

الجمهورية الجزائرية الديمقراطية الشعبية  
**REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE**  
وزارة التعليم العالي والبحث العلمي  
**Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique**  
جامعة أبي بكر بلقايد - تلمسان -  
Université Aboubakr Belkaïd – Tlemcen –  
Faculté de TECHNOLOGIE



## **MEMOIRE**

Présenté pour l'obtention du **diplôme** de **MASTER**

**En** : Génie mécanique

**Spécialité** : Energétique

**Par** : ZERGUINI ABDELHAK

### **Sujet**

Synthèse sur les électrolyseurs utilisés sur une plateforme offshore de production d'hydrogène

Soutenu publiquement, le 26 /09 / 2023, devant le jury composé de :

M. ALIANE Abdennour	MCB	Univ. Tlemcen	Président
Mme. KHALDI Souhila	MCB	Univ. Tlemcen	Examinateur
M SELADJI Chakib	Professeur	Univ. Tlemcen	Encadreur

Année universitaire : 2022 /2023

# *Remerciements*

Tout d'abord, je tiens à remercier « **ALLAH** » le tout puissant de m'avoir donnée la force, le courage et la volonté de réaliser ce travail.

Je tiens mes remerciements, et vive gratitude à mon encadreur professeur **CHAKIB SELADJI**, de m'avoir proposé ce sujet et d'avoir consacré beaucoup de son temps à la réalisation de ce mémoire. De plus, je tiens à lui exprimer ma profonde reconnaissance pour ses compétences, sa confiance, ses conseils et ses encouragements.

Je tiens à remercier monsieur le Docteur Aliane Abdenour, pour avoir accepté de présider le jury.

Je tiens à remercier madame le Docteur **KHALDI Souhila**, pour m'avoir fait l'honneur d'examiner ce travail.

Ma reconnaissance et mes remerciements s'adressent aussi à tous mes enseignants et l'équipes pédagogiques de la faculté de technologies à l'université **ABOU BEKR BELAIKD Tlemcen**.

Merci à toutes les personnes qui ont aidé, de près ou de loin, à la réalisation de ce mémoire.

# *Dédicaces*

Je dédie ce travail à mes parents

et

À toutes les personnes qui ont œuvré,  
de près ou de loin, à la réalisation de ce mémoire.

# *Abstract*

This work explores hydrogen as a key energy vector in the transition toward a cleaner and more sustainable economy. Hydrogen is studied in-depth from the perspectives of its production, storage, distribution, and potential applications. The research delves into various methods of hydrogen production, including methane steam reforming, natural gas pyrolysis, and water electrolysis, highlighting the advantages and disadvantages of each approach in terms of energy efficiency, carbon footprint, and costs. The study also reviews two case studies involving offshore hydrogen production platforms powered by renewable energy. In summary, this bibliographic research provides a comprehensive overview of hydrogen as a green energy source and examines the technological advancements and regulatory and policy initiatives that are shaping its role in the global energy transition towards a cleaner and more sustainable future.

# *Résumé*

Ce travail explore l'hydrogène en tant que vecteur énergétique clé dans la transition vers une économie plus propre et durable. L'hydrogène est étudié en profondeur du point de vue de sa production, de son stockage, de sa distribution et de ses applications potentielles. La recherche se penche sur les différentes méthodes de production d'hydrogène, la vaporeformage du méthane, et la pyrolyse du gaz naturel, et l'électrolyse de l'eau en mettant en évidence les avantages et les inconvénients de chaque approche en termes d'efficacité énergétique, d'empreinte carbone et de coûts. La recherche passe également en revue deux cas d'études portant sur des plateformes offshore de production d'hydrogène qui utilisent une énergie renouvelable. En résumé, cette recherche bibliographique fournit un aperçu complet de l'hydrogène en tant que source d'énergie verte et examine les avancées technologiques et les initiatives politiques et réglementaire qui façonnent son rôle dans la transition énergétique mondiale vers un avenir plus propre et plus durable.

# ملخص

هذا العمل يستكشف الهيدروجين كمتجه طاقي رئيسي في الانتقال نحو اقتصاد أكثر نظافة واستدامة. يتم دراسة الهيدروجين بعمق من منظور إنتاجه وتخزينه وتوزيعه وتطبيقاته المحتملة. يتناول البحث أساليب متعددة لإنتاج الهيدروجين، بما في ذلك تكرير البخار للميثان وتفكك الغاز الطبيعي وتحليل المياه، مسلطاً الضوء على مزايا وعيوب كل نهج من حيث الكفاءة الطاقية وأثر الكربون والتكاليف. يستعرض الدراسة أيضاً حالتها دراسة تتعلقان بمنصات إنتاج الهيدروجين البحرية القابلة لإعادة التدوير والمدعومة بالطاقة المتجددة. في ختام الأمر، يقدم هذا البحث الببليوغرافي لمحة شاملة عن الهيدروجين كمصدر للطاقة الخضراء ويفحص التطورات التكنولوجية والمبادرات التنظيمية والسياسية التي تشكل دوره في الانتقال الطاقي العالمي نحو مستقبل أكثر نظافة واستدامة.

Remerciements	
Abstract	
Résumé	
ملخص	
Liste des figures	
Liste des tableaux	
Introduction Générale .....	14

## Chapitre I: Situation mondiale de l'énergie

Introduction .....	17
1.1. Production d'énergie.....	17
1.2. Disparités des consommations d'énergie dans les différentes zones économiques .....	20
1.3. Perspectives à moyen et long terme. Evolution de la demande énergétique mondiale.....	20
1.4. Energie et environnement .....	22
1.5. Les combustibles fossiles : où en sommes-nous des réserves ? .....	25
□ <i>Le transport routier : un secteur captif pour l'industrie pétrolière</i> .....	27
□ <i>Production et consommation de gaz naturel</i> .....	31
1.6. Quelles ressources peuvent être utilisées à l'avenir .....	35
Conclusion.....	36

## Chapitre II: Historique de l'hydrogène

Introduction .....	38
2.1. L'historique de l'hydrogène .....	38
2.2.1. Caractéristiques physicochimiques.....	46
a. Energie d'inflammation .....	51
b. L'auto-inflammation.....	52
2.2.2. Explosivité .....	52
a. Limites d'explosivité, plage d'explosivité.....	52
b. Régimes d'explosion .....	54
c. <i>Quel régime pour quelle explosion ?</i> .....	55
Conclusion.....	56

### Chapitre III: Historique de l'hydrogène

Introduction .....	58
3.1. Préambule .....	58
3.2. Production d'hydrogène à partir des combustibles fossiles .....	60
3.2.1. La production d'hydrogène par vaporeformage .....	60
3.2.1.1. Le vaporeformage de gaz naturel.....	60
▫ <i>Principales réactions chimiques</i> .....	60
▫ <i>Purification du gaz de synthèse</i> .....	61
3.2.2. Vaporeformage de coupes pétrolières légères .....	62
3.2.3. Investissement, consommation d'utilités et rendement énergétique.....	62
3.3. La production d'hydrogène par oxydation partielle .....	66
3.3.1. Oxydation partielle de résidus pétroliers lourds .....	66
3.3.2. Oxydation partielle de gaz naturel.....	69
3.4. Investissement, consommation d'utilités et rendement énergétique.....	69
3.4.1. Perspectives sur l'avenir .....	71
3.5.2. Reformage autotherme .....	72
3.5.3. Reformage du méthanol .....	73
3.5.4. Reformage du méthanol .....	74
3.5.4. Procédés plasma pour la décomposition du gaz naturel en hydrogène et carbone .....	75
3.6. Production d'hydrogène à partir de l'électrolyse de l'eau .....	76
3.6.1. L'électrolyse de l'eau .....	77
3.6.2. Electrolyse alcaline.....	78
3.6.3. Electrolyse acide PEM (Proton Exchange Membrane).....	80
3.6.4. Electrolyse à haute température (PCFC ou SOEC) .....	82
3.7. Unité de production d'hydrogène en Mer .....	83
3.7.1. La Platform de production d'hydrogène Offshore.....	86
3.7.1.1. L'hydrogène produit par les électrolyseurs dans cette station :.....	86
3.7.1.2. Etude technico-économique des scénarios de production offshore éolienne vers hydrogène étude de cas du Royaume Uni:.....	89
3.8. Comparaison et développement des diverses filières .....	92
3.9. Types de plateformes et les électrolyseurs utilisés .....	92
3.10. Quelques Fabricants et développeurs d'électrolyseurs .....	94
<b>3.10.1.</b> Technologie alcaline .....	101
<b>3.10.2.</b> Technologie PEM .....	104
3.10.2.1. Technologie « basse pression » (inférieure à 100 bars) .....	104

3.10.2.2. Technologie « haute pression » (supérieure à 100 bars) .....	107
3.10.3. Technologie haute température SOEC.....	107
Conclusion : .....	109

**Chapitre VI: Législations et normes**

Introduction .....	111
4.1. En Europe.....	111
4.2. En Allemagne.....	113
4.3. En Algérie : .....	114
Conclusion.....	115
Conclusion Générale.....	112
Références.....	112

Figure 1.1. Evolution de la production d'énergie primaire (en millions de toe: ton of oil equivalent, 1 toe = 1 tep) .....	18
Figure 1.2. Evolution de la consommation mondiale d'énergie.....	19
Figure 1.3. Evolution de la production d'énergie primaire en Mtep par type de source d'énergie ..	21
Figure 1.4. Prévisions de consommation d'énergie en 2040, selon les secteurs et le scenario. ....	22
Figure 1.5. Évolution des émissions de CO <sub>2</sub> par type de combustible (millions de t de CO <sub>2</sub> ) .....	23
Figure 1.6. Evolution des émissions de CO <sub>2</sub> par zone économique (millions de t de CO <sub>2</sub> ) .....	24
Figure 1.7. Évolution des réserves de pétrole par zone géographique de 1998 à 2018 (3).....	28
Figure 1.8. Répartition de la demande de produits pétroliers par secteurs dans le monde, selon les scenarii, en 2040 .....	30
Figure 1.8. Evolution de la part du gaz naturel dans le bilan énergétique mondial 1973 – 2017 (Mtoe = Mtep).....	32
Figure 1.9. Evolution 1973-2016 de la part de la production de gaz naturel dans les différentes régions .....	33
Figure 1.10. Evolution de la consommation selon les zones géographiques .....	33
Figure 1.12. Évolution des deux modes de transport de gaz (2).....	35
Figure 2.1. L'expérience de Lavoisier.....	39
Figure 2.2. Lavoisier .....	39
Figure 2.3. Dispositif de Lavoisier et Meusnier pour produire de l'hydrogène .....	40
Figure 2. 4. Ballon à hydrogène (appelé la “charlière”) de J. A. Charles en 1783.....	41
Figure 2. 5. Expérience d'électrolyse de l'eau de Nicholson et Carlisle .....	42
Figure 2.6. Véhicule d'Isaac de Rivaz, la première automobile à moteur à combustion interne	42
Figure 2.7. La pile à combustible et son principe.....	43
Figure 2.8. Moteur–fusée Vinci (Moteur de la future fusée Ariane 6) .....	44
Figure 2.9. Goeffrey Ballard.....	45
Figure 2.10. Pile à combustible pour véhicules (75-150 kW).....	45
Figure 2.11. Courbe d'équilibre liquide – vapeur pour l'hydrogène.....	48
Figure 2.12. Compressibilité de l'hydrogène à 21°C (source Dynetek).....	49
Figure 2.13. Triangle du feu .....	50
Figure 2.14. LIE et LSE des mélanges H <sub>2</sub> /O <sub>2</sub> en fonction de la pression et température [11].....	53
Figure 2.15. Domaine d'explosivité de l'hydrogène du propane et du méthane.....	53
Figure 2.16. Evolution de la surpression pour un régime de déflagration .....	54
Figure 2.17. Evolution de la surpression pour un régime de détonation .....	55
Figure 3.1. Bilan matière comparé des deux voies de purification de l'hydrogène .....	64
Figure 3.2. La chaîne « hydrogène » .....	76
Figure 3.3. L'électrolyse alcaline.....	79

Figure 3.4. Trois unités d'électrolyseur alcalin Enertrag de 2 MW unitaire – 1000 m <sup>3</sup> /h .....	79
Figure 3.5. L'électrolyse PEM.....	81
Figure 3.6. Electrolyseur PEM AREVA H <sub>2</sub> Gen/CETH2 120 Nm <sup>3</sup> /h (2015).....	81
Figure 3.7. L'électrolyse SOEC.....	82
Figure 3.8. Le système réversible SOEC/SOFC [14].....	83
Figure 3.9. Schéma de la production d'hydrogène offshore [16] .....	85
Figure 3.10. Le modèle d'une station de production centralisé d'hydrogène offshore dans la mer baltique [17].....	85
Figure 3.11. Annual hydrogen production depending on wind speed in 2021 .....	87
Figure 3.12. Diagramme schématique de la production d'hydrogène, d'ammoniac et de toluène/MCH utilisant l'électricité des parcs éoliens offshore [26] .....	90
Figure 3.13. Comparaison des performances des diverses technologies [27].....	92
Figure 3.14. Le déploiement du marché des électrolyseurs .....	92
Figure 3.15. Estimation du coût de l'hydrogène en fonction du mode de production .....	93
Figure 3.16. Caractéristiques de la plateforme Type A.....	94
Figure 3.17. Caractéristiques de la plateforme Type B.....	95
Figure 3.18. Caractéristiques de la plateforme Type C .....	96
Figure 3.19. Résumé d'une évaluation des coûts de l'énergie éolienne réalisée par l'Agence néerlandaise d'évaluation environnementale .....	97
Figure 3.20. Hypothèses concernant l'électrolyseur Silyzer.....	99
Figure 3.21. Hypothèses concernant la plateforme d'électrolyseur Type C.....	100
Figure 3.22. Electrolyseur alcalin ELT type S 556, 760 Nm <sup>3</sup> /h – 30 bars.....	101
Figure 3.23. Electrolyseurs McPhy délivrés en Chine (2017).....	102
Figure 3.24. L'électrolyseur Hydrogen PRO de 1 100 Nm <sup>3</sup> /h (2022).....	103
Figure 3.25. L'électrolyseur Proton On site PEM de 13 MW .....	104
Figure 3.26. Le système Hydrogenics/StratosFuel de 2,5 MWe (2016) .....	105

Tableau 1.1. Production mondiale d'énergie primaire en 2017 en millions de tep (Mtep) . **Error! Bookmark not defined.**

Tableau 1.2. Consommation d'énergie primaire par habitant en 2015, en tep... **Error! Bookmark not defined.**

Tableau 1.3. Réserves d'énergies primaires fossiles (base 2017) . **Error! Bookmark not defined.**

Tableau 2.1. Limites d'inflammabilité de l'hydrogène et de combustibles courants ..... **Error! Bookmark not defined.**

Tableau 2.2. Inflammation de l'hydrogène et de combustibles courants .... **Error! Bookmark not defined.**

Tableau 2.3. Caractéristiques d'explosivité de l'hydrogène et du propane dans l'air à pression et température ambiantes ..... **Error! Bookmark not defined.**

Tableau 3.1. Les étapes du vaporeformage pour les voies méthanisation et PSA ..... **Error! Bookmark not defined.**

Tableau 3.2. Composition typique du gaz de synthèse obtenu par vaporeformage (avant conversion du CO) selon la nature de la charge..... **Error! Bookmark not defined.**

Tableau 3.3. Données économiques d'une unité de vaporeformage (Bases : 1er trimestre 2008 mais toujours valable en 2014) ..... **Error! Bookmark not defined.**

Tableau 3.4. Composition classique d'un gaz de synthèse (Charge : résidu pétrolier lourd) ..... **Error! Bookmark not defined.**

Tableau 3.5. Les étapes de l'oxydation partielle pour les technologies Texaco et Shell ..... **Error! Bookmark not defined.**

Tableau 3.6. Données économiques d'une unité d'oxydation partielle (Bases: premier trimestre 2008 mais toujours valable en 2014)..... **Error! Bookmark not defined.**

Tableau 3.7. Variabilité des compositions du gaz de synthèse produit par un ATR..... **Error! Bookmark not defined.**

# **Introduction**

## **Générale**

Les êtres humains se déplacent depuis la nuit des temps, mais pendant longtemps, ils se sont déplacés lentement, aussi lentement que leur évolution progressait. Leurs sources d'énergie n'ont pas changé depuis des milliers d'années : ils utilisent leur énergie (animaux, vent et eau) pour le transport, l'agriculture et l'industrie. Tout change au début du XIXe siècle avec le développement de la pratique du « pouvoir par le feu » prônée par Sadi Carnot et le décollage du bateau à vapeur [1]. Ils obtenaient l'énergie nécessaire du charbon grâce à la vapeur d'eau, qui devint le premier vecteur énergétique de l'histoire moderne. À la fin du XIXe siècle, tout s'est encore accéléré avec l'avènement du moteur à combustion interne et de l'électricité. Le premier était un appareil génial capable d'extraire l'énergie mécanique des carburants liquides pétroliers trouvés dans la nature. La seconde, de par les propriétés des constituants de la matière, est un nouveau vecteur d'énergie aux possibilités quasi infinies tel que nous le connaissons aujourd'hui à travers l'électronique et ses applications, prolongement le plus avancé et le plus prometteur de la révolution numérique actuelle.

Au cours du XXe siècle qui a suivi, chaque aspect de l'activité humaine a été révolutionné, voire bouleversé, par l'impact de ces deux révolutions technologiques. Avec la « civilisation automobile », le monde est entré dans « l'ère industrielle », à l'origine de profonds changements économiques et sociaux. Aujourd'hui, on mesure les conséquences de cette surexploitation qui a atteint un tel degré : l'épuisement des ressources fossiles, l'accumulation des déchets nucléaires, la pollution atmosphérique qui menace la santé publique, et l'effet de serre supplémentaire qui provoque le réchauffement de la planète. Cette évolution de l'énergie dévorante dans le monde occidental est continue et nourrit une croissance perpétuelle, qui est plus populaire en soi car ses bénéfices s'étendent à la planète entière est légal, alors que la plupart des gens en bénéficient avec peu ou même pas du tout.

Il faut aussi tenir compte de la croissance de la population mondiale par rapport à 1970 : elle va au moins doubler d'ici 2020 et probablement tripler d'ici la fin du XXIe siècle. Tout cela signifie que nous devons encore augmenter considérablement cette énorme facture énergétique, qui devrait doubler d'ici 2050 !

Dans ce contexte, l'hydrogène s'avère être un candidat très important, même s'il ne s'agit que d'un vecteur énergétique plutôt que d'une ressource primaire. De plus, l'hydrogène peut répondre aux problèmes climatiques grâce à l'utilisation rationnelle des énergies renouvelables, qui sont de nature décentralisée et aléatoire. L'hydrogène n'existe pas à l'état naturel, mais il peut bel et bien être synthétisé à partir de sources renouvelables. Outre sa fonction de vecteur énergétique, ses

propriétés de stockage sont exploitées, d'une part en s'affranchissant du caractère aléatoire de ces méthodes de production et d'autre part en répondant aux exigences fixées par les consommateurs d'énergie. Les piles à combustible constituent le chaînon manquant naturel, convertissant l'énergie chimique en électricité pouvant être manipulée avec des rendements élevés.

Le but poursuivi dans le cadre de ce travail est d'évaluer à travers une recherche bibliographique les différentes procédés de production d'hydrogène et ces technologies. Au premier chapitre sera traité la situation de l'énergie dans le monde, puis le deuxième chapitre abordera l'hydrogène d'une vue historique, en plus de ces propriétés physico-chimiques. Le troisième chapitre va passer en revue la production d'hydrogène dans ces différents procédés. Pour terminer avec un dernier chapitre qui mettra en lumière les différentes normes et législations qui régissent l'hydrogène dans le monde.

# **Chapitre I :**

# **Situation mondiale**

# **de l'énergie**

## **Introduction**

Les combustibles (Charbon, bois, hydrocarbures), les énergies mécaniques (hydraulique, éolienne, gravitation), l'énergie thermique (géothermique, solaire thermique), l'énergie électromagnétique (Photovoltaïque) et l'énergie nucléaire (radioactivité de l'uranium transformée en chaleur par la fission nucléaire) font partie de l'énergie primaire.

Le XX<sup>ème</sup> siècle a vu une grande utilisation du pétrole, ce qui a conduit à la généralisation de l'énergie produite par la combustion d'une tonne de pétrole en tant qu'unité d'énergie mondiale, appelée « tonne équivalent pétrole » ou tep. Une tep équivaut à 12 MWh, avec une valeur moyenne allant de 12,39 MWh à 11,63 MWh en fonction du pouvoir calorifique supérieur ou inférieur du pétrole<sup>1</sup>. En ce qui concerne l'électricité d'origine nucléaire, il est courant d'utiliser une unité qui prend en compte le rendement de conversion d'une centrale électronucléaire, soit 33 %, ce qui correspond à un facteur de conversion de 1 mégawattheure =  $0,086/0,33 = 0,2606$  tep.

### **1.1. Production d'énergie**

En ce qui concerne la production mondiale, les différentes sources d'informations statistiques présentent des différences mineures, certaines pouvant être expliquées et d'autres indiquent la difficulté de l'exercice.

Le tableau 1 ci-dessous, extrait des statistiques de l'IEA<sup>3</sup> pour l'année 2017, peut résumer la situation dans les premières années du XXI<sup>e</sup> siècle en recherchant les ordres de grandeur plutôt que la précision arithmétique.

Ce tableau montre que plus de 80 % de la production mondiale d'énergie a été basée sur les combustibles fossiles en 2017, avec une augmentation significative de la production de charbon au détriment des autres sources. De plus, il est observé que les ressources non renouvelables représentent 86,8 % de la production mondiale d'énergie primaire, une proportion inchangée par rapport à 2010.

Tableau 1.1. Production mondiale d'énergie primaire en 2017 en millions de tep (Mtep) [2]

Source primaire	Mtep	%
Pétrole	4 471	32
Charbon	3 786	27,1
Gaz naturel	3102	22,2
Nucléaire	685	4,9
Hydraulique	349	2,5
Renouvelables + déchets	1 579	11,3
TOTAL	13 972	100

Cependant, depuis 1973, cette production d'énergie primaire a changé au fil du temps. La croissance et la part de chaque source sont représentées à la Figure 1.1.

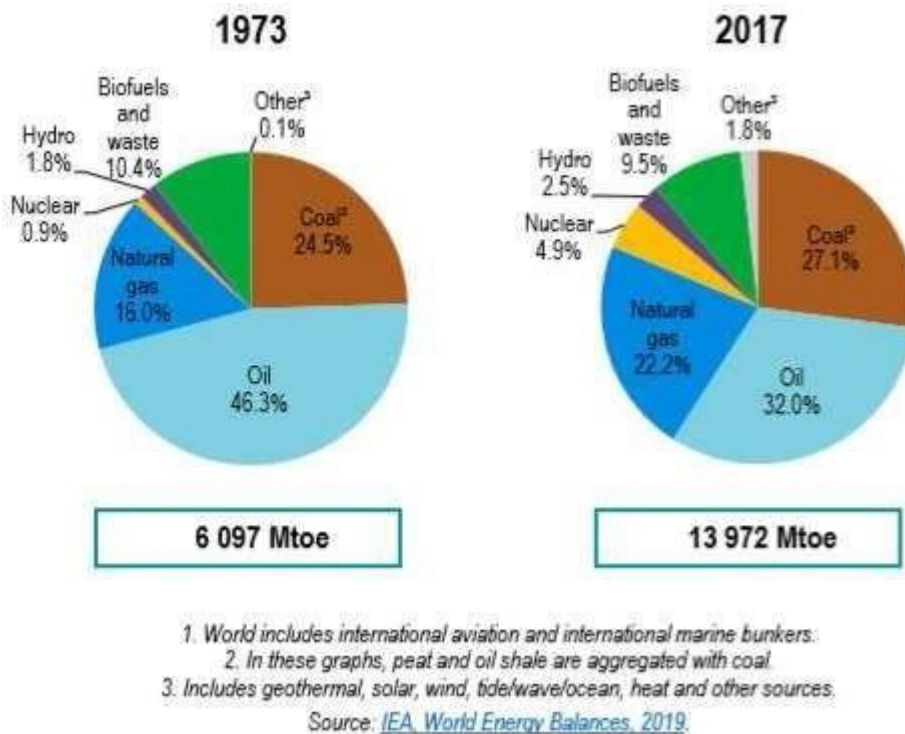


Figure 1.1. Evolution de la production d'énergie primaire (en millions de toe: ton of oil equivalent, 1 toe = 1 tep) [2]

La production primaire d'énergie a entraîné une consommation mondiale d'énergie de 9 717 Mtep en 2017. La consommation a connu une croissance régulière depuis 1971, comme le montre la Figure 1.2.

Selon le rapport de référence Renewables 2019 Global Status Report (GSR) de l'association REN21, 181 GW d'énergies renouvelables ont été installés en 2018, atteignant un nouveau sommet, augmentant ainsi la capacité totale de production d'électricité d'origine renouvelable pour atteindre environ 2 300 GW.

En 2017, les énergies renouvelables représentent désormais 19,3 % de la consommation finale d'électricité à l'échelle mondiale, tandis que les combustibles fossiles représentent 78,4 % et le nucléaire ne représente que 2,3 %.

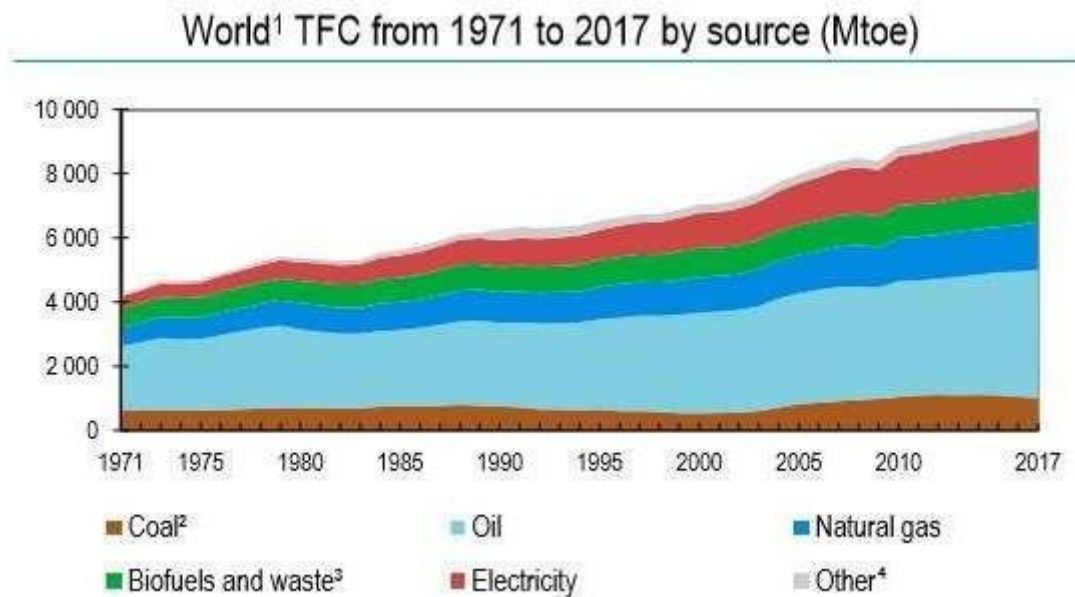


Figure 1.2. Evolution de la consommation mondiale d'énergie [2]

## 1.2. Disparités des consommations d'énergie dans les différentes zones économiques

On observe des disparités considérables entre les différentes régions économiques du monde : environ 1,6 milliard de personnes n'ont actuellement pratiquement pas accès à l'énergie.

Tableau 1.2. Consommation d'énergie primaire par habitant en 2015, en tep [3]

Zone économique	Consommation d'énergie primaire par habitant (tep/hab)
USA	6,80
Amérique Latine	1,28
O.C.D.E. dont	4,12
<i>Allemagne</i>	3,77
<i>France</i>	3,71
Afrique	0,66
Moyen Orient	3,21
Asie dont <i>Chine</i>	0,73
<i>Japon</i>	2,17
	3,38
Moyenne mondiale	1,86

## 1.3. Perspectives à moyen et long terme. Evolution de la demande énergétique mondiale

En se référant à l'influence de :

- La population mondiale augmentera de 9 à 10 milliards d'habitants d'ici 2050,
- les efforts des pays en voie de développement pour combler leur décalage économique (croissance économique de 8 à 10 % en Chine et en Inde),
- pour maintenir une légère augmentation de la demande énergétique des pays développés,

La demande d'énergie primaire continue de croître.

La figure 1.3 indique la prévision de l'évolution de la demande d'énergie par source d'énergie d'ici 2040.

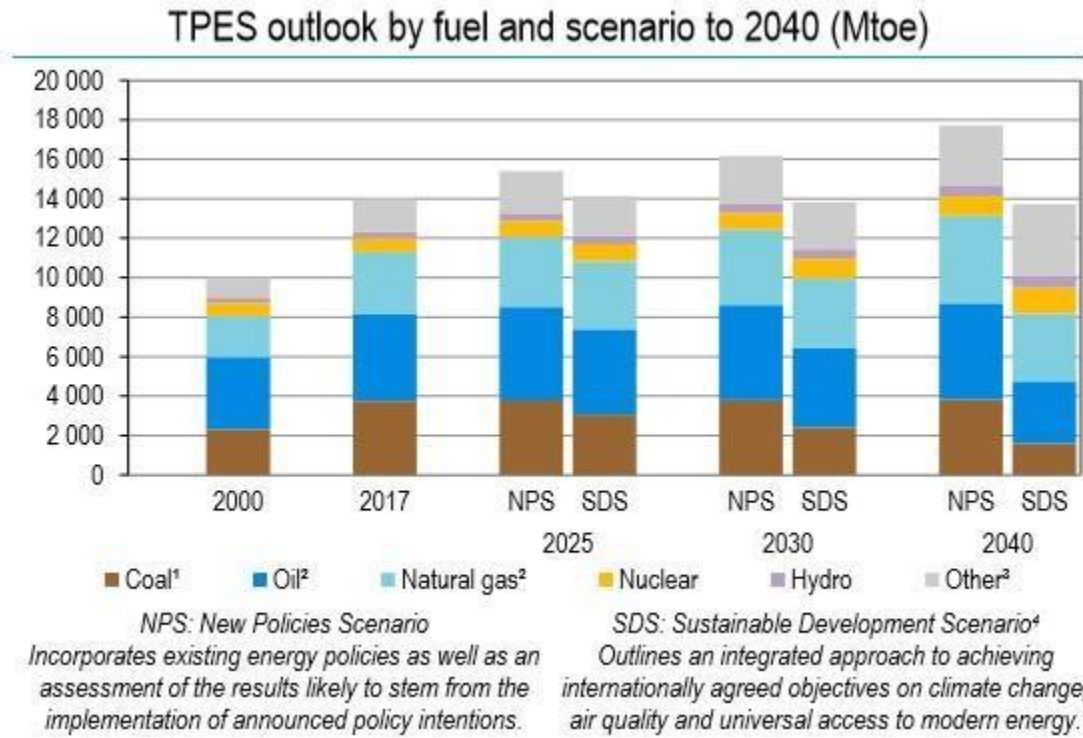


Figure 1.3. Evolution de la production d'énergie primaire en Mtep par type de source d'énergie [2]

Les spécialistes prévoient une croissance annuelle moyenne de 1,5 à 1,7 % pour les décennies à venir, ce qui entraîne une production mondiale d'environ 15 milliards de tep d'ici 2050.

