



**ÉTUDE SUR LE POTENTIEL TECHNICO-ÉCONOMIQUE  
DU DÉVELOPPEMENT DE LA FILIÈRE DE L'HYDROGÈNE AU  
QUÉBEC ET SON POTENTIEL POUR LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE**



**VOLET B :  
REVUE DE LITTÉRATURE  
TECHNICO-ÉCONOMIQUE DE L'HYDROGÈNE :  
DE LA PRODUCTION À L'UTILISATION**

**POLYTECHNIQUE  
MONTREAL**

UNIVERSITÉ  
D'INGÉNIERIE



AOÛT 2020

MANIA NEISIANI  
OUMAROU SAVADOGO  
JAMAL CHAOUKI  
LOUIS FRADETTE  
PHILIPPE A. TANGUY



La préparation de ce document a été rendue possible grâce à la contribution des personnes suivantes :

#### **ANALYSE ET RÉDACTION**

Mania Neisiani, M.Sc. M.B.A.

Oumarou Savadogo  
Professeur titulaire  
Polytechnique Montréal

Jamal Chaouki, ing. PhD  
Professeur titulaire,  
Polytechnique Montréal

Louis Fradette, ing. PhD  
Professeur titulaire  
Directeur, département de génie chimique  
Polytechnique Montréal

Philippe A. Tanguy, ing. PhD  
Directeur général de Polytechnique Montréal

#### **RÉVISION**

Michel Carreau  
Directeur global projet hybrid et micro-réseau  
Hatch Inc.

François Girard, PhD  
Technical Leader, Hydrogen and Fuel Cells  
Energy, Mining & Environment Research Centre  
National Research Council Canada/Government of Canada

Yves Bamberger  
Membre de l'Académie des Technologies de France  
Ancien directeur d'EDF R et D  
Professeur honoraire à l'École Nationale des Ponts et Chaussées

Martin Simonneau, PhD, Chercheur  
Electrification efficace et systèmes énergétiques Intégrés  
Direction Recherche et Innovation-Distribution  
Hydro-Québec

#### **GRAPHISME**

AVION ROUGE

Jean-Christophe Charlier  
Président et directeur artistique

Isabelle Robida  
Designer graphique

#### **COORDINATION**

Richard Gagnon, ing. PhD  
TEQ

© Polytechnique Montréal et Transition énergétique Québec, 2020

#### **Référence à citer**

Mania Neisiani, Oumarou Savadogo, Louis Fradette, Jamal Chaouki, Philippe A. Tanguy, 2020.

*Étude sur le potentiel technico-économique du développement de la filière de l'hydrogène au Québec*

*et son potentiel pour la transition énergétique – Volet B : Revue de littérature technico-économique*

*de l'hydrogène : de la production à l'utilisation. Rapport préparé pour Transition énergétique Québec.*

Polytechnique Montréal, 126 p.

[en ligne] : <https://transitionenergetique.gouv.qc.ca/expertises/hydrogene>

Dépôt légal

Bibliothèque nationale du Québec

ISBN : 978-2-550-77529-4 (PDF)

# ÉTUDE SUR LE POTENTIEL TECHNICO-ÉCONOMIQUE DU DÉVELOPPEMENT DE LA FILIÈRE DE L'HYDROGÈNE AU QUÉBEC ET SON POTENTIEL POUR LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE

## VOLET B : REVUE DE LITTÉRATURE TECHNICO-ÉCONOMIQUE DE L'HYDROGÈNE : DE LA PRODUCTION À L'UTILISATION

Mania Neisiani, Oumarou Savadogo, Jamal Chaouki, Louis Fradette, Philippe A. Tanguy

**POLYTECHNIQUE  
MONTREAL**

UNIVERSITÉ  
D'INGÉNIERIE







# RÉALISATION DE L'ÉTUDE

## Transition énergétique Québec (TEQ)

Transition énergétique Québec a pour mission de soutenir, de stimuler et de promouvoir la transition, l'innovation et l'efficacité énergétiques et d'en assurer une gouvernance intégrée. Cette société d'État coordonne la mise en œuvre de l'ensemble des programmes et des mesures nécessaires à l'atteinte des cibles en matière énergétique déterminées par le gouvernement. Ainsi, en appuyant fortement l'innovation en énergie et le développement économique, elle vise entre autres à reconnaître l'efficacité énergétique comme source prioritaire d'énergie et à réduire la dépendance du Québec envers les produits pétroliers.

