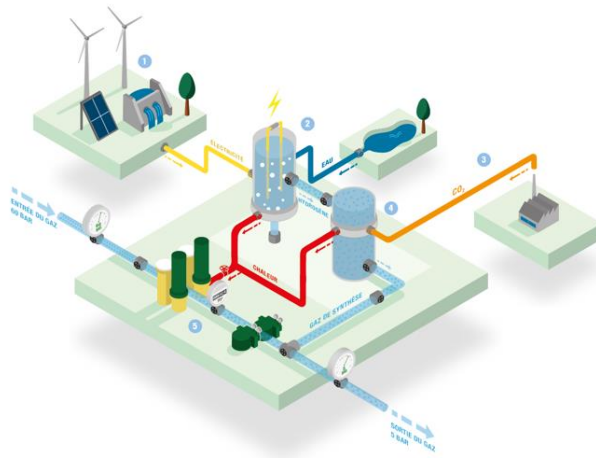


FIGURE 12-METHANATION

pétrochimiques, mais aussi tous les équipements de combustion) et des émissions liées à la production d'électricité, nous avons plusieurs sources de dioxyde de carbone possibles.

Donc, nous remarquons que les deux principales étapes du stockage de l'hydrogène sont :

- l'hydrolyse de l'eau afin d'obtenir de l'hydrogène (procédé développé lors des chapitres précédents).
- la méthanation catalytique de l'hydrogène et du dioxyde de carbone qui aboutit à la production de méthane (CH_4).

La réaction de Sabatier est la suivante :

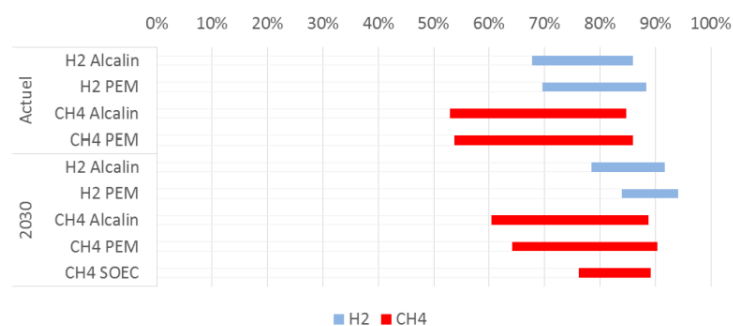


b. Rendement

D'après certaines études [18] , les rendements de conversion électricité → gaz de synthèse sont de l'ordre de 70%PCS pour l'hydrogène et 55%PCS pour le méthane, mais si l'on valorise la chaleur à haute et basse température dégagée par chacune des

réactions, ces rendements peuvent monter jusqu'à plus de 85%. Sur le moyen-long terme ces performances hors valorisation de la chaleur pourraient être fortement améliorées avec un rendement de 80-85% *PCS* pour l'électrolyse et de 60 à 75% pour la production de méthane. Le plus haut rendement étant obtenu avec la synergie de l'électrolyse SOEC couplée à un réacteur de méthanation catalytique dont la production le chaleur haute température (350°C) alimente l'électrolyseur.

Figure 2 – Rendement de conversion selon filière (sur base PCS)



NB : La partie basse de la fourchette correspond uniquement à une valorisation du gaz de synthèse (H_2 ou CH_4), la partie haute prend en compte également la valorisation de la chaleur.

Source : E&E Consultant²

FIGURE 13-LES PERFORMANCES ÉNERGÉTIQUES ESTIMÉES ACTUELLEMENT ET EN 2030

c. Avantages

Grace à la méthanation, le CO_2 (gaz à effet de serre) est valorisé et H_2O est recyclé vers l'électrolyseur. Cela permettrait de stocker l'électricité des jours voire des mois. Sans compter que ce méthane aura exactement les mêmes usages que le gaz naturel : chauffage, génération d'électricité et carburant (*GNV*).Elles permettraient de compenser aussi la sous-production d'énergie solaire en hiver en accumulant la surproduction de l'été.

d. Cout

Le prix du méthane de synthèse est plus cher que celui du gaz naturel. En effet le gaz naturel coute moins de 10 *dollars/MBtu*. Il faudrait que son prix de vente moyen actuel quintuple, au minimum. Car, il faut 3 *kWh* d'électricité pour produire 1 *kWh* de méthane. Le e-méthane sera donc toujours au minimum trois fois plus cher que

l'électricité même si des procédés à grande échelle deviennent plus efficaces. De plus, La part restituée en électricité coûtera au minimum six fois plus cher que l'électricité entrante à stocker, sans tenir compte du coût des transformations (investissements, personnels...). Donc, le cout du e-méthane dépendra donc fortement du prix de l'électricité, et aussi du cout du CO_2 qui sera nécessaire à sa fabrication.

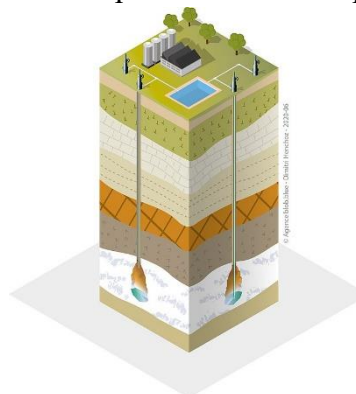


FIGURE 14-CAVITÉ SALINE

ii. Stockage géologique en cavité salines

a. Procédés

Le stockage en cavité saline est une technique, consistant à créer par un « lessivage » (processus consistant à faire une injection d'eau douce et une récupération d'eau salée), une caverne souterraine et artificielle. La caverne est « taillée dans une roche sédimentaire composée (essentiellement d'halite ou « sel de gemme » ayant comme formule chimique le $NaCl$). On y stocke généralement des produits qui ne sont pas dissolubles dans le sel comme l'hydrogène.

Dans le monde, il y a approximativement 2000 cavités salines de stockage en exploitation dont 6 pour de l'hydrogène. Ils mesurent entre 100 000 et 1 million de m^3 . C'est l'imperméabilité naturelle du sel gemme qui rend cette technique de stockage crédible et intéressante pour les opérateurs. Elle permet de s'assurer de la pérennité du gaz emmagasiné.

b. Avantages

Le concept de stockage géologique en cavité saline de l'hydrogène découle du besoin d'approvisionner en gaz pendant les périodes de forte demande saisonnière. Dans de nombreuses régions du monde des formations géologiques appropriées sont actuellement utilisées pour stocker le gaz naturel sous terre. Contrairement aux réservoirs de gaz de surface, les entrepôts souterrains permettent de stocker des volumes de grande quantité. Les autres avantages du stockage souterrain sont l'exigence d'une

petite quantité de terre et la plus grande sécurité contre les influences extérieures. Une installation souterraine de stockage de gaz (UGS) est capable d'injecter et le retrait du gaz pendant les périodes saisonnières et de pointe exigences. Les options de stockage sont généralement dictées par la géologie régionale et les besoins opérationnels. Réservoirs, aquifères et cavernes salées sont les trois principaux types de gaz naturel souterrain en usage aujourd'hui [19]. Enfin, les cavités salines ont une longue durée de vie et demandent peu de maintenance.

En ce qui concerne le risque de fuite d'hydrogène, et bien que les conditions d'injection-soutirage de gaz puissent favoriser un endommagement du sel en proche paroi, celui-ci reste limité en raison de la nature fortement viscoplastique du sel et de sa capacité d'auto-guérison. En dépit des propriétés spécifiques de l'hydrogène (forte mobilité, forte diffusivité), le risque de fuite est limité et le stockage en cavité saline reste donc la solution la plus sécuritaire.

Radosław Tarkowski résume dans son article sur le potentiel de stockage de l'hydrogène en Pologne : "Le sel gemme est chimiquement neutre à l'hydrogène, les parois d'un sel caverne sont imperméables à l'hydrogène et la plasticité du sel empêche la formation et la propagation des fractures qui pourrait compromettre l'étanchéité du réservoir. »

c. Cout et rendement

Le stockage de l'hydrogène en cavité saline génère des rendements élevés et des coûts d'entreposage concurrentiels, comme le montre la figure 13.