La figure 1.4 montre les prévisions de consommation du secteur d'utilisation pour 2040, comparées à 8 918 Mtep en 2011 et 9 717 Mtep en 2017.

Total final consumption by sector and scenario in 2040

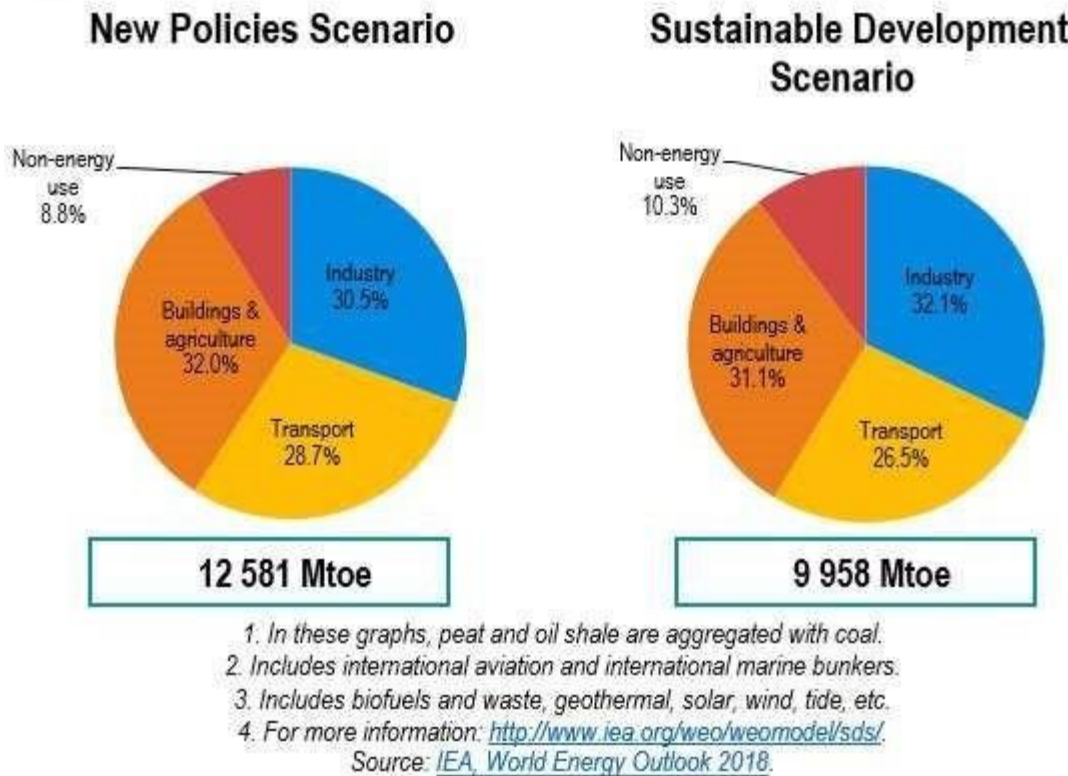


Figure 1.4. Prévisions de consommation d'énergie en 2040, selon les secteurs et le scénario.

### 1.4. Energie et environnement

L'augmentation des émissions de CO<sub>2</sub> est principalement liée à l'activité humaine et à la consommation d'énergie par la combustion de combustibles fossiles. Dans le dernier tiers du XXe siècle, la teneur en CO<sub>2</sub> de l'atmosphère terrestre a augmenté considérablement pour atteindre 415 ppmv en mai 2019, passant de 260 ppmv avant la période industrielle. Selon les chercheurs américains de la NOAA1, elle continue de croître à un rythme proche de 2 à 3 ppmv par an, soit 3 ppmv en 2015. L'augmentation récente des émissions est principalement due au développement économique de la Chine, comme le montre la figure 1.5.

La température moyenne du globe augmente en raison de l'accroissement de "l'effet de serre".

C'est ainsi que la température moyenne de l'air à la surface du globe a augmenté d'environ 0,75°C au cours du XXe siècle. Cependant, la température de réchauffement au cours des 50 dernières

années (0,13°C par décennie) a été supérieure à celle estimée pour l'ensemble du siècle et les 12 dernières années ont été classées comme les plus chaudes depuis 1850. Les changements climatiques causés par le réchauffement climatique peuvent entraîner une augmentation de la température moyenne de plusieurs degrés, ce qui entraîne la fonte des glaces polaires, ce qui entraîne une élévation significative du niveau des mers, une modification des courants marins, une augmentation des précipitations, des tornades, des modifications de la biodiversité, etc. En effet, ces événements ont déjà pris forme!

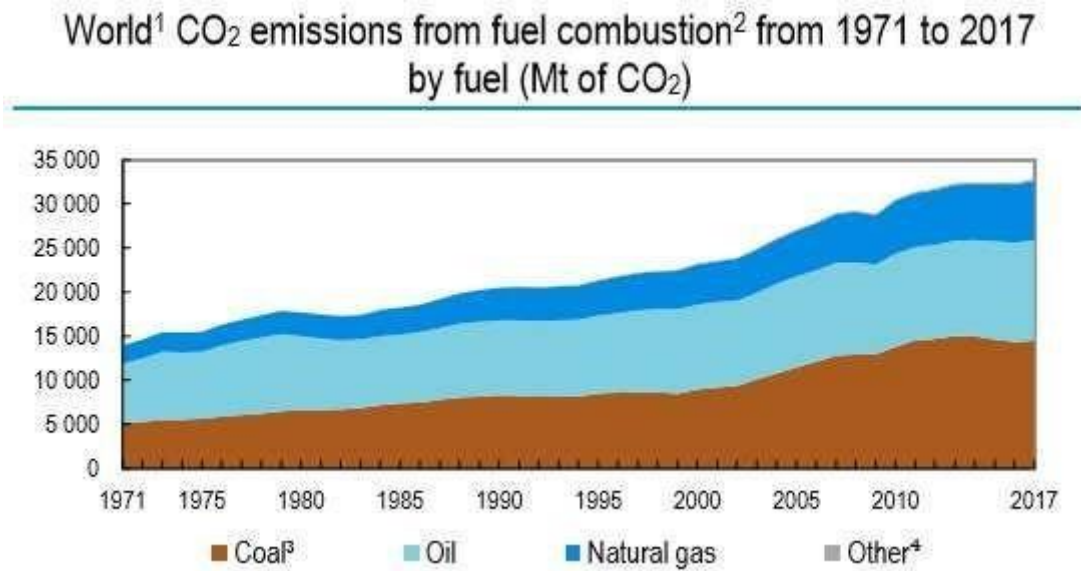


Figure 1.5. Évolution des émissions de CO<sub>2</sub> par type de combustible (millions de t de CO<sub>2</sub>) [2]

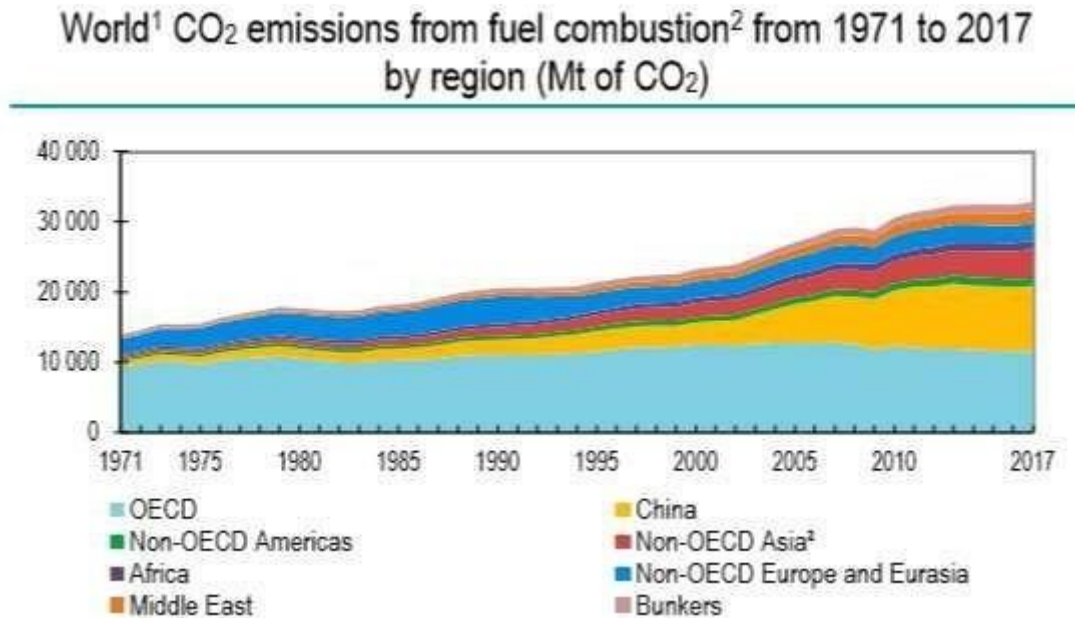


Figure 1.6. Evolution des émissions de CO<sub>2</sub> par zone économique (millions de t de CO<sub>2</sub>) [2]

Des accords internationaux ont été conclus sous l'égide de l'ONU, tels que le sommet de Rio en 1992 et le protocole de Kyoto en 1997, pour stabiliser les émissions mondiales à l'horizon 2008-2012 au niveau de celles de l'année 1990. Pour donner plus de liberté aux pays en voie de développement, les pays industrialisés se sont engagés à réduire en moyenne leurs émissions de 5,2 %, tandis que l'Union Européenne s'est engagée à réduire en moyenne leurs émissions de 20 % d'ici 2020.

La première étape du protocole de Kyoto n'est qu'un début modeste des efforts à entreprendre pour limiter la concentration de CO<sub>2</sub> dans l'atmosphère à 450 ppmv et limiter le réchauffement climatique mondial au cours du XXI<sup>e</sup> siècle à moins de 2 °C.

La volonté de l'Union Européenne de progresser en retenant la décision d'abaisser de 20% les émissions d'ici 2020 a été confirmée par les conférences internationales sur le climat de Durban en 2011, Doha fin 2012, Varsovie en 2013, puis la COP 21 à Paris en décembre 2015. Malheureusement, aucun de ces objectifs n'a été atteint!

L'Accord de Paris, qui a été ratifié en octobre 2016, essaie à nouveau de rattraper un peu le temps perdu. Il est officiellement prévu que le réchauffement climatique soit nettement inférieur à 2 d'ici 2100.

Par rapport aux niveaux préindustriels et poursuivre l'action menée pour limiter l'élévation des températures à 1,5 °C (article 2). Cependant, il est important de noter que les niveaux des émissions globales de gaz à effet de serre estimés en 2025 et 2030 sur la base des contributions prévues déterminées au niveau national ne sont pas compatibles avec des scénarios au moindre coût prévoyant une hausse de la température de 2 °C.

Il semble difficile d'augmenter considérablement la capacité des puits de CO<sub>2</sub> (surtout si les forêts amazoniennes continuent à être détruites), mais la neutralité carbone recherchée ne pourra être atteinte que si les émissions anthropiques sont équilibrées par les absorptions des puits de CO<sub>2</sub>. Il est évident que la seule solution consiste à réduire considérablement les émissions de CO<sub>2</sub> grâce à des économies d'énergie et au remplacement progressif des combustibles fossiles par des sources d'énergie non émettrices de gaz à effet de serre, telles que les sources d'énergie renouvelables et nucléaires.

### **1.5. Les combustibles fossiles : où en sommes-nous des réserves ?**

Le simple calcul du ratio R/P (réserves prouvées/consommation constatée) donne un nombre qui représente la durée de vie des réserves. Il est important de ne pas considérer ce chiffre, qui est exprimé en années, comme étant absolu, car les deux termes du ratio présentent des incertitudes. D'une part, les progrès dans la recherche et l'exploitation des réserves ont tendance à augmenter le taux de récupération et, par conséquent, le volume des réserves prouvées et la « durée » de ces réserves.

En revanche, la croissance de la demande dans les décennies à venir entraînera un doublement de la consommation annuelle, ce qui aura évidemment l'effet inverse sur la "durée" réserves. La situation en ce qui concerne le pétrole, le gaz naturel et les minéraux solides (charbon, bitumineux et lignite) est résumée dans le tableau 1.3.

Il est possible que la présence de 80 % des réserves de pétrole au Moyen-Orient, soit les 2/3, ait un impact géopolitique significatif à l'avenir. Cependant, les récentes découvertes et exploitations de gaz de schistes, qui sont mieux répartis sur la surface du globe, semblent pouvoir changer ces

résultats ainsi que la géopolitique associée, en augmentant considérablement le R/P du gaz naturel. Par exemple, les États-Unis, qui étaient principalement importateurs d'hydrocarbures jusqu'en 2010, sont désormais exportateurs de gaz de schistes.

Dans le secteur nucléaire, les réserves d'uranium « raisonnablement assurées » sont de 3 699 kt6 en 2013 (source CEA), avec les technologies actuellement utilisées (réacteurs eau PWR3 ou EPR4 et BWR5) et sans retraitement des combustibles, ce qui signifie un ratio R/P d'environ 60 ans.

assurer la transition vers la filière nucléaire « fusion contrôlée » qui pourrait déboucher vers la fin de ce siècle si les performances attendues pour cette filière se confirment (projet ITER7).

Tableau 1.3. Réserves d'énergies primaires fossiles (base 2017) [4]

	Réserves mondiales prouvées	R/P (au rythme actuel de la consommation) (années)
Pétrole (GTep)	239,3	50,2
Gaz naturel (trillions m <sup>3</sup> )	193,5	52,6
Minéraux solides (milliards tonnes)	1035	134

### Pétrole

Bien que la demande de pétrole ait augmenté considérablement entre 1860 et 1973, cela n'a pas été le cas pendant les 50 dernières années. La période actuelle de l'histoire du pétrole est dynamique, ce qui se reflète clairement dans sa consommation à l'échelle mondiale. Les événements qui ont eu un impact sur les marchés et les prix du pétrole incluent les chocs pétroliers de 1973 et 1979, qui ont conduit à un quadruplement du prix du pétrole en 1973 (de 2,5 \$/bbl à 10 \$/bbl) et en 1979 (10 à 40 \$/bbl), le contre-choc de 1986 (où le prix était inférieur à 10 \$/bbl), les phases de ralentissement/reprise économique et les conflits. La période la plus récente a été marquée par une augmentation des prix qui a commencé en 2004 (à 38 \$/bbl) pour atteindre 110 \$/bbl en 2010 (le Brent), puis s'est effondré en 2016 jusqu'à 43,7 \$ pour enfin se stabiliser un peu au-dessus de 60 \$ vers la fin 2017. En guise d'anecdote, il est possible de noter que le prix du pétrole était inférieur à zéro le 20 avril 2020, alors que l'économie mondiale était à l'arrêt et que toutes les réserves de pétrole du monde étaient pleines.

En raison de l'anticipation d'une augmentation de la consommation de pétrole d'ici 2030, l'une des principales difficultés pour l'industrie pétrolière est de renouveler et d'augmenter ses réserves pétrolières exploitables afin de satisfaire cette demande. Selon l'Agence Internationale de l'Énergie (1), l'augmentation prévue de 99,7 Mbbl/jour en 2035 serait principalement absorbée par le secteur des transports, qui est actuellement difficilement remplaçant le pétrole, en particulier le transport routier.

❖ *Le transport routier : un secteur captif pour l'industrie pétrolière*

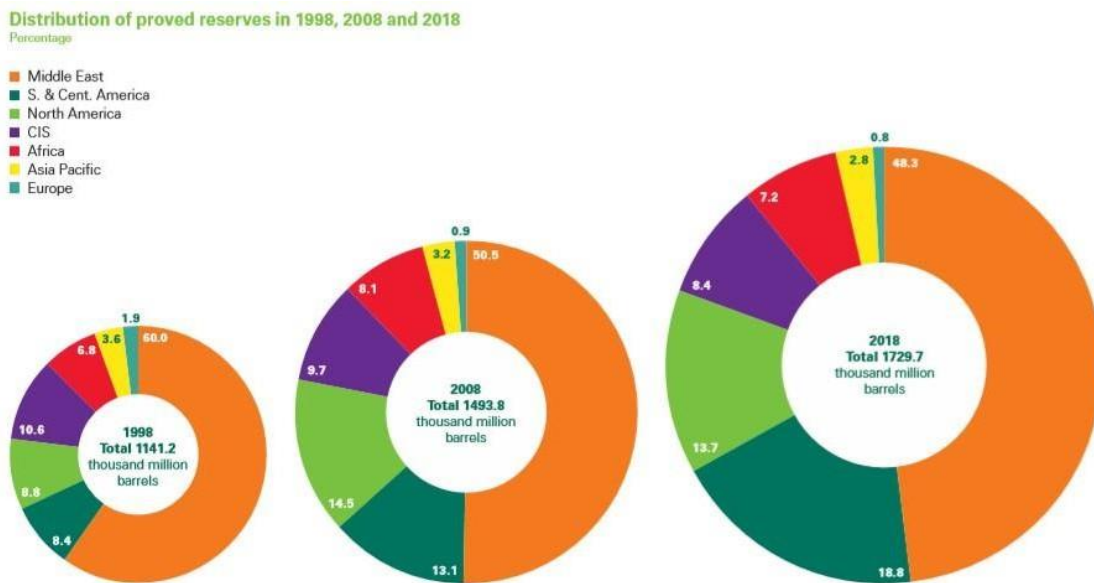
Pendant les 30 glorieuses, de 1945 jusqu'au premier choc pétrolier de 1973, la demande pétrolière mondiale a augmenté régulièrement. En 1974-1975, elle a fait une pause et a diminué suite au deuxième choc pétrolier de 1979 jusqu'en 1983. La demande mondiale a augmenté en moyenne au rythme de 1,5 % par an depuis 1985, atteignant 97,4 Mbbl/jl.

Depuis 2007, il y a eu un changement dans la demande entre l'OCDE et la Chine, dont la part a diminué de plus de 1 % par an. Les pays en voie de développement (PVD) qui ont connu une augmentation constante de leur importance.

En comparaison avec seulement 36 % au total en 1973, la demande de produits pétroliers (hors conversion en électricité dans des centrales thermiques) était destinée aux transports routiers et rail (49,2%), maritimes (6,8%) et aériens (8,1%).

Selon les prévisions de l'Agence Internationale de l'Énergie (AIE), la demande mondiale de pétrole devrait augmenter de 1,3 % par an d'ici 2030, ce qui représente une croissance annuelle inférieure à celle observée au cours des quinze dernières années. Il est prévu que la consommation dans la zone OCDE augmente de 0,6 % par an dans les 30 prochaines années, tandis que celle des PVD (Pays en Voie de Développement) augmente quatre fois plus rapidement, en particulier dans les pays en forte croissance comme la Chine et l'Inde, où elle atteint environ 3 % par an. Le secteur des transports, en particulier le transport routier, représenterait les deux tiers de cette augmentation. Les réserves qui ont été identifiées pour limiter l'augmentation prévue des consommations seront nécessairement limitées à la fin, car elles ne représenteraient qu'une cinquantaine d'années de consommation au rythme actuel.

Figure 1.7. Évolution des réserves de pétrole par zone géographique de 1998 à 2018 (3)



BP Statistical Review of World Energy 2019

15

Il est facile de comprendre à quel point toute amélioration destinée à réduire la consommation de carburant pétrolier dans les transports, en particulier dans les véhicules routiers, contribuera à prolonger la durée de vie des réserves en examinant ces quelques chiffres :

La création et la mise en œuvre de l'injection directe haute pression.

Des avancées technologiques et des recherches en cours concernant les moteurs à combustion interne comprennent de nouveaux modes de combustion HCCI-Homogeneous Combustion Compression Ignition ou CAI-Controlled Auto Ignition, le "downsizing" des moteurs (réduction

de la cylindrée à puissance constante), des recherches dans le domaine de la combustion ou de la distribution variable qui permettent d'espérer des gains en consommation de 10 à 30 % par rapport au moteur à combustion.

Les solutions alternatives de type véhicule hybride thermique-électrique permettent d'envisager un gain de consommation de 20 à 40 % par rapport au moteur conventionnel actuel, selon les domaines d'utilisation. Il convient de souligner que ce domaine est en pleine expansion ces dernières années.

Il est possible de s'attendre à une augmentation significative du nombre de véhicules électriques (batteries et piles à combustible) qui sont alimentés par des sources d'énergie renouvelables à moyen terme. On peut noter que la vente mondiale de véhicules électriques a atteint un nouveau sommet en 2019, atteignant 7,9 millions contre 2 millions en 2016.

Le pétrole représente 96 % de l'énergie utilisée par les transports routiers à l'échelle mondiale. Les énergies alternatives qui ont été utilisées depuis longtemps incluent le gaz naturel (GNV), le gaz de pétrole liquéfié (GPL), les carburants oxygénés provenant de sources chimiques ou agricoles (généralement mélangés avec des carburants pétroliers). En 2009, les carburants alternatifs ne représentaient que moins de 4% de l'énergie consommée par les transports.

En regardant vers l'avenir, la figure 3 résume les résultats de plusieurs hypothèses (4) et illustre les prévisions des spécialistes pour 2040. Si on prend les mesures nécessaires pour limiter l'augmentation de la température de 2 °C, la production de pétrole pourrait aussi bien baisser de 10 % qu'augmenter de 20 %.

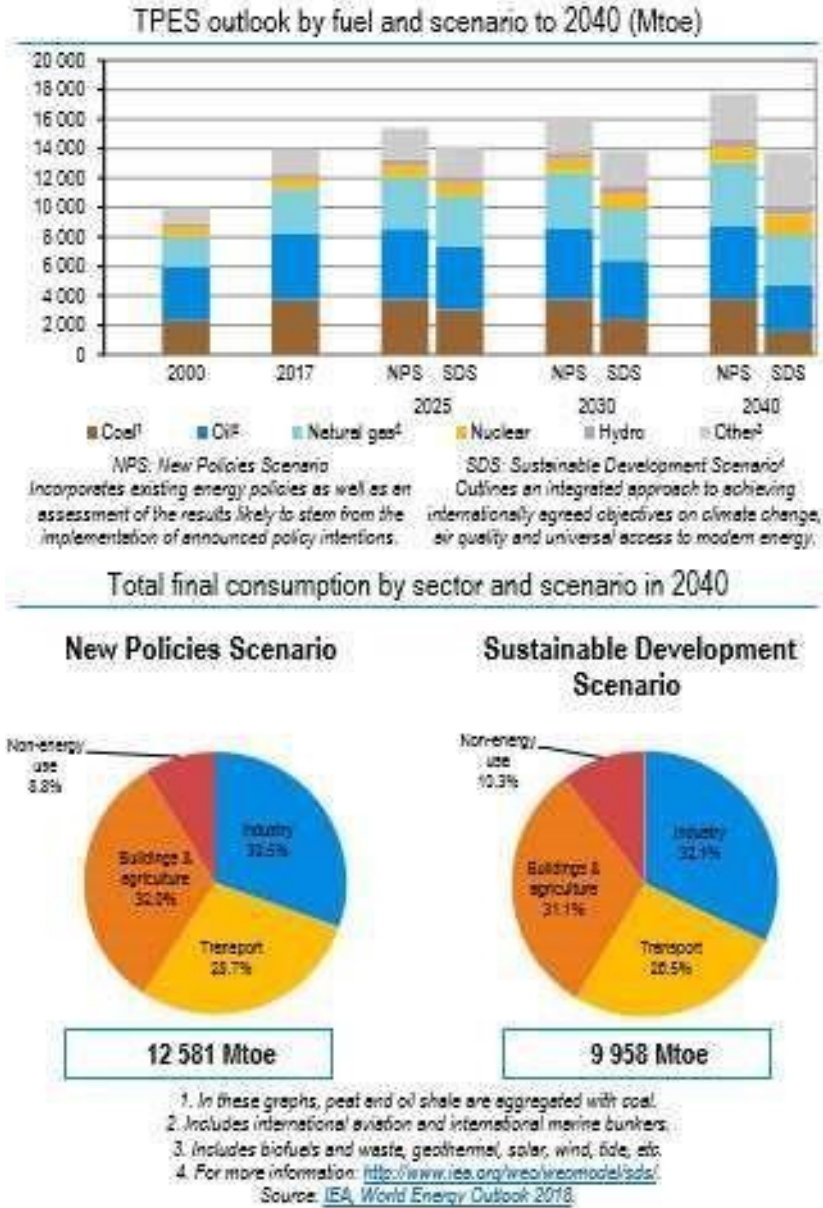


Figure 1.8. Répartition de la demande de produits pétroliers par secteurs dans le monde, selon les scenarii, en 2040 [5]

### Gaz naturel

Même si le contexte en termes de compétitivité inter-énergies a sensiblement évolué depuis 2003, les différentes études de prospective convergent sur le potentiel de développement important du gaz naturel dans les 30 prochaines années. Ce développement est justifié par trois raisons principales :

Les technologies de production d'électricité ont permis au gaz de devenir une énergie privilégiée dans ce secteur et sont à l'origine de son essor. Il y a deux composants qui contribuent : Les centrales à cycle combiné peuvent générer un taux de rendement de 60%. Dans une centrale simple, la chaleur produite par la combustion chauffe l'air qui se détend dans une turbine. Lorsqu'une partie de la chaleur résiduelle de la turbine est récupérée pour évaporer de l'eau, elle devient "à cycle combiné". La vapeur générée sera détendue dans une seconde turbine, augmentant ainsi le rendement global de conversion, des idées d'installations compactes qui réduisent le temps et les investissements de construction.

En raison de la présence de 4 atomes d'hydrogène et d'un atome de carbone (CH<sub>4</sub>), le gaz naturel est l'énergie fossile dont la combustion a le plus faible impact sur l'environnement dans le "mix énergétique". Dans un environnement où les politiques et les taxes sont de plus en plus rigoureuses pour réduire les effets négatifs de la consommation d'énergie sur l'environnement, tels que les émissions de CO<sub>2</sub> et de particules, une augmentation de l'utilisation du gaz ne peut qu'aider à respecter les engagements des accords de Paris fin 2015. Cependant, sans actions complémentaires, il est impossible d'atteindre l'objectif de la neutralité carbone d'ici 2050.

Le gaz naturel est une source abondante d'énergie. Les réserves estimées ont plus que triplé depuis 1975, atteignant environ 197 000 Gm<sup>3</sup> fin 2018 (5).

#### ❖ *Production et consommation de gaz naturel*

En 2015, le gaz naturel représentait 21,6% du bilan énergétique mondial (3).

La demande de gaz a augmenté régulièrement à un rythme de 2,8 % par an depuis 1970 jusqu'à atteindre 3 613 Gm<sup>3</sup> en 2016.



Figure 1.8. Evolution de la part du gaz naturel dans le bilan énergétique mondial 1973 – 2017 (Mtoe = Mtep) [6]

La figure 1.9 montre la production des principaux pays impliqués. Il est prévu qu'il y aura un ralentissement de la croissance par rapport au passé en raison de la concurrence accrue avec le charbon et des changements de prix.

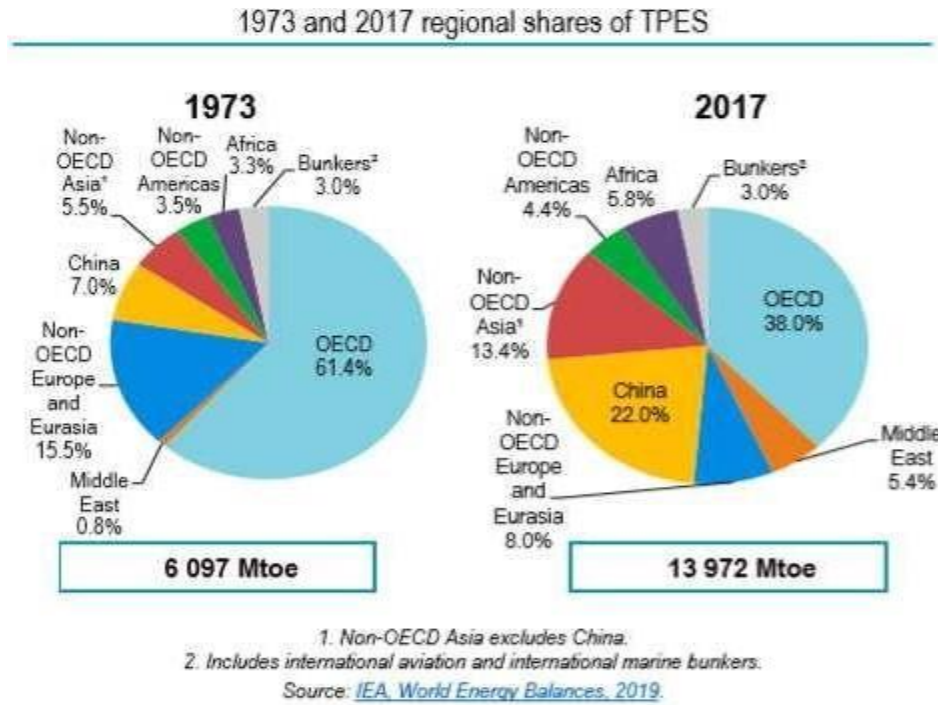


Figure 1.9. Evolution 1973-2016 de la part de la production de gaz naturel dans les différentes régions [6]

Les figures 1.10 et 1.11 montrent la consommation de gaz selon les régions.