## Ministère des Ressources naturelles du Québec (MERN)

Le Ministère de l'Énergie est des Ressources Naturelles du Gouvernement du Québec a pour mission d'assurer la gestion et soutenir la mise en valeur des ressources énergétiques et minérales ainsi que du territoire du Québec, dans une perspective de développement durable.

Pour accomplir sa mission, le Ministère mise avant tout sur l'engagement quotidien de son personnel et sur son expertise

de pointe. Dans l'histoire de l'organisation, l'acquisition et le développement du savoir scientifique sont non seulement un actif précieux, mais aussi une nécessité pour assurer un développement cohérent et responsable des ressources.

Comme c'est le cas pour un bon nombre de ministères, la nature de l'expertise déployée au sein de l'organisation est parfois méconnue auprès de certaines clientèles. Prenant appui sur cette expertise de pointe et sur sa volonté de contribuer au développement de la société québécoise, le Ministère se projette dans l'avenir en se donnant une vision organisationnelle fondée sur la reconnaissance de l'expertise de son personnel.

## Polytechnique Montréal (POLY)

Polytechnique Montréal, université d'ingénierie, est plus qu'un établissement d'enseignement. C'est la référence en génie, avec un enseignement de haut niveau et des activités de recherche repoussant constamment les limites du savoir.

Respectueuse des principes de développement durable et à l'écoute des besoins de la société, Polytechnique Montréal, en accord avec ses valeurs :

- forme des ingénieures et des ingénieurs, ainsi que des scientifiques de très haut niveau pour relever les défis d'un monde en mutation et en faire des acteurs-clés du changement;
- réalise des recherches répondant aux grands enjeux sociétaux;
- influence son environnement sur le plan intellectuel, économique et social.

Fondée en 1873, Polytechnique Montréal, université d'ingénierie, est l'un des plus importants établissements d'enseignement et de recherche en génie au Canada et demeure le premier au Québec quant à l'ampleur de son activité de recherche.

Polytechnique dispense son enseignement dans plusieurs spécialités de l'ingénierie et réalise près du quart de la recherche universitaire dans ces domaines au Québec. Ses quelques 60 unités de recherche et son corps professoral formé d'experts reconnus dans le monde entier, lui permettent de poursuivre des activités de recherche parmi les plus intenses au Canada.

Polytechnique Montréal est un pôle scientifique et technologique de calibre international. Elle compte plus de 200 ententes avec des établissements à travers le monde et plus d'un quart de ses étudiants proviennent de l'international.

## MANDAT ET BUT

La présente étude réalisée pour le compte de Transition Énergétique Québec et du Ministère de l'Énergie et des Ressources Naturelles a comme mandat de décrire et d'analyser le portrait actuel et les enjeux de développement du secteur de l'hydrogène. Le principal objectif de cette démarche est d'établir une base de réflexion technico-économique pour permettre de guider le développement éventuel d'une action publique, d'identifier les créneaux les plus porteurs quant à la place de l'hydrogène vert dans le contexte de la transition énergétique du Québec et de dégager des pistes pour le développement de projets pilotes visant l'adoption de l'hydrogène dans la société québécoise.

Dans ce cadre, une étude bibliographique ciblée portant principalement sur les développements économiques, techniques et politiques du secteur de l'hydrogène dans le monde a été réalisée en se concentrant sur les trois dernières années. Par ailleurs, les principaux acteurs de l'écosystème de l'hydrogène au Québec ont été consultés, ce qui a permis de bonifier l'étude bibliographique et de faire apparaître des opportunités d'affaires potentielles ainsi que des stratégies de déploiement dans plusieurs secteurs économiques.

## ÉTUDE EN 4 VOLETS

Les résultats de cette étude sont présentés dans quatre rapports distincts :

### VOLET A

#### **PORTRAIT RÉGIONAL, CANADIEN ET INTERNATIONAL ACTUEL DE L'ÉCONOMIE DE L'HYDROGÈNE**

Synthèse de l'information relative à l'économie de l'hydrogène et des enseignements qui peuvent en être dérivés pour favoriser la réussite d'une transition énergétique réussie pour le Québec.

### VOLET B

#### **REVUE DE LITTÉRATURE TECHNICO-ÉCONOMIQUE DE L'HYDROGÈNE : DE LA PRODUCTION À L'UTILISATION**

Revue de l'état de l'art relativement aux technologies pour la production, le transport et l'utilisation de l'hydrogène.