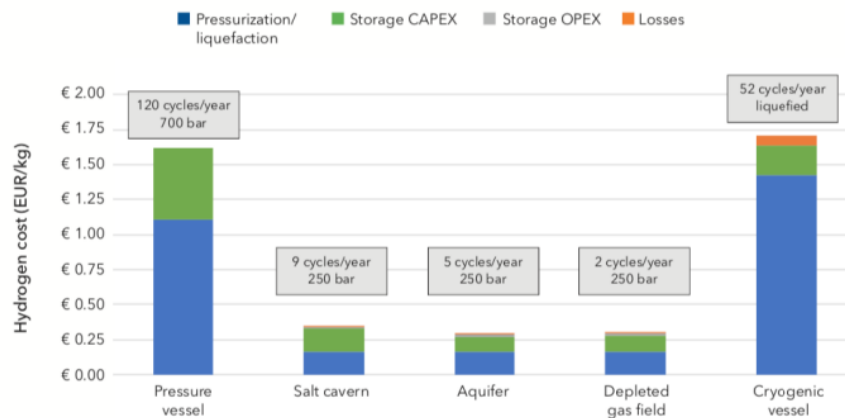


Figure 1.5: Overview of storage costs of hydrogen based on throughput[75]

FIGURE 15-COUT DE L'HYDROGÈNE PAR RAPPORT AU MODE DE STOCKAGE

Une caverne de sel dans l'Union européenne a en moyenne volume d'environ 680.000m³ et peut atteindre des pressions allant jusqu'à 250 bars, en fonction de la profondeur de la cuve. Le processus de création d'une caverne de sel coûte entre 60 et 150 €/m³ creusé. Aussi, coût de stockage en cavité saline est de 19 \$/kg d'H₂ à 3000 t/H₂ stockés. Sur la même échelle, le coût annuel de stockage diminue est d'environ 3 \$/kg d'H₂. Le coût des cavernes salines varie davantage selon la taille, car les cavernes salines sont très grandes et doivent être ajoutées à un rythme plus lent à mesure que la capacité de stockage augmente [20].

Chapitre III : Applications

I. Utilisation

Semblable à l'électricité, l'hydrogène est un vecteur d'énergie de haute qualité, qui peut être utilisé avec une efficacité élevée et zéro ou presque zéro émission au point d'utilisation. Il a été techniquement démontré que l'hydrogène peut être utilisé pour le transport, le chauffage et la production d'énergie, l'industrie et pourrait remplacer les combustibles actuels dans toutes leurs utilisations actuelles. Elle ouvre également des perspectives intéressantes dans les secteurs difficiles à réduire, tels que les industries énergivores ou les transports longues-distances, où l'électrification n'est que partiellement possible. Dans l'avènement de l'économie de l'hydrogène, l'accent principal de la technologie de l'hydrogène est l'utilisation sécuritaire et abordable de l'hydrogène comme carburant de remplacement intégration transparente des technologies de production, de distribution et de stockage.

TABLE 1.1

United States and World Hydrogen Consumptions by End-Use Category

Captive Users	United States		World Total		U.S. Share of World Total (%)
	Billion m ³	Share (%)	Billion m ³	Share (%)	
Ammonia producers	33.7	38	273.7	61	12
Oil refiners	32.9	37	105.4	23	31
Methanol producers	8.5	10	40.5	9	21
Other	3.4	4	13.6	3	25
Merchant users	10.8	12	16.1	4	67
Total	89.3	100	449.3	100	20

Source: Adapted from SRI Consulting Inc., *Chemical Economics Handbook 2001*, Menlo Park, CA, July 2001; Wee, J.H., *Renewable Sustainable Energy Rev.*, 11, 1720–1738, 2007.

TABEAU 3-CONSOMMATION DE L'HYDROGÈNE DANS PLUSIEURS SECTEURS

1. Mobilité

D'après le ministère des transports français [2] « Depuis 1998, les transports sont le secteur qui émet le plus de gaz à effet de serre. En 2020, les transports sont responsables de 28,7 % des émissions nationales de GES, une contribution relativement moins forte qu'en 2019 où ils en représentaient 31,1 %. ». De ce fait, l'utilisation de l'hydrogène

dans la mobilité grâce aux piles à combustibles serait une solution pour diminuer la forte émission des GES.

La pile à combustible permet de produire de l'électricité directement au bord d'un véhicule propulsé par un moteur électrique.

Ces véhicules écoresponsables ne

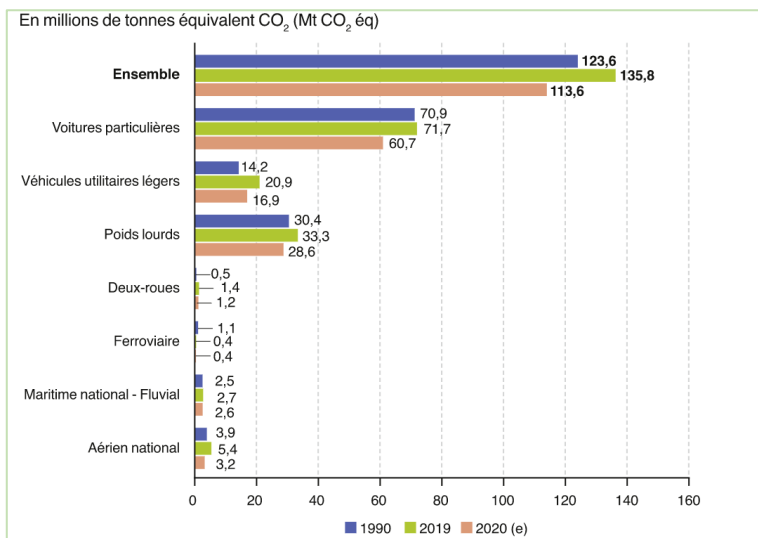


FIGURE 16-LA QUANTITÉ DE GES ÉMIS DANS LE SECTEUR DU TRANSPORT

rejetent que de l'eau. En définitive l'application de l'hydrogène est prometteuse dans le secteur de la mobilité durable. Dans son application, l'hydrogène pourrait intervenir dans l'alimentation des véhicules électrique à piles combustible comme les voitures, les camions et les trains mais aussi comme matière première pour les carburants synthétiques pour les navires et les avions.

i. Pile à combustible

Une pile à combustible, ou PAC, est un générateur énergétique, qui permet de transformer l'hydrogène en électricité. La PAC est appliquée dans la domaine de la mobilité légère (voiture) et lourde (avion, camion, bus etc.). Elle fonctionne grâce à une réaction d'oxydoréduction. Le cœur de la pile est composé de 3 éléments ; deux électrodes qui sont une cathode chargée de la réduction et une anode oxydante ; enfin d'un électrolyte qui les sépare.

L'anode va recevoir l'hydrogène et la cathode de l'oxygène. L'anode va oxyder le combustible, puis libère des électrons que l'électrolyte va forcer à passer par un circuit externe. Ainsi un courant continu est généré. Ensuite, l'oxygène présent dans la cathode va réagir au contact des électrons libérés par la réaction d'oxydation de l'hydrogène. La réduction de l'oxygène générera de la chaleur et de l'eau. Malgré que cette technologie est

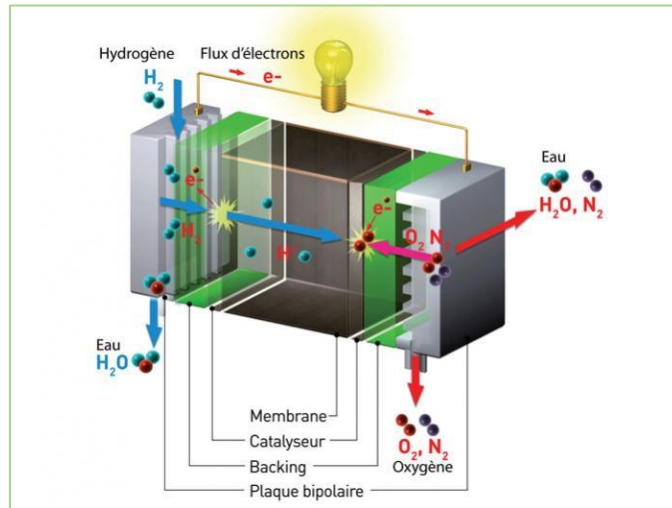


FIGURE 17-FONCTIONNEMENT PILE À COMBUSTIBLE

carbon-free et écologique, il présente quand même quelque limite. En effet pour que la procédure précédemment citée puisse s'effectuer correctement, du platine en fine couche est déposée sur chaque l'électrode. Or ce métal est assez couteux et rare. En outre, le rendement d'une pile à combustible varie entre 30 et 70%. Il est généralement de 50%, c'est-à-dire que 50% de l'énergie de l'hydrogène est convertie en électricité et 50% en chaleur. Fort heureusement, des études ont permis de réduire les couts en diminuant la quantité de platine par nano-catalyse passant de 2mg à 0,2mg par cm2 de membrane. Aussi, la structures des membranes vont être révisés avec de nouveaux polymères moins sensibles aux hautes températures et moins chers. Les plaques bipolaires seront aussi modifiées en utilisant de l'acier à la place du carbone. Sur cette voie, d'ici quelques années le cout de la pile à combustible devrait drastiquement baisser et pourrait être accessible au public.