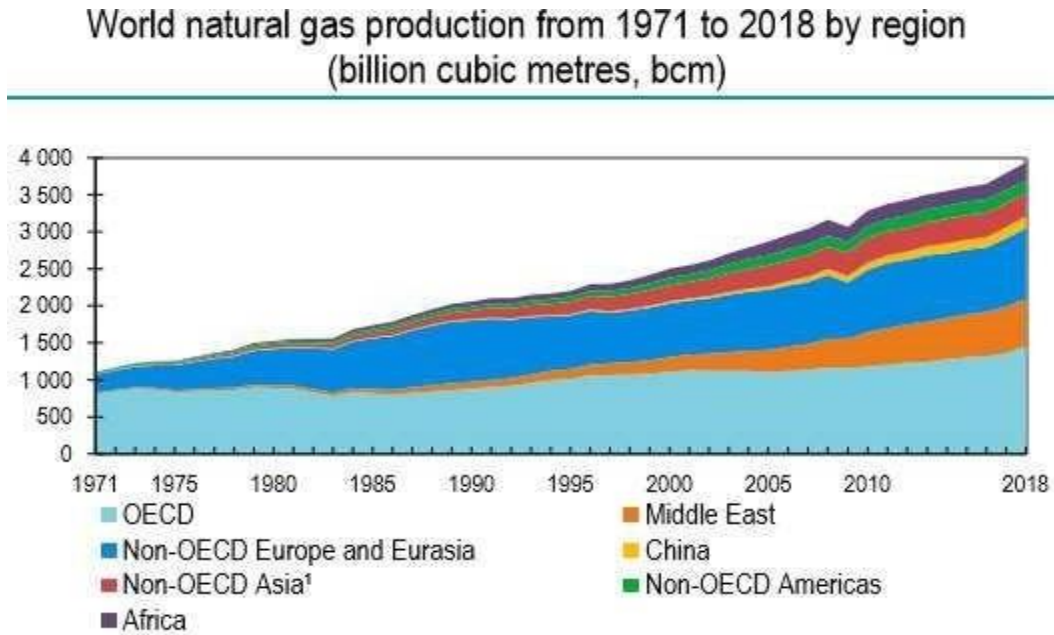


Figure 1.10. Evolution de la consommation selon les zones géographiques [7]

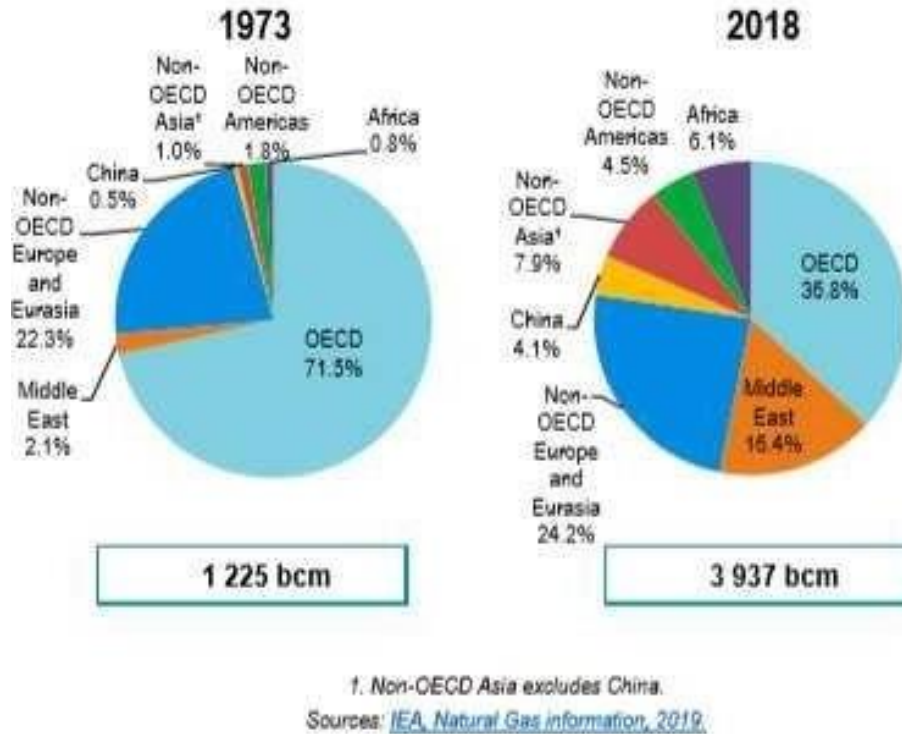


Figure 1.11. Evolution de la consommation de gaz naturel selon les zones géographiques entre 1973 et 2018 [7]

❖ *Transports de gaz*

Les méthodes les plus courantes pour transporter du gaz entre les pays sont les gazoducs et les méthaniers. Il est estimé que les gazoducs ont une longueur d'un million de kilomètres. La croissance des échanges par gazoduc, qui est estimée à plus de 4 % par an, est principalement due à une augmentation significative des exportations de la CEI (Russie, Turkménistan) et des États-Unis vers le Canada. Les échanges par méthanier ont encore connu une croissance soutenue, d'environ dix pour cent. Ce dynamisme est dû aux besoins croissants du Japon (effet Fukushima), de la Corée du Sud (secteur électrique) et de certains marchés émergents (Amérique latine, Chine, Inde). En 2011, il y avait une rareté de navires disponibles, mais depuis, des commandes importantes ont rééquilibré la situation. La figure 1.12 montre les proportions des deux types de transport.

Recent trends in international gas trade

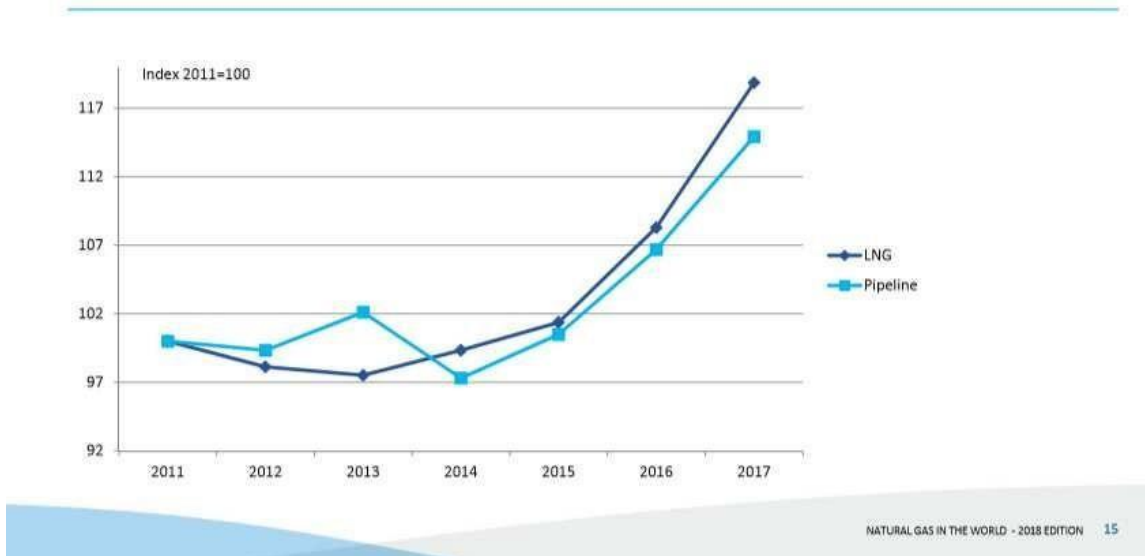


Figure 1.12. Évolution des deux modes de transport de gaz (2)

### 1.6. Quelles ressources peuvent être utilisées à l'avenir

Le problème des ressources pour le gaz naturel ne se pose pas dans les 20 à 30 prochaines années. Les réserves démontrées sont actuellement similaires à celles du pétrole en Gtep, ce qui signifie une consommation moins importante. Et il est possible que les quantités de gaz qu'il reste à trouver soient considérables.

Il existe également plusieurs ressources non conventionnelles pour le gaz naturel :

- Les gaz pauvres.
- Les réservoirs compacts contenant du gaz qui est contenu dans la porosité de la roche réservoir sont très peu perméables et sont présents en grandes quantités aux États-Unis.
- Le méthane du lit de charbon, également connu sous le nom de « grisou », est un gaz adsorbé en grande quantité par le charbon et qui a été la cause de nombreuses catastrophes minières dans le passé.
- Les hydrates de gaz, également étudiés par l'Ifremer, représentent 80 % du méthane mondial piégé dans le permafrost.

Les prévisionnistes arrivent à un total de 790 000 Gm<sup>3</sup>, soit 230 années de consommation, en combinant les ressources conventionnelles et non conventionnelles possibles.

On pourrait compléter ces ressources en gaz naturel (méthane d'origine fossile) par des ressources en biogaz (méthane d'origine renouvelable) fournies par les méthaniseurs en fort développement.

### **Conclusion**

En résumé, la politique énergétique actuelle varie d'un endroit à l'autre, mais elle met généralement l'accent sur la transition vers des sources d'énergie plus propres, la réduction des émissions de carbone et la diversification de la mixité énergétique. Néanmoins, il reste des obstacles et des débats, et il est impératif d'une collaboration internationale constante pour faire face aux défis mondiaux liés à l'énergie.

Ce chapitre a fait l'objet de la situation mondiale actuelle de l'énergie. Le prochain chapitre traitera l'historique de l'hydrogène en passant par ses domaines d'applications ainsi que le processus de sa production.

# **Chapitre II :**

# **Historique de**

# **l'hydrogène**

## **Introduction**

L'hydrogène est l'élément le plus abondant et le plus ancien de l'univers, apparu il y a 13 milliards d'années. On le trouve rarement sur Terre à l'état naturel, mais en revanche, il est largement présent dans de nombreuses substances à l'état combiné, notamment avec l'oxygène, qui constitue l'eau, et le carbone, qui constitue l'ensemble des hydrocarbures. Le nom hydrogène est dérivé des mots hydro, qui signifie eau, et gene, qui signifie générateur. Par conséquent, hydrogène signifie "générateur d'eau". C'est l'élément le plus abondant dans l'univers, constituant 75 % de la masse de toute la matière des étoiles et des galaxies. L'hydrogène est également le carburant du soleil, 620 millions de tonnes d'hydrogène étant transformées en 615,7 millions de tonnes d'hélium chaque seconde. En outre, Jupiter est composé à 99,8 % d'hydrogène et d'hélium. Dans ce chapitre, nous allons aborder l'historique de l'hydrogène en passant par ses domaines d'applications ainsi que le processus de sa production.

### **2.1. L'historique de l'hydrogène**

Depuis l'Antiquité, après Empédocle et Aristote, tous les savants croyaient que l'univers était composé de quatre éléments : l'eau, la terre, l'air et le feu, alors que l'hydrogène n'était pas considéré comme différent de l'air. Vingt siècles plus tard, le doute s'est installé. Au XVIe siècle, le philosophe et médecin suisse Paracelse (1493 – 1541), également alchimiste et physicien, se demandait si « l'air » libéré lorsque l'acide sulfurique réagissait avec le fer était bien chez nous. L'air que vous respirez est le même.

Au cours du siècle suivant, Robert Boyle (1627 – 1691) isola cet « air » puis le physicien et chimiste anglais Henry Cavendish (1731 – 1810) poursuivit les travaux de Paracelse avec un métal différent. En 1766, il récupère de grandes quantités de gaz dans les vessies des porcs et montre que ce gaz (« air inflammable ») brûle dans l'atmosphère pour produire de l'eau.

Par la suite, Antoine Laurent de Lavoisier (1743 – 1794) sous Pierre Simon et Jean-Baptiste Mesnil De Lapp Avec le concours de Jean Baptiste Meusnier de La Place, la chimie moderne est fondée en expliquant les résultats antérieurs par la synthèse de l'hydratation réalisée le 24 juin 1794. 1783. Sir Charles Bogden, secrétaire de la Royal Society, était présent.

Sur le capuchon du ballon se trouvent deux électrodes et trois tubes munis chacun d'une valve, dont l'une servait à évacuer l'air (Figure 2.1)

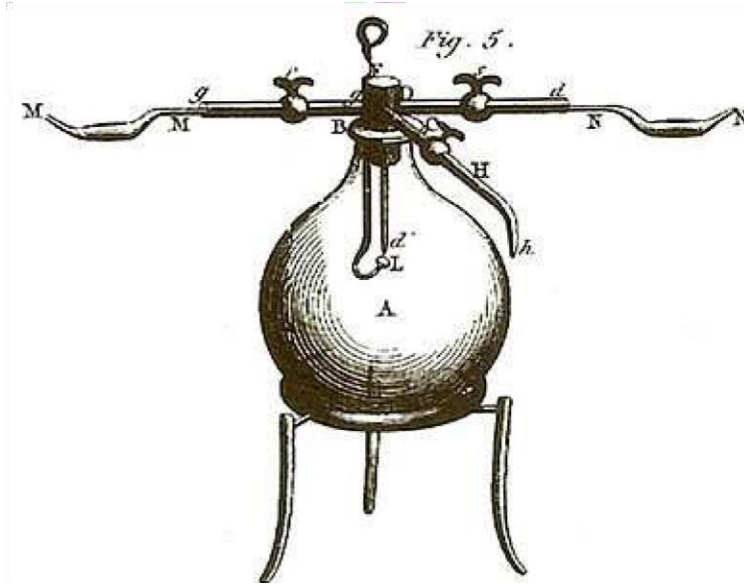


Figure 2.1. L'expérience de Lavoisier



Figure 2.2. Lavoisier

Des quantités égales d'air vital et inflammable sont introduites par deux autres tuyaux, et lorsqu'une étincelle éclate entre les électrodes, une goutte d'eau s'accumule au fond du ballon. Ce qui amène Sir Bogden à écrire à l'Académie française des sciences le lendemain de la description de l'expérience : "Nous concluons sans hésitation que l'eau n'est pas une substance simple, elle est composée de poids et de poids, d'air inflammable et d'air important". Cet air inflammable se combine avec l'oxygène (air important) pour former de l'eau, qui est de l'hydrogène, et son nom signifie : « produit de l'eau ».

En avril de l'année suivante, Lavoisier et Mosnier démontraient à l'Académie des sciences un procédé quasi-industriel de production massive d'hydrogène par l'action de l'eau et du « fer rouge » (Figure 2.3).

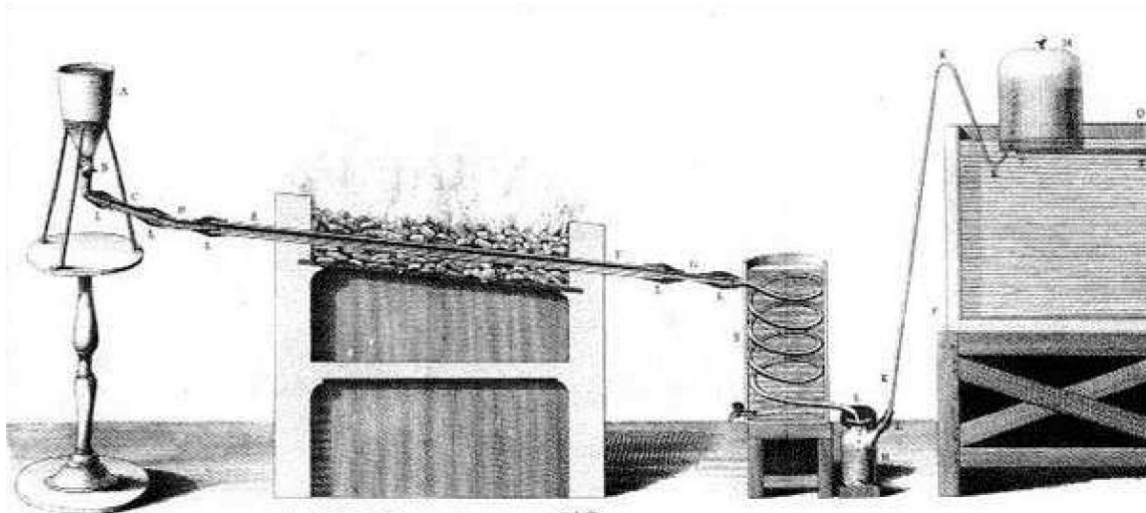


Figure 2.3. Dispositif de Lavoisier et Meusnier pour produire de l'hydrogène

Il s'agit en fait de l'oxydation du fer et de la réduction de l'eau, à travers les réactions suivantes :



Henry Cavendish a souligné la faible densité de l'hydrogène en le collectant dans la vessie d'un porc, mais le résultat était celui du physicien et chimiste français Jacques-Alexandre Charles, qui expérimentait l'hydrogène (1746-1823). Avec des bulles de savon. Ces expériences étaient connues des frères Montgolfier, papetiers à Annonay près de Lyon, passionnés de navigation aérienne. Ils ont fait quelques expériences avec "l'air inflammable" en gonflant de petits ballons en papier et en soie, mais ont noté que la force ascendante n'était que temporaire "car le gaz se perd à travers les murs". Ils ont ensuite continué leur travail avec l'air chaud, donnant naissance à la très célèbre montgolfière. Un vol de démonstration de cet engin avec des animaux à son bord fut présenté au roi de France le 19 septembre 1783, suivi du premier vol humain, avec Pilaster de Rozier et le marquis d'Arlande, le 19 octobre de la même année. J.A. Charles poursuit son idée d'utiliser de l'hydrogène pour les ballons des frères Montgolfier. Le 1er décembre 1783, il fait voler un ballon rempli d'hydrogène devant 300 000 spectateurs réunis aux Tuileries (Figure 2.4). Le succès de ce type de ballon intéresse les militaires pour l'observation des troupes sur les champs de bataille. Ainsi, en juin 1794, les premières observations aériennes avec le ballon "Entreprenant" depuis une

altitude de 300 mètres ont permis à l'état-major de l'armée de la Révolution française de contrecarrer les mouvements de l'armée autrichienne en plusieurs points, pour finalement remporter la bataille de Fleurus, changeant ainsi le cours de l'histoire.



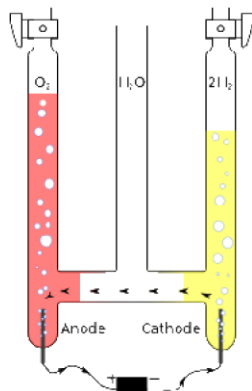
Figure 2. 4. Ballon à hydrogène (appelé la “charlière”) de J. A. Charles en 1783

En 1791, un Français nommé Philippe Lebon a inventé le gaz d'éclairage en distillant du bois. Le gaz combustible était composé à 50 % d'hydrogène, de méthane et de monoxyde de carbone. Lebon a créé une lampe thermique à l'aide de ce gaz qui a d'abord été utilisée pour éclairer la ville de Paris. En 1801, il installe ce système d'éclairage pour la première fois dans l'hôtel Seigneley.

En 1800, William Nicholson et Anthony Carlisle confirment la composition de l'eau en découvrant l'électrolyse. Ce procédé consiste à utiliser un courant électrique provenant de la pile électrique nouvellement découverte par Volta pour séparer l'eau en hydrogène et en oxygène (comme le montre la figure 2.5).



William Nicholson



Pile de Volta



Anthony Carlisle

Figure 2. 5. Expérience d'électrolyse de l'eau de Nicholson et Carlisle

En 1804, le français Louis Joseph Gay Lussac et l'allemand Alexander von Humboldt démontrent conjointement que l'eau est composée d'un volume d'oxygène pour deux volumes d'hydrogène.

Isaac de Rivaz, un inventeur suisse, a breveté le premier moteur à "combustion interne" en 1807. Il fonctionnait à l'hydrogène du gaz de houille, qui était enflammé par une étincelle électrique, provoquant le déplacement d'un piston qui propulsait les roues du véhicule. Ce mécanisme était installé sur le véhicule lui-même (voir Figure 2.6).

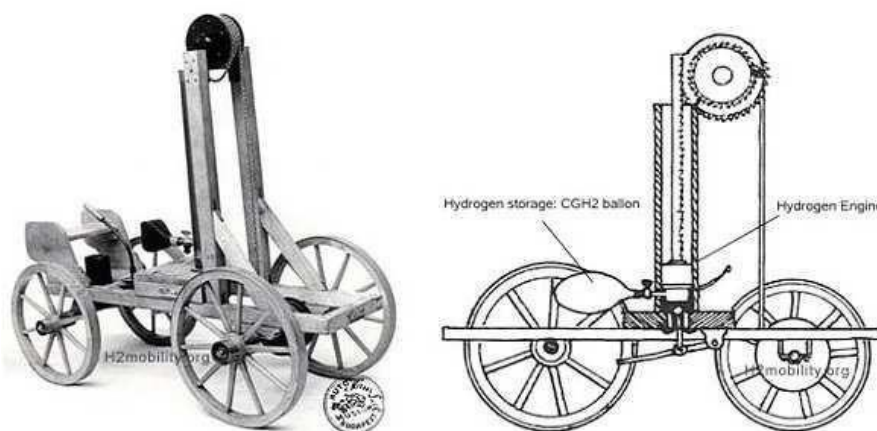
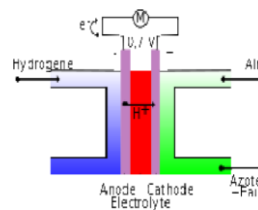


Figure 2.6. Véhicule d'Isaac de Rivaz, la première automobile à moteur à combustion interne  
Le principe de la pile à combustible a été découvert par Christian Friedrich Schöbein et William Grove en 1839 et produit de l'électricité, de la chaleur et de l'eau par la combinaison chimique de l'hydrogène et de l'oxygène. Ils créent les premiers modèles de cette machine, qui agit différemment du processus d'électrolyse. (Figure 2.7)



Christian Friedrich Schöenbein



William Grove

Figure 2.7. La pile à combustible et son principe

Plus tard au 19e siècle, deux scientifiques, le Suisse Adolphe Pictet et le Français Louis Paul Cailletet, ont réussi séparément à liquéfier l'oxygène. À la suite de ces percées, le professeur Sigismund Wroblewski de l'université de Cracovie est devenu la première personne à liquéfier l'hydrogène. Enfin, le 12 mai 1898, l'Écossais James Dewar réussit à récupérer ce liquide dans un bain stable et statique.

Au début du XXe siècle, Fritz Haber et Carl Bosch, tous deux Allemands et lauréats du prix Nobel, ont mis au point le procédé de synthèse de l'ammoniac, qui a ensuite été amélioré par Georges Claude, le fondateur français d'Air Liquide. L'hydrogène est alors devenu une matière première de l'industrie chimique, qui est aujourd'hui utilisée dans divers secteurs tels que la pétrochimie, la production d'amines, de méthanol, de peroxyde d'hydrogène, l'industrie alimentaire, la métallurgie et l'élaboration de matériaux.

Il est important de noter l'importance du gaz à base d'hydrogène au cours du 19e siècle et de la première moitié du 20e siècle. Cela est dû à la découverte de Lebon et à l'industrialisation de sa production par la distillation du charbon. La lampe à gaz, un moyen innovant d'éclairer les villes et les maisons, s'est répandue. Avec ses bonnes propriétés de chauffage, le gaz devint également une source de chaleur grâce au poêle à gaz. Chaque ville disposait d'un système complet, de l'usine à gaz au réseau de distribution, qui comprenait des infrastructures souterraines pour l'éclairage et le chauffage publics. Le "gaz de ville" était disponible partout, comme l'indique la mention "gaz à tous les étages" sur les façades des immeubles. Cependant, au début du 20ème siècle, l'éclairage électrique a progressivement remplacé l'éclairage au gaz, et dans les années 1950, le gaz naturel,

composé de méthane à la place de l'hydrogène, a remplacé le gaz de ville pour le chauffage et la cuisine.

Au cours des 19e et 20e siècles, des expériences et des théories fondamentales de physique et de chimie ont permis aux scientifiques d'identifier les propriétés de l'hydrogène et d'établir sa structure élémentaire. Cette structure consiste en un atome simple et unique, composé d'un noyau chargé positivement autour duquel gravite un seul électron chargé négativement.

L'étude de l'hydrogène, née en Europe et notamment en France, n'a cessé de captiver les esprits en raison de son fort potentiel énergétique. Dans les années 1960, un moteur de fusée à hydrogène a été mis au point et a fonctionné avec succès en 1968, marquant le premier cas connu en dehors des États-Unis.

Le succès des moteurs-fusées alimentés à l'hydrogène au cours de la seconde moitié du 20e siècle a eu un impact important sur le développement de l'énergie hydrogène. Cette réussite est l'une des raisons du succès du lanceur de satellites européen Ariane, qui utilise depuis le début un étage supérieur cryogénique basé sur la combustion de l'hydrogène et de l'oxygène, tous deux transportés sous forme liquide. De plus, les vaisseaux spatiaux habités propulsés par ces fusées utilisent comme source électrique des piles à hydrogène, qui ont été entièrement réhabilitées plus d'un siècle après leur découverte.

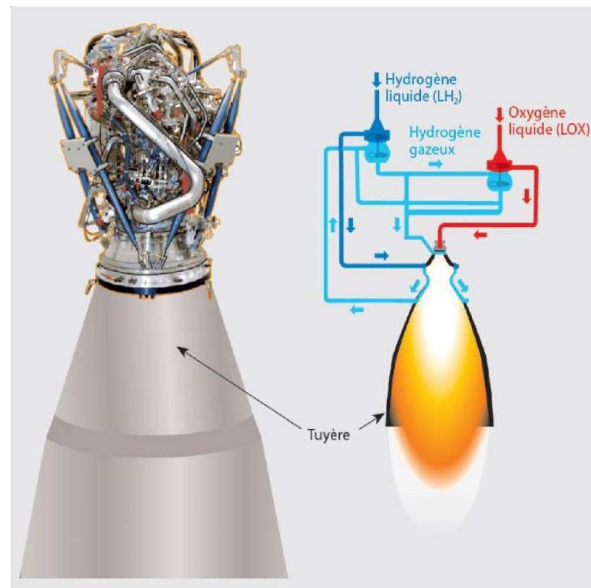


Figure 2.8. Moteur-fusée Vinci (Moteur de la future fusée Ariane 6)

Au cours des dernières décennies, de nombreux efforts ont été déployés pour développer les piles à combustible. L'un de ces pionniers est le Canadien Geoffrey Ballard, qui a joué un rôle actif dans la création de la pile à combustible à membrane échangeuse de protons (PEMFC) et a contribué au lancement du premier bus à hydrogène à Vancouver en 1993. Ballard a créé Ballard Power Systems en 1979, qui est actuellement l'une des principales entreprises sur le marché des piles à combustible PEM qui alimentent divers véhicules et équipements électriques.



Figure 2.9. Geoffrey Ballard



Figure 2.10. Pile à combustible pour véhicules (75-150 kW)

Aujourd'hui, la pile à combustible est à l'avant-garde de l'utilisation de l'hydrogène comme source d'énergie écologique, contribuant à la mobilité électrique sur les routes, les rails et l'eau, et potentiellement même dans l'air. En outre, la combustion directe de l'hydrogène devient une méthode populaire pour décarboniser les fours industriels. Si l'hydrogène est produit sans empreinte carbone pour toutes ses applications, y compris dans la chimie industrielle, il devient un facteur essentiel de la réussite de la transition écologique.

## **2.2. L'énergie et l'hydrogène**

### **2.2.1. Caractéristiques physicochimiques**

L'hydrogène est un gaz diatomique qui occupe la première place dans la classification de Mendeleïev. Il possède la structure atomique la plus simple avec un seul proton dans son noyau et un seul électron dans son atome. Il présente les caractéristiques suivantes [8] [9] [10]:

- Incolore, inodore et non toxique;
- Très inflammable dans l'air: 4% à 74,5% (20°C et 1atm);
- Brûle avec une flamme peu visible et détone facilement;
- Plus léger que l'air;
- Réducteur très puissant;
- Masse molaire : 2,016 grs;
- Masse volumique : 0,085 Kg/m<sup>3</sup>;
- Densité gazeuse à 20,3K: 1,34 Kg/Nm<sup>3</sup> et à 273K: 0,08988 Kg/m<sup>3</sup>;
- Température d'ébullition (1atm) : -252,7°C;
- Pouvoir calorifique inférieur : 2570 KCal/m<sup>3</sup> (pris à 0°C et 1,013 bar absolue);
- Energie d'évaporation : 445 KJ/Kg;
- Energie théorique de liquéfaction : 14112 KJ/Kg;
- Energie d'inflammation : 0,020 mJ;
- Chaleur spécifique C<sub>p</sub> : 14,3 KJ/Kg K;
- Chaleur spécifique C<sub>v</sub> : 10,3 KJ/Kg K;
- Température d'auto inflammation dans l'air : 858 K ;
- Electronégativité (Pauling) : 2,1;
- Coefficient de diffusion dans l'air : 0,61 cm/s;
- Vitesse de flamme dans l'air : 260 cm/s;

- Vitesse de détonation dans l'air : 2,0 Km/s
- Distance moyenne entre les nucléons H<sub>2</sub>: 0,074nm;
- La température de fusion à la pression de 101,33 Kpa : 13,8K;
- La solubilité dans l'eau à 101,33Kpa et 298K : 0,019m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup>;
- La conductance ionique de la dilution des ions H<sup>+</sup> dans l'eau à la température de 298K : 0,035 m<sup>3</sup>mol<sup>-1</sup>Ω<sup>-1</sup>;
- 1Kg d'hydrogène correspond à:14,08 litre (volume liquide mesuré à la température d'ébullition et à la pression de 1,013bar) et : 11,74 m<sup>3</sup> (volume de gaz mesuré à 1,013bar et 15°C) ;
- Pour produire autant d'énergie qu'avec 1 litre d'essence il faut 4,6 litres d'hydrogène comprimé à 700 bars.
- L'hydrogène présente une large gamme d'inflammabilité, allant de 4 % à 75 %. Son énergie d'inflammation est environ dix fois inférieure à celle des hydrocarbures traditionnels. Cependant, sa température d'auto-inflammation est plus élevée, à 858°K. Lorsque l'hydrogène brûle dans l'air, la flamme est presque invisible mais extrêmement chaude, atteignant des températures de 2000°C.
- Courbe d'équilibre liquide-vapeur (référence Air Liquide)

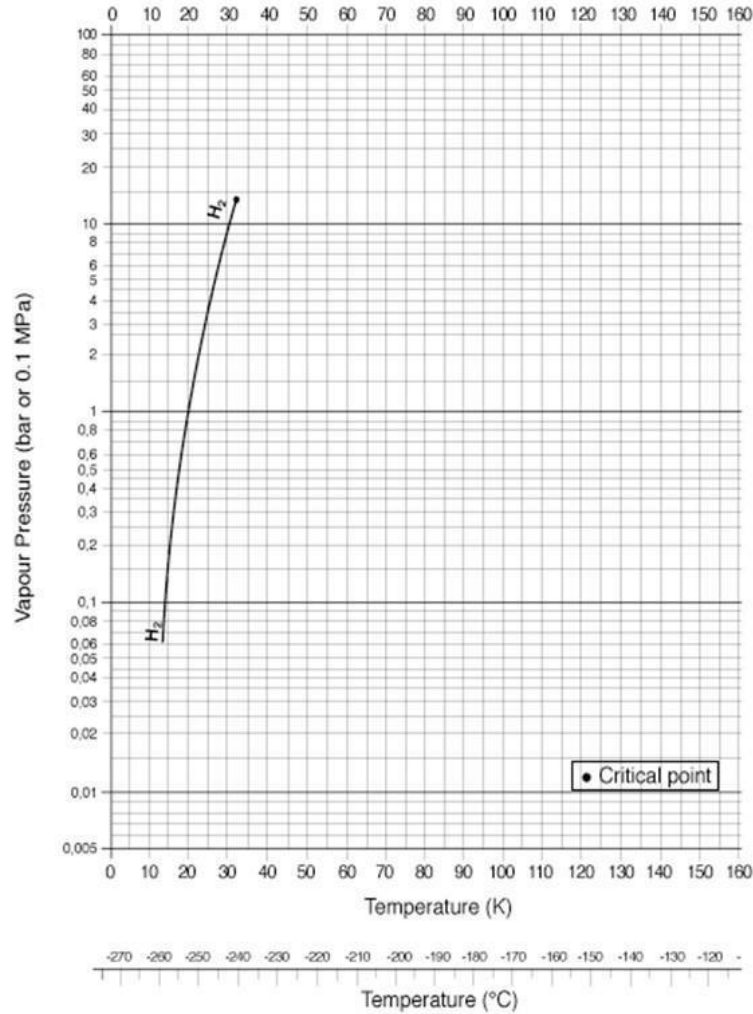


Figure 2.11. Courbe d'équilibre liquide – vapeur pour l'hydrogène

- Equation d'état (ou équation de Van der Waals) de l'hydrogène, liant pression (P), volume (V) et température (T), système MKS  $(P + a/V^2) (V-b) = RT$
- avec :  $a = 2,48 \cdot 10^{-2}$  ,  $b = 2,66 \cdot 10^{-5}$  ,  $R = 8,32$  joules/mole-degré, T température absolue
- Compressibilité de l'hydrogène : pour un gaz parfait, la relation (P,V) suit la loi de Mariotte :  $PV = \text{constante}$  Dans la réalité, les gaz sont plus compressibles que ne l'indique la Loi de Mariotte, à l'inverse de l'hydrogène : par exemple, pour réduire le volume de 1 à 1/16, il faut faire passer la pression de 1 à 16,162 atmosphères (au lieu de 15,8 par exemple pour l'air). Pour un volume donné, l'écart avec la loi de Mariotte croît avec la pression : cela explique qu'il y a un optimum (technologie – coût) de

pression au-delà de laquelle, il n'est pas intéressant de comprimer le gaz. Cet optimum se situe autour de 700 bars pour l'hydrogène, ce qui explique le choix qui a été retenu par les technologues pour les réservoirs composites destinés aux véhicules.