### VOLET C

#### **PROPOSITIONS POUR LE DÉPLOIEMENT DE L'HYDROGÈNE VERT AU QUÉBEC**

Pistes à explorer pour le développement d'une économie de l'hydrogène au Québec. Il est impératif de développer une compréhension approfondie du développement économique de l'hydrogène en fonction des contraintes propres à sa fabrication. Il est souhaitable que le Québec se positionne comme un acteur dynamique et crédible dans ce domaine. Le Québec jouit d'une position unique grâce à une production électrique verte, fiable, massive et bon marché. L'approche partenariale et souvent internationale est une approche gagnante.

### VOLET D

#### **PERCEPTION DES ACTEURS ÉCONOMIQUES EN LIEN AVEC L'AVENIR DE L'HYDROGÈNE VERT AU QUÉBEC**

Résultats du sondage sur les perceptions, intérêts et motivations des acteurs économiques à s'engager et à investir dans des projets de développement économique structurants, de fournir une meilleure connaissance des acteurs économiques les plus engagés envers l'hydrogène vert et d'identifier les forces, faiblesses, opportunités et menaces (perçues et réelles) de l'environnement d'affaires.

# À PROPOS DES AUTEURS

## **Mania Neisiani, ing. M.Sc.**

Formée en génie chimique en Iran, Mania Neisiani a obtenu une maîtrise de Polytechnique Montréal. Elle possède aussi une maîtrise en administration des affaires, diplôme conjoint de l'université Cornell et Queen's. En 2012, elle s'est jointe à Shell Canada où elle a mené des réalisations d'envergure dans le domaine de la capture et de la conversion du CO<sub>2</sub>. Elle a de plus été en charge de comptes pour des clients majeurs de la technologie Shell dans le monde. Au cours des dernières années, elle a agi comme consultante dans le développement de marché et de stratégie marketing. Elle a aussi fait partie de l'équipe de Polytechnique ayant mené une étude complète sur le potentiel de l'hydrogène au Québec. Elle dirige actuellement le projet Valorisation Carbone Québec pour Polytechnique Montréal.

## **Oumarou Savadogo**

Professeur titulaire  
Polytechnique Montréal

Oumarou Savadogo détient un DEA, un doctorat 3<sup>e</sup> Cycle et un Doctorat d'État ès Sciences Physiques de l'École Nationale d'ingénieurs de Caen : spécialités Maté-

riaux et électrochimie. Ingénieur procédés chez Rhone Siltec (1985-1986), Stagiaire post doctoral au laboratoire d'électrochimie interrassiale du CNRS (1986-1987). Il a joint l'École Polytechnique de Montréal comme chercheur, professeur adjoint, professeur agrégé et professeur titulaire. Ses intérêts de recherche portent sur le développement des nouveaux matériaux pour l'énergie et l'électrochimie ou le biomédical. Il est responsable des programmes aux études supérieures : Énergie et Développement Durable et Énergies renouvelables.

Il a formé 46 étudiants au Doctorat et 34 en Maîtrise en Sciences Appliquées, 20 post doctoraux. Depuis 2010, il a été directeur de plus de 160 étudiants en Maîtrise professionnelle en énergies renouvelables et en énergie et développement durable. Il dirige 12 étudiants au Doctorat. Il est auteur et co-auteurs de plus 220 publications scientifiques dans les journaux scientifiques internationaux avec comité de lecture. Il est co-auteurs de 10 brevets.

Directeur fondateur du Laboratoire de nouveaux matériaux pour l'énergie et l'électrochimie (2001). Fondateur et Éditeur de la revue Scientifique Internationale : Journal of New Materials for Electrochemical Systems (1998).

Il est le promoteur et directeur du projet Technologies Solaires Appliquées aux Pays de l'UÉMOA (Union Économique et Monétaire Ouest Africaine) pour la création d'un Institut de Formation (École d'ingénieurs) pour la formation d'ingénieurs de travaux et de conception en Technologies Solaires Appliquées (2005). Plus de 400 ingénieurs ont été formés depuis le début du projet. Dans ce cadre il a contribué à la création de 20 PME dans le domaine de l'énergie.