L'équation d'oxydo-réduction est la suivante ;



ii. Les véhicules

En plus de la mobilité électrique des batteries, la mobilité hydrogène représente une autre alternative pour réduire les émissions de CO_2 . L'hydrogène stocké dans le véhicule est converti en électricité par une pile à combustible, qui à son tour entraîne un moteur électrique. Si l'hydrogène est produit à partir d'énergie renouvelable par électrolyse de l'eau, il s'agit d'une technologie d'entraînement neutre sur le plan climatique. Les avantages par rapport aux véhicules électriques à batterie d'aujourd'hui sont le ravitaillement rapide, la haute densité d'énergie et les longues distances. En plus des voitures, les piles à hydrogène sont également utilisées dans les camions, les navires et les trains – le réseau requis de stations de ravitaillement en hydrogène est en constante expansion.



FIGURE 19-NAVIRE À HYDROGÈNE

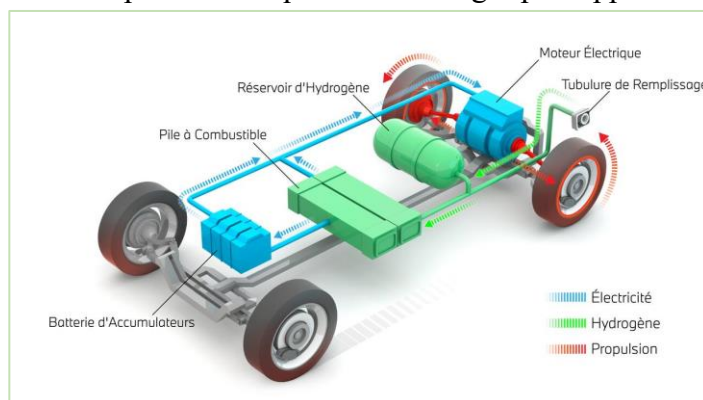


FIGURE 18-FONCTIONNEMENT VOITURE À HYDROGÈNE

2. Usage industrielle ou power-to-industry

L'industrie est la première source d'émissions de CO_2 au niveau mondial, devant les transports et les bâtiments. L'industrie lourde – ciment, chimie, acier, aluminium – représente la part du lion de ces émissions. La réduction des émissions exige une refonte profonde de notre modèle industriel vers une économie circulaire. Mais amener l'industrie lourde au net zéro nécessitera également le déploiement de procédés de production entièrement nouveaux et de captage du carbone.

3. Infrastructures et réseaux énergétiques

Parmi les applications de l'hydrogène, nous avons les applications stationnaires voire domestiques. L'hydrogène peut être une source de stockage d'énergie pour les bâtiments. Il pourra ainsi fournir de l'électricité aux infrastructures et en même temps être pourra fournir de l'énergie pour le chauffage et la climatisation.

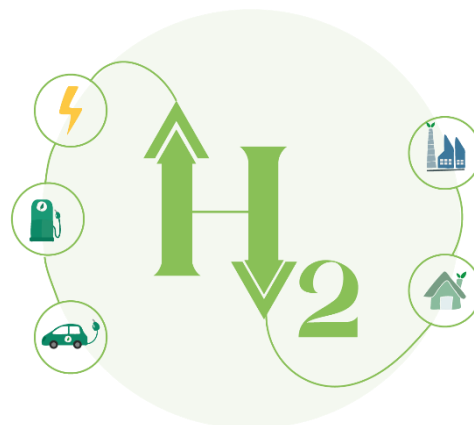


FIGURE 20-UTILISATION DE L'HYDROGÈNE

II. Économie d'énergie

1. Power-to-gas

Le power-to-gas est un procédé consistant à réinjecter de l'hydrogène en faible proportion dans le réseau de gaz, ou à le transformer en méthane en recyclant le gaz carbonique industriel (p. 33). La configuration retenue consiste à soutirer l'hydrogène pendant les 6 mois de forte demande (hiver), et de l'injecter pendant les 6 mois de plus faible demande (été), ce qui correspond à un cyclage saisonnier.

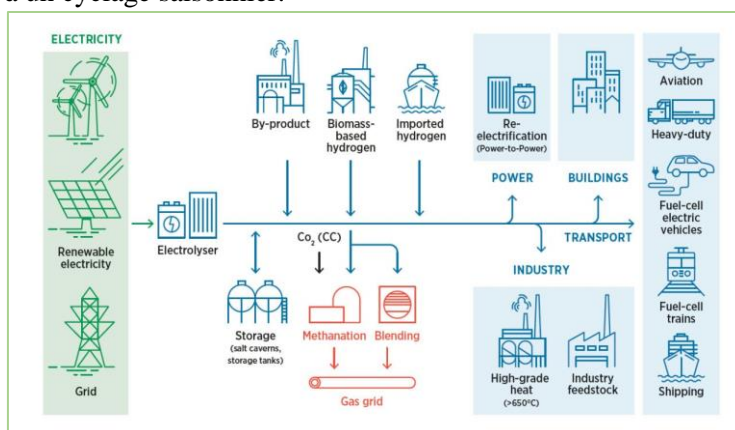


FIGURE 21-POWER-TO-GAS

2. Power-to-X

IL consiste à stocker l'hydrogène en période de surproduction d'électricité par rapport à la demande, dans l'optique de produire à nouveau de l'électricité (via des turbines ou des piles à combustible) lorsque la demande augmentera. Les périodes de forte consommation s'accompagnent aussi d'une augmentation du prix de marché de l'électricité, ce qui est cohérent d'un point de vue économique.

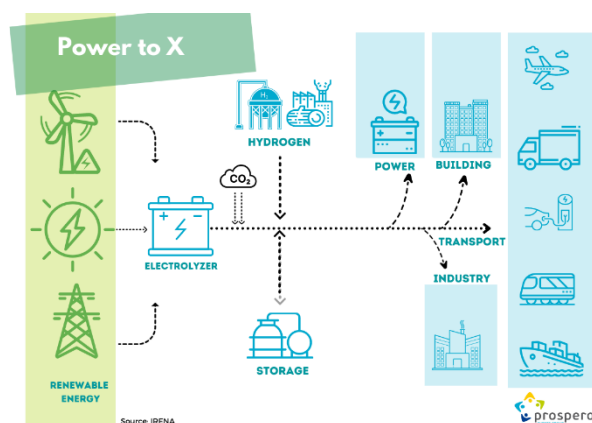


FIGURE 22-POWER TO X

Chapitre IV : Les enjeux et limites

I. Aspect sécuritaire

Malgré que l'hydrogène soit utilisé depuis des siècles dans l'industrie chimique et que ces problèmes de sécurité sont bien connus et maîtrisés; son futur usage à des fins énergétiques pose de nouveaux problèmes de sécurité.

1. Spécificité de l'hydrogène

i. Propriétés du dihydrogène

Comme nous l'avons précisé au début de notre étude, la molécule de dihydrogène est constituée de deux atomes d'hydrogène. Par souci de simplification, il est nommé hydrogène quand il ne peut y avoir confusion avec les atomes qui le composent.