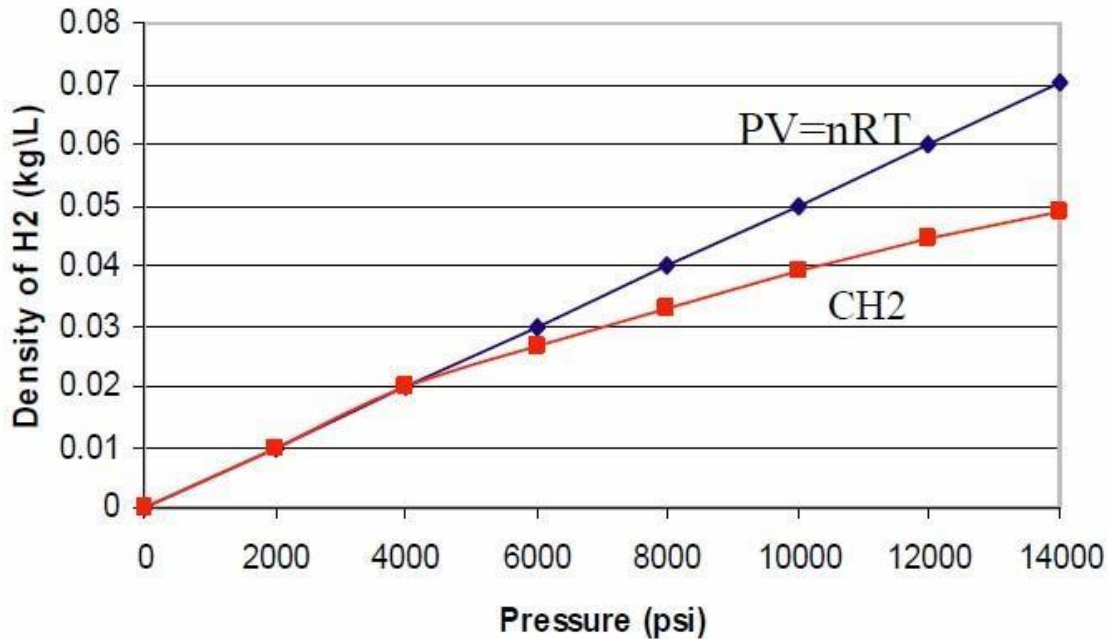


Figure 2.12. Compressibilité de l'hydrogène à 21°C (source Dynetek)

### 2.2.2. Inflammabilité et explosivité de l'hydrogène

Bien que l'hydrogène possède des propriétés remarquables en tant que carburant hautement énergétique et écologique, son danger potentiel en tant que combustible ne doit pas être négligé. En effet, il peut être inflammable et même explosif dans certaines conditions.

#### 2.2.2.1. La combustion

La combustion est une réaction exothermique d'oxydo-réduction entre un combustible et un oxydant, qui est généralement l'oxygène de l'air. Pour qu'il y ait combustion, trois conditions doivent être réunies :

- La présence d'un combustible (hydrogène, propane, méthane...) dans son domaine d'inflammabilité ;
- La présence d'un comburant (oxygène) à une concentration supérieure à la concentration limite ;

- Une énergie d'inflammation supérieure à l'énergie minimale d'inflammation (étincelle, point chaud...).

Ces trois conditions sont symbolisées par le triangle du feu.

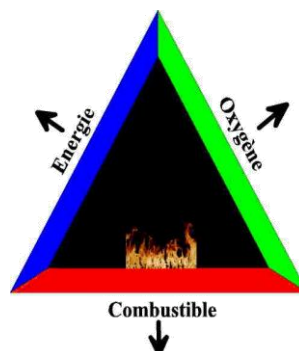


Figure 2.13. Triangle du feu

Lorsque l'hydrogène est brûlé dans l'air, il crée une flamme presque invisible qui est très chaude, avec une température de 2045°C (2318°K). La concentration de combustible dans le comburant est l'un des facteurs déterminants de la combustion, car elle détermine les conditions d'inflammabilité.

L'inflammabilité désigne la capacité d'un combustible à s'enflammer et à entretenir sa combustion. La gamme des concentrations gaz/air pouvant produire un mélange combustible est limitée, les concentrations au-dessus et au-dessous desquelles l'allumage et la propagation de la flamme ne sont pas possibles étant appelées les limites d'inflammabilité.

Lorsque le mélange est trop pauvre, l'inflammation ne se produit pas et le pourcentage de combustible est inférieur à la limite inférieure d'inflammabilité (LII). Au-dessus de ce seuil, le mélange combustible-oxydant peut brûler tant que le taux maximal de combustible n'est pas dépassé, au-delà duquel le mélange devient trop pauvre en oxydant. Ce deuxième seuil est la limite supérieure d'inflammabilité (LSI). Ces deux limites sont généralement exprimées en pourcentage du volume de gaz inflammable dans le volume total du mélange. L'intervalle entre ces limites est le domaine de combustibilité, au milieu duquel se trouve la zone de meilleure combustion lorsque les proportions du mélange correspondent exactement à la réaction chimique.

Il s'agit de la concentration stœchiométrique, qui assure théoriquement une combustion complète dans une flamme neutre et permet d'obtenir la température la plus élevée.

La particularité de l'hydrogène est d'être un gaz hautement réactif et, de ce fait présente, une très large plage d'inflammation comme le montre le tableau 1 qui suit.

Tableau 2.1. Limites d'inflammabilité de l'hydrogène et de combustibles courants

	LII	LSI
Hydrogène	4 %	75 %
Méthane	5 %	14 %
Propane	3 %	10 %
Butane	2 %	9 %

Si l'inflammation ne peut pas se propager dans toute la masse gazeuse, un mélange gaz-air inférieur à la limite inférieure d'inflammabilité reste combustible et réagit à une flamme ou à un filament métallique chaud. Cependant, cette combustion est trop pauvre en combustible et cesse immédiatement lorsque la source d'énergie est supprimée. Cette propriété est utilisée dans certains explosimètres qui peuvent mesurer des concentrations de gaz combustibles bien inférieures à la limite inférieure d'inflammabilité.

### a. Energie d'inflammation

L'énergie minimale d'inflammation varie en fonction de la concentration d'hydrogène et d'oxygène. À la concentration stœchiométrique (où chaque molécule d'hydrogène possède une demi-molécule d'oxygène), soit 29,5 % du volume d'hydrogène dans l'air, l'énergie minimale d'inflammation est de 17  $\mu\text{J}/\text{mole}$ . Cette énergie est assez faible par rapport aux combustibles courants, comme le montre le tableau 2. Le tableau indique également que l'hydrogène a un pouvoir calorifique de combustion élevé et une température de flamme similaire à celle des autres combustibles.

Tableau 2.2. Inflammation de l'hydrogène et de combustibles courants

Gaz	nergie minimale d'inflammation mJ/mole	Chal eur de com	Température de flamme °C	Température d'auto inflammation
-----	--	--------------------------	--------------------------------	---------------------------------------

			bust ion	°C
		kJ/g		
H <sub>2</sub>	0,017	120	2 045	585-858
CH <sub>4</sub>	0,29	50	1 875	540
Propane	0,26	50	1 920	760
Essence	0,24	44,5	2 200	228-501

Les propriétés de l'hydrogène gazeux le rendent hautement inflammable. Son énergie d'inflammation extrêmement faible peut être atteinte par des décharges électrostatiques provoquées par l'homme. Il faut donc faire preuve d'une grande prudence lors de la manipulation de ce gaz. Dans l'oxygène pur, l'énergie d'inflammation minimale n'est que de 3  $\mu\text{J}/\text{mole}$ , ce qui est crucial pour la sécurité des électrolyseurs.

b. L'auto-inflammation

En l'absence de source de flamme, un mélange d'hydrogène et d'air situé dans les limites d'inflammabilité peut s'enflammer spontanément s'il atteint une certaine température appelée température d'auto-inflammation ou d'auto-combustion. Cette température dépend de la pression et se situe entre 585 et 858°C, ce qui est plus élevé que celle de la plupart des autres gaz inflammables, comme le montre le tableau précédent.

2.2.2.2. *Explosivité*

Une explosion de gaz est une combustion soudaine qui se caractérise par une augmentation rapide de la pression et du volume, accompagnée d'une importante libération d'énergie et entraînant généralement des températures élevées. Plus cette transformation est rapide, plus la surpression qui en résulte est importante, ce qui, une fois ramené à la pression atmosphérique, crée une déflagration qui, selon sa vitesse, peut être déflagrante ou détonante, avec une forte émission de bruit.

a. Limites d'explosivité, plage d'explosivité

Ces limites déterminent le domaine d'explosivité qui est inclus dans le domaine d'inflammabilité. Dans le cas de l'hydrogène à la pression et à la température ambiante, ces limites sont confondues et vont de 4 à 75 %. En général, l'étendue du domaine d'explosivité dans l'air est déterminée par la

température et la pression. Elle augmente avec la température à pression constante. Dans le cas contraire, elle suit les variations de pression pour les mélanges H<sub>2</sub>/O<sub>2</sub> (voir figure 2.12).

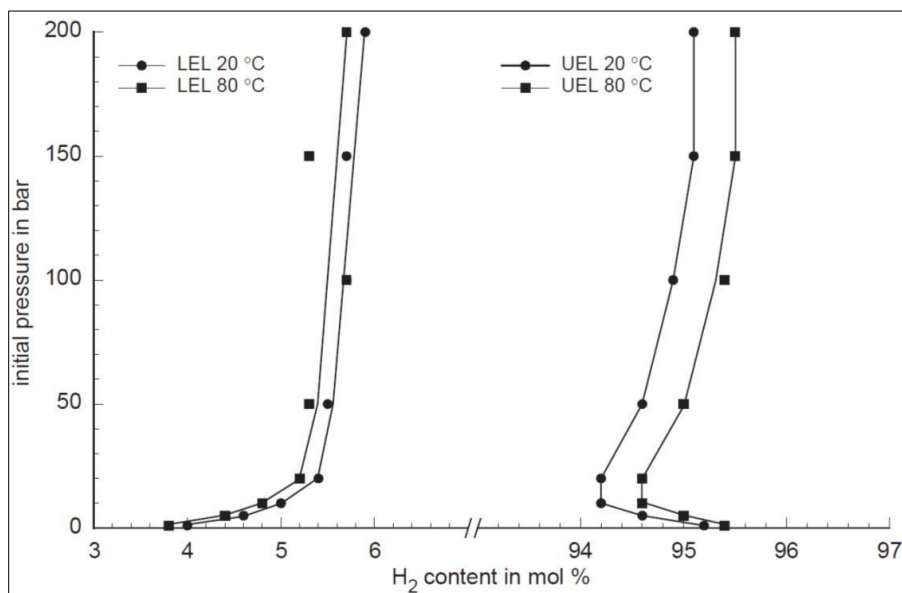


Figure 2.14. LIE et LSE des mélanges H<sub>2</sub>/O<sub>2</sub> en fonction de la pression et température [11]

La figure 2.13 qui suit met en évidence la largeur du domaine d'explosivité de l'hydrogène devant celui de deux hydrocarbures combustibles courants le méthane et le propane.

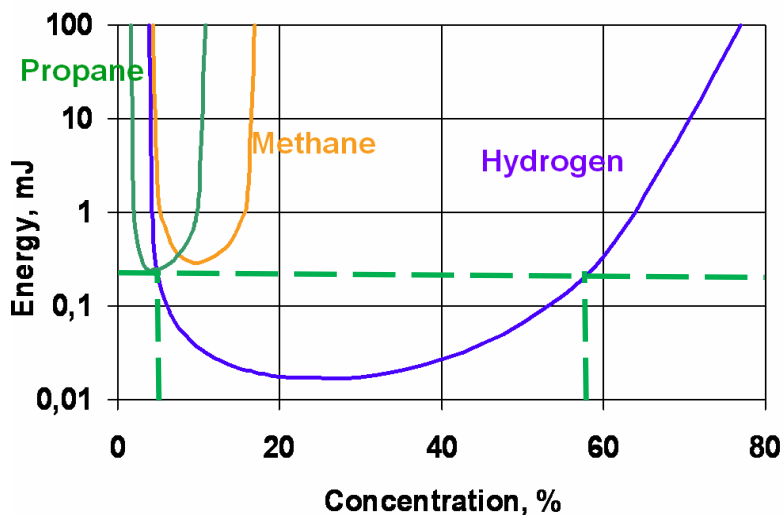


Figure 2.15. Domaine d'explosivité de l'hydrogène du propane et du méthane

Le tableau 2.3 qui suit donne les vitesses de combustion et les énergies d'explosion comparées de l'hydrogene et du méthane.

Tableau 2.3. Caractéristiques d'explosivité de l'hydrogene et du propane dans l'air à pression et température ambiantes

Propriétés	Unités	Hydrogene	Propane
Domaine d'explosivité	% vol	4 - 75	2,1 – 9,5
Vitesse de combustion	cm/s	265-325	30-40
Energie d'explosion	g TNT/g produit	24	10
	kg TNT/m <sup>3</sup> gaz (à PE)	2,02	20,3

### b. Régimes d'explosion

Deux régimes d'explosion différents sont possibles :

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

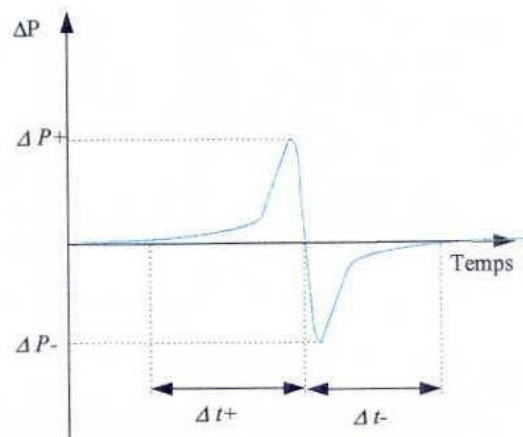


Figure 2.16. Evolution de la surpression pour un régime de déflagration

La vitesse de détonation de l'hydrogène dans l'air dans des conditions stœchiométriques est de 2,6 ms<sup>-1</sup>. Cependant, en présence d'oxygène seul, cette vitesse peut augmenter jusqu'à 11-12 ms<sup>-1</sup>, et elle peut encore augmenter dans des conditions de confinement telles qu'une explosion dans un tube.

- la Détonation : La vitesse du front de flamme dépasse la vitesse du son, et le mélange hydrogène-oxydant est comprimé dans des conditions presque adiabatiques, ce qui entraîne la formation d'une onde de choc.

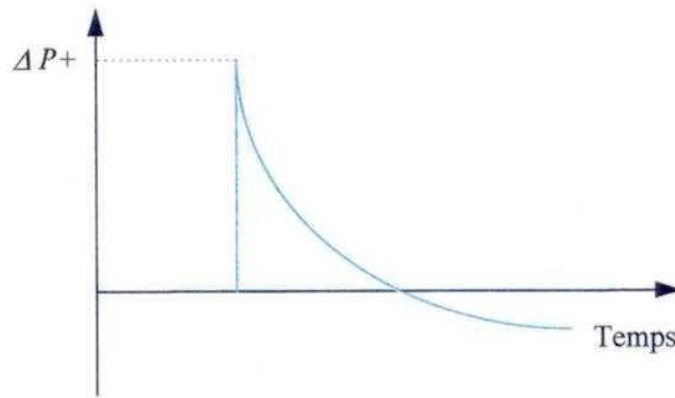


Figure 2.17. Evolution de la surpression pour un régime de détonation

La plage de détonabilité d'un mélange de gaz dépend de la géométrie de confinement, de l'énergie d'allumage et de la proportion du mélange de gaz. Dans la littérature sur la combustion, on trouve des exemples de détonations d'hydrogène se produisant avec des proportions aussi faibles que 11 %, voire plus faibles. Contrairement aux limites d'explosivité, il n'existe pas de procédure de mesure normalisée pour cette propriété.

Il convient de noter que dans la fourchette de 4 % à 8 % en volume d'hydrogène dans l'air, l'inflammation du mélange entraîne un phénomène connu sous le nom de "flash-fire" ou "cloud fire", qui provoque principalement des effets thermiques. Même en l'absence de surpression, ce phénomène reste dangereux.

### *c. Quel régime pour quelle explosion ?*

La concentration de combustible dans le comburant détermine le régime d'explosion. Le régime de "flash-fire" mentionné ci-dessus se produit pour des concentrations de 4 à 8 % d'hydrogène dans l'air. Elle peut se produire à 8 % et à 11 % dans certaines configurations. Des valeurs théoriques

avec de nombreux paramètres supplémentaires. L'état de l'explosion peut passer de la déflagration à la détonation lorsque l'explosion est déclenchée. Les facteurs qui affectent cette transition comprennent :

- La turbulence provoquée par la présence d'obstacles qui favorisent l'accélération du front de flamme ;
- Divers mécanismes tels que les perturbations acoustiques, les forces d'Archimède et les gradients de pression.

Dans le cas d'une explosion, la large plage de détonation de l'hydrogène ainsi que les nombreux phénomènes de turbulences intrinsèques au nuage laissent présager un régime ou une détonation rapide ou une déflagration.

### **Conclusion**

Ce chapitre a traité l'histoire de l'hydrogène, depuis l'antiquité, en passant par le XVI<sup>e</sup> siècle jusqu'au temps modernes. Les différentes caractéristiques physicochimiques de l'hydrogène ont également été abordées avec détails.

Le prochain chapitre fera l'objet des différentes technologies des électrolyseurs de la production de l'hydrogène.

**Chapitre III :**

**Différents procédés  
de production  
d'hydrogène**

## Introduction

Les données sur l'origine de l'hydrogène produit dans le monde varient considérablement selon que l'on compte ou non l'hydrogène sous-produit de procédés qui ne visent pas à produire de l'hydrogène. Cependant, les niveaux d'hydrogène en tant que sous-produit sont similaires à ceux produits par des procédés spécialisés. Ce chapitre traitera la production d'hydrogène à partir des combustibles fossiles d'une part, et la production d'hydrogène à partir de l'électrolyse d'une autre part.

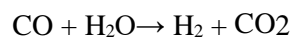
### 3.1. Préambule

Pour éclaircir les choses, Air Products a introduit la notion de "On Purpose Hydrogen", qui a récemment été adoptée par l'Agence Internationale de l'Energie qui parle de "dedicated Hydrogen". Cet hydrogène sera discuté plus tard car une grande partie de l'hydrogène sous-produit est produite et consommée sur place, en particulier dans les raffineries de pétrole. De plus, il y a beaucoup d'incertitude quant à la quantité précise d'hydrogène sous-produit.

Si l'électricité utilisée est "verte", l'électrolyse est la seule technologie à ne pas produire d'émissions de CO<sub>2</sub>, la production annuelle mondiale d'hydrogène est voisine de 70 Mt, représentant 76 % du gaz naturel, 23 % du charbon et moins de 2 % de l'eau. La seule production de charbon récente est celle de la Chine. Il y a une quinzaine d'années, la production mondiale de charbon était négligeable car la centaine d'unités de gazéification du charbon de l'époque se concentraient principalement sur la production de gaz de synthèse CO + H<sub>2</sub> pour la production d'électricité. Ensuite, le gaz naturel était responsable de 97 % de la production d'hydrogène.

Deux grandes familles de méthodes sont utilisées pour produire de l'hydrogène à partir d'hydrocarbures :

- Le vaporeformage endothermique par réaction avec l'eau qui permet non seulement de récupérer l'hydrogène de l'hydrocarbure mais aussi celui de l'eau. On aboutit ainsi à un gaz de synthèse riche en H<sub>2</sub>. De plus, on peut encore augmenter la quantité d'hydrogène via la réaction complémentaire du gaz à l'eau :



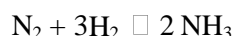
La PSA (Pressure Swing Adsorption) est un processus membranaire qui s'est imposé depuis la fin des années 1970 et permet la séparation de l'hydrogène pur avec le CO<sub>2</sub>.

• L'oxydation partielle exothermique se produit en réaction avec une quantité d'oxygène inférieure à celle nécessaire à la combustion, ce qui donne un gaz de synthèse  $\text{CO} + \text{H}_2$  qui correspond à l'équilibre thermodynamique.

Le vaporeformage utilise plusieurs catalyseurs, qui sont particulièrement sensibles aux poisons tels que le soufre. Par conséquent, le processus de vaporeformage est restreint aux charges légères, aux gaz naturels et au GPL, qui peuvent être facilement purifiés. L'oxydation partielle est beaucoup plus tolérante car elle ne met pas en œuvre de catalyseurs<sup>3</sup>. Il peut traiter tous les types d'hydrocarbures et de solides contenant des dérivés carbonés (biomasse, déchets, etc.).

En pratique, il existe de nombreuses méthodes pour convertir les hydrocarbures en hydrogène et en gaz de synthèse. Certains sont des méthodes hybrides entre la vaporisation et l'oxydation partielle. Il existe de nombreux critères de choix, mais les deux principaux sont la finalité du processus, soit le gaz de synthèse soit l'hydrogène, et la priorité accordée soit à l'optimisation économique soit à la flexibilité quant à la nature de la charge.

Le gaz naturel, principalement composé de méthane avec quatre atomes d'hydrogène pour un atome de carbone, est la principale matière première (sauf en Chine et en Inde). Dans tous les cas, les synergies sont habilement utilisées pour réduire les coûts d'énergie et d'investissement et rendre le produit final plus compétitif. En conséquence, la production d'ammoniac - qui représente encore près de 38 % des débouchés d'hydrogène au niveau mondial, tous moyens de production confondus, juste derrière le raffinage qui représente près de 44 % - nécessite un reformage secondaire à l'air après la fabrication du gaz de synthèse qui oxyde le monoxyde de carbone (CO) en dioxyde de carbone (CO<sub>2</sub>) tout en fournissant les quantités appropriées d'azote.



Près de la moitié de l'ammoniac produit dans le monde provient des usines d'ammoniac et d'urée intégrées qui utilisent le CO<sub>2</sub> produit dans les étapes antérieures, où la majorité des atomes de carbone sont transformés en dioxyde de carbone.

Les règles d'or des nouvelles voies passant par le gaz de synthèse sont la recherche de synergies et de l'effet d'échelle. Deux d'entre elles présentent un grand potentiel de développement car elles produisent respectivement des carburants et de l'électricité :

La voie gaz-à-liquide (GTL) produit des carburants de synthèse à partir de gaz naturel, tandis que la voie charbon-à-liquide (CTL) produit les mêmes carburants de synthèse à partir de charbon. Cependant, ces routes utilisent la réaction de Fischer-Tropsch, une réaction à la cinétique peu

sélective et peu attrayante qui nécessite des dépenses importantes. Dans le monde, il y a moins de cinq usines Fischer Tropsch, toutes construites pour des raisons stratégiques.

La voie IGCC (Integrated Gasification Combined Cycle) produit un gaz combustible propre (mélange de CO et H<sub>2</sub>) utilisé dans les turbines à gaz à partir de résidus de pétrole ou de charbon lourds.

## **3.2. Production d'hydrogène à partir des combustibles fossiles**

### **3.2.1. La production d'hydrogène par vaporeformage**

Les charges légères d'hydrocarbures sont transformées en gaz de synthèse (mélange de H<sub>2</sub>, CO, CO<sub>2</sub>, CH<sub>4</sub> et H<sub>2</sub>O) par réaction avec de la vapeur d'eau sur un catalyseur au nickel [12]. La transformation se produit à une température haute (840 à 920°C) et à une pression modérée (20 à 30 bars). Bien que la pression ne soit pas bénéfique pour le rendement de la réaction, une pression de 30 bars est le meilleur compromis pour réduire les coûts d'investissement des unités.

Cette transformation peut être suivie d'une variété d'opérations qui produisent de l'hydrogène [10] mais aussi, comme on l'a observé, de l'obtention de carburant de synthèse. Dans ce dernier cas, pour réduire la taille des installations et les coûts, une unité de production d'oxygène pur est combinée à une unité d'oxydation partielle afin de créer un mélange de gaz de synthèse de composition optimale pour la synthèse de carburants (H<sub>2</sub>/CO=2 environ).

La charge d'une unité de vaporeformage peut être du gaz naturel, du méthane, du GPL ou même du naphta (le naphta est une fraction pétrolière liquide utilisée soit comme charge des complexes pétrochimiques, soit pour produire de l'essence après une étape de raffinage). Le gaz naturel sert de charge de référence pour le processus de vaporeformage.

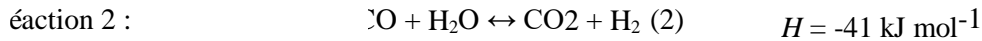
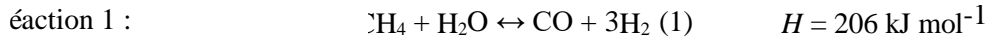
#### 3.2.1.1. Le vaporeformage de gaz naturel

Le gaz naturel contient essentiellement du méthane. Toutefois, il doit généralement être désulfuré avant d'être dirigé vers l'unité de vaporeformage.

#### ❖ *Principales réactions chimiques*

La production de gaz de synthèse et la conversion du CO sont les deux principales réactions chimiques à mettre en œuvre pour maximiser la production d'hydrogène. On notera que l'équilibre

thermodynamique gouverne ces réactions, ce qui signifie qu'une partie de la charge ne réagit pas et reste mélangée aux produits même si on laisse tout le temps nécessaire à la réaction chimique pour se produire. En cas de vaporisation, cela entraîne une quantité importante de méthane (CH<sub>4</sub>) et de monoxyde de carbone (CO) en sortie d'unité.



Le vaporeformage proprement dit est représenté par la réaction 1. En fonction de la qualité de la charge, des conditions de température et de pression retenues pour le dimensionnement du réacteur et du rapport vapeur/carbone à l'entrée du réacteur, elle est endothermique et présente un rapport H<sub>2</sub>/CO généralement compris entre 3 et 5.

Les conditions opératoires à respecter au niveau du réacteur sont plus ou moins rigoureuses et dépendent principalement du mode de purification finale de l'hydrogène.

La réaction 2 correspond à la conversion du CO. Elle est légèrement exothermique et plus ou moins complète selon qu'elle est effectuée en 1 ou 2 étapes.

En général, les deux réactions précédentes ont un bilan endothermique. On peut également mentionner que le gaz de synthèse contient en moyenne 16 à 25 % de CO<sub>2</sub> après conversion du CO. Le CO<sub>2</sub> et l'hydrogène sont séparés, puis les dernières traces d'impuretés sont éliminées. Comme indiqué précédemment, ces étapes sont basées sur le mode de purification finale de l'hydrogène.

#### ❖ *Purification du gaz de synthèse*

Le gaz de synthèse post-conversion a été principalement rendu pur par deux technologies différentes :

Le PSA (Pressure Swing Adsorption) est basé sur l'adsorption sélective des impuretés (principalement CO, CO<sub>2</sub> et CH<sub>4</sub>) sur un tamis moléculaire.

- L'élimination du CO<sub>2</sub> est suivie de la méthanisation, qui est la transformation catalytique du CO en méthane.

Depuis la fin des années 1970, le PSA a pris la place de la méthanisation. Le PSA a l'avantage de ne pas nécessiter de consommation d'hydrogène et peut produire un hydrogène très pur à un coût modéré. Cependant, il y a une légère différence de rendement si la pureté de l'hydrogène souhaitée est très élevée.