Prix du Directeur de Polytechnique Montréal : meilleur chercheur (1991). Meilleur Professeur (1997). Une conférence internationale a été organisée à son honneur en septembre 2016 par la société Mexicaine de l'énergie de l'hydrogène pour souligner sa contribution scientifique et académique dans le domaine de l'énergie de l'hydrogène.

Il est membre de : Advisory Board of Directors of International Association of Hydrogen Energy; Editorial Board of International Journal of Hydrogen Energy; Advisory Board of the International Academy of Electrochemical Energy Science (IAOEEES); Editorial Board of Journal of Materials; Editorial Board of Membranes.

## **Jamal Chaouki, ing. PhD**

Professeur titulaire,  
Polytechnique Montréal

Après des études de Math sup et Math spé, Jamal Chaouki a obtenu un diplôme d'ingénieur en génie des procédés à l'ENSIC Nancy en France en 1979, puis un doctorat à Polytechnique de Montréal en 1985. Il était aussi post-doc à UBC, Vancouver de 1985 à 1986.

Il a été engagé comme professeur adjoint (1987), puis agrégé (juin 1991) à Polytechnique de Montréal. Depuis 1995, il est professeur titulaire dans la même école. Actuellement, il est aussi professeur associé à l'université Mohamed VI Polytechnique au Maroc.

Il a formé 60 Post-docs, 53 PhD et 52 Masters. Il a publié plus que 450 articles scientifiques dans des revues avec comités de lecture dont 320 dans des journaux internationaux, plus de 450 autres articles scientifiques et édité 15 livres. De plus, il possède 35 brevets. Enfin, il détient plusieurs prix scientifiques. Il a reçu le prix R.S. Jane Memorial Award, le meilleur chercheur en Génie Chimique au Canada et a gagné le prix de la recherche et de l'innovation de Polytechnique. Cette année il a reçu le prix The Kalev Pugi remis par SCI.

Il est éditeur du journal scientifique « International Journal of Chemical Product & Process Modeling ». Il a organisé plusieurs congrès internationaux, entre autres

il était directeur scientifique et technique du 8<sup>e</sup> congrès mondial du génie chimique en Août 2009 et est membre du 10<sup>e</sup> congrès mondial du génie chimique en 2017. Il a été aussi président du 15<sup>e</sup> congrès int. de fluidisation 2016 et de nombreux autres congrès internationaux. Il anime régulièrement des conférences plénières.

Actuellement, il est détenteur de la chaire Total et directeur du laboratoire conjoint Polytechnique Montréal – Université Mohamed VI Polytechnique au Maroc. Il supervise une cinquantaine de chercheurs (20 Post-docs, 25 doctorants, 2 MScA, 5 associés de recherche et 1 chercheur). Ses subventions de recherche et contrats sont de l'ordre de 2 millions de \$ par an.

Il est membre de plusieurs sociétés savantes, l'Académie du Génie du Canada, l'Ordre des Ingénieurs du Québec. Il est membre du Conseil d'Administration de Polytechnique, de Ecotech et de plusieurs compagnies (Ecolomondo Inc., Pyrowave, Hibe Inc.). Il est consultant auprès d'une vingtaine de compagnies internationales dont le Groupe OCP.

En tant qu'entrepreneur, il a démarré 6 entreprises avec ses étudiants et collaborateurs : Formmat, Hibe, Ecolomondo, Pyrowave, Pyrocycle, TM Technologies. Ecolomondo a été introduite dernièrement au TSX Toronto et Pyrowave et Pyrocycle ont gagné de très nombreux prix dont celui de l'innovation de l'OIQ, 2018 pour Pyrowave.

Ses recherches aussi bien théoriques qu'appliquées ont des impacts industriels très nombreux ; Citons par exemple, la décomposition des plastiques en monomère, ce qui permet leur recyclage (économie circulaire), la production de potassium pour des engrais bon marché destinés, entre autres, aux pays en voie de développement, l'élimination du Cadmium dans les roches de phosphates, l'élimination du soufre et des métaux lourds dans des hydrocarbures par micro-ondes, la production de métaux précieux (or, platine...) à partir de déchets électroniques.