Dans les CNTP, l'hydrogène est un gaz inodore et incolore. Sa température de liquéfaction est de $-252,8^{\circ}\text{C}$ et est le fluide sous forme liquide le plus froid connu, après l'hélium liquide. Les caractéristiques de l'hydrogène sont données dans le tableau suivant.

TABLEAU 4-CARACTÉRISTIQUE HYDROGÈNE

Tableau 2 – Caractéristiques physico-chimiques de l'hydrogène

Caractéristiques	Valeur numériques
Masse atomique	1,0079 u
PCI massique	119 930 kJ/kg (<i>methane 50030 kJ/kg</i>)
PCI volumique	10 800 KJ/Nm³ (<i>methane 35 808 KJ/Nm³</i>)
Enthalpie massique supérieure (PCS)	141 860 kJ/kg

Masse volumique du gaz à P_{atm} et 273 K	0,08988 kg /Nm ³ (methane 0,7157 kg /Nm ³)
Masse volumique de la vapeur à P_{atm} et 20,3 K	1,34 kg/ m ³
Masse volumique du liquide à P_{atm} et 20,3 K	70,79 kg/m ³
Capacité thermique massique à pression constante C_p	14 266 J kg ¹ /K ¹
Capacité thermique massique à volume constant C_v	10 300 J · kg ¹ /K ¹
Conductivité thermique du gaz	0,1897 W · m ¹ /K ¹
Enthalpie massique d'évaporation à 20,3 K	445,4 KJ/ kg ¹
Enthalpie massique théorique de liquéfaction	14 112 J / g ¹ (3,92 kWh/ kg ¹)
Électronégativité (échelle de Pauling)	2,1
Constante thermodynamique du gaz	4 124,5 J/ kg ¹ / K ¹
Température de solidification	14,01 K
Température d'ébullition (à 1 013 mbar abs.)	20,268 K
Température critique	33,30 K
Température d'auto-inflammation dans l'air	858 K
Température de flamme dans l'air à 300 K	2 318 K
Limites d'inflammabilité dans l'air	4 à 75 % vol.

Limites de détonation dans l'air	13 à 65 % <i>vol.</i>
Énergie minimale d'inflammation	20 μJ
Énergie explosive théorique	2,02 kg de TNT / m ³ de gaz
Surpression de détonation (mélange stœchiométrique)	14,7 bar
Coefficient de diffusion dans l'air	0,61 cm ² / s1 (méthane : 0,16 cm ² / s1)
Vitesse de flamme dans l'air	260 cm / s1
Vitesse de détonation dans l'air	2,0 km / s1
Mélange stœchiométrique dans l'air	29,53 % <i>vol.</i>

L'hydrogène est un gaz non toxique et non polluant. De plus, sa très faible densité en phase gazeuse associée à un coefficient de diffusion dans l'air élevé par rapport à d'autres molécules (son coefficient de diffusion dans l'air est de 0,61 cm²/s alors qu'il est de 0,16 pour le méthane) permet en cas de fuite, un mélange rapide avec l'air ambiant et évite donc une concentration élevée de ce gaz, au niveau de la fuite par exemple. Ses limites de détonation couvrent un domaine de concentrations tel qu'il est en pratique difficile de se trouver dans de telles conditions. Enfin, l'hydrogène est la molécule combustible au plus fort PCI massique, il est égal à 2,5 fois celui du méthane et près de 3 fois d'un gazole routier (120 MJ/kg pour l'hydrogène et 50 MJ/kg pour le méthane). C'est pour cela que l'hydrogène est considéré comme un vecteur énergétique à fort potentiel. En revanche, des enjeux de sécurité existent car sous forme gazeuse, l'hydrogène est inflammable. Par rapport aux hydrocarbures, l'énergie requise pour s'enflammer est 10 fois moindre que celle nécessaire pour le gaz naturel. Ce gaz inodore et incolore n'est pas détectable sans appareillage dédié. Il brûle avec une flamme invisible donc là aussi non détectable à l'œil. Il forme un mélange explosif avec

l'oxygène et nécessite des précautions particulières d'autant qu'il s'agit d'une molécule de petite taille qui peut fuir facilement en cas de perte d'étanchéité. Les risques de fuites sont exacerbés par les propriétés particulières de l'hydrogène qui lui permettent de traverser certains matériaux par perméation. C'est le cas en particulier d'un certain nombre de matériaux polymères. Le choix des matériaux pour son stockage est donc crucial d'autant que certains matériaux peuvent se fragiliser en présence d'hydrogène. Cette fragilisation provient de la propension des atomes d'hydrogène à pénétrer dans certains alliages métalliques, endommageant la structure cristalline, rendant le matériau fragile et accélérant la propagation des microfissures notamment sous contrainte. Ce phénomène de corrosion fissurant peut aller jusqu'à provoquer des ruptures brutales du matériau bien au-dessous de sa limite de rupture en l'absence d'hydrogène. De plus, si son pouvoir calorifique massique est élevé, son pouvoir calorifique volumique est très faible. Cela est une contrainte pour son stockage car il occupe un volume important par unité de masse et requiert des opérations préalables à son stockage [21].

Une probabilité d'explosion à l'air libre plus faible : la forte diffusivité de l'hydrogène dans l'air ambiant réduit le risque de formation d'un nuage explosif, et donc d'explosion en cas de fuite en milieu non connue. Une combustion plus rapide : l'hydrogène brûle environ 7 fois plus rapidement que le méthane, ce qui favorise la transition d'une dé-agrégation vers une détonation.

TABLEAU 5-PROPRIÉTÉS

Propriétés	Unité	Hydrogène	Méthane	Propane	Essence
Limite inférieure (LIE) aux TPN	% vol.	4,0	5,3	1,7	1,0
Limite supérieure d'explosivité (LSE) aux RPN	% vol.	75,0	17,0	10,9	6,0
Température d'auto-inflammation	°C	585	537	450	215
Energie minimale d'inflammation	mJ	0,0017	0,271	0,24	0,24

ii. Risques

a. Fuite d'hydrogène dans l'air ambiant

Une fuite d'hydrogène dans l'air ambiant est à redouter car elle peut mener à un mélange inflammable ou explosif d'hydrogène et d'air. Si le mélange hydrogène-air contient moins de 4 % d'hydrogène, celui-ci

est suffisamment dilué dans l'air pour ne pas s'enflammer. Au-delà, selon le débit de fuite et la circulation de l'air ambiant, une fuite d'hydrogène peut

TABLEAU 6-CAUSES ET MOYENS DE PRÉVENTIONS DES FUITES D'HYDROGÈNE DANS L'AIR AMBIANT

Fuite d'hydrogène dans l'air ambiant		
Cause	Localisation	Moyen de prévention
Perméation (débit minime) • Taille des molécules d'hydrogène	Tout équipement contenant de l'hydrogène	• Pour les réservoirs : revêtements polymères anti-perméation (ex. : revêtements des réservoirs de type IV)
Usure (débit modéré) • Corrosion • Fatigue mécanique	Tout équipement contenant de l'hydrogène	• Choix des matériaux adaptés pour l'hydrogène (selon ISO/TR 15916) et pour l'hydroxyde • Maintenance préventive, vérifications périodiques et programme d'inspections pour contrôler l'état d'usure • Prévention des vibrations et des cycles de contraintes
Défaut d'étanchéité (débit modéré) • Raccords vissés trop ou pas assez fort Vibrations mécaniques sur raccords vissés	Tout équipement contenant de l'hydrogène	• Privilégier si possible les raccords soudés aux raccords vissés • Respect des procédures de montage-démontage des raccords (mesure de la pression de vissage et test d'étanchéité) • Vérification périodique du couple de vissage des raccords vissés exposés aux vibrations mécaniques
Rupture (grand débit) • Surpressions • Agression mécanique externe	Tout équipement contenant de l'hydrogène	• Application des normes et directives liées aux équipements sous pression • Procédures de sécurité sur la circulation des véhicules • Procédures pour encadrer les opérations de maintenance et travaux

mener aux phénomènes dangereux suivants :