Il est possible d'obtenir une pureté d'hydrogène de 99,9% avec le PSA, quelle que soit la charge. Les brûleurs du four de vaporeformage utilisent les gaz de purge du PSA, y compris l'hydrogène résiduel, comme combustible. Par conséquent, il suffit d'appliquer des conditions opératoires modérées aux réacteurs, ce qui entraîne une teneur en méthane résiduel de 3 à 8 %.

La méthanisation, qui a été largement supplantée par le PSA à l'échelle industrielle pour le reformage du gaz naturel, a donné naissance à une nouvelle voie pour les applications piles à combustible, toutes de petite taille, où le CO, qui est un poison pour la membrane électrolyte polymère des piles à combustible fonctionnant au gaz naturel. Le PSA ne convient pas à cette échelle. La séparation H<sub>2</sub>/CO<sub>2</sub> a été largement remplacée par le PSA plutôt que par la décarbonatation aux amines.

Cependant, la méthode des amines continue d'être utilisée pour capter le CO<sub>2</sub> dans les fumées des usines de combustion, en particulier du charbon.

### **3.2.2. Vaporeformage de coupes pétrolières légères**

Le vaporeformage peut convertir des charges hydrocarbonées légères [13]. Le naphta représente la charge la plus lourde acceptable pour une production à l'échelle industrielle (voir Tableau 3.2).

### **3.2.3. Investissement, consommation d'utilités et rendement énergétique**

L'investissement, la consommation d'utilités (c'est-à-dire les consommations d'énergie autres que l'énergie contenue dans la charge de l'unité : électricité, vapeur, fuel) et le rendement énergétique d'une unité de vaporeformage dépendent évidemment du schéma de purification choisi et de la technologie utilisée. Les chiffres d'une unité type avec purification de l'hydrogène par PSA sont présentés dans le Tableau 3.3.

Tableau 3.1. Les étapes du vaporeformage pour les voies méthanisation et PSA

Etape	Méthanation	PSA
- Production de gaz de synthèse (vaporeformage)	$\text{CH}_4 + \text{H}_2\text{O} \leftrightarrow \text{CO} + 3\text{H}_2$ (1)	$\text{CH}_4 + \text{H}_2\text{O} \leftrightarrow \text{CO} + 3\text{H}_2$ (1) ( $\text{CH}_4$ résiduel 3 à 8% vol)
- Conversion du CO en $\text{H}_2$ et $\text{CO}_2$ (water-gas shift unit)	Conversion en 2 étapes $\text{CO} + \text{H}_2\text{O} \leftrightarrow \text{CO}_2 + \text{H}_2$ (2) (CO résiduel 0,3 à 0,8% vol)	Conversion en 1 étape $\text{CO} + \text{H}_2\text{O} \leftrightarrow \text{CO}_2 + \text{H}_2$ (2) (CO résiduel 1% ou 2 à 3% vol)
- Elimination du $\text{CO}_2$	Décarbonatation - amines (MDEA ou MEA) - carbonate chaud ( $\text{CO}_2$ résiduel 0,005 à 0,1% vol)	-
- Purification de l' $\text{H}_2$	Méthanisation du CO et $\text{CO}_2$ résiduaires $\text{CO} + 3\text{H}_2 \leftrightarrow \text{CH}_4 + \text{H}_2\text{O}$ (4) $\text{CO}_2 + 4\text{H}_2 \leftrightarrow \text{CH}_4 + 2\text{H}_2\text{O}$ (5) (CO et $\text{CO}_2$ résiduels < 10 ppm)	Adsorption sélective (PSA)
Remarques :		
- Pureté de l' $\text{H}_2$	95 à 98%	99,9%
- Taux de récupération de $\text{H}_2$ (à partir du gaz de synthèse)	~98%	85 à 90%

Note : Le méthane, le CO et le  $\text{CO}_2$  sont les principales impuretés. La méthanisation permet d'obtenir un hydrogène plus pur mais en quantité légèrement inférieure via la voie PSA. La différence de rendement globale entre le PSA et la méthanisation est très faible car l'hydrogène « perdu » dans l'étape de purification du PSA est réutilisé comme combustible dans le four principal à la place du méthane.

Tableau 3.2. Composition typique du gaz de synthèse obtenu par vaporeformage (avant conversion du CO) selon la nature de la charge

Matière première	Gaz naturel % volume (sur gaz sec)	Naphta % volume (sur gaz sec)
H <sub>2</sub> /CO	4.3	3.0
	7.5	5.4
CH <sub>4</sub> CO CO <sub>2</sub> H <sub>2</sub>	16.4	21.6
N <sub>2</sub>	5.6	7.8
	70.2	65.2
	0.3	0.0

En réalité, ces compositions peuvent différer en fonction des spécificités de la technologie de vaporeformeur, en particulier le rapport H<sub>2</sub>/CO, qui comprend toute la plage de 3/1 à 6/1.

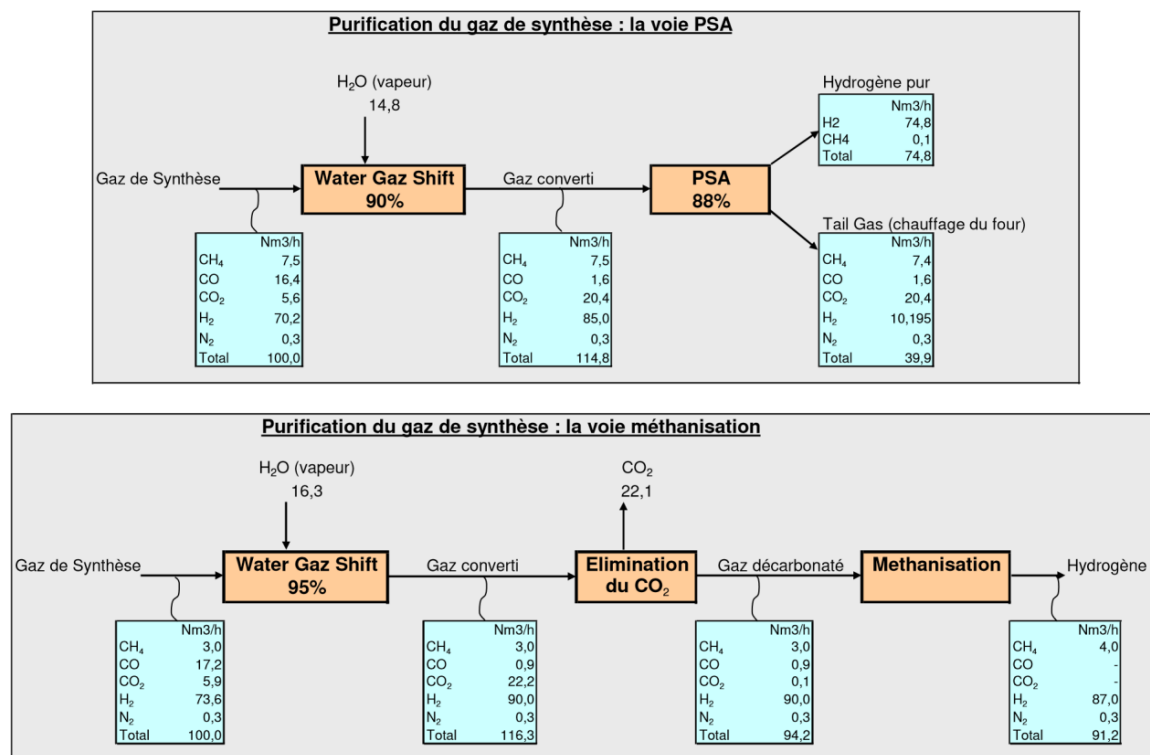


Figure 3.1. Bilan matière comparé des deux voies de purification de l'hydrogène

### Chapitre III : Différents procédés de production d'hydrogène

Tableau 3.3. Données économiques d'une unité de vaporeformage (Bases : 1er trimestre 2008 mais toujours valable en 2014)

Capacité	60 000 Nm <sup>3</sup> /h d'hydrogène (99,9% volume) soit 45300 t/an d'hydrogène (8400 h de fonctionnement annuel)
Charge	Gaz naturel soit environ 900 GJ/h (charge réacteur + complément decombustible)
Schéma	PSA (Taux de récupération H <sub>2</sub> = 88%)
Investissement	75 M€ (+5% si la charge est du GPL, +7% Naphta)
Coût fixe (entretien, personnel, frais généraux et assurances)	330 €/h
Consommation d'utilités	- Electricité 1 500 kWh/h - Vapeur haute pression - production nette de 45 t/h - Combustible (inclus dans la charge) - Catalyseur : 66 €/h
Rendement énergétique	H <sub>2</sub> /gaz naturel = 72% en pouvoir calorifique inférieur (PCI) (H <sub>2</sub> +vapeur nette)/(gaz naturel + électricité) = 82% en PCI
Emissions de CO <sub>2</sub> par tonne d'hydrogène produite	environ 9,3 tonnes (hors crédit CO <sub>2</sub> lié à la vapeur produite et hors production de l'électricité consommée)
Coût de l'hydrogène (base Europe)	Environ 1600€/t (13.4€/GJ) pour 12% de retour sur investissement et une durée de projet de 15 ans

### 3.3. La production d'hydrogène par oxydation partielle

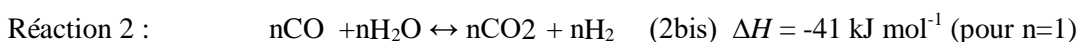
Le gaz naturel, les résidus lourds, le charbon et la biomasse sont tous des exemples de produits plus ou moins lourds qui peuvent être oxydés partiellement. D'un point de vue économique, l'utilisation de ces charges lourdes pour la production d'hydrogène ne se justifie que lorsque le surcoût d'investissement par rapport à la fabrication du vaporeformage est compensé par le moindre coût de la matière première, tels que les résidus de pétrole lourds, le coke de pétrole ou le charbon, par exemple.

L'oxydation partielle des hydrocarbures, comme le vaporeformage, entraîne la production de gaz de synthèse à haute température (généralement de 900 à 1500 °C) et à pression élevée (généralement de 20 à 60 bars), en présence d'oxygène en tant qu'oxydant et d'un modérateur de température (la vapeur d'eau). Cependant, la réaction est exothermique et généralement se produit sans catalyseur. Depuis les années 1940, grâce au procédé Lurgi, une variété de méthodes de gazéification ont été développées au niveau industriel. Shell et Texaco sont les deux principales technologies.

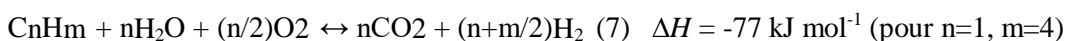
#### 3.3.1. Oxydation partielle de résidus pétroliers lourds

La production de gaz de synthèse (réaction globale simplifiée représentée par l'équation (6)) et la conversion du monoxyde de carbone sont les deux principales réactions. La plupart des réactions utilisées dans les procédés d'oxydation partielle sont équilibrées, à l'exception notable de la réaction 1 (oxydation proprement dite), qui est quasi-totale dans les conditions de haute température régnant dans le réacteur, tout comme dans le vaporeformage.

Un résidu sous vide typique contient environ 50 atomes de carbone par molécule. La chaîne hydrocarbonée  $C_nH_m$  représente le rapport H/C égal à  $m/n$ .



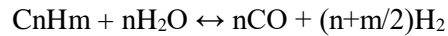
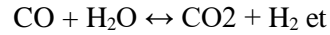
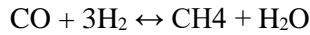
Bilan des deux réactions :



La réaction 1 est l'oxydation partielle. En fait, c'est une combustion menée en défaut d'oxygène par rapport à la stoechiométrie totale. Elle a une énergie exothermique. Elle représente le résultat

global d'un grand nombre de réactions qui conduisent principalement à la formation de CO et d'H<sub>2</sub>, ainsi que de : H<sub>2</sub>O, C (suie) et CH<sub>4</sub>.

On peut mentionner quelques unes des réactions annexes :



Avant conversion du CO, une composition typique (en volume) du gaz de synthèse est la suivante (Tableau 3.4)

Tableau 3.4. Composition classique d'un gaz de synthèse (Charge : résidu pétrolier lourd)

	(gaz sec)%
H <sub>2</sub> /CO	0,9
CH <sub>4</sub>	0,3
CO	49,4
CO <sub>2</sub>	4,8
H <sub>2</sub>	43,5
N <sub>2</sub> + Ar	0,3
H <sub>2</sub> S+COS	1,7

Le rapport H<sub>2</sub>/CO du gaz de synthèse dépend non seulement du rapport H/C de la charge, mais aussi de la température, de la pression et de la quantité de vapeur haute pression introduite dans le réacteur. Le volume de la vapeur haute pression est principalement influencé par les exigences technologiques. Ce rapport est compris entre 0,5 et 1 pour les résidus pétroliers lourds.

Remarquons que les produits soufrés sont fréquemment présents dans les gaz de synthèse. En effet, le soufre contenu initialement dans la charge, en particulier les résidus lourds de pétrole, est principalement converti en H<sub>2</sub>S et un peu en CO. Par conséquent, ces deux substances font partie du gaz de synthèse qui doit être désulfuré. Cette désulfuration est effectuée avant (Shell) ou après (Texaco) l'étape de conversion du CO, selon le procédé d'oxydation partielle utilisé.

La réaction 1 comprend un brûleur, une section de récupération thermique (une chaudière qui produit de la vapeur pour Shell et un schéma de refroidissement par trempé pour Texaco) et une section d'élimination des suies. Le gaz de synthèse produit varie en termes de teneur en eau et de température en fonction du processus utilisé.

Quelle que soit la technologie choisie, la réaction 2 de conversion du CO est poussée au maximum réaliste (car, contrairement au vaporeformage, l'oxydation partielle n'a pas besoin de la chaleur dégagée par la combustion des fractions de CO qui n'ont pas été converties en H<sub>2</sub> dans le deuxième réacteur). Cette conversion est également similaire à celle déjà décrite dans le cas du vaporeformage.

La décarbonatation est suivie de la purification de l'hydrogène par méthanation ou adsorption. L'unité de décarbonatation n'est pas toujours nécessaire pour l'adsorption. Les technologies de Texaco et Shell sont presque identiques (Tableau 3.5)

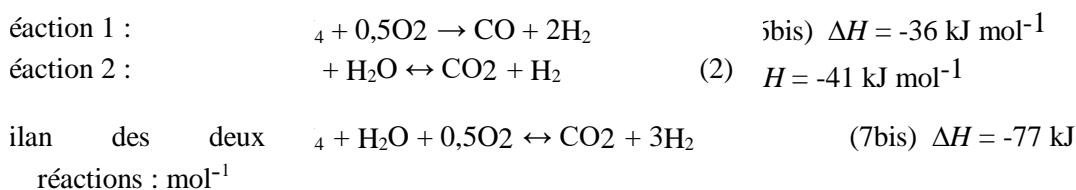
Tableau 3.5. Les étapes de l'oxydation partielle pour les technologies Texaco et Shell

Etape	Texaco (Trempe)	Shell (Chaudière de récupération)
1 - Production de gaz de synthèse (oxydation partielle)	$C_nH_m + (n/2)O_2 \rightarrow nCO + (m/2)H_2$ (6)	$C_nH_m + (n/2)O_2 \rightarrow nCO + (m/2)H_2$ (6)
2 - Conversion du CO en H <sub>2</sub> et CO <sub>2</sub> + désulfuration	$nCO + nH_2O \leftrightarrow nCO_2 + nH_2$ (2bis) puis désulfuration	désulfuration puis $nCO + nH_2O \leftrightarrow nCO_2 + nH_2$ (2bis)
3 - Elimination du CO <sub>2</sub> (étape optionnelle)	Décarbonatation	Décarbonatation
4 - Purification de l'H <sub>2</sub>	Méthanisation <i>ou</i> PSA	Méthanisation <i>ou</i> PSA
• Méthanisation du CO et CO <sub>2</sub> résiduaire <i>ou</i> • PSA*	$CO + 3H_2 \leftrightarrow CH_4 + H_2O$ (4) $CO_2 + 4H_2 \leftrightarrow CH_4 + 2H_2O$ (5) Adsorption sélective	$CO + 3H_2 \leftrightarrow CH_4 + H_2O$ (4) $CO_2 + 4H_2 \leftrightarrow CH_4 + 2H_2O$ (5) Adsorption sélective
<i>Remarques</i>		
- Pureté de l'H <sub>2</sub>	99,9% (PSA)	99,9% (PSA)
- Taux de récupération de l'H <sub>2</sub> (à partir du gaz de synthèse)	80 à 85% (PSA)	80 à 85% (PSA)

### 3.3.2. Oxydation partielle de gaz naturel

La production d'hydrogène n'est généralement pas réalisée par l'oxydation partielle du gaz naturel, car la technologie de vaporeformage décrite plus haut est plus efficace. Pour des applications en chimie et en GTL, l'oxydation partielle du gaz naturel peut être utilisée. Cela est nécessaire lorsque l'on recherche un ratio H<sub>2</sub>/CO légèrement inférieur à 2.

La charge est essentiellement composée de méthane. Les équations précédentes (6), (2bis) et (7)) deviennent, avec n=1 et m=4 :



La réaction 1 est exothermique et donne, selon les conditions du procédé, un rapport H<sub>2</sub>/CO compris entre 1.6 et 1.9.

La réaction 2 est également exothermique.

Pour le bilan des deux réactions, le rendement d'hydrogène par rapport au méthane est généralement d'environ 27 % en poids. Remarquons que ce rendement est inférieur à celui de la voie de vaporeformage (30% de poids). Les étapes de décarbonatation et de purification de l'hydrogène qui suivent sont identiques à celles de la vaporisation.

### 3.4. Investissement, consommation d'utilités et rendement énergétique

Les chiffres suivants représentent une unité d'oxydation partielle standard sur charge liquide. Il y a des différences non négligeables à ne pas exclure, notamment en termes de consommation ou de production d'utilités (Tableau 3.6).

Tableau 3.6. Données économiques d'une unité d'oxydation partielle (Bases: premier trimestre 2008 mais toujours valable en 2014)

Capacité	60 000 Nm <sup>3</sup> /h d'hydrogène (99,9% volume) <i>soit 43 150 t/an d'H<sub>2</sub> (8000 h de fonctionnement annuel pour deux unités opérant en parallèle dimensionnées à 60% de capacité chacune)</i>
Charge	Résidu pétrolier lourd (résidu sous vide ex-viscoréducteur)(31 tonnes/h ± 6% selon la nature de la charge) Valeur indicative : 35% de celle du fuel lourd à 3.5% de soufre
Schéma	PSA et unité de fractionnement d'air
Investissement	195 M€ (dont 44 M€ unité de fractionnement d'air.)
Coût fixe (entretien, personnel, frais généraux et assurances)	980 €/h
Consommation d'utilités	- Electricité 21 000 kWh/h - Vapeur 7 tonne de vapeur/h  - Combustible 220 GJ/h (production nette de fuel gaz) - Catalyseur 30 €/h
Rendement énergétique	$H_2/\text{charge} = 53\%$ en pouvoir calorifique inférieur (PCI) $(H_2 + \text{fuel gas}) / (\text{charge} + \text{électricité} + \text{vapeur nette}) = 67\%$ en PCI
Emissions de CO <sub>2</sub> par tonne d'hydrogène produit	18 tonnes en moyenne (procédé seul, hors production de l'électricité consommée et hors crédit CO <sub>2</sub> lié à la production de fuel gaz)
Coût de l'hydrogène (base Europe)	Environ 1660 €/t (13.8 €/GJ) pour 12% de retour sur investissement et une durée de projet de 15 ans

Il sera noté que dans les conditions économiques actuelles, produire de l'hydrogène à partir de gaz naturel à l'aide d'un vaporeformage est presque équivalent à une oxydation partielle des résidus sous vide ex-viscoréducteurs. La compétitivité relative de la gazéification est basée sur les différences de prix entre le gaz naturel cher (dont le prix est presque indexé sur celui du pétrole) et la valeur très faible d'un résidu pétrolier de qualité médiocre (qui est beaucoup plus visqueux et soufré qu'un fuel lourd industriel), ce qui le rend difficile à valoriser.

Malgré cela, la gazéification est pénalisée par son rendement énergétique global (67% par rapport à 82% pour le vaporeformage), ce qui signifie que le vaporeformeur reste l'unité de référence pour la production d'hydrogène dans un contexte de relative raréfaction de l'énergie.

Si l'on excepte quelques unités dans le monde et les nombreuses en Chine (qui travaillent ensemble pour produire de l'électricité et de l'hydrogène), la gazéification se limite principalement à trois cas:

- Dans le cas de la pétrochimie, il est nécessaire d'avoir un rapport  $H_2/CO$  inférieur ou égal à 2.
- Indisponibilité d'hydrocarbures légers traitables par vaporeformage
- L'objectif est de détruire les résidus d'hydrocarbures lourds difficilement exploitables.

### 3.4.1. Perspectives sur l'avenir

Une production de masse d'hydrogène s'est développée sur les bases technologiques que nous venons d'examiner. Il est important de noter que dans plusieurs raffineries peu complexes (qui ne procèdent pas à une conversion « profonde ») et qui traitent des matériaux bruts légers, la majorité de l'hydrogène utilisé est un co-produit « fatal », en particulier dans les unités de reformage catalytique.

Les raffineries ont un besoin croissant en hydrogène en raison du développement de la conversion profonde, de l'alourdissement progressif des bruts traités en raffineries et du durcissement continu des spécifications des carburants, en particulier en ce qui concerne la teneur en soufre. Pour y remédier, ces dernières ont deux options : soit l'installation d'une unité de production d'hydrogène dédiée (appelée « self production ») dont la taille est limitée à leurs besoins, soit de faire confiance à une entreprise gazière partenaire pour investir et gérer cette unité d'hydrogène (appelée « outsourcing » et contrats « Over The Fence »). Dans ce dernier cas, l'installation de réseaux d'hydrogène de plus ou moins grande taille permet la fédération des besoins de plusieurs clients, ce qui permet l'installation d'unités de production de plus grande taille, ce qui permet des économies d'échelle sur l'investissement, ce qui réduit le coût de production de l'hydrogène. Les économies d'échelle, qui peuvent être réalisées par le vaporeformage, permettent de repousser constamment la capacité maximale nécessaire pour construire deux unités en parallèle. Actuellement, un réacteur unitaire de vaporeformage peut avoir une capacité supérieure à 200 000 Nm<sup>3</sup>/h. spécifiquement par Technip FMC pour Syncrude Canada.

### 3.5.2. Reformage autotherme

Le reformage autotherme (ou ATR) est un processus au sein d'un même réacteur qui utilise du gaz naturel, une oxydation partielle à l'oxygène pur et une vaporisation. Sa conception permet de compenser les réactions endothermiques de l'oxydation partielle par les réactions exothermiques du vaporeformage. Le gaz naturel et l'oxygène sont mélangés avec de la vapeur d'eau dans ce processus avant d'être préchauffés. Ils sont ensuite dirigés vers le réacteur pour la production de gaz de synthèse, qui a une pression de 20 à 60 bars et une température de 900 à 1100°C. Le rapport H<sub>2</sub>/CO « naturel » du gaz de synthèse obtenu est compris entre 2 et 2,8, mais le processus a la souplesse nécessaire pour ajuster ce rapport entre 1 et 3,5 selon les besoins de l'utilisateur final : Ce rapport est augmenté par une augmentation de la quantité de vapeur d'eau injectée, tandis que le recyclage total ou partiel du CO<sub>2</sub> en sortie de réacteur le diminue.

Tableau 3.7. Variabilité des compositions du gaz de synthèse produit par un ATR

CAS	« Maxi » Vapeur	« Mini » Vapeur + recyclage du CO <sub>2</sub>
Gaz de synthèse (%mol/gaz sec)		
H <sub>2</sub>	66,8	39,5
CO	19,8	38,8
CO <sub>2</sub>	12,7	21,4
CH <sub>4</sub>	0,7	0,3
H <sub>2</sub> /CO	3,37	1,02

Il convient de souligner que par son fonctionnement à l'oxygène pur, les émissions de NO<sub>x</sub> sont nulles dans ce processus.

La conversion, la décarbonatation et le PSA sont des étapes classiques.

En plus de sa grande flexibilité pour modifier le rapport H<sub>2</sub>/CO, ce processus a l'avantage d'utiliser un arrangement de réacteur très compact qui a l'avantage de permettre des capacités de production élevées à l'avance. Pour ces raisons, la filière GtL (Gas to Liquid) qui nécessite un rapport H<sub>2</sub>/CO

d'environ 2,1 est très intéressante. Le coût de l'oxygène est un facteur important pour l'oxydation partielle, c'est pourquoi beaucoup de recherche et développement sont consacrés au réacteur membranaire. Par leur fonctionnement à l'oxygène pur, les membranes céramiques permettent d'éviter la dispendieuse étape du fractionnement d'air.

### **3.5.3. Reformage du méthanol**

Depuis le milieu des années 70, lors de la première crise pétrolière, on s'est interrogé sur l'intérêt du méthanol comme vecteur énergétique ; on s'est demandé s'il ne fallait pas le préférer au GNL (Gaz Naturel Liquéfié) qui se transporte par bateau à  $-162^{\circ}\text{C}$  alors que le méthanol se transporte avec autant d'aisance qu'un produit pétrolier liquide à la température ambiante.

Cependant, ce segment crucial de la pétrochimie - vers le formaldéhyde, le methyl tertio butyl ether, l'acide acétique, etc. - a toujours manqué un vaste marché qui pouvait justifier de grandes unités qui ont un impact d'échelle significatif. Ces éléments sont cruciaux pour obtenir un méthanol à faible coût (70 à 80 € par tonne, soit la moitié des prix actuels) qui reposerait également sur des ressources gazières non exploitées et qui ne disposent pas de marchés attractifs (concept de gaz strandé disponible à faible valeur). La voie MTG, commercialisée en Nouvelle Zélande entre 1985 et 1997, avait été l'occasion de construire la plus grande unité de méthanol au monde pour le grand marché des carburants plutôt que le marché restreint de la pétrochimie. L'adoption mondiale de seuils stricts sur le pourcentage d'aromatiques dans l'essence, ainsi que le retour à des prix bas du pétrole à la fin des chocs pétroliers, ont conduit à l'abandon de cette filière. Cependant, elle subsiste à petite échelle et sous diverses formes en Chine et en Asie, principalement grâce aux activités sur la filière DME (connue pour être au Diesel, ce que GPL est à l'essence).

Jusqu'à présent, le méthanol s'est contenté d'un marché de niches avec de petites unités - quelques centaines de  $\text{Nm}^3/\text{h}$  - capables de satisfaire des marchés où il existe des contraintes autres que le prix, comme l'interdiction de faire circuler des camions de livraison de cadres d'hydrogène. De petites unités de vaporeformage sur site de gaz naturel (50-600  $\text{Nm}^3/\text{h}$ ) handicapées par un facteur d'échelle défavorable peuvent rivaliser avec des conditions opératoires peu strictes pour la décomposition du méthanol - pression basse et température inférieure à  $350^{\circ}\text{C}$ .

Ainsi, le transport "direct" de grandes quantités de gaz naturel liquéfié (GNL) s'est avéré plus compétitif que le méthanol pour des raisons structurelles, car le méthanol était pénalisé à la fois sur les rendements et les investissements. Plusieurs pays ont déjà interdit l'utilisation du méthanol dans

certaines applications en raison de sa forte toxicité et de sa compatibilité avec l'eau en toutes proportions (que se passerait-il en cas de fuites ou de contaminations volontaires des sources d'approvisionnement en eau potable?). À l'époque des chocs pétroliers, la Californie l'avait considéré comme carburant et avait finalement renoncé, en partie pour des raisons de sécurité.

La filière « méthanolhydrogène » et ses conséquences, à savoir le reformage et la décomposition du méthanol, ne subissent aucun changement significatif en raison de toutes ces raisons. Les seules applications qui semblent fonctionner sont basées sur des piles à combustible de petite taille avec décomposition de méthanol.

### **3.5.4. Reformage du méthanol**

Depuis le milieu des années 70, lors de la première crise pétrolière, on s'est interrogé sur l'intérêt du méthanol comme vecteur énergétique ; on s'est demandé s'il ne fallait pas le préférer au GNL (Gaz Naturel Liquéfié) qui se transporte par bateau à  $-162^{\circ}\text{C}$  alors que le méthanol se transporte avec autant d'aisance qu'un produit pétrolier liquide à la température ambiante.

Cependant, ce segment crucial de la pétrochimie - vers le formaldéhyde, le methyl tertio butyl ether, l'acide acétique, etc. - a toujours manqué un vaste marché qui pouvait justifier de grandes unités qui ont un impact d'échelle significatif. Ces éléments sont cruciaux pour obtenir un méthanol à faible coût (70 à 80 € par tonne, soit la moitié des prix actuels) qui reposerait également sur des ressources gazières non exploitées et qui ne disposent pas de marchés attractifs (concept de gaz strandé disponible à faible valeur). La voie MTG, commercialisée en Nouvelle Zélande entre 1985 et 1997, avait été l'occasion de construire la plus grande unité de méthanol au monde pour le grand marché des carburants plutôt que le marché restreint de la pétrochimie. L'adoption mondiale de seuils stricts sur le pourcentage d'aromatiques dans l'essence, ainsi que le retour à des prix bas du pétrole à la fin des chocs pétroliers, ont conduit à l'abandon de cette filière. Cependant, elle subsiste à petite échelle et sous diverses formes en Chine et en Asie, principalement grâce aux activités sur la filière DME (connue pour être au Diesel, ce que GPL est à l'essence).

Jusqu'à présent, le méthanol s'est contenté d'un marché de niches avec de petites unités - quelques centaines de  $\text{Nm}^3/\text{h}$  - capables de satisfaire des marchés où il existe des contraintes autres que le prix, comme l'interdiction de faire circuler des camions de livraison de cadres d'hydrogène. De petites unités de vaporeformage sur site de gaz naturel (50-600  $\text{Nm}^3/\text{h}$ ) handicapées par un facteur

d'échelle défavorable peuvent rivaliser avec des conditions opératoires peu strictes pour la décomposition du méthanol - pression basse et température inférieure à 350°C.

Ainsi, le transport "direct" de grandes quantités de gaz naturel liquéfié (GNL) s'est avéré plus compétitif que le méthanol pour des raisons structurelles, car le méthanol était pénalisé à la fois sur les rendements et les investissements. Plusieurs pays ont déjà interdit l'utilisation du méthanol dans certaines applications en raison de sa forte toxicité et de sa compatibilité avec l'eau en toutes proportions (que se passerait-il en cas de fuites ou de contaminations volontaires des sources d'approvisionnement en eau potable?). À l'époque des chocs pétroliers, la Californie l'avait considéré comme carburant et avait finalement renoncé, en partie pour des raisons de sécurité.