## **Louis Fradette, ing. PhD**

Professeur titulaire  
Directeur, département de génie chimique  
Polytechnique Montréal

Louis Fradette est ingénieur de procédés diplômé en 1989. Il a amorcé sa carrière comme ingénieur de procédés en raffinerie et y travaille pendant quelques années avant de faire le saut en recherche pour faire son doctorat. Il retourne par la suite en industrie et sera alors impliqué dans l'industrie métallurgique et l'exploitation des sables bitumineux. Il devient professeur à l'École Polytechnique de Montréal en 2007. Il y dirige la Chaire industrielle CRSNG-Total de recherche sur l'hydrodynamique polyphasique en conditions extrêmes entre 2011 et 2016. Il est directeur du département depuis janvier 2018. Il a publié plus de 100 articles scientifiques dans des revues scientifiques et actes de colloques et conférences.

En 2013, il est devenu l'Officier chef des technologies et vice-président des procédés et de l'ingénierie pour CO2 Solutions Inc. Après avoir mené avec succès la maturation technologique du laboratoire à l'échelle industrielle (2015) de l'entreprise et démarré le premier projet commercial avec Produits Forestiers Résolu (2016), il a pris la direction du projet Valorisation Carbone Québec (2017). Ce projet unique au monde, d'une valeur initiale de 30M\$, vise la démonstration intégrée et à l'échelle industrielle des technologies les plus avancées pour fournir des produits économiquement viables à partir de CO<sub>2</sub>. Le projet est actuellement mené à Polytechnique Montréal et il y reste fortement associé.

### **Philippe A. Tanguy, ing. PhD**

Philippe A. Tanguy est le directeur général de Polytechnique Montréal depuis janvier 2018.

M. Tanguy est titulaire d'un doctorat de 3<sup>e</sup> cycle en physique appliquée de l'Université Denis-Diderot (France) et d'un Ph.D. en génie chimique de l'Université Laval (Québec). Il a été professeur en génie chimique pendant 25 ans, dont 2 ans à l'Université Dalhousie (Halifax), 8 ans à l'Université Laval (Québec), puis 15 ans au Département de génie chimique de Polytechnique Montréal où il a également été titulaire de deux chaires de recherche.

Il a occupé pendant 9 ans le poste de directeur scientifique adjoint du groupe énergétique Total où il était responsable de la politique scientifique. Une de ses missions était d'accompagner la transition énergétique en Europe. À ce titre, il a notamment participé à la création puis coprésidé InnoEnergy, une société dédiée aux énergies renouvelables au sein de l'institut européen EIT, et également œuvré à la création de l'Hydrogen Council annoncé à Davos en 2017.

Au cours de sa carrière, M. Tanguy a été fortement impliqué dans le monde de l'ingénierie, notamment comme président du Comité d'organisation du 8<sup>e</sup> Congrès mondial de génie chimique (Montréal, 2009) et depuis 2016 comme président du Conseil mondial du génie chimique.

M. Tanguy a publié plus de 300 articles dans des revues scientifiques et actes de colloques et conférences.

M. Tanguy est fellow de l'Académie canadienne du génie, honorary fellow de l'ICHEME (R.-U.) membre fondateur-fellow de l'académie Hassan II des sciences et technologies (Maroc), et membre de l'OIQ.



---

# TABLE DES MATIÈRES

<b>1</b>	<b>1. PRODUCTION D'HYDROGÈNE</b>
2	1.1 DU GAZ NATUREL À L'HYDROGÈNE
8	1.2 PRODUCTION D'HYDROGÈNE VERT
8	1.2.1 Production d'hydrogène par électrolyse de l'eau
13	1.2.2 Compétitivité des technologies
13	1.2.3 Analyse des coûts de production actuels et futurs
21	1.2.4 Modélisation du coût de l'hydrogène par électrolyse
27	1.3 HYDROGÈNE ISSU DE LA BIOMASSE
27	1.3.1 Conversion thermochimique
28	1.3.2 Du biogaz à l'hydrogène
29	1.3.3 Aspects environnementaux
<b>32</b>	<b>2. STOCKAGE ET TRANSPORT DE L'HYDROGÈNE</b>
33	2.1 STOCKAGE
36	2.1.1 Stockage physique
42	2.1.2 Stockage cryogénique
44	2.1.3 Cryo-compression à froid
46	2.1.4 Hydrogène pâteux
48	2.1.5 Stockage par des matériaux
58	2.2 TRANSPORT
58	2.2.1 Gaz comprimé
62	2.2.2 Hydrogène liquide
62	2.2.3 Vecteurs liquides
65	2.3 COÛT TOTAL DE LA LIVRAISON ET DU STOCKAGE DE L'HYDROGÈNE
67	2.4 MODÉLISATION ÉCONOMIQUE DU SYSTÈME D'APPROVISIONNEMENT EN HYDROGÈNE
68	2.5 CONCLUSION