- Un mélange hydrogène-air contenant entre 4 et 8 % d'hydrogène, il est alors fortement probable que l'hydrogène s'enflamme au contact d'une source d'inflammation.
- Un mélange hydrogène-air contenant plus de 8 % d'hydrogène, il est alors fortement probable que ce mélange produise une explosion au contact d'une source d'inflammation

b. Formation d'un mélange hydrogène-oxygène ou hydrogène-air dans les équipements

Qu'il soit de type alcalin ou PEM, un électrolyseur est constitué de cellules d'électrolyse qui produisent de l'hydrogène et de l'oxygène dans des compartiments séparés par un

TABEAU 8-CAUSES ET MOYENS DE PRÉVENTION DES MÉLANGES H₂-O₂

diaphragme ou une membrane. La formation d'un mélange hydrogène-oxygène dans les équipements peut résulter d'un transfert excessif d'hydrogène dans le compartiment de l'électrolyseur contenant de l'oxygène. La formation d'un mélange hydrogène-air

peut résulter d'une infiltration d'air dans les parties de l'installation contenant de l'hydrogène. Bien que les deux compartiments

Formation d'un mélange H ₂ -O ₂ dans les équipements		
Cause	Localisation	Moyen de prévention
Fuite progressive par usure d'une membrane ou d'un diaphragme	Cellules d'électrolyse (alcaline et PEM)	• Remplacement périodique des membranes et diaphragme selon le calendrier prévisionnel d'usure du fournisseur
Rupture d'une membrane par : • Surchauffe • Encrassement • Défaut de refroidissement de l'eau • Déséquilibre de pression • Défaut de régulation de pression • Bouchage d'un évent	Cellules d'électrolyse (alcaline et PEM)	• Contrôle continu ou périodique de la qualité de l'eau d'alimentation de l'électrolyseur • Mesure de la température des empilements, contrôle du niveau d'alimentation en eau dans l'électrolyseur (mesure du débit d'eau) avec un seuil et une alarme déclenchant l'arrêt de l'électrolyseur en cas de risque de surchauffe • Mesure périodique de la résistance des cellules d'électrolyse pour détecter une surchauffe • Contrôle régulier du bon fonctionnement des évents • Mesure de la pression différentielle entre les compartiments H ₂ et O ₂
Transfert d'H ₂ dans le compartiment O ₂ en aval des cellules d'électrolyse • Défaillance de la boucle de pilotage • Communication des deux compartiments par la ligne d'inertage ou d'eau • Fuite dans un échangeur thermique commun ou utilisant le même fluide de refroidissement pour les compartiments H ₂ et O ₂	Compartiments H ₂ et O ₂ de l'électrolyseur en aval des cellules d'électrolyse	• Isoler et cloisonner autant que possible les compartiments H ₂ et O ₂ (lignes d'inertage et alimentation en eau indépendantes pour les deux compartiments, rejets d'H ₂ et d'O ₂ à l'air libre avec deux lignes et deux évents distincts positionnés avec une distance suffisante pour éviter un mélange des deux gaz à l'air libre) • Procédures de contrôle de la fiabilité de la boucle de pilotage (étalonnage des capteurs et fonctionnement dans les limites de leur plage de température, contrôle de l'encrassement et de l'obstruction des vannes et clapets antiretour)

soient séparés, l'oxygène produit contient systématiquement un peu d'hydrogène, et inversement. En fonctionnement normal, ces concentrations de mélange sont très faibles et ne représentent pas un risque. L'oxygène présent dans le compartiment hydrogène est par ailleurs neutralisé dans les étapes de purification d'hydrogène. Cependant, certains dysfonctionnements ou événements peuvent provoquer une diffusion excessive d'hydrogène dans le compartiment contenant de l'oxygène et

TABEAU 7-CAUSES ET MOYENS DE PRÉVENTION DES MÉLANGES H₂-AIR À L'INTÉRIEUR DES ÉQUIPEMENTS

Formation d'un mélange H ₂ -air dans les équipements		
Cause	Localisation	Moyen de prévention
Infiltration d'air par erreur de procédure • Démarrage sans inertage préalable • Erreur de procédure de dépressurisation	Tout équipement contenant de l'hydrogène	• Procédures de démarrage et de dépressurisation (contrôle de la position des vannes au démarrage, purge des parties exposées à une infiltration d'air lors d'un arrêt)
Infiltration d'air à l'aspiration du compresseur • Vanne fermée sur la ligne hydrogène en amont du compresseur	Compresseur d'hydrogène	• Mesure de la pression à l'aspiration du compresseur asservie au démarrage du compresseur à un niveau de pression minimum pour garantir l'étanchéité du système

former un mélange explosif. En effet, la pression à l'intérieur du compartiment hydrogène est, dans certaines configurations, plus élevée que celle à l'intérieur du

TABLEAU 9-MOYENS DE DÉTECTION ET DE CONTRÔLE POUR LES MÉLANGES H₂-O₂ ET H₂-AIR DANS LES ÉQUIPEMENTS

Moyens de détection et de contrôle des fuites d'hydrogène dans les équipements		
Cause	Moyen de détection	Moyen de contrôle
Fuite progressive par usure d'une membrane ou d'un diaphragme	<ul style="list-style-type: none"> Mesure de la concentration d'H₂ dans le compartiment O₂ Mesure de la puissance électrique consommée aux bornes des empilements de l'électrolyseur 	<ul style="list-style-type: none"> Dépressurisation et purge de l'installation
Rupture de membrane ou diaphragme	<ul style="list-style-type: none"> Mesure de la puissance électrique consommée aux bornes des empilements de l'électrolyseur Mesure de pression côté hydrogène Mesure de la pression différentielle entre les compartiments H₂ et O₂ Mesure de la concentration d'H₂ dans le compartiment O₂ 	
Défaillance du système de contrôle commande	<ul style="list-style-type: none"> Anomalie sur le contrôle commande 	
Infiltration d'air dans le compartiment hydrogène	<ul style="list-style-type: none"> Mesure de la température au recombiner catalytique d'H₂ et O₂ 	

compartiment oxygène. Si l'étanchéité entre les deux compartiments n'est plus garantie, l'hydrogène risque donc de migrer vers l'oxygène. Un mélange explosif peut également être formé si de l'air extérieur s'infiltré dans le compartiment de l'électrolyseur contenant de l'hydrogène, lorsque l'équipement est dépressurisé

2. Conclusion

La manipulation de l'hydrogène présente un certain nombre de dangers sérieux. Néanmoins, une bonne connaissance de ces dangers et de leur parade doit permettre de mettre en œuvre une conception sûre des systèmes utilisant l'hydrogène. Il est alors possible d'envisager le développement de ce vecteur énergétique avec un niveau de risque suffisamment faible pour être socialement acceptable.

II. Impact environnemental :

Lors du chapitre II (Production), on a évoqué 3 méthodes de productions. Parmi ces dernières, les méthodes de productions les plus courantes sont : l'électrolyse et le reformage. Le reformage étant la méthode la plus répandue produit de l'hydrogène bleue qui serait plus écologique que sa dérivée grise. Or, le fait qu'on utilise des hydrocarbures fossiles pose plusieurs problèmes écologiques. En effet, le processus de

production de l'hydrogène par reformage causerait des fuites de gaz naturels dans l'atmosphère. Certes, lors de ce procédé, il y'a captage de CO_2 , cela n'empêche pas l'émission de carbone dans l'air (cf production).

La deuxième méthode la plus durable, l'électrolyse de l'eau, donne naissance à l'hydrogène vert. Pour que cet hydrogène soit écoresponsable, il faudrait que l'électricité utilisé afin de produire cet hydrogène soit produit à partir d'énergie durable. Sinon, cet hydrogène aussi sera la cause de grandes émissions de CO_2 dans l'atmosphère sachant que ce processus de production est très énergivore. Produire cet hydrogène avec de l'électricité provenant dans des centrales à charbon ou dans des centrales nucléaires, sera un processus afin de griser l'hydrogène.

1. La hausse de la température de la terre

L'hydrogène « durable » sera essentiel pour parvenir à une dé-carbonisation profonde et éviter un changement climatique incontrôlable.