La filière « méthanolhydrogène » et ses conséquences, à savoir le reformage et la décomposition du méthanol, ne subissent aucun changement significatif en raison de toutes ces raisons

Les seules applications qui semblent fonctionner sont basées sur des piles à combustible de petite taille avec décomposition de méthanol.

#### **3.5.4. Procédés plasma pour la décomposition du gaz naturel en hydrogène et carbone**

La décomposition/cracking du gaz naturel en ses composants carbone et hydrogène est de plus en plus intéressante car elle est maintenant considérée comme une voie potentielle de production d'hydrogène sans émission de CO<sub>2</sub>. Dans les années 1960, UOP a décidé d'utiliser une unité pilote pour évaluer un processus de décomposition catalytique du gaz naturel pour produire de l'hydrogène, appelé « HYPRO ». La température à laquelle intervient la décomposition est abaissée par la présence de catalyseurs. Avec sa structure de gaz rare et son absence de moment dipolaire, le méthane est chimiquement inerte et sa décomposition sans catalyseur ne peut se produire qu'à une température très élevée, proche de la température de combustion adiabatique. Cependant, il existe une seule entreprise, Cancarb, qui l'utilise depuis 1973 à Medicine Hat dans l'Alberta au Canada pour produire une variété de noir de carbone de haute pureté. Le sous-produit hydrogène n'a été valorisé que récemment. Cela indique que le choix du site était influencé par la disponibilité d'électricité d'origine éolienne bon marché et un client identifié pour l'hydrogène vert coproduit, ce qui est une difficulté de la décomposition du gaz naturel.

Dans certains cas, la décomposition du méthane peut être une technologie réaliste pour produire du noir de carbone et la valorisation de l'hydrogène coproduit peut se révéler possible. Cependant, il est prématuré de considérer que la décomposition du méthane pourrait être une alternative au

vaporeformage en raison de l'état actuel modeste des réflexions sur la gestion des grandes quantités de carbone produites par un procédé de décomposition visant principalement le marché de l'énergie.

### 3.6. Production d'hydrogène à partir de l'électrolyse de l'eau

L'hydrogène, un vecteur énergétique rare dans la nature à l'état moléculaire, doit être produit avant d'être utilisé ou stocké. Il existe plusieurs méthodes pour atteindre cet objectif, telles que le reformage ou la gazéification des hydrocarbures, l'électrolyse de l'eau ou la dissociation thermochimique de l'eau ou de la biomasse (voir Fiches 3.2.2 et 3.3.1). Tous nécessitent une énergie pour dissocier l'hydrogène de (ou des) élément(s) à qui il est associé : carbone, hydrogène...

Le type d'énergie utilisée, la pureté, les débits, etc. influencent le choix du procédé. En réalité, la majorité de l'hydrogène actuellement disponible provient du reformage du gaz naturel. La thermochimie est actuellement au stade de laboratoire et l'électrolyse représente environ 4 % de la capacité totale de production de cet hydrogène à l'échelle mondiale. La mise en œuvre de cette technologie en expansion ne peut avoir lieu que si l'électricité est soit inévitable (pour les renouvelables tels que l'hydraulique à proximité) soit à un coût raisonnable (pour les renouvelables ou les énergies nucléaires). En ce moment, l'utilisation croissante des sources renouvelables entraîne le développement de l'électrolyse, un processus adapté à la valorisation de ces énergies nouvelles.

De nos jours, il y a une montée en puissance des électrolyseurs de toutes capacités, généralement de 1 kW à plusieurs MW, en plus de l'électrolyse industrielle qui utilise des puissances unitaires pouvant atteindre plusieurs mégawatts, comme l'électrolyse chlore-soude, par exemple.

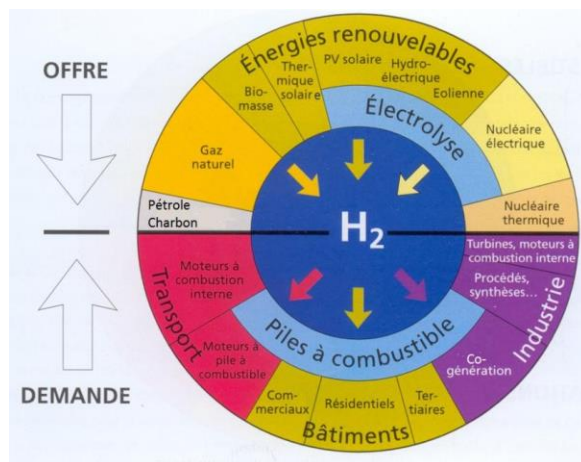
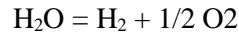


Figure 3.2. La chaîne « hydrogène »

### 3.6.1. L'électrolyse de l'eau

En résumé, la décomposition de l'eau par électrolyse est écrite comme suite :



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

L'apport d'énergie électrique pour cette décomposition dépend principalement de l'enthalpie et de l'entropie de réaction. Le potentiel de décomposition théorique est de 1.481 V, 298 K. Les potentiels classiques des cellules industrielles sont de 1.7 à 2.1 V, ce qui correspond à des rendements d'électrolyse de 70 à 85 % en comparaison avec le Pouvoir calorifique supérieur 1 (PCS) de 3,55 kilowattheures par mètre cube. Les électrolyseurs industriels (auxiliaires compris) ont généralement une consommation électrique de 4 à 5 kWh/Nm<sup>3</sup> d'hydrogène produit. Il convient de noter qu'il est important d'éliminer en permanence la chaleur dégagée par les irréversibilités de la réaction.

La quantité minimale d'eau nécessaire à un électrolyseur est de 0,8 l/Nm<sup>3</sup> d'hydrogène produit. La valeur réelle est proche de 1 l/Nm<sup>3</sup> en pratique. L'eau introduite doit être la plus pure possible car les impuretés demeurent dans l'équipement et s'accumulent au fil de l'électrolyse, perturbant in fine les réactions électrolytiques par :

- Accumulation de boues
- La façon dont les chlorures affectent les électrodes

La conductivité ionique de l'eau est une spécification importante (qui doit être inférieure à quelques  $\mu\text{S/cm}$ )

Une cellule d'électrolyse est composée de deux électrodes (anode et cathode, tous deux conducteurs électriques) connectées à un générateur de courant continu et séparées par un électrolyte.

Cet électrolyte peut être le suivant :

- Soit une solution aqueuse acide,
- Soit une membrane polymère dont les protons échangent
- Soit une membrane céramique qui transporte les ions  $\text{O}^{2-}$ .

De nombreux fournisseurs proposent une large gamme de technologies, notamment en termes de nature de l'électrolyte et de technologie associée, allant d'un possible couplage amont avec une source d'énergie renouvelable (photovoltaïque ou éolienne) à la fourniture finale directe d'hydrogène sous pression.

❖ *Les technologies*

Elles sont de deux natures et dépendent du type de structure (mono ou bipolaire) et du type d'électrolyte : alcalin, PEM2 (ou acide) ou SOEC (technologie SOFC).

Structures mono ou bipolaires

Les premiers appareils d'électrolyse disposaient d'électrodes monopolaires (c'est-à-dire que chaque anode et chaque cathode étaient connectées au pôle positif et au pôle négatif), les cellules d'électrolyse fonctionnaient alors en parallèle.

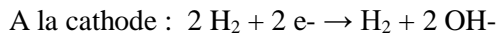
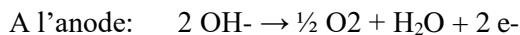
Les plaques intercalaires jouent le rôle d'anode d'un côté et de cathode de l'autre dans les systèmes bipolaires développés par la suite. Les cellules électrolytiques fonctionnent alors en série électrique. À l'intérieur de l'électrode, la conduction électrique s'opère au travers de son épaisseur, qui présente une chute ohmique, faible mais non nulle. Les assemblages bipolaires ont l'avantage d'une densité de courant plus élevée et d'une compacité plus élevée. Malgré cela, cette conception présente une difficulté supplémentaire : l'électrode a une face dans un milieu oxydant (anode) et l'autre dans un milieu réducteur (cathode).

La plupart des systèmes industriels utilisent la technologie bipolaire, mais quelques électrolyseurs de petite capacité proposent encore des structures monopolaires. Les cellules d'électrolyse doivent être étanches, électriquement isolées et résistantes à la corrosion dans des températures et des pressions parfois élevées.

### **3.6.2. Electrolyse alcaline**

Le principe de ce type d'électrolyse est représenté sur la figure 3.3

Les réactions sur les électrodes sont les suivantes :



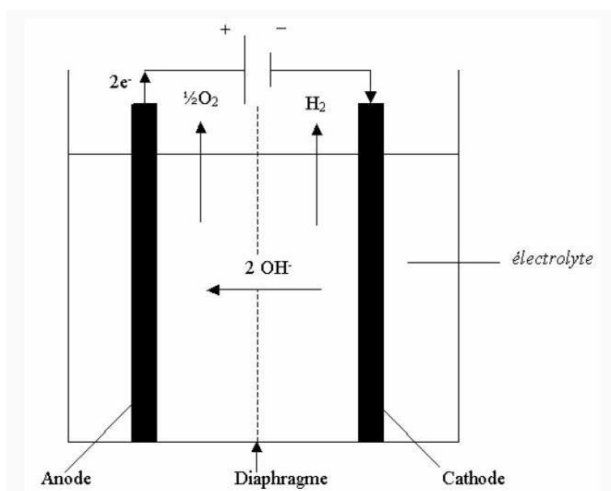


Figure 3.3. L'électrolyse alcaline

Le processus d'électrolyse alcaline est le plus utilisé dans l'industrie et est donc mature. Les électrolyseurs se présentent en modules de petite ou moyenne capacité (0,5-800 Nm<sup>3</sup>/h d'hydrogène), utilisant une solution aqueuse d'hydroxyde de potassium (ou potasse), dont la concentration varie en fonction de la température (typiquement de 25% en masse à 80°C jusqu'à 40% à 160°C). La potasse est préférée à la soude en raison de sa conductivité ionique plus élevée à des niveaux de température équivalents et de sa capacité à mieux gérer les impuretés chlorures et sulfates.

L'alimentation électrique, les cellules électrolytiques, l'unité de purification de l'eau, l'unité de déshumidification des gaz, l'unité de purification de l'hydrogène, le compresseur et le système de contrôle-commande sont généralement inclus dans les modules. Certaines technologies d'électrolyseurs fonctionnent directement sous pression. Les modules de petite capacité opèrent typiquement de 3 à 30 bars.



Figure 3.4. Trois unités d'électrolyseur alcalin Enertrag de 2 MW unitaire – 1000 m<sup>3</sup>/h

### **3.6.3. Electrolyse acide PEM (Proton Exchange Membrane)**

La membrane polymère conductrice de protons de l'électrolyse acide se distingue de la précédente. Les avantages de cette technologie incluent l'absence d'électrolyte liquide, la compacité, la simplicité du design et du fonctionnement, la limitation des problèmes de corrosion, des performances sensiblement supérieures et une moindre influence de la variation des conditions d'entrée (intéressant pour les sources renouvelables intermittentes). Cependant, les électrolyseurs alcalins de même capacité sont actuellement plus onéreux en raison du coût de la membrane polymère et de l'utilisation d'électro-catalyseurs à base de métaux nobles. Néanmoins, beaucoup considèrent l'électrolyse à membrane polymère comme une technologie d'avenir car elle bénéficie des nombreux développements sur les piles à combustible de technologie comparable et de la réduction des coûts associée.

Depuis plusieurs dizaines d'années, l'électrolyse à membrane polymère de petite capacité est une technologie mature qui a été utilisée pour des applications sous-marines (pour la génération d'oxygène à bord des sous-marins nucléaires américains et britanniques) et spatiales (pour la génération d'oxygène dans les compartiments vie des satellites).

La pression atmosphérique à plusieurs dizaines, voire quelques centaines de bars peut être produite par ces appareils (Figure 3.6).

Mieux que l'électrolyseur alcalin, ce type d'électrolyseur est adapté au couplage avec des sources d'énergie renouvelables car il supporte les variations de puissance électrique disponible. En raison des meilleures performances des électrolyseurs actuellement disponibles. Les rendements des deux familles sont aujourd'hui très proches l'une de l'autre et approchent une valeur voisine de 90 % pour les plus puissantes.

Les normes et codes pour la conception et/ou l'installation d'électrolyseurs de petite capacité sont en cours d'élaboration, notamment dans le cadre de l'ISO TC 1974 consacré aux technologies de l'hydrogène.

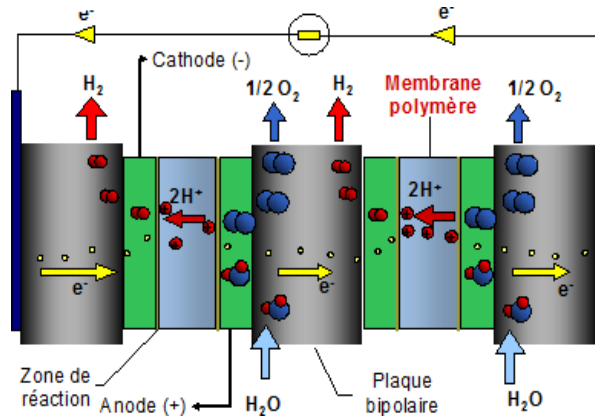


Figure 3.5. L'électrolyse PEM

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

- à la cathode:  $2 \text{H}^+ + 2 \text{e}^- \rightarrow \text{H}_2$



Figure 3.6. Electrolyseur PEM AREVA H<sub>2</sub>Gen/CETH2 120 Nm<sup>3</sup>/h (2015)

Note : Étant donné que l'eau pure est moins courante que l'eau de mer, de plus en plus de systèmes ne disposent que de l'eau de mer. Il n'y a alors que deux options : soit traiter l'eau de mer comme on le fait dans des installations de dessalement (évaporation ou osmose inverse), soit, comme le Leiden Institute of Chemistry l'a récemment proposé, déposer un oxyde de manganèse à l'anode avec l'iridium, ce qui empêcherait la formation de chlore.

### 3.6.4. Electrolyse à haute température (PCFC ou SOEC)

La technologie découle directement des recherches sur les piles à combustible de type PCFC ou SOFC (Figure 3.7), qui fonctionnent dans des gammes de températures de 400 à 600°C et 650 à 1000°C, respectivement. Si on l'alimente à la fois en électricité et en chaleur pour maintenir la température souhaitée, le rendement peut être supérieur à 80 %. Elle est principalement destinée à être utilisée en tandem avec un réacteur nucléaire à haute température ou un système solaire à concentration. Elle est actuellement en phase de développement dans plusieurs laboratoires, tels que le CERAMATEC aux États-Unis, le Laboratoire national d'ingénierie et d'environnement de l'Idaho et le CEA/LITEN en France.

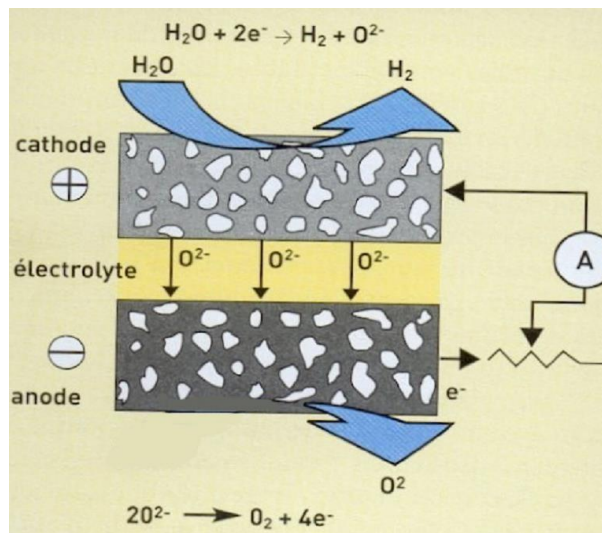


Figure 3.7. L'électrolyse SOEC

En raison du fait que l'électrolyse et la pile à combustible sont deux technologies dont les fonctionnements sont réversibles, une technologie complémentaire est en cours de développement. Depuis le début 2016, plusieurs organismes publics et commerciaux ont commencé à s'intéresser à l'application de la technologie SOEC/SOFC. La société française Sylfen<sup>6</sup>, créée par le CEA, et l'association Boeing, Huntington Beach et Sunfire aux États-Unis, a fait une démonstration en février 2016 avec un système de 50 kW livré à l'US Navy (Figure 3.8). En mai 2018, le premier démonstrateur Sylfen (Smart Energy Hub rSOC7) a été approuvé.



Figure 3.8. Le système réversible SOEC/SOFC [14]

En mai 2018, le US/DoE/EERE a annoncé un financement de 3,5 M\$ pour développer une technologie d'électrolyse haute température qui serait connecté à un réacteur nucléaire. Les laboratoires concernés sont le Fuel Cell Energy, à Danbury, Saint-Gobain à Northboro et l'Université West Virginia.

### 3.7. Unité de production d'hydrogène en Mer

L'électrolyse de l'eau requiert une eau d'une pureté exceptionnelle, avec une limite de seulement 0,5 ppm en termes d'unités dissoutes totales, pour produire de l'hydrogène. La production d'un kilogramme d'hydrogène nécessite environ 9 litres d'eau. Cependant, avec l'augmentation de la rareté de cette ressource vitale, il devient impératif d'explorer des sources alternatives, notamment l'eau de mer.

Néanmoins, l'utilisation d'eau de mer pose des défis considérables pour les installations offshore. En effet, l'eau de mer peut causer des problèmes de corrosion dans le processus d'électrolyse et engendrer la production de chlore indésirable. Par conséquent, avant de procéder à l'électrolyse, il est nécessaire d'effectuer une étape de dessalement de l'eau de mer.

Il est envisagé qu'un système d'électrolyse en mer, qu'il soit centralisé ou décentralisé, intègre une unité de dessalement alimentée par l'énergie mécanique, notamment par osmose inverse (OI), pour fournir de l'eau déminéralisée à l'électrolyseur. La méthode de l'osmose inverse repose sur l'utilisation de membranes semi-perméables pour extraire de l'eau douce à partir de l'eau de mer, garantissant ainsi la pureté nécessaire au processus d'électrolyse.

Il est également envisagé que l'hydrogène soit produit grâce à l'énergie éolienne offshore, contribuant ainsi à une approche durable de la production d'hydrogène. Les estimations indiquent que la consommation électrique nécessaire se situe dans la fourchette de 3 à 4 kilowattheures par mètre cube d'eau, avec un coût estimé entre 0,67 et 2,40 euros par mètre cube d'eau.

Cependant, la consommation d'électricité devrait être réduite car cela n'a qu'un impact mineur sur les coûts totaux de l'électrolyseur, la recherche se penche actuellement sur la manière de faciliter l'utilisation de l'électrolyseur.

Un exemple concret vient en esprit, il s'agit d'une étude de cas élaboré par Ligeza et al. [15] où une unité de production d'hydrogène dans la mer baltique était au centre de l'étude. En effet, en Pologne, la production d'hydrogène (Selon les auteurs) devrait être effectuée en utilisant des sources d'énergie renouvelable, en particulier l'énergie éolienne (car il s'agit de la technologie zéro émission la plus efficace disponible). Selon la demande en hydrogène en Pologne et pour garantir la stabilité ainsi que la sécurité de l'approvisionnement énergétique, tout en réalisant la politique énergétique de l'Union européenne, il est nécessaire d'utiliser l'énergie éolienne offshore pour la production directe d'hydrogène. Pour ce faire, un système centralisé de production d'hydrogène en mer Baltique a été présenté, où l'objectif de la recherche était d'explorer la possibilité de produire de l'hydrogène en utilisant l'énergie éolienne offshore. Après avoir analysé les conditions de vent et calculé la capacité de la ferme éolienne proposée, une plateforme d'hydrogène offshore de 600 MW a été conçue, ainsi qu'un pipeline pour transporter l'hydrogène vers des installations de stockage à terre. En tenant compte des conditions de vent dans la région de la mer Baltique en Pologne avec un facteur de capacité entre 45% et 50 % et en ayant obtenu des résultats avec une production mensuelle moyenne maximale de 3508,85 tonnes d'hydrogène, il faut supposer que la

production d'hydrogène vert atteindra rapidement la rentabilité avec de l'électricité provenant de fermes éoliennes offshore.

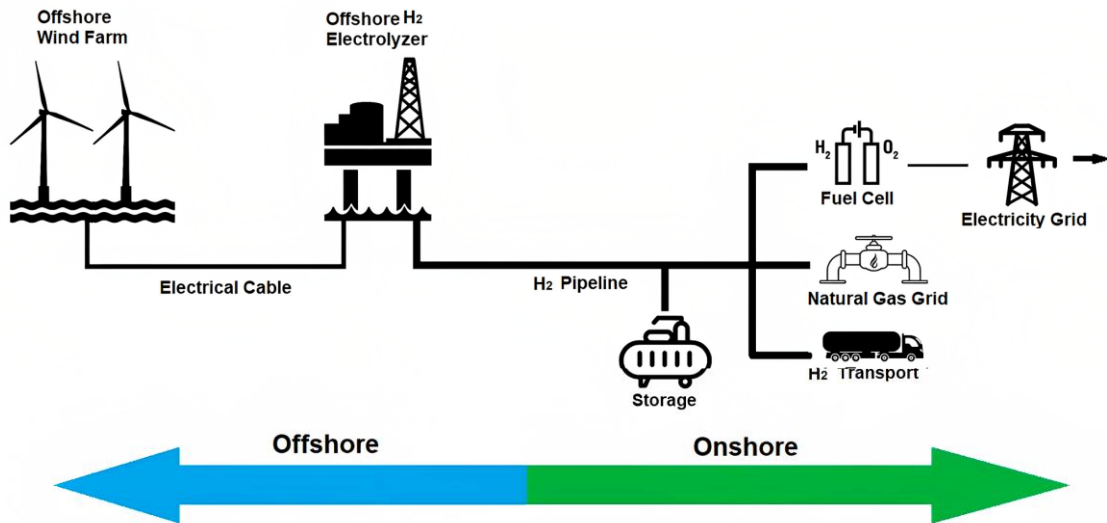


Figure 3.9. Schéma de la production d'hydrogène offshore [16]

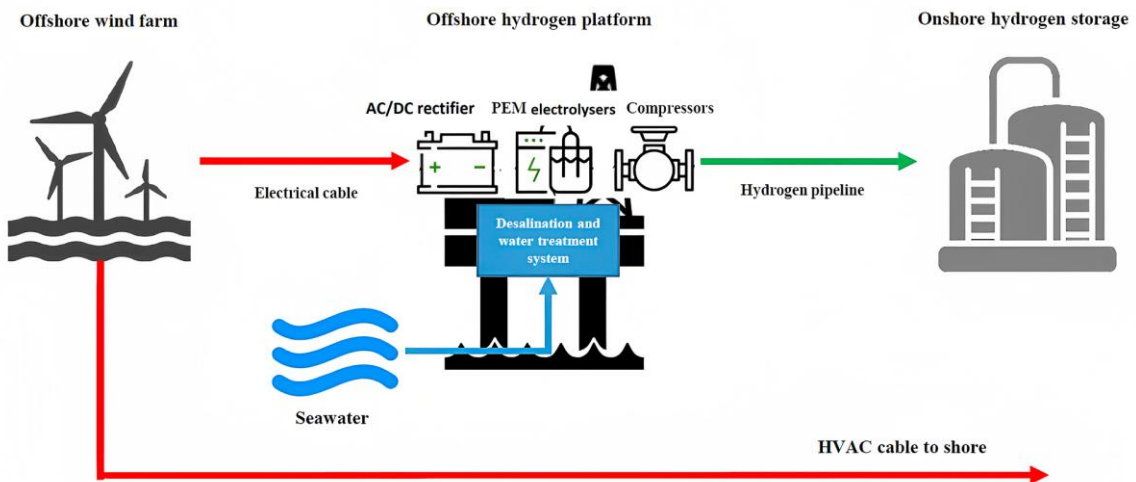


Figure 3.10. Le modèle d'une station de production centralisée d'hydrogène offshore dans la mer baltique [17]

### **3.7.1. La Platform de production d'hydrogène Offshore**

Il est prévu que le système centralisé de production d'hydrogène soit situé sur une plateforme en mer reliée au réseau de la ferme éolienne. Une unité de chauffage, ventilation et climatisation (HVAC) devrait être installée sur cette plateforme pour fournir de l'air traité aux zones électriques et résidentielles. L'HVAC fournira également de l'air au système électrolyseur. L'hydrogène généré sur les plateformes est envoyé à terre par le biais d'un pipeline sous-marin pour un traitement de gaz supplémentaire. Selon la technologie actuellement disponible, la plateforme comprendra les systèmes suivants :

- Unité de désalinisation et de traitement de l'eau
- Stockage de l'eau d'alimentation
- Électrolyseurs
- Système de séchage et de séparation
- Système de refroidissement
- Compensateurs
- Zone générale pour le système de sécurité
- Quartiers d'habitation pour les travaux de maintenance

#### **3.7.1.1. L'hydrogène produit par les électrolyseurs dans cette station :**

Le nombre de modules électrolytiques du système a été choisi pour atteindre une capacité maximale de 603,42 MW. Par conséquent, un système d'électrolyse de 600 MW avec 241 unités modulaires a été choisi. En fonction de la quantité d'électricité fournie par la ferme éolienne, les différents modules seront activés. Certaines unités seront arrêtées si la puissance fournie est inférieure à la puissance maximale prévue. Pour des paramètres d'électrolyseurs prédéterminés et des conditions de fonctionnement, la production d'hydrogène horaire, puis la moyenne mensuelle, ont été calculées. La Figure 3.11 montre les résultats.

Le graphique montre que mars produit 3508,85 tonnes d'hydrogène par mois en moyenne. En juin, la production moyenne d'hydrogène de 1779,25 tonnes a été la plus faible.

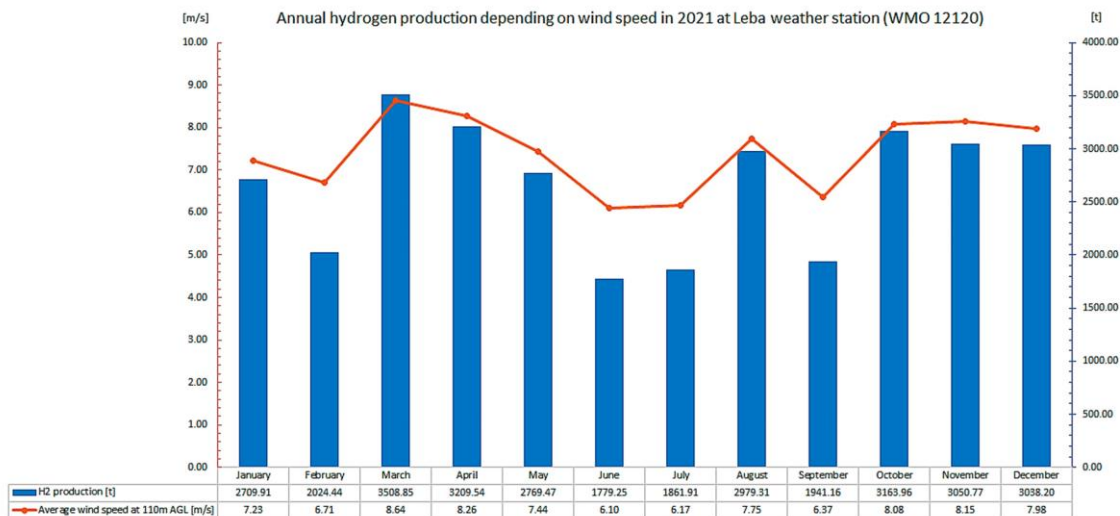


Figure 3.11. Annual hydrogen production depending on wind speed in 2021

Les conclusions à tirer de cette étude :

- **Les avantages de l'utilisation de l'énergie éolienne offshore sont multiples :**
  1. Production d'hydrogène et fourniture d'énergie excédentaire à terre : L'énergie éolienne offshore offre non seulement la possibilité de produire de l'hydrogène directement, mais elle permet également de fournir un excédent d'énergie à terre, contribuant ainsi à équilibrer les services du réseau électrique.
  2. Transport efficace de l'hydrogène par pipeline sous-marin : Comparé au transfert d'énergie électrique directe via un câble électrique sous-marin à haute tension (HVDC), le transport d'hydrogène par un pipeline sous-marin présente des avantages considérables en termes de coûts et de pertes énergétiques. Cette approche est plus économique et efficace.
  3. Utilisation de ressources offshore sans concurrence : Un système offshore centralisé n'a pas besoin d'emplacement sur la terre ferme ni d'eau douce du réseau pour l'électrolyse. Cette approche n'entre pas en concurrence avec les besoins en eau douce des populations, préservant ainsi ces ressources essentielles pour les usages humains.

- **Les inconvénients identifiés et les solutions proposées sont les suivants :**
  1. Alimentation en énergie intermittente de la plateforme offshore : Pendant les périodes d'arrêt de la production d'électricité de la ferme éolienne, une solution consiste à ajouter une connexion de câble supplémentaire à terre et à mettre temporairement hors tension les unités de l'électrolyseur. Cependant, cette approche peut entraîner des coûts supplémentaires liés à la construction du câble sous-marin, ainsi qu'à une possible dégradation prématurée des électrolyseurs. Pour améliorer cette situation, il est envisagé d'introduire une pile à combustible en tant que source d'énergie temporaire.
  2. Utilisation coûteuse de métaux précieux dans les électrolyseurs PEM : Les électrolyseurs PEM nécessitent l'utilisation de métaux précieux et semi-précieux en tant que catalyseurs, ce qui engendre des coûts considérables pour le processus d'électrolyse. Le platine (Pt) est le matériau d'électrode idéal pour la production d'hydrogène, mais son coût est élevé. Par conséquent, différentes alternatives sont étudiées dans la littérature, notamment l'utilisation de nanoparticules de Pt pour réduire la quantité nécessaire de Pt, ou même le remplacement complet par des métaux de transition tels que le nickel (Ni), le cobalt (Co) et le fer (Fe). [18] [19] [20] [21] [22] [23] [24]
  3. Passage à l'électrolyseur AEM : Une alternative pratique pour améliorer le système consiste à opter pour l'électrolyseur à membrane échangeuse d'anions (AEM) plutôt que l'électrolyseur PEM. Les électrolyseurs AEM peuvent utiliser des métaux terrestres abordables comme électrocatalyseurs et ont le potentiel d'utiliser des concentrations d'électrolytes alcalins faibles dans de l'eau pure, ce qui en fait une option prometteuse pour la production d'hydrogène à grande échelle.
  4. Sécurité de la production d'hydrogène : La sécurité de la production d'hydrogène et de la maintenance des équipements et des composants de la plateforme est un enjeu crucial pour la recherche future. Les principaux risques associés à la production d'hydrogène, tels que l'hydrogénation, la perméation de l'hydrogène, les fuites et les incendies, nécessitent une attention particulière et des mesures de prévention adéquates [25].