---

---

<b>70</b>	<b>3. TECHNOLOGIE DES PILES À COMBUSTIBLE ET APPLICATIONS COMMERCIALES</b>
71	3.1 PRINCIPES DE BASE
73	3.2 DENSITÉ ÉNERGÉTIQUE
74	3.3 TYPES DE PILES
82	3.4 ÉLÉMENTS DE CONCEPTION DES PEMFC
85	3.5 AVANTAGES ET INCONVÉNIENTS DES PILES À COMBUSTIBLE
86	3.6 CIBLES TECHNIQUES ET ÉVALUATION DES SYSTÈMES COMMERCIAUX
92	3.7 CONCLUSION
<b>93</b>	<b>ANNEXE I</b>
<b>95</b>	<b>ANNEXE II</b>
<b>102</b>	<b>ANNEXE III</b>
<b>105</b>	<b>ANNEXE IV</b>
<b>108</b>	<b>ANNEXE V</b>
<b>109</b>	<b>ANNEXE VI</b>
<b>111</b>	<b>ANNEXE VII</b>
<b>113</b>	<b>RÉFÉRENCES</b>

---

---

## LISTE DES FIGURES

- 2 **Figure 1** : Procédés de production d'hydrogène et de produits à base d'hydrogène
- 6 **Figure 2** : Procédé de production de l'hydrogène à partir de gaz naturel avec CCUS
- 7 **Figure 3** : Coûts de production de l'hydrogène à partir du gaz naturel dans différentes régions
- 10 **Figure 4** : Principe de l'électrolyse alcaline
- 11 **Figure 5** : Schéma fonctionnel de la production industrielle d'hydrogène avec la technologie AEC
- 12 **Figure 6** : Principe de la PEMEC
- 12 **Figure 7** : Schéma fonctionnel de la production industrielle d'hydrogène avec la technologie PEMEC
- 13 **Figure 8** : Principe de l'électrolyseur SOEC
- 14 **Figure 9** : CAPEX actuels, tendance future et objectifs prévus pour les systèmes AEC et PEMEC
- 15 **Figure 10** : Capacité cumulée mondiale d'électrolyseurs (MW électriques) installée par an depuis 2010
- 16 **Figure 11** : CAPEX des électrolyseurs alcalins en 2019 et projection pour 2030
- 17 **Figure 12** : Réduction prévue des CAPEX des électrolyseurs avec les systèmes à empilements multiples sur la base de 2,13 MW/empilement pour l'électrolyse alcaline et de 0,7 MW/empilement pour l'électrolyse PEMEC
- 18 **Figure 13** : Projection de coût de production de l'hydrogène actualisé pour différents coûts de l'électricité (A) et différents CAPEX d'électrolyseurs (B)
- 19 **Figure 14** : Coûts de l'hydrogène électrolytique avec l'électricité du réseau
- 19 **Figure 15** : Coûts de l'hydrogène pour différents prix d'électricité et CAPEX d'électrolyseur
-

- .....
- 20 **Figure 16** : Coût de l'hydrogène renouvelable (\$US/kg H<sub>2</sub>) pour différents coûts énergétiques actualisés, CAPEX d'électrolyseurs (pas de type spécifique d'électrolyseur) et facteurs d'usage
- 24 **Figure 17** : Ventilation des coûts de production d'hydrogène électrolytique pour différentes technologies et conditions de marché
- 25 **Figure 18** : Coût actualisé de l'électricité pour l'éolien terrestre : Historique et projections
- 26 **Figure 19** : Variation du coût de l'hydrogène en fonction du taux d'actualisation
- 26 **Figure 20** : Contribution des CAPEX et des OPEX sur le coût de l'hydrogène en fonction du facteur d'usage
- 26 **Figure 21** : Contribution des CAPEX et des OPEX sur le coût de l'hydrogène en fonction des prix de l'électricité
- 27 **Figure 22** : Comparaison des coûts de production de l'hydrogène avec différentes matières premières et différentes technologies
- 28 **Figure 23** : Production d'hydrogène à partir de biogaz
- 30 **Figure 24** : Émissions de GES – Options de production d'énergie basées sur l'ACV
- 31 **Figure 25** : Émissions de GES associées aux technologies de production d'hydrogène
- 32 **Figure 26** : Portrait de la distribution de l'hydrogène : composantes reliées au transport et au stockage dans la chaîne de valeur de l'hydrogène
- 33 **Figure 27** : Comparaison des densités gravimétriques (MJ/kg) et volumétriques (MJ/L) pour plusieurs carburants sur la base du PCI
- 34 **Figure 28** : Types d'applications de stockage de l'hydrogène : stationnaire et mobile
- 35 **Figure 29** : Méthodes de stockage de l'hydrogène
- 37 **Figure 30** : Éléments principaux entrant dans les coûts pour les dômes de sel
- .....