En général la notion d'hydrogène dans le cadre de la transition énergétique ramène l'hydrogène vert. Si nous partons du principe que tous les secteurs seront exemptés de carbone d'ici 2050, et que les objectifs visés avec l'hydrogène dans le cadre de la transition énergétique seront acquis. La participation de l'hydrogène dans le mix énergétique pourrait maintenir le réchauffement planétaire en dessous de $1,5^{\circ}C$. D'après l'IRENA dans son rapport « *Geopolitics of the Energy Transformation: The Hydrogen Factor* » prédit que d'ici 2050 l'hydrogène couvrira jusqu'à 12% de la consommation mondiale d'énergie.

2. Le stress hydrique

Le stress hydrique est une situation dans laquelle ou la demande dépasse les capacités en eau disponible. L'eau étant la vie, sa pénurie pourrait constituer une menace pour le bien-être de l'humain dans son environnement. D'après l'UNESCO, plus de 2 milliards de personnes sont victimes de stress hydrique. Et avec le changement climatique, le boom démographique, des prévisions s'attend à un aggravement de la situation. Or, le problème que nous posons est le lien entre l'hydrogène et le stress hydrique. D'abord,

l'hydrogène nécessite des quantités d'eau pure comme matière première. Avec le problème du changement climatique qui ne cesse d'accroître, on pourrait se poser alors la question ; est-ce la production de l'hydrogène à une échelle industrielle et sur le long terme serait compatible avec la situation actuelle ? D'après la Banque Mondiale, pour 409 millions de tonnes d'hydrogène, il faudrait 7 à 9 milliards de mètres cubes d'eau, moins de 0,25% de la consommation actuelle d'eau douce. Néanmoins l'hydrogène vert consommerait moins d'eau car les énergies renouvelables sont moins gourmandes en eau.

D'après le rapport de l'IRENA « l'énergie renouvelable, en particulier l'énergie solaire photovoltaïque et éolienne, combinée à un refroidissement amélioré technologies, pourrait réduire l'intensité de prélèvement d'eau de la production d'électricité de 42% et 84% d'ici 2030. Dans la région du Conseil de coopération du Golfe (CCG), l'atteinte des objectifs et des plans de déploiement des énergies renouvelables d'ici 2030 peut réduire les prélèvements d'eau pour la production d'électricité et l'extraction de carburant connexe par 11,5 billions de litres, soit une diminution de 17 % . »

Ensuite, sachant que la production de l'hydrogène vert, nous devons utilisés des ressources solaires photovoltaïques et éoliennes, les pays les plus ensoleillés seront les principales cibles. Cependant, ces derniers sont principalement touchés par le stress hydrique. Par conséquent, l'eau utilisée pour la production d'hydrogène serait de l'eau dessalée. Le dessalement de l'eau pourrait ainsi ajouter jusqu'à [22]0,05 dollars/H₂. De nos jours, la plupart des installations de dessalement à l'échelle commerciale sont alimentées par des combustibles fossiles.

III. Les avis divergents sur la question de l'hydrogène

Bien qu'il soit un potentiel énergétique qui pourrait aider à de-carboniser nos activités, l'hydrogène est sujet de polémiques. En effet, plusieurs avis divergent. Contrairement à plusieurs avis enthousiastes qui voient l'hydrogène comme un miracle écologique du 20^{ième} siècle. Plusieurs groupes pensent que c'est juste de la poudre aux yeux et qu'il faudrait faire preuve de réalisme. D'après certains avis [23], L'hydrogène « ne serait

pas une solution miracle du point de vue écologique ». Sachant que l'hydrogène n'est pas une source d'énergie mais plutôt un potentiel énergétique, il produirait un rendement plus faible que ceux fossiles. Or avec notre société énergivore, l'hydrogène ne serait pas le candidat idéal sachant qu'il y'en a d'autres avec un plus fort rendement. L'hydrogène a certes cette puissance énergétique pour des poids réduits mais sa logistique est compliquée et il faudrait une forte consommation d'électricité pour la production. Ainsi, les électrolyseurs - qui permettraient de verdir notre production d'hydrogène "gris" issu du reformage de méthane - consomment, en moyenne 55 kWh d'électricité et 9 litres d'eau pour 1kg d'élément chimique H à la sortie. D'après l'OPECST [24], « l'objectif européen d'installation de 6 gigawatts (GW) d'électrolyseurs pour la production d'un million de tonnes d'hydrogène renouvelable d'ici 2024 puis de 40 GW pour dix millions de tonnes d'ici 2030 doit être confronté au nombre d'éoliennes que cela représente : respectivement au moins 15 000 et 150 000 éoliennes (soit en surface de panneaux photovoltaïques environ 800 000 hectares et 8 millions d'hectares). La couverture des besoins actuels de l'industrie au niveau mondial (70 millions de tonnes d'hydrogène renouvelable soit 420 GW) conduirait à la mise en service de plus d'un million de nouvelles éoliennes ou 56 millions d'hectares de panneaux photovoltaïques. La piste alternative d'un hydrogène bas-carbone issu de l'électricité nucléaire représenterait 400 nouveaux réacteurs nucléaires d'1 GW, ce qui constitue une perspective chimérique, surtout à l'heure où plusieurs pays dont le nôtre réduisent la part du nucléaire dans leur mix énergétique.

Le terme de mix énergétique (ou bouquet énergétique) désigne la répartition des différentes sources d'énergies primaires utilisées pour les besoins énergétiques dans une zone géographique donnée. Il inclut les énergies fossiles (pétrole, gaz naturel, charbon), le nucléaire et les diverses énergies renouvelables (bois-énergie et autres bioénergies, hydraulique, éolien, solaire, géothermie). Ces énergies primaires sont utilisées pour produire de l'électricité, des carburants pour les transports, de la chaleur ou du froid pour l'habitat ou l'industrie.

Certains pays, dont l'Allemagne, visent l'importation d'hydrogène renouvelable depuis des pays disposant de plus grandes capacités en matière d'énergies renouvelables. »

Pour le domaine du transport, l'utilisation de l'hydrogène serait plus compatible avec les transports lourds et collectifs. Avec les voitures particulières il serait plus compliqué! D'après l'article de l'Express [25], « pour le produire en quantité suffisante, il faudra sans doute compter sur le nucléaire », ceci nous conduit sur deux contradictions : produire en grande quantité « carbon-free » mais en agressant en même temps l'environnement.

En définitive, malgré que l'hydrogène soit considéré comme « énergie du futur », afin de compenser notre surconsommation en carbone, des avis pessimistes et divergents se manifestent de toutes parts. Ceci est dû à son faible rendement, à son impact écologique mais aussi à son coût.

IV. Acceptabilité sociale et la faisabilité économique : SWOT, PESTEL

1. L'acceptabilité sociale

i. Principes

L'acceptabilité sociale peut être définie comme [1] « un ensemble de critères et de conditions préalables à l'acceptation sociale des projets de développement territoriale ». La notion d'acceptabilité sociale s'intéresse d'une manière plus ouverte aux contestations, en intégrant les transformations des systèmes de prise de décisions et de gestion des projets publics devenus moins unilatéraux[2]. Le concept d'acceptabilité sociale permettrait ainsi d'analyser les mécanismes d'ancrage d'un projet ou d'une décision dans une dynamique sociale, sans pour autant les réduire à un cadre institutionnel formel.

a. Objectifs de l'enquête

Dans le cadre de notre étude, une enquête a été effectuée pour appréhender la première perception de l'hydrogène comme potentiel énergétique. Sachant que l'échantillon n'a qu'une petite idée de l'hydrogène comme potentiel énergétique. Les résultats présentés ci-dessous résultent du traitement de données recueillies grâce à un questionnaire

diffusé en ligne [3]. Cent trente-cinq participants ont répondu : 78 hommes, 57 femmes. Les différents facteurs et caractéristiques sont expliqués par le tableau suivant :

TABLEAU 10-FACTEURS ET CARACTÉRISTIQUES DE L'ÉTUDE SUR L'ACCEPTABILITÉ SOCIALE

Facteurs	Caractéristiques
La perception des problèmes environnementaux	Genre
La perception des problèmes liés aux énergies fossiles	Age
L'importance perçue de l'utilité de l'hydrogène	Niveau d'études
La confiance dans les politiques	Pays
Les effets négatifs	Genre

b. Résultat de l'enquête

Sur 135 participants, 82,2% accordent de l'importance aux problèmes environnementaux tels que le réchauffement climatique, la pollution de l'air, l'épuisement des énergies fossiles ou encore la nécessité du développement d'énergies renouvelables, contre 16,3% qui accordent peu ou pas d'importance et 1,5% qui ne se prononcent pas. Aussi, 87,4% sont prêts à abandonner les sources d'énergies rationnelles afin de se reconvertir aux énergies écoresponsables. Cependant, 54,1% jugent que l'utilisation de l'hydrogène pourrait avoir un impact négatif sur la santé de la population. Puis pour la sécurité de l'hydrogène, la majorité préfère rester neutre. Enfin, la majorité ne fait pas confiance au politique de son pays sur la question de l'hydrogène.