### 3.7.1.2. Etude technico-économique des scénarios de production offshore éolienne vers hydrogène étude de cas du Royaume Uni:

Dans cette étude Giampieri et al. [26] ont réalisé une analyse approfondie de la capacité installée en énergie éolienne, de la production d'électricité et de la limitation de l'énergie éolienne au Royaume-Uni sur une période s'étendant de 2011 à 2021. Les résultats ont indiqué une tendance à la hausse constante des niveaux de pénétration de l'énergie éolienne et une augmentation concomitante de la puissance éolienne limitée. En particulier, la recherche a souligné le potentiel d'exploiter cette énergie excédentaire pour la production d'hydrogène vert.

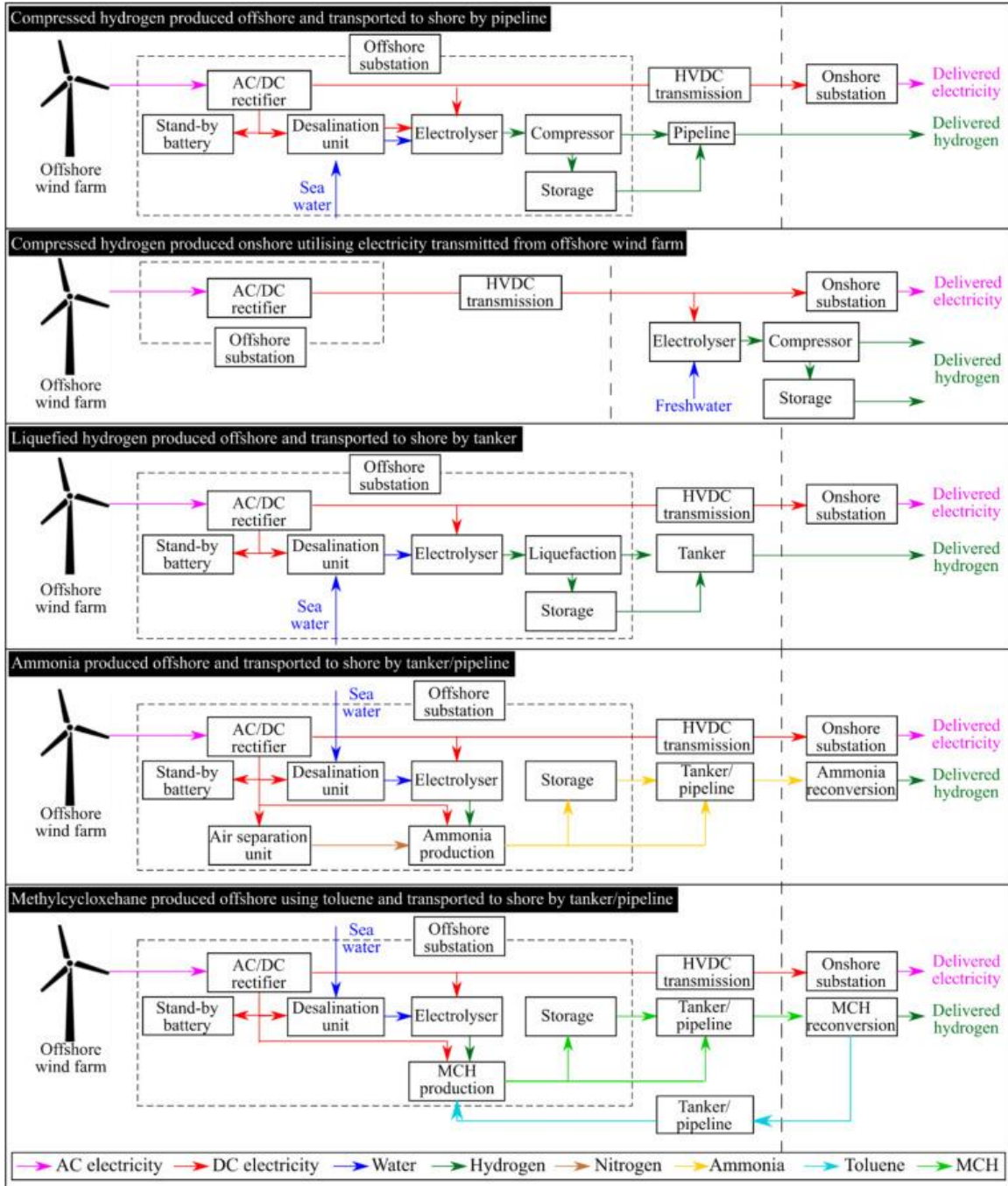


Figure 3.12. Diagramme schématique de la production d'hydrogène, d'ammoniac et de toluène/MCH utilisant l'électricité des parcs éoliens offshore [26]

Les conclusions à tirer de cette étude sont comme suit:

1. Une réduction significative des dépenses en capital (CAPEX) et des dépenses opérationnelles (OPEX) ainsi qu'une amélioration notable de la performance énergétique sont attendues pour les projets débutant en 2030 et 2050.
2. Le coût de l'électricité représente le poste de coût le plus important du système, bien que des améliorations futures de l'efficacité de l'électrolyseur et du prix de l'électricité réduiraient son impact sur le coût total et la viabilité économique de la production d'hydrogène à partir de l'énergie éolienne offshore et des transporteurs d'hydrogène.
3. Les électrolyseurs sont le composant le plus coûteux pour tous les scénarios, bien qu'une réduction significative des CAPEX et des OPEX soit prévue d'ici 2050 grâce à des coûts spécifiques plus bas, une efficacité accrue, une durée de vie prolongée et des coûts réduits de remplacement des piles.
4. La production d'hydrogène comprimé en mer est l'option la plus rentable pour les projets débutant en 2025, en particulier pour des distances relativement courtes jusqu'à la côte, auquel cas le coût du pipeline n'affecte pas significativement la rentabilité.
5. Des stratégies alternatives pour le stockage et le transport de l'hydrogène, telles que l'hydrogène liquéfié ou le MCH, sont envisagées comme ayant le potentiel d'être plus rentables pour les projets commençant en 2050.
6. Pour les parcs éoliens offshore situés à une grande distance de la côte (plus de 1000 km), la production offshore d'hydrogène ou de transporteurs d'hydrogène et leur transport à terre par pipeline ne sont pas rentables ; le transport d'hydrogène liquide, d'ammoniac ou de transporteurs d'hydrogène organique liquide pour le transport continental et intercontinental de l'hydrogène devrait être évalué comme des alternatives à la production d'hydrogène à terre.

### 3.8. Comparaison et développement des diverses filières

Le CEA avait publié un graphique (Figure 3.12) dans un rapport de mai 2012 intitulé "Les technologies de l'hydrogène au CEA" qui comparait les performances des trois technologies : l'électrolyse basse température (représentée en jaune, le PEM en bleu) et l'électrolyse haute température (représentée en rouge). La production d'hydrogène est proportionnelle à la tension horizontale aux bornes de la cellule et le rendement (Nm<sup>3</sup>/kWh) est inversement proportionnel à la tension verticale.

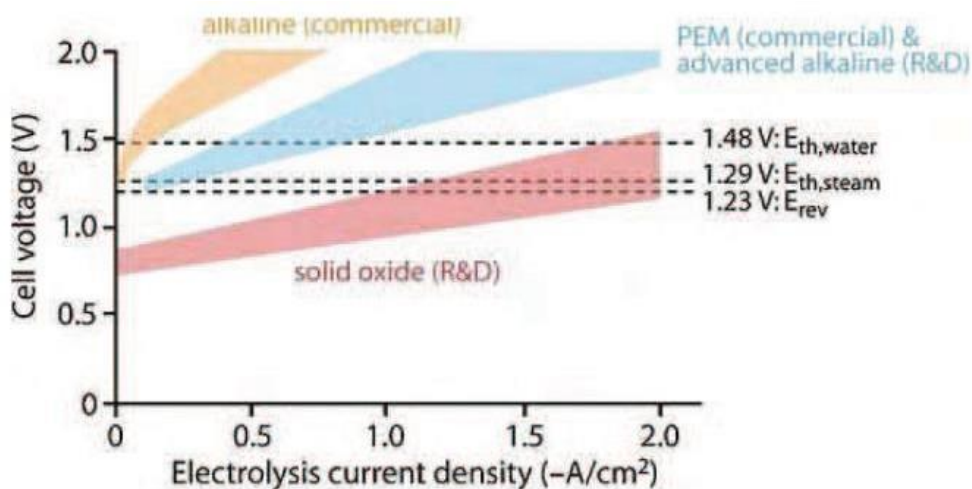


Figure 3.13. Comparaison des performances des diverses technologies [27]

En outre, un rapport de 2018 [28] indique l'évolution prévue du marché des électrolyseurs (en termes de MW commercialisés) jusqu'en 2020 (voir la figure 3.14).



Figure 3.14. Le déploiement du marché des électrolyseurs

Note : Cette estimation de 2017 s'est étonnamment vérifiée car le marché a atteint 458 MW fin 2021, avec une prévision d'un facteur 4 de la production d'hydrogène vert en 2022.

Même à un stade préliminaire, l'utilisation d'un nouveau vecteur d'énergie nécessite non seulement une analyse du cycle de vie, mais aussi une analyse économique globale (coûts de capital, coûts d'exploitation et maintenance). Le coût de l'hydrogène produit par électrolyse est lié au coût de l'électricité. En ce qui concerne l'électricité « verte », les dépenses financières liées aux systèmes renouvelables (photovoltaïques, éoliennes...) auront un impact. Les prix pour l'hydrogène oscillent entre 2,5 et 6 € par kilogramme, selon les auteurs et les hypothèses prises (taille et performances de l'unité, coûts de capital...) mais il y a un consensus assez large entre 3,5 et 5 € par kilogramme pour une durée de fonctionnement supérieure à 7 000 heures par an (Figure 3.15).

Bien que ces chiffres doivent être pris avec prudence en raison du faible retour d'expérience sur les performances réelles de ces systèmes et les coûts associés, ils démontrent qu'une analyse économique, même préliminaire, ne peut pas disqualifier cette nouvelle filière qui reste à développer, en particulier pour des applications captives.

Il est possible de comparer ces dépenses aux résultats des travaux du projet national HyFrance3. En 2050, si une production importante d'hydrogène par électrolyse est combinée à un stockage en cavités profondes dans les régions PACA ou Rhône-Alpes, le coût potentiel de l'hydrogène produit par électrolyse pourrait varier de 0,5 à 0,7 €/kg. En septembre 2014, le CGSP (Commissariat Général à la Stratégie et à la Prospective) a publié les résultats d'une étude sur le sujet.

#### COÛTS DE LA PRODUCTION D'HYDROGÈNE

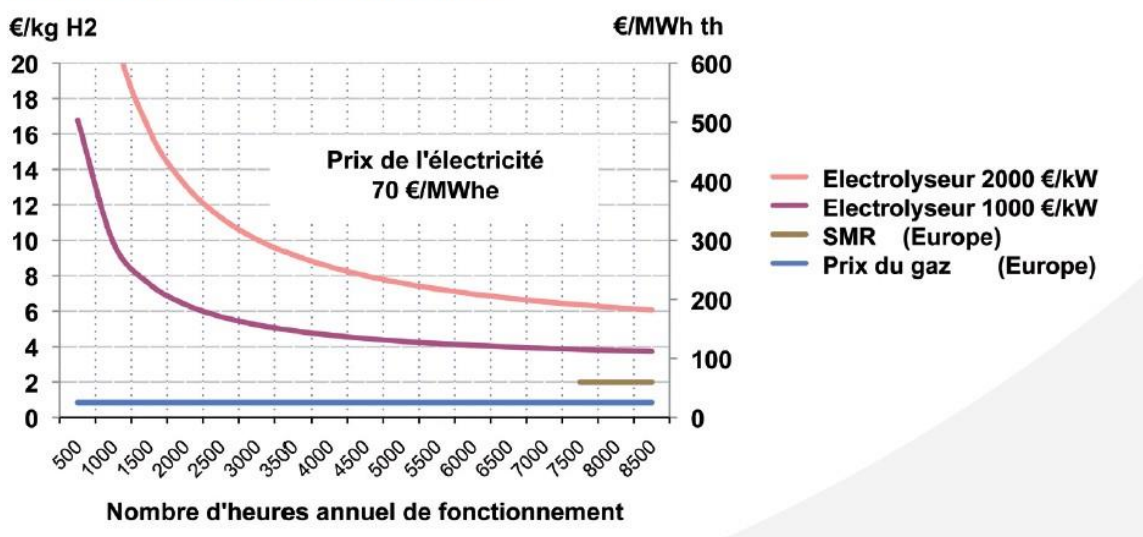


Figure 3.15. Estimation du coût de l'hydrogène en fonction du mode de production

### 3.9. Types de plateformes et les électrolyseurs utilisés [29]

Dans le cadre de cette recherche, divers types de plateformes sont examinés. Ces plateformes sont désignées comme Type A, Type B et Type C. L'objectif de ce modèle étant de fournir des informations sur l'ampleur potentielle des coûts pour les scénarios proposés, en incluant certaines hypothèses, la littérature existante est utilisée pour définir les caractéristiques des plateformes.

La plateforme de Type A consiste en une combinaison d'une plateforme de production et d'une plateforme satellite proche, située à 85 km directement en mer. Dans le modèle, cette combinaison est considérée comme une seule plateforme. En revanche, la plateforme de Type B est basée sur une plateforme satellite plus petite située à 213 km de la côte. Les caractéristiques appliquées à ces deux plateformes proviennent de Jepma et van Schot (2017). Quant à la plateforme C, elle est modélisée d'après la plateforme Neptune Q13a du projet PosHYdon, qui sera abordé plus en détail dans la section des résultats. Il est essentiel de distinguer les caractéristiques et les résultats des Types A et B de ceux du Type C, car A et B représentent des projections de cas d'entreprise complets, tandis que C est une projection d'un pilote à petite échelle.

Les tableaux ci-dessous présentent les hypothèses pertinentes qui ont été utilisées dans le modèle. Dans ce modèle, il est supposé que toutes les plateformes seront mises hors service au moment où la production d'hydrogène est lancée. Les plateformes sont situées à proximité de parcs éoliens existants, donc l'hypothèse est faite que suffisamment d'électricité renouvelable produite à proximité est disponible. Les caractéristiques supposées de la plateforme de type A sont présentées dans la figure 3.16

<b>Type A: Combination of operational satellite platform and manned production platform (G17d)</b>		
<b>Parameter</b>	<b>Unit</b>	
Distance directly to shore	km	85
Distance to wind farm	km	5
Carrying weight	tonnes	2000
Total capex of rebuilding platform decks	M€	176
Operations and maintenance platform	M€/yr	8.8
Available platform area m <sup>2</sup>	m <sup>2</sup>	2273
Electrolyser capacity (syzizer 300)*	nr./elec.	25
Cost of using existing gas grid	€/Nm <sup>3</sup>	0.0165

Figure 3.16. Caractéristiques de la plateforme Type A [30]

La plateforme de type B repose sur une plateforme satellite plus petite, située plus loin en mer, à 213 kilomètres de la côte. On suppose également que cette plateforme sera hors service lorsque la production d'hydrogène à grande échelle débutera. Les caractéristiques supposées de la plateforme de type B sont présentées dans la figure 3.17.

<b>Type B: Non operational satellite platform (D18a)</b>		
<b>Parameter</b>	<b>Unit</b>	
Distance directly to shore	km	213
Distance to wind farm	km	5
Carrying weight	tonnes	1000
Total costs of rebuilding platform decks	M€	40
Operations and maintenance platform	M€/yr	4
Available platform area	m <sup>3</sup>	639
Electrolyser capacity (syzizer 300)*	nr./elec.	6
Maintenance cost gas grid	M€/year	2
Ratio of electrolyzer capacity related to wind energy production		78%

Figure 3.17. Caractéristiques de la plateforme Type B [30]

Outre ces deux cas d'entreprise à grande échelle, on envisage également dans le modèle une plateforme de taille plus réduite, semblable à un pilote. La plateforme utilisée est basée sur la plateforme pilote Q13a. L'idée d'inclure cette plateforme dans le modèle est de voir dans quelle mesure une configuration pilote diffère d'un cas d'entreprise à grande échelle, principalement sur le plan économique. Les caractéristiques utilisées pour cette plateforme pilote de Type C sont présentées dans la figure 3.18. Les caractéristiques sont extraites du projet Neptune's PosHydon Offshore green hydrogen (2019)

<b>Type C: Neptune Q13a Pilot platform</b>		
Operational, 'green' electricity delivered from shore		
<b>Parameter</b>	<b>Unit</b>	
Distance to shore (Scheveningen)	km	13,4
Carrying weight	tonnes	672
Available platform area (main deck)	m <sup>3</sup>	400
Total costs of rebuilding platform decks	M€	4.5
Electrolyzer capacity (1 MW elec.)	nr./elec.	1, 5 and 10
Electricity and hydrogen connection	M€	0.75

Figure 3.18. Caractéristiques de la plateforme Type C [31]

### Alimentation en énergie

Afin de permettre l'alimentation des électrolyseurs sur la plateforme pour la production d'hydrogène "vert", il est nécessaire d'avoir un approvisionnement en énergie renouvelable. Différentes capacités d'énergie renouvelable sont utilisées pour chacun des scénarios dans le modèle. Ci-dessous, les différentes configurations sont présentées. L'énergie éolienne est la technologie de base utilisée pour alimenter les plateformes en électricité. En raison du prix relativement bas et du niveau élevé de développement technologique des parcs éoliens, cette technologie est considérée comme l'option la plus réaliste pour alimenter les projets de type d'entreprise des plateformes A et B dans le modèle. En raison du caractère intermittent de l'énergie éolienne, le facteur de capacité est relativement bas, d'environ 50 % (Lensink et Pisca, 2019). Par conséquent, dans la section de discussion, une option supplémentaire concernant le facteur de charge des sources d'énergie renouvelable combinées est mentionnée, ainsi que l'effet économique qu'elle a sur les coûts de production de l'hydrogène dans les scénarios les plus positifs. En d'autres termes, combien de coûts supplémentaires peuvent être encourus en ajoutant d'autres options d'énergie renouvelable, telles que l'énergie solaire, afin de compenser les revenus supplémentaires en termes de facteur de capacité des électrolyseurs ?

Dans le scénario, toute l'énergie de la source d'énergie renouvelable est utilisée sur la plateforme. Selon l'article de Jepma et Schopma (2017) [30], le rapport optimal entre la capacité du parc éolien et la capacité de l'électrolyseur est de 78 %. Cela signifie que la plateforme de type A avec une capacité installée de 250 MW d'électrolyseur nécessite 321 MW de capacité d'énergie renouvelable. On suppose que pour 500 heures, lorsque le parc éolien fonctionne à pleine capacité, 22 % de l'énergie doit être coupée. Pendant 1000 heures supplémentaires, en moyenne 11 % doit être coupée.

Cela résulte en une coupure totale de 110 GWh par an. En supposant 4800 heures de pleine charge (voir Tableau 3), cela représente 7,14 % de la production annuelle du parc éolien. Cette coupure est intégrée dans le modèle de coûts. La plateforme de type B avec ses 60 MW d'électrolyseur aurait besoin de 77 MW de capacité d'énergie renouvelable. En utilisant les mêmes hypothèses que pour le type A, 17,8 GWh doivent être coupés. Dans le scénario 2, aucune coupure n'est intégrée dans le modèle. Les hypothèses sur la taille des parcs éoliens sont les mêmes que dans le scénario 1.

Le coût de l'électricité utilisée varie selon chaque scénario. En raison de l'absence de connexion au réseau entre la source d'énergie renouvelable et la côte dans le scénario 1, un coût de l'électricité produite moins élevé est utilisé. Un résumé de l'évaluation des coûts de l'énergie éolienne réalisée par l'Agence néerlandaise d'évaluation environnementale [32] est présenté dans la figure 3.19 ci-dessous.

<b>Wind farm</b>	<b>CAPEX (€/kW)</b>	<b>OPEX (€/kW/yr)</b>	<b>Base LCOE (€/MWh)</b>	<b>Connection costs (€/MWh)</b>	<b>Full load hours (hr/year)</b>	<b>Total (€/MWh )</b>
Dutch coast (West)	1750	44	47	19.5	4,500	66
Dutch coast (North)	1700	41	46	17	4,400	63
IJmuiden (Far offshore)	1850	56	50	28	4,600	78
North of Wadden islands	1900	64	50	21	4,800	71

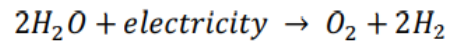
Figure 3.19. Résumé d'une évaluation des coûts de l'énergie éolienne réalisée par l'Agence néerlandaise d'évaluation environnementale [32]

En se basant sur la figure ci-dessus et les emplacements des plateformes de type A et B, un montant de base de 0,050 €/MWh est pris en considération aussi bien pour la plateforme A (au nord des îles Wadden) que pour la plateforme B (au large). Ce sont les coûts qui ont été utilisés dans le scénario 1. Pour la plateforme de type C, les prix de l'électricité de la côte néerlandaise (Ouest) ont été utilisés, soit 66 €/MWh.

**L'électrolyse**

Pour la production d'hydrogène "vert", il est nécessaire que l'électrolyse soit effectuée. L'électrolyse est considérée comme la méthode la moins intensive en termes de climat pour la production d'hydrogène à partir de sources d'énergie renouvelable (Briguglio, 2016). D'autres technologies, telles que le reformage à la vapeur du gaz naturel, peuvent être plus rentables, mais en raison de l'urgence de réduire les émissions de carbone, l'hydrogène produit par électrolyse est utilisé dans cette recherche, comme expliqué dans la section d'introduction. Davantage d'informations sur ces différents types d'hydrogène seront fournies dans la section des résultats.

Durant l'électrolyse, l'eau est transformée en hydrogène et en oxygène (voir le processus ci-dessous)



Il existe différentes technologies d'électrolyse pour la production d'hydrogène à partir d'eau et d'électricité. L'électrolyse utilisant de l'énergie renouvelable doit faire face au caractère intermittent de cette énergie renouvelable, et doit donc fonctionner de manière plus dynamique que la production d'hydrogène à partir de gaz naturel. Les quatre principales technologies actuellement disponibles sont : la technologie alcaline, la technologie de membrane à électrolyte polymère (PEM), la technologie de membrane à échange d'anions (AEM) et la technologie de cellule électrolytique solide (SOE) (TKI systeemintegratiestudie, 2018). Pour cette recherche, l'électrolyse de l'eau par PEM a été choisie comme la technologie d'électrolyse la plus prometteuse. La raison de ce choix réside dans les développements prometteurs de l'industrie visant à augmenter la capacité de pile de ce type d'électrolyseur, sa faible empreinte écologique et l'utilisation relativement réduite d'espace, ce qui est important pour la mise en œuvre sur des plateformes ayant un espace limité sur le pont. Un autre avantage de l'électrolyse PEM par rapport aux autres technologies réside dans une sécurité et une fiabilité accrues, ce qui, associé à l'impact environnemental, en fait l'option la plus favorable pour la production d'hydrogène vert (Briguglio, 2016 ; Kumar, 2019).

Trois types d'électrolyseurs PEM ont été présentés par Jepma et van Schot (2017). Les caractéristiques de l'un de ces électrolyseurs sont affichées dans le Tableau 7. Les caractéristiques techniques les plus importantes utilisées dans le modèle de cette recherche sont la capacité de pile, l'efficacité et la production d'hydrogène par entrée d'énergie. De plus, les dimensions de la structure sont importantes car elles doivent être placées sur le pont de la plateforme. Les caractéristiques économiques utilisées dans le modèle comprennent les dépenses opérationnelles (OPEX) et les dépenses en capital (CAPEX) des électrolyseurs. Pour les plateformes de type A et B, les

caractéristiques du Siemens Silyzer 300 ont été utilisées. Pour les CAPEX de l'électrolyseur, qui représentent une part importante des coûts d'investissement totaux, une fourchette de 250 à 1270 €/kW est utilisée. Cela est dû au fait que les estimations des coûts par kW de capacité installée montrent une grande variation (Gigler, 2018). Trois scénarios de prix différents sont utilisés, à savoir 250, 760 et 1270 kW/€, respectivement. Ces scénarios sont désignés sous les noms de "Faible", "Base" et "Élevé". Pour la modélisation de la plateforme pilote (type C), une configuration de 1, 5 et 10 électrolyseurs de 1 MW de la taille d'un conteneur est utilisée. Les caractéristiques de cet électrolyseur sont affichées dans le Tableau 8. Une efficacité de 75 % est supposée pour les deux électrolyseurs.

Electrolyser: Siemens silyzer 300 PEM		
<b>Technical specifications</b>		
Technical assumptions		
	<b>Unit</b>	
<b>Stack capacity</b>	MW	10
<b>Fresh water infeed</b>	l/Nm <sup>3</sup>	1.5
<b>Hydrogen produced under nominal load</b>	Nm <sup>3</sup> /h	1800
<b>Hydrogen produced under nominal load</b>	kg/h	162
<b>Oxygen produced under nominal load</b>	Nm <sup>3</sup> /h	900
<b>Density of hydrogen</b>	kg/m <sup>3</sup>	0.08988
<b>hydrogen production per unit of power</b>	kg/kWh	0.0212766
<b>Power needed per kg hydrogen produced</b>	kWh/kg	47
<b>Skid dimensions</b>	m <sup>2</sup>	70
<b>Weights</b>	tonnes	102
<b>Outlet pressure</b>	Bar	35
<b>Purity levels</b>	h <sub>2</sub> %	100%
<b>Lifetime</b>	years	9,1
<b>Efficiency</b>	%	75%
<b>Depreciation period of electrolyser</b>	Years	10
Economic assumptions		
<b>Capex</b>	€/kW	250 – 760 - 1270*
<b>Capex desalination unit (2000L/h)</b>	€/unit	61,200
	€/kg H <sub>2</sub> produced	0,02
<b>Opex (2,5% of Capex)</b>	€/kW/year	19
	€/year	1530
	€/kg produced	0.0005

Figure 3.20. Hypothèses concernant l'électrolyseur Silyzer [30]

Pour la plateforme pilote de Type C, trois configurations différentes sont prises en compte. Neptune (2019) a décrit un électrolyseur de 1 MW avec une puissance d'entrée de 1 MW, qui s'adapte à l'intérieur d'un conteneur standard de 40 pieds. Dans le modèle, des configurations avec 1, 2 et 10 conteneurs sont envisagées. Les spécifications d'une unité de conteneur sont présentées dans le Tableau 8 ci-dessous

<b>Electrolyser Q-13</b>		
<b>Technical specifications</b>		
<b>Stack capacity</b>	MW	1
<b>Input power</b>	MW	1
<b>Water consumption</b>	l/h	300
<b>Hydrogen flow</b>	Nm <sup>3</sup> /h	200
<b>Hydrogen purity</b>	%	100%
<b>Outlet pressure</b>	bar	30
<b>Footprint</b>	ft container	40
<b>Weight</b>	tonnes	20

Figure 3.21. Hypothèses concernant la plateforme d'électrolyseur Type C (Neptune, 2019)

### **Transport d'hydrogène**

Deux scénarios de transport du gaz vers la côte sont incorporés dans le modèle. Dans le scénario G1, on utilise des pipelines d'hydrogène nouvellement construits. Les coûts de ces pipelines sont estimés à 700 000 €/km. Il s'agit d'une estimation approximative, basée sur des exemples présentés dans les travaux de Mulder et al. (2019) et de Jepma et Van Schot (2017) [30]. Le scénario G2 repose sur l'utilisation de pipelines existants, avec des ajustements, pour le transport d'hydrogène pur. Il s'agit évidemment de l'option la moins coûteuse. Dans leur rapport, on utilise un coût de transport et de compression à l'aide de pipelines de gaz naturel existants, ce qui est l'une des hypothèses utilisées dans le modèle de cette recherche, de 16,50 € par 1000 Nm<sup>3</sup> (Jepma and van Schot, 2017). Cependant, l'analyse suppose que les plateformes seront hors service lors des futurs processus de production d'hydrogène. Cela signifie que l'hydrogène ne peut pas être mélangé au flux de gaz naturel. Les limitations de cette méthodologie sont discutées dans la section de discussion.

### 3.10. Quelques Fabricants et développeurs d'électrolyseurs

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

#### 3.10.1. Technologie alcaline

- IHT, Industrie Haute Technologie, (Suisse) - électrolyseurs de 20 à 760 Nm<sup>3</sup>/h, de 1 à 32 bars Cette société a été rachetée par SUNFIRE
- ELT - Elektrolyse Technik GmbH, (Allemagne) : électrolyseurs de 330 à 1 400 Nm<sup>3</sup>/h, de 1 à 30 bars (Figure 3.16) [33]
- Hydrogenics, (Canada) ex-Vandenborre/Stuart Energy, produit la famille des électrolyseurs HySTAT de 10 à 15 Nm<sup>3</sup>/h, 10-25 bars [34]
- Angstrom Advanced Inc.(USA) – électrolyseurs, jusqu'à 500 Nm<sup>3</sup>/h, jusqu'à 50 bars. [35]



Figure 3.22. Electrolyseur alcalin ELT type S 556, 760 Nm<sup>3</sup>/h – 30 bars

- NEL Hydrogen AS (Norvège) - électrolyseur à pression ambiante jusqu'à 500 Nm<sup>3</sup>/h. En avril 2019, NEL ASA a reçu commande d'un électrolyseur de 4,5 MW de Hybrit Development AB, une joint venture appartenant à SSAB, LKAB et Vattenfall. En juillet 2019, NEL a lancé son modèle A1000, destiné à une production de l'ordre de 2T/jour (600

à 970 Nm<sup>3</sup>/h). En juillet 2022, la branche norvégienne a reçu une commande d'électrolyseurs alcalins pour une puissance totale de 200 MW. [36]

- McPhy (France) [37], a acheté la technologie d'électrolyseurs McLyzer qui couvrent une large gamme de pressions. Ils sont équipés d'électrodes De Nora. Cette société et ThyssenKrupp Uhde Chlorine Engineers, leader mondial des équipements d'électrolyse chlore/soude et acide hydrochlorique, ont conclu, en juin 2015, un accord commercial stratégique dans la production d'hydrogène. McPhy devient ainsi le fournisseur exclusif de ThyssenKrupp Uhde Chlorine Engineers pour ses équipements de production d'hydrogène de grande capacité par électrolyse de l'eau destinés au marché du stockage des énergies renouvelables. Par ailleurs, McPhy avait acheté, en janvier 2013, le fabricant italien d'électrolyseurs PIEL, puis en octobre 2013 a repris les activités d'électrolyseurs de l'allemand ENERTRAG HyTec GmbH.