- .....
- 41 **Figure 31** : Stratégie de réduction potentielle des coûts pour les systèmes comprimés à 700 bars selon le DOE
- 42 **Figure 32** : Diagramme simplifié du processus de liquéfaction de l'hydrogène
- 43 **Figure 33** : Aperçu des CAPEX, capacités et rendements des usines de liquéfaction réelles et prévues
- 44 **Figure 34** : Densité de l'hydrogène en fonction de la pression et de la température d'après BMW
- 48 **Figure 35** : Densités de stockage d'hydrogène volumétriques (g/l) et gravimétriques (% en masse multiplié par dix) pour les technologies considérées
- 50 **Figure 36** : Illustration schématique du concept de vecteur d'hydrogène organique liquide (LOHC)
- 52 **Figure 37** : Hydrogène stocké sous forme d'ammoniac
- 53 **Figure 38** : Diagramme bloc – Ammoniac à base de gaz nature
- 55 **Figure 39** : Représentation schématique d'un système catalytique homogène basé sur un catalyseur soluble dans l'eau qui décompose sélectivement l'acide formique en H<sub>2</sub> et CO<sub>2</sub> en solution aqueuse
- 56 **Figure 40** : Stockage de l'hydrogène à l'aide de toluène/MCH
- 58 **Figure 41** : Remorques à tubes CGH<sub>2</sub>
- 60 **Figure 42** : Coût de distribution de l'hydrogène vers une grande installation centralisée et coût de la reconversion en hydrogène gazeux
- 61 **Figure 43** : Comparaison des capacités de transport nord-sud préexistantes pour l'électricité et le gaz en Allemagne
- 63 **Figure 44** : Coût du transport de l'hydrogène par gazoduc et par bateau, et coût de la liquéfaction et de la conversion de l'hydrogène
- 64 **Figure 45** : Coût total de livraison d'hydrogène au secteur industriel par gazoduc ou par bateau
- .....



.....

65	<b>Figure 46</b> : Évolution du coût de l'hydrogène pour le transport
69	<b>Figure 47</b> : Résumé de la production, du stockage et de la distribution de l'hydrogène
71	<b>Figure 48</b> : Principe de la pile à combustible hydrogène/oxygène
72	<b>Figure 49</b> : Illustration des principales étapes de la production électrochimique d'électricité
73	<b>Figure 50</b> : Densités énergétiques volumique et gravimétrique du réservoir d'hydrogène et du système de piles à combustible par rapport à la densité énergétique des batteries
76	<b>Figure 51</b> : Principe schématique de la PEMFC alimentée en hydrogène
77	<b>Figure 52</b> : Principe de la DMFC
78	<b>Figure 53</b> : Principe de la RFC
79	<b>Figure 54</b> : Principes schématiques de la pile à combustible à acide phosphorique
79	<b>Figure 55</b> : Principe schématique de la pile à combustible alcaline
80	<b>Figure 56</b> : Schéma de fonctionnement du MCFC
81	<b>Figure 57</b> : Réactions schématiques de la SOFC
81	<b>Figure 58</b> : Configuration plane et tubulaire de la SOFC
83	<b>Figure 59</b> : Schéma du système LT-PEMFC alimenté en hydrogène et oxygène purs
84	<b>Figure 60</b> : Étape de traitement du carburant en fonction du type de systèmes de FC
88	<b>Figure 61</b> : Durabilité de la puissance des piles à combustible en fonction de la chute de tension
88	<b>Figure 62</b> : Objectifs des applications des systèmes de piles à combustible pour 2025 par secteur

.....