Durant cette étude, nous avons remarqué que plus le niveau d'études est élevé, plus le sujet a des idées positives sur l'hydrogène : comme l'aspect sécuritaire de l'hydrogène et les impacts sur la santé de la population ; et accorde de l'importance aux problèmes environnementaux. Aussi, au niveau de la politique de l'état, les sujets vivant en Afrique, ne font pratiquement pas confiance à leur gouvernement.

Malgré que l'échantillon ait une faible perception sur le sujet, nous remarquons que l'hydrogène a un fort taux d'acceptabilité sociale. Les résultats de l'étude nous conduisent à retenir que l'acceptabilité sociale de l'hydrogène comme potentiel énergétique par les individus est dépendante des connaissances (niveau d'études), de la confiance accordée à la politique du gouvernement, de l'impact environnemental, de l'utilité pour la planète et de l'individu, et enfin de l'aspect sécuritaire.

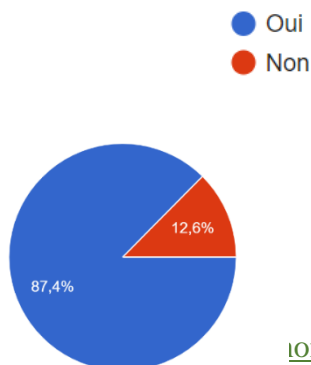


FIGURE 27-CONVERSION VERS LES ÉNERGIES RENOUVELABLES

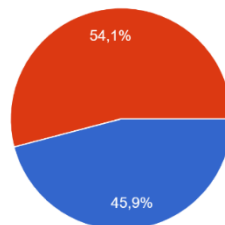


FIGURE 23-IMPACT NÉGATIF SUR LA SANTÉ DE LA POPULATION



FIGURE 26- L'IMPORTANCE LIÉE AUX PROBLÈMES ENVIRONNEMENTAUX



FIGURE 24-CONFIANCE A LA POLITIQUE DE GESTION DE L'ÉTAT

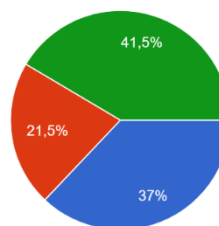


FIGURE 25-SÉCURITÉ DE L'HYDROGÈNE

2. SWOT

La matrice SWOT est un outil de stratégie permettant de déterminer les options offertes dans un domaine d'activité stratégique. En outre, comme l'indique son sigle S.W.O.T, il permet d'étudier les forces (strengths), les faiblesses (weaknesses), les opportunités (opportunities) et enfin les menaces (threats). Le résultat obtenu a été réalisé grâce aux études précédentes.

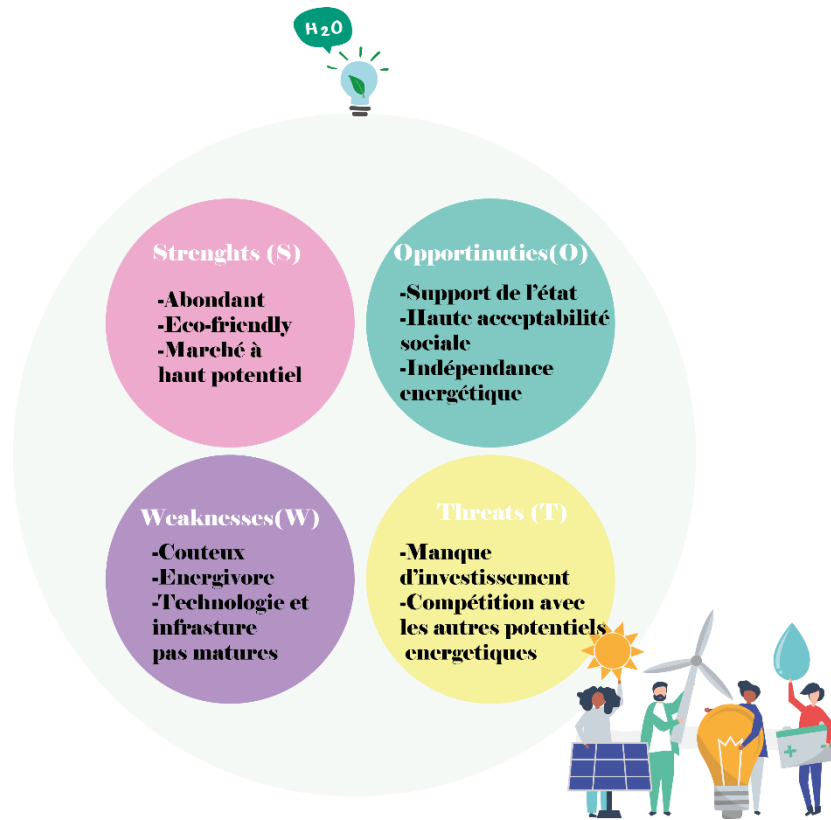


FIGURE 28-SWOT DE L'HYDROGÈNE

V. Les enjeux de la transition énergétique en l'Afrique

Malgré que l'Afrique contribue peu à la pollution de la terre avec seulement 4% de l'émission de CO₂ sur terre, l'Afrique devra aussi se concentrer sur la transition énergétique comme le reste du monde. En effet, bien qu'il ne contribue pas beaucoup, l'Afrique est aussi touchée par les conséquences du changement climatique (sécheresse, feux de brousse, hausse température, changement de climat). Alors, il devrait prendre des mesures afin de dé-carboniser son économie, le transport et les ménages. Sans aussi oublier que l'Afrique est confrontée à une forte croissance démographique. Donc d'ici 2050, la population de l'Afrique devrait doubler soit ¼ de la population mondiale. Donc on aura une forte augmentation de besoin en énergie. Et le principal défi serait l'électrification, qui les sources principales en Afrique sont d'énergies fossiles.

En outre, la technologie de l'hydrogène peut débloquent la quantité d'énergie renouvelable inexploitée en Afrique. En effet l'Afrique a une très grande capacité photovoltaïque et éolienne. La production et la consommation d'hydrogène locale pourrait éviter l'importation de combustibles fossiles et de produits chimiques. D'autant plus, avec la crise des énergies actuelles causée par la guerre en Ukraine, l'Afrique est en train de subir l'utilisation de combustibles de mauvaises qualités, engendrant ainsi des coupures de courant etc. Les économies découlant de cette réduction et de la réduction de la pollution(externalités) ainsi que des avantages socioéconomiques, pourraient financer de nouveaux programmes sur l'hydrogène. L'exploitation à grande échelle de l'hydrogène en Afrique subsaharienne, pourrait permettre l'électrification de la région mais aussi des zones les plus reculées n'ayant pas accès à l'électricité. Ceci pourrait être un début de changement. Car cette exploitation pourrait ainsi développer plusieurs secteurs socio-économiques en Afrique.