Figure 3.23. Electrolyseurs McPhy délivrés en Chine (2017)

- En juin 2017, McPhy a livré en Chine (province de Hebei) un ensemble d'une puissance de 4MW pour une unité Power-to-Gas.
- En juillet 2022, McPhy annonce qu'il a un projet de Gigafactory approuvé par la Commission Européenne dans le cadre de l'IPCEI Hydrogène.
- Toshiba Corp. [38] a présenté, en juillet 2016, un électrolyseur alcalin de 100 Nm<sup>3</sup>/h après en avoir développé un modèle de 35 Nm<sup>3</sup>/h.

- Asahi Kasei [39] a annoncé, en mai 2018, avoir débuté les essais d'une unité de 25 Nm<sup>3</sup>/h à Soma (Fukushima) en collaboration avec IHI Corp. dont le rendement atteindrait 90%. En avril 2020, Asahi Kasei annonce le démarrage des essais d'une unité de 10 MW commandée en 2017 par Toshiba Energy Systems.
- Thyssenkrupp [40] a annoncé, en juin 2018, posséder une technologie de production d'hydrogène avec un rendement de l'ordre de 82%.
- Enapter AEM Electrolysers [41], société italienne, a débuté la commercialisation des électrolyseurs (modèle EL 2.1) en 2019.
- Frontier Energy Limited [42], société australienne, a débuté son activité dans l'exploitation de l'énergie solaire. En 2022 elle se lance dans la production d'hydrogène vert par électrolyse alcaline.
- Hydrogen PRO [43], société chinoise, a fourni en juillet 2022 (Fig. 15) un électrolyseur de 1 100 Nm<sup>3</sup>/h (100 kg/h) à Heroya (Norvège)



Figure 3.24. L'électrolyseur Hydrogen PRO de 1 100 Nm<sup>3</sup>/h (2022)

### 3.10.2. Technologie PEM

#### 3.10.2.1. Technologie « basse pression » (inférieure à 100 bars)

- Proton OnSite [44], (USA), racheté par Nel ASA en février 2017, produit toute une famille d'électrolyseurs :
  - la série des G200 à G 4800 (3 - 8 bars)
  - la série des S10 à 40: 4 à 19 bars
  - la série des M200 à M400: jusqu'à 200 Nm<sup>3</sup>/h

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

En décembre 2016, Proton a révélé l'existence du plus gros électrolyseur PEM de l'époque, d'une puissance de 13 MW (Figure 3.19) et a annoncé la fourniture de plusieurs exemplaires de la classe MW aux villes chinoises de Foshan et Yunfu pour l'alimentation de bus à pile à combustible.

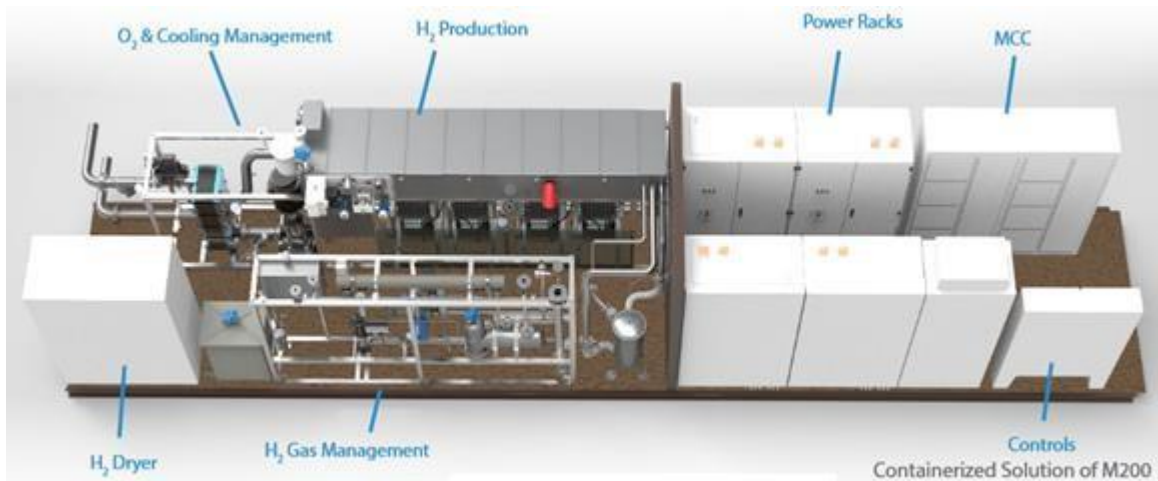


Figure 3.25. L'électrolyseur Proton On site PEM de 13 MW

- Hydrogenics, (Canada), avec les familles HySTART™ et HyLYZER™ qui couvrent la gamme de 1 à 500 Nm<sup>3</sup>/h. En mai 2015, cette société a annoncé la réalisation d'un

générateur de 1,5 MWe pour E.ON et la ville de Hambourg dans le cadre d'un projet Power-to-Gas. En novembre 2016, Hydrogenics a montré un système de 2,5 MWe (Fig. 17) destiné à une installation de Palm Springs en Californie. En avril 2017, Elle présente un ensemble de 3 MW capable de fournir 1 350 kg/jour d'hydrogène.



Figure 3.26. Le système Hydrogenics/StratosFuel de 2,5 MWe (2016)

- AREVA Smart Energies, en s'appuyant sur les technologies développées par son ex-département Helion et sa filiale CETH2, et en cofinancement de l'Etat (Investissements d'Avenir) via l'Ademe, avait créé, en mars 2014, AREVA H2-Gen joint venture, qui a pour objectif la fabrication et la commercialisation d'électrolyseurs PEM. La première usine de fabrication a été inaugurée aux Ullis, en juin 2016. En avril 2017, AREVA H2-Gen a présenté à Hanovre, son concept d'une unité de 60 MW, pour un ensemble Power-to-Gas. En juillet 2019, cette société devient Helion Hydrogen Power.

- GINER, InC. (USA), électrolyseurs de laboratoire + électrolyseurs 3 Nm<sup>3</sup>/h, 85 bars (200 bars à l'étude), annoncé à près de 90% de rendement. Cette société a été rachetée par Plug Power en 2020.
- ITM Power (Grande Bretagne), pression de 15 bars, quelques m<sup>3</sup>/h. - Série HGas de HGas60 à HGas1000 (jusqu'à 1 MWe). Le rendement pleine charge est annoncé supérieur à 70%. Un premier exemplaire 0,9 MW a été vendu à ZEAG Energie AG en mars 2016. En avril 2017, ITM fait part de la signature d'un contrat pour la fourniture d'un électrolyseur de 3 MW. En janvier 2018, ITM annonce l'implantation d'un électrolyseur de 10 MW, en collaboration avec Shell pour la raffinerie de Wesseling (Rhineland) dans le cadre d'un projet FCH-JU. Cette installation est baptisée "Refhyne". Ce sera la plus importante du monde pour cette technologie. Elle devait être opérationnelle en 2020 et a finalement démarré début juillet 2021. En juillet 2018, ITM annonce un partenariat avec Sumitomo pour le développement d'unités dans la gamme multi mégawatt. En mars 2021, ITM réalise un électrolyseur de 1,4 MW vendu à Sumitomo.
- Siemens et quelques partenaires (RheinMain University, Linde, et the Mainz (Germany) municipal utilities) ont annoncé, en janvier 2017, la mise en place d'un électrolyseur PEM dont la puissance atteint 6 MW et baptisé « the Mainz Energy Farm ». Il est principalement alimenté à partir d'électricité éolienne. En novembre 2017, Siemens fournit une autre unité de 5 MW.
- H-TEC Systems (Allemagne) a annoncé, en mars 2019, le lancement de l'électrolyseur PEM ME 450/1400 (1 MW), capable de fournir jusqu'à 450 Kg/jour, et dont le rendement atteindrait 95%. H-TEC prépare une version 10 MW (4 500 kg/jour).
- Air Liquide annonce, en février 2019, la construction, au Canada, d'un électrolyseur PEM de 20 MWe (3 000 T/an) qui sera installé à Becancour (Québec).
- Hoeller Electrolyzer (Allemagne) dévoile, en avril 2020, des électrolyseurs très compacts.
- Cummins Inc. annonce, en août 2020, la fourniture d'une unité de 5 MW au Douglas County Public Utility District qui sera mis en service en 2021.
- La Chine a annoncé, en février 2022, la mise en service d'un électrolyseur de 20 MW à Zhangjiakou (province de Hebei) destiné à l'alimentation en hydrogène de la flotte des véhicules à pile à combustible mis en service à l'occasion des Jeux Olympiques d'hiver. Cette

installation fournira ensuite de l'hydrogène pour d'autres applications publiques, comme le transport.

- Air Liquide et Siemens Energy annoncent, en août 2022, la création d'une « joint venture » pour la production, à grande échelle, d'électrolyseurs européens à partir de la fin 2023 avec l'ambition d'atteindre 3 GW en 2025.
- Plug Power (USA) a fourni à l'Égypte, en octobre 2022, un électrolyseur PEM de 5 MW.

### 3.10.2.2. Technologie « haute pression » (supérieure à 100 bars)

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

- Proton Energy Systems Inc. (USA) (en collaboration avec Air Products) développe une unité capable de 150 kg/jour sous une pression de 350 bars.
- Mitsubishi Corp. (Japon) (dont le système a été baptisé HHEG/High - Compressed Hydrogen Energy Generator) développe une unité produisant 30 Nm<sup>3</sup>/heure sous 400 bars.
- La société française ERGOSUP a développé un procédé innovant permettant de produire de l'hydrogène sous 200 bars, qu'elle espère commercialiser d'ici 2020 et vise 350 bars: « Le procédé stocke l'énergie sous forme de zinc et d'électrolyte acide dans sa première phase. L'hydrogène est donc contenu dans cet électrolyte. Dans la seconde phase, on change la configuration et on remet en présence le zinc et l'électrolyte, ce qui génère, sous certaines conditions opératoires, de l'hydrogène sous pression ».

### 3.10.3. Technologie haute température SOEC

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

- Le CEA Liten développe depuis plusieurs années cette technologie, aussi bien pour des applications "pile" (SOFC) que pour des applications "électrolyse" (SOEC). Ces travaux ont conduit à la création de la start-up baptisée Sylfen.
- en juin 2017, Sunfire GmbH informait qu'il avait reçu la commande de Salzgitter Flachstahl GmbH pour un électrolyseur de vapeur d'eau SOEC. Avec une puissance fournie de 150 kWe, il délivre 40 Nm<sup>3</sup>/h d'hydrogène utilisé dans un process industriel voisin (fonderie). En fonctionnement inverse pile à combustible, elle peut être alimentée soit avec de l'hydrogène, soit avec du gaz naturel et elle fournit une puissance de 30 kWe. En mode électrolyse, son rendement atteint 80% à partir de la vapeur récupérée sur un système voisin. Cette réalisation a été cofinancée par la Commission Européenne dans le cadre du programme "Horizon 2020" (projet européen GRInHY2.0), en partenariat avec: Salzgitter Mannesmann Forschung GmbH, VTT Technical Research Centre of Finland, EIFER - European Institute for Energy Research, Institute of Physics of Materials, Academy of Sciences of the Czech Republic et Politecnico di Torino.
- Cet électrolyseur a été livré en août 2020. En mai 2021, Sunfire a confirmé son bon fonctionnement à une puissance de 250 kW pour une température de fonctionnement de 850°C. Sa configuration était de 1800 cellules dans 60 stacks pour une production de 63 Nm<sup>3</sup>/h (5,7 kg/h) à partir d'électricité renouvelable. Alimenté en vapeur d'eau, son rendement atteint 84%.
- Une nouvelle version de 2,6 MW destinée à la raffinerie de Neste (Rotterdam) est à l'étude dans le cadre du projet européen Horizon 2020 FCH2 JU MultiPLHY, avec le CEA et ENGIE, lancé au printemps 2020. Les premiers éléments ont été livrés en juillet 2022.
- Bloom Energy, USA, a annoncé, en juillet 2021, le bon fonctionnement d'un prototype d'électrolyseur haute température à oxyde solide, d'une puissance de 130 kW, à Gumi (Corée du Sud) et dont le prix de l'hydrogène produit est couvert à 80% par le coût de l'électricité qui l'alimente. La commercialisation doit débuter fin 2022. Le coût énergétique attendu est de 46 kWh/kg H<sub>2</sub>.
- Schlumberger New Energy, le CEA, Vinci et d'autres partenaires annoncent, en janvier 2021, l'accord de la Commission Européenne pour la création de Genvia, producteur d'électrolyseurs réversibles à haute température en technologie oxyde solide.

**Conclusion :**

Dans ce chapitre, on a détaillé les différents procédés et technologies pour la production de l'hydrogène passant par les ressources fossiles et puis l'électrolyse de l'eau avec des cas d'études sur l'utilisation des énergies renouvelables, en terminant par les dernières technologies innovantes dans le domaine des électrolyseurs. Le chapitre suivant va traiter des normes et législations du secteur de l'hydrogène dans le monde.

# **Chapitre IV :**

# **Législations et**

# **normes**

## **Introduction**

L'hydrogène est de plus en plus reconnu comme un vecteur énergétique crucial dans la transition vers une économie plus propre et durable. Cependant, l'hydrogène est soumis à un ensemble complexe de normes et de réglementations pour garantir sa production, son stockage, son transport et son utilisation en toute sécurité et efficacité en raison de ses caractéristiques uniques, notamment sa grande inflammabilité et son potentiel élevé en tant que source d'énergie propre.

Les organismes nationaux et internationaux, ainsi que les gouvernements, élaborent des normes et des réglementations sur l'hydrogène pour répondre à divers objectifs. Ils visent à garantir la sécurité des personnes et de l'environnement, à améliorer la qualité et la fiabilité de l'hydrogène produit, à faciliter le commerce international de l'hydrogène et à encourager l'adoption de technologies liées à l'hydrogène dans divers secteurs, tels que les transports, l'industrie et l'énergie.

Ce chapitre explorera les principales normes et réglementations liées à l'hydrogène, en mettant en lumière les principaux domaines d'application, les organismes de normalisation impliqués, les normes de sécurité, les directives de qualité, les considérations environnementales, ainsi que les initiatives régionales et internationales visant à harmoniser les normes pour favoriser le développement de l'hydrogène propre à l'échelle mondiale.

### **4.1. En Europe**

En Europe, il existe plusieurs normes et réglementations liées à l'hydrogène pour garantir sa sécurité, sa qualité et son utilisation efficace. Voici un aperçu des principales normes et réglementations en vigueur en Europe :

- Normes de sécurité pour les installations d'hydrogène :  
**EN 15916:** Cette norme européenne spécifie les exigences de sécurité pour la conception, la construction, l'exploitation et la maintenance des installations de production, de stockage et de distribution d'hydrogène.
- Transport d'hydrogène:  
**EN 17124:** Cette norme traite du transport d'hydrogène sous forme comprimée, liquide et cryogénique. Elle établit des exigences pour les conteneurs et les systèmes de transport d'hydrogène.
- Utilisation de l'hydrogène:  
**EN 17123:** Cette norme couvre l'utilisation de l'hydrogène comme combustible dans les applications fixes, telles que les générateurs de chaleur et les moteurs à combustion interne.  
**EN 17118:** Cette norme concerne l'utilisation de l'hydrogène comme combustible pour les véhicules routiers.
- Qualité de l'hydrogène:  
**EN ISO 14687:** Cette norme spécifie les exigences de pureté de l'hydrogène gazeux utilisé comme combustible dans les applications à piles à combustible.
- Réglementation sur le transport routier d'hydrogène:  
La réglementation sur le transport routier d'hydrogène est également régie par des accords internationaux tels que l'ADR (Accord européen relatif au transport international des marchandises dangereuses par route) pour assurer la sécurité du transport d'hydrogène sur les routes européennes.
- Normes de stockage d'hydrogène:  
Bien que les normes de stockage d'hydrogène ne soient pas spécifiquement harmonisées au niveau européen, diverses normes internationales et nationales sont applicables en fonction du type de stockage, notamment le stockage sous forme gazeuse, liquide ou solide.

- Initiatives régionales:

L'Union européenne a également lancé diverses initiatives et projets liés à l'hydrogène, tels que la Stratégie de l'UE en matière d'hydrogène propre, qui vise à promouvoir l'hydrogène propre comme vecteur énergétique clé.

- Certification et marquage CE:

De nombreux équipements liés à l'hydrogène doivent être conformes aux exigences de la directive sur les équipements sous pression (PED) de l'Union européenne et porter le marquage CE.

## **4.2. En Allemagne**

En Allemagne, comme dans le reste de l'Union européenne, les normes et réglementations liées à l'hydrogène sont en grande partie harmonisées avec les normes européennes. Cela signifie que de nombreuses normes allemandes concernant l'hydrogène sont en réalité des adoptions des normes européennes correspondantes. Voici un aperçu des principales normes et réglementations liées à l'hydrogène en Allemagne :

- Normes de sécurité pour les installations d'hydrogène :

**DIN EN 15916** : Cette norme allemande adopte la norme européenne EN 15916, qui spécifie les exigences de sécurité pour la conception, la construction, l'exploitation et la maintenance des installations de production, de stockage et de distribution d'hydrogène.

- Transport d'hydrogène :

**DIN EN 17124** : Cette norme allemande adopte la norme européenne EN 17124, qui traite du transport d'hydrogène sous forme comprimée, liquide et cryogénique. Elle établit des exigences pour les conteneurs et les systèmes de transport d'hydrogène.

- Utilisation de l'hydrogène :

**DIN EN 17123** : Cette norme allemande adopte la norme européenne EN 17123, qui couvre l'utilisation de l'hydrogène comme combustible dans les applications fixes, telles que les générateurs de chaleur et les moteurs à combustion interne.

**DIN EN 17118** : Cette norme allemande adopte la norme européenne EN 17118, qui concerne l'utilisation de l'hydrogène comme combustible pour les véhicules routiers.

- Qualité de l'hydrogène :

**DIN EN ISO 14687** : Cette norme allemande adopte la norme ISO 14687, qui spécifie les exigences de pureté de l'hydrogène gazeux utilisé comme combustible dans les applications à piles à combustible.

- Réglementation sur le transport routier d'hydrogène :

La réglementation sur le transport routier d'hydrogène en Allemagne est généralement conforme à l'ADR (Accord européen relatif au transport international des marchandises dangereuses par route), qui est en vigueur dans toute l'Union européenne.

- Normes de stockage d'hydrogène :

En ce qui concerne le stockage de l'hydrogène, l'Allemagne suit les normes européennes pertinentes, qui peuvent varier en fonction du type de stockage (gazeux, liquide, solide, etc.).

### **4.3. En Algérie :**

Le ministre de la Transition Energétique et des Energies Renouvelables et le ministre de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique ont signé la déclaration d'Alger sur le plan d'hydrogène vert lundi 19 avril 2021 à Alger. Cette déclaration marque le début d'un projet de développement de la filière verte d'hydrogène en Algérie. Ce plan sera présenté au gouvernement une fois qu'il sera terminé.

De plus, cette déclaration encourage les différents acteurs à s'organiser autour de ce projet afin de créer une synergie entre les différentes structures de recherche travaillant sur l'hydrogène et de développer la coopération internationale dans ce domaine, notamment le partenariat allemand qui pourrait soutenir l'Algérie dans le développement de son plan solaire et dans la production de son hydrogène vert.

L'arsenal juridique algérien dans le domaine de la gestion du risque industriel est assez bien étoffé. Nous listons ci-après les différentes lois, décrets, circulaires et instructions pertinentes pour les projets hydrogène :

- Décret exécutif n° 03-451 du 7 Chaoual 1424 correspondant au 1er décembre 2003 définissant les règles de sécurité applicables aux activités portant sur les matières et produits chimiques dangereux ainsi que les récipients de gaz sous pression. Ce décret a pour objet de fixer les règles de sécurité applicables aux activités portant sur les matières et produits chimiques dangereux ainsi que les récipients de gaz sous pression, dénommés ciaprès "matières et produits chimiques dangereux.
- Arrêté interministériel du 13 Safar 1437 correspondant au 25 novembre 2015 fixant la liste et la classification des matières et produits chimiques dangereux. L'arrêté a pour objet de fixer la liste et la classification des matières et produits chimiques dangereux.
- Arrêté interministériel du 16 Dhou El Hidja 1434 correspondant au 21 octobre 2013 portant sur le règlement technique relatif aux bouteilles à pression de gaz en matériaux composites. Il définit les exigences techniques et réglementaires applicables aux bouteilles à pression de gaz en matériaux composites.

## **Conclusion**

Ce chapitre a traité les différentes normes et réglementations visent à garantir la sécurité des personnes, la protection de l'environnement et la qualité de l'hydrogène produit et utilisé dans le monde. Il est important de noter que les normes et réglementations peuvent évoluer avec le temps pour tenir compte des avancées technologiques et des besoins changeants de l'industrie de l'hydrogène. Par conséquent, il est essentiel pour les parties prenantes de rester informées des mises à jour et des changements dans ce domaine en constante évolution.

# **Conclusion**

## **Générale**

Il est de plus en plus crucial que l'hydrogène joue un rôle dans la transition vers une économie mondiale plus propre, durable et décarbonée. Voici les principales conclusions concernant l'hydrogène :

L'hydrogène est un vecteur énergétique polyvalent qui peut être utilisé pour de nombreuses utilisations, telles que la mobilité propre, le stockage d'énergie, l'industrie lourde, la production d'électricité et même la production de chaleur.

La variété des techniques de production : la vaporeformage du méthane avec capture et stockage du carbone (CCS), L'électrolyse de l'eau, la biomasse et même l'énergie nucléaire sont quelques-unes des nombreuses sources d'hydrogène.

L'hydrogène propre, également connu sous le nom d'hydrogène vert lorsqu'il est produit à partir d'énergies renouvelables, est un moyen de stockage d'énergie propre et un carburant zéro émission. Il contribue à la réduction des gaz à effet de serre et à la lutte contre le changement climatique.

Malgré son potentiel, l'hydrogène rencontre des problèmes technologiques tels que l'efficacité énergétique de la production, le stockage en toute sécurité, le transport et la distribution à grande échelle, ainsi que la réduction des coûts.

Investir dans la recherche, et développement, et le déploiement de l'hydrogène propre est une priorité pour de nombreux pays et entreprises. Des initiatives ambitieuses et des projets pilotes voient le jour à travers le monde. Dans ce cadre l'Université peut jouer un rôle clé pour développer plusieurs axes de recherche, comment l'utilisation des nanotechnologies pour améliorer l'efficacité et la rentabilité financière comment dans le cas des électrolyseurs.

Le rôle crucial de l'hydrogène propre dans les plans de décarbonation est crucial pour réduire les émissions de dioxyde de carbone dans divers domaines, tels que les transports, l'industrie lourde et la production d'énergie.

La coopération internationale est cruciale pour renforcer l'intégration des normes, des réglementations et des infrastructures concernant l'hydrogène, ce qui facilite son utilisation globale. L'hydrogène est crucial pour la transition vers une économie à faible niveau de carbone et vers une énergie plus durable, car il fournit une alternative aux combustibles fossiles dans de nombreuses applications.

En conclusion, l'hydrogène propre est devenu un facteur important dans la recherche d'une économie mondiale plus verte et décarbonée. Malgré les obstacles, son potentiel en tant que vecteur énergétique propre et polyvalent est de plus en plus reconnu et exploité à l'échelle mondiale, contribuant ainsi à un avenir plus durable pour notre planète.

- 
- [1] S. Carnot, *Réflexions sur la puissance motrice du feu et les machines propres à développer cette puissance*, 1824.
- [2] IEA, «Key World Energy Statistics,» 2019.
- [3] IEA, «Key World Energy Statistics,» 2017.
- [4] CEA, «Mémento sur l'énergie,» 2018.
- [5] IEA, «World Energy Outlook,» 2018.
- [6] IEA, «World Energy Balances,» 2019.
- [7] IEA, «Natural gas information,» 2019.
- [8] B. Sorensen, *Hydrogen and Fuel cells: Emerging technologies and applications*, Elsevier – Academic Press, 2005.
- [9] C. (. à. l. Atomique), *Le soleil – de l'étoile à l'énergie*, 2004.
- [10] C. (. à. l. Atomique), *L'hydrogène*, 2004.
- [11] B. E. H. J. H.-P. S. V. Schröder, «Explosionsgrenzen von Wasserstoff/Sauerstoff-Gemischen bei Drücken bis 200 bar,» *Chemie Ingenieur Technik*, vol. 7, n° %175, pp. 914-918, 2003.
- [12] G. BOURBONNEUX, «Production d'hydrogène,» chez *Procédés de transformation*, Technip, 1998.
- [13] F. WHEELER, «Heavy oil Processing and Hydrogen Conference,» chez *Conference of Noordwijk*.
- [14] Boing, 2016.
- [15] K. Ligeza et M. Łaciak, «Centralized Offshore Hydrogen Production from Wind Farms in the Baltic Sea Area—A Study Case for Poland,» *Energies*, vol. 16, n° %16301, pp. 1-24, 2023.
- [16] G. Calado et C. R., «Hydrogen Production from Offshore Wind Parks: Current Situation and Future Perspectives,» *Appl. Sci.*, vol. 11, n° %15561, 2021.
- [17] N. Lundvall, «Modelling Hydrogen Production from Offshore Wind Parks,» Master's Thesis, Västerås, Sweden, 2022.
- [18] «Seamless Pipe Sizes,» [En ligne]. Available: <https://www.nan-steel.com/news/seamless-steel-pipe-sizes.html>. [Accès le 24 May 2023].

- 
- [19] A. Gomez Vidales, N. Millan et C. Bock, «Modeling of anion exchange membrane water electrolyzers: The influence of operating,» *Chem. Eng. Res. Des.*, vol. 194, p. 636–648, 2023.
- [20] A. Gomez Vidales et S. Omanovic, «valuation of nickel-molybdenum-oxides as cathodes for hydrogen evolution by water,» *Electrochim. Acta*, vol. 262, p. 115–123, 2018.
- [21] A. Gomez Vidales, K. Choi et S. Omanovic, «Nickel-cobalt-oxide cathodes for hydrogen production by water electrolysis in acidic,» *Int. J. Hydrog. Energy*, vol. 43, p. 12917–12928, 2018.
- [22] A. Gomez Vidales, L. Dam-Quang, A. Hong et S. Omanovic, «The influence of addition of iridium-oxide to nickel-molybdenumoxide cathodes on the electrocatalytic activity towards hydrogen evolution in acidic medium and on the cathode deactivation resistance,» *Electrochim. Acta.*, vol. 302, pp. 198-206, 2019.
- [23] A. Vidales, D. Sridhar, J.-L. Meunier et S. Omanovic, «Nickel oxide on directly grown carbon nanofibers for energy storage applications,» *J. Appl. Electrochem.*, vol. 50, p. 1217–1229, 2020.
- [24] A. Gomez Vidales et M. Semai, «Platinum nanoparticles supported on nickel-molybdenum-oxide for efficient hydrogen production via acidic water electrolysis,» *J. Mol. Struct.*, vol. 1290, p. 135956, 2023.
- [25] C. Wan, L. Zhou, S. Xu, B. Jin, X. Ge, X. Qian, L. Xu, F. Chen, X. Zhan, Y. Yang et e. al., «carbon nitride modified with AgPd nanoparticles for enhanced photocatalytic hydrogen evolution from formic acid. defect engineered mesoporous graphitic,» *Chem. Eng. J.*, vol. 429, p. 132388, 2022.
- [26] G. A. e. al., «Techno-economic assessment of offshore wind-to-hydrogen scenarios: A UK case study,» *International Journal of Hydrogen Energy*, pp. 1-29, 2023.
- [27] CEA, 2012.
- [28] «Fuel Cell and Hydrogen Annual Review,» 2017.
- [29] K. Donkers, «Hydrogen production on offshore platforms: A techno-economic analysis,» Master's Thesis – Master Energy Science, Utrecht University, 2020.
- [30] C. J. Jepma et M. V. Schot, «On the economics of offshore energy conversion: smart combinations. Converting Offshore Wind Energy into Green Hydrogen on Existing Oil and Gas Platforms in the North Sea,» *Energy Delta Institute (EDI)*, n° %13, 2017.
- [31] N. Energy, 4 07 2019. [En ligne]. Available: <https://www.neptuneenergy.com/news/neptune-energy-selected-for-offshore-hydrogen-pilot>.

- 
- [32] Lensink et Pisca, 2019.
- [33] [En ligne]. Available: <https://www.bw-elektrolyse.de/>. [Accès le 19 09 2023].
- [34] [En ligne]. Available: <http://www.hydrogenics.com/>. [Accès le 19 09 2023].
- [35] [En ligne]. Available: <http://www.angstrom-advanced.com/index.asp?page=hydrogenh2o>. [Accès le 19 09 2023].
- [36] [En ligne]. Available: <https://nelhydrogen.com/>. [Accès le 19 09 2023].
- [37] [En ligne]. Available: <https://mcphy.com/fr/>. [Accès le 19 09 2023].
- [38] [En ligne]. Available: <https://www.global.toshiba/ww/technology/corporate/rdc/rd/topics/22/2210-01.html>. [Accès le 19 09 2023].
- [39] [En ligne]. Available: <https://www.asahi-kasei.com/>. [Accès le 19 09 2023].
- [40] [En ligne]. Available: <https://www.thyssenkrupp.com/>. [Accès le 19 09 2023].
- [41] [En ligne]. Available: <https://www.enapter.com/fr/>. [Accès le 19 09 2023].
- [42] [En ligne]. Available: <https://frontierhe.com/>. [Accès le 19 09 2023].
- [43] [En ligne]. Available: <https://hydrogen-pro.com/>. [Accès le 19 09 2023].
- [44] [En ligne]. Available: [https://www.protononsite.com/sites/default/files/2016-10/pd-0600-0115\\_rev\\_a%20%281%29.pdf](https://www.protononsite.com/sites/default/files/2016-10/pd-0600-0115_rev_a%20%281%29.pdf). [Accès le 19 09 2023].