D'après le rapport de l'AFREC (Commission Africaine de l'énergie) la voie à suivre pour une transformation énergétique en Afrique autour des sept objectifs stratégiques suivants :

- Construire l'infrastructure énergétique nécessaire au développement économique et social, à commencer par l'agriculture, qui emploie la plus grande proportion de la population dans la plupart des régions du continent ;
- Développer le secteur des énergies renouvelables à la lumière de l'Accord de Paris afin d'exploiter le grand potentiel de l'Afrique en matière d'énergie solaire, éolienne, hydroélectrique et autres sources renouvelables et de renforcer les capacités africaines de développement de ces technologies ;
- Programmes d'efficacité énergétiques pour les bâtiments, l'industrie et les transports.
- Examiner avec soin le rôle possible des gazoducs aux niveaux national, régional et intercontinental, lorsque cela peut se justifier d'un point de vue climatique et économique à long terme, en tenant compte des risques liés aux

actifs immobilisés et de la nécessité au niveau mondial d'abandonner rapidement les combustibles fossiles ;

- Développer un réseau électrique africain intégré qui réduirait considérablement les coûts moyens de l'électricité sur le continent et renforcerait la durabilité et la sécurité énergétiques ;
- Dé-carboniser le secteur de l'énergie et les autres secteurs afin de placer les pays sur la trajectoire d'une énergie à émissions de carbone faibles ou nulles et d'honorer les engagements nationaux pris dans le cadre de l'Accord de Paris ;
- Mettre en œuvre une approche systématique d'innovation à l'échelle du continent afin de mobiliser les capacités de recherche et développement nécessaires pour atteindre tous les objectifs susmentionnés.

Un tel programme devrait inclure la fabrication locale d'équipements sobres en énergie, ainsi que des interventions réglementaires et comportementales.

Cependant, en ce moment, TOTAL énergie Afrique est accusé de bombe climatique. En effet, Totalenergie est en train de réaliser le projet le plus climaticide en cours EACOP (et Tilenga) en Afrique. Ce projet produira 34 millions de tonnes de CO2 chaque année. Cette situation nous pose à nous questionner sur l'avenir de la transition énergétique en Afrique. Avec ces récentes découvertes d'énergies fossiles en Afrique, ira-t-on vers une dé-carbonisation de l'économie d'ici 2050?

CONCLUSION

La situation climatique actuelle est critique. Afin de maintenir la terre sous 1,5°C, il serait important de réduire les émissions de gaz à effet de serre. De ce fait, il est nécessaire de trouver des alternatives énergétiques pour réduire les GES.

L'objectif général de notre étude porte sur l'hydrogène comme potentiel énergétique. D'abord, nous avons identifié les moyens de production les plus fiables qui sont :

- Le reformage à méthane
- La pyrolyse de méthane
- L'électrolyse

D'après notre étude, le reformage à méthane est la méthode de production la plus utilisée dans le cadre industriel, néanmoins il y'aurait des cas de fuites de gaz naturel dans l'air. Ensuite, la pyrolyse de méthane serait un candidat idéal, mais à l'échelle industrielle cette méthode de production n'est pas assez mature. Enfin, l'hydrogène serait une méthode de production efficace. Néanmoins, son cout reste très élevé.

Ensuite nous avons identifié des dispositifs de logistique sécuritaire subdivisé en 2 points :

- Les moyens et méthodes de stockage : Malgré que le stockage de l'hydrogène dans des bouteilles à haute pression est le moyen le plus utilisé, sa capacité de stockage dans un volume raisonnable est faible. Aussi, il est lié à des problèmes de sécurité comme la baisse de la pression et des fuites de gaz, et son cout de stockage reste élevé. Le stockage sous forme liquide est moins couteux, néanmoins il présente aussi quelques limites comme les pertes thermiques. Enfin le stockage sous forme liquide qui sa seule limite est son manque de maturité à l'échelle industrielle.

Ensuite, la méthanation est une bonne méthode de stockage, sachant que le gaz à effet de serre est valorisé et recyclé, aussi il répond au problème du surplus de production durant les périodes de forte demande. Enfin, le stockage en cavités

de sel, qui lui aussi pourrait réguler le surplus de production mais aussi, peut stocker l'hydrogène en très grande quantité.

- Transport et distribution : l'hydrogène peut être transporté par gazoduc, par transport routier et par voie maritime et distribué dans des stations à hydrogène.

Enfin, les principaux enjeux liés à l'hydrogène sont :

- Ses coûts de production, de transport et de stockage sont élevés
- Le sujet sur l'hydrogène est encore en cours de recherches
- Seule la méthode de l'hydrolyse est vraiment « durable »
- Pas assez d'infrastructures
- Possible concurrence avec l'industrie des énergies fossiles

Avec la crise de l'énergie actuelle causée par la guerre en Ukraine, il serait urgent de trouver des sources d'énergies qui pourrait compenser cette dernière. Or, le monde est aussi confronté au changement climatique. De ce fait, le recours aux énergies à zéro émission serait la situation parfaite dans ce contexte ; comme l'hydrogène. D'autant plus, bien qu'il soit durable, il pourrait aussi aider les États surtout ceux de l'Afrique à être énergétiquement indépendants.

Bibliographie

- [1 S. Tsu, L'art de la guerre.
]
- [2 F. Mayor, Un nouveau monde, p. page 39.
]
- [3 R. B. Gupta, HYDROGEN FUEL Production, Transport, and Storage.
]
- [4 J. Vernes, L'Île mystérieuse.
]
- [5 Lavoisier, Traité élémentaire de chimie.
]
- [6 R. B. Gupta, HYDROGEN FUEL Production, Transport, and Storage,.
]
- [7 R. B. Gupta, HYDROGEN FUEL Production, Transport, and Storage.
]
- [8 www.strategie.gouv.fr. [En ligne].
]
- [9 <https://www.engineering-airliquide.com/fr/reformage-autotherme-atr-generation-gaz-synthese>. [En ligne].
- [1 A. LulloA.Kumar, « Comparative assessment of blue hydrogen from steam methane
0] reforming, autothermal reforming, and natural gas decomposition technologies for
natural gas-producing regions,».
- [1 H. e. Jacobson.
1]
- [1 A. f. p. l. e. l. p. combustibles, «TRANSPORT ET DISTRIBUTION DE L'HYDROGENE».
2]
- [1 [En ligne]. Available: <https://leonard.vinci.com/transport-et-stockage-dhydrogene/>.
3]
- [1 [En ligne]. Available: [https://www.futura-](https://www.futura-sciences.com/planete/definitions/developpement-durable-gazoduc-7043/)
4] [sciences.com/planete/definitions/developpement-durable-gazoduc-7043/](https://www.futura-sciences.com/planete/definitions/developpement-durable-gazoduc-7043/).

- [1 [En ligne]. Available: <https://www.h2-mobile.fr/actus/stations-hydrogene-deploiement-record-2021/#:~:text=Ce%20sont%20d%C3%A9sormais%20685%20stations,86%2C%20dont%2060%20en%20Californie..>
- [1 N. D. S. Mehmet Sankir, Hydrogen storage technologies.
6]
- [1 [En ligne]. Available: <https://energies.airliquide.com/fr/mediatheque-planete-hydrogene/comment-stocker-lhydrogene#:~:text=Les%20m%C3%A9thodes%20de%20stockage%20de,hydrog%C3%A8ne%20avec%20certains%20alliages%20m%C3%A9talliques..>
- [1 H. S. EE-consultant énergie environnement.
8]
- [1 Ahmet Ozarslan, « Large-scale hydrogen energy storage in salt caverns,» *International journal of hydrogen energy* 37, Vols. %1 sur %214265- 14277, 2012 .
9]
- [2 D. D. ,. A. R. K. Papadias, «08 HYDROGEN; Bulk storage of hydrogen; Hydrogen storage in lined rock caverns; Hydrogen storage in salt caverns; Underground hydrogen pipe,» *International Journal of Hydrogen Energy*, 2021.
0]
- [2 <https://www.techniques-ingenieur.fr/base-documentaire/procedes-chimie-bio-agro-th2/fabrication-des-grands-produits-industriels-en-chimie-et-petrochimie-42319210/hydrogene-j6368/proprietes-du-dihydrogene-j6368v2niv10001.html>. [En ligne].
1]
- [2 Blanco, 2021.
2]
- [2 Youmatter.world. [En ligne].
3]
- [2 O. p. d. d. c. s. e. technologiques.
4]
- [2 S. Julian, «Express Sciences,» 19 05 2021. [En ligne].
5]
- [2 Depraz, 2016.
6]
- [2 Gendron, 2014.
7]



[2 [En ligne]. Available:

8] https://docs.google.com/forms/d/12_lcS0VcfddO1wS_56Fb8M2Ttvqa-IIByHsiYHQA7wU/edit#responses.