---

89	<b>Figure 63 :</b> Coût de la PEMFC avec le taux de production
89	<b>Figure 64 :</b> Amélioration du coût des piles à combustible pour véhicules légers
90	<b>Figure 65 :</b> Résumé de la variation du coût (prix 2016/kWnet) et de la durabilité (en heures) à un taux de production de 100 000 unités/an
90	<b>Figure 66 :</b> Analyse des coûts pour les véhicules utilitaires moyens basée sur l'estimation des coûts de 2018 pour un système de 160 kWnet adapté aux bus et aux camions moyens
91	<b>Figure 67 :</b> Fraction du coût de chaque composant de la pile PEMFC pour les véhicules utilitaires moyens
91	<b>Figure 68 :</b> Variation de la tension de la cellule à 1,5 volt avec les cycles de potentiel pour diverses charges de catalyseur
108	<b>Figure 69 :</b> Variation de la tension de sortie ou de la puissance de sortie de la pile à combustible en fonction du courant de la pile
110	<b>Figure 70 :</b> Masse calculé d'un véhicule à pile à combustible et d'un véhicule électrique à batterie en fonction de l'autonomie du véhicule
112	<b>Figure 71 :</b> Principe des piles à combustible microbiennes

---

---

## LISTE DES TABLEAUX

- 5 **Tableau 1** : Émissions de CO<sub>2</sub> liées à la production d'H<sub>2</sub> à partir de gaz naturel pour les technologies SMR, POX et ATR
- 9 **Tableau 2** : Caractéristiques principales des électrolyseurs
- 15 **Tableau 3** : Installations d'hydrogène électrolytique au Canada
- 21 **Tableau 4** : Données d'entrée du modèle économique
- 22 **Tableau 5** : Ventilation des coûts de production de H<sub>2</sub> (cas de référence AEC et PEMEC)
- 23 **Tableau 6** : Fourchette de valeur des paramètres utilisés dans l'analyse de sensibilité
- 23 **Tableau 7** : Ventilation de la sensibilité pour la technologie AEC (\$ 2019)
- 23 **Tableau 8** : Ventilation de la sensibilité pour la technologie PEMEC (\$ 2019)
- 29 **Tableau 9** : Coût et performance de différentes filières de production d'hydrogène en 2019
- 36 **Tableau 10** : Aperçu des installations actuelles de stockage souterrain d'hydrogène gazeux (dômes de sel)
- 39 **Tableau 11** : Comparaison des coûts de compression à différentes pressions
- 39 **Tableau 12** : Coûts actuels des systèmes de stockage de l'hydrogène comprimé de type IV pour l'automobile, comparés aux cibles 2020 et ultimes du DOE
- 40 **Tableau 13** : Différents types de réservoirs de stockage d'hydrogène comprimé
-

.....

45	<b>Tableau 14</b> : Comparaison des coûts des systèmes CcH <sub>2</sub> et CH <sub>2</sub>
46	<b>Tableau 15</b> : Types de stockage physique de l'hydrogène et comparaison
49	<b>Tableau 16</b> : Comparaison des types de stockage de l'hydrogène recourant à des matériaux
57	<b>Tableau 17</b> : Comparaison de la demande énergétique pour différentes technologies de stockage de l'hydrogène (hydrogénation et déshydrogénation)
59	<b>Tableau 18</b> : Masse d'une remorque de gaz hydrogène comprimé
66	<b>Tableau 19</b> : Résumé des méthodes de transport de l'hydrogène
75	<b>Tableau 20</b> : Caractéristiques et paramètres de base des différentes technologies de piles à combustible
86	<b>Tableau 21</b> : Objectifs techniques du DOE pour les assemblages d'électrodes à membranes dans les applications de transport
87	<b>Tableau 22</b> : Objectifs techniques pour les systèmes d'alimentation de secours à piles à combustible (1-10kWe) fonctionnant à l'hydrogène direct
87	<b>Tableau 23</b> : Objectifs techniques : 80 kWe (net) Systèmes intégrés d'alimentation à piles à combustible pour les transports fonctionnant à l'hydrogène direct
87	<b>Tableau 24</b> : Objectifs techniques : Systèmes de piles à combustible portables (5-50 Watts / 100-200 Watts)
92	<b>Tableau 25</b> : Coût du système FCEV en fonction de la masse du véhicule
103	<b>Tableau 26</b> : Enthalpies de déshydrogénation pour 1 bar de pression d'hydrogène et températures d'hydrogénation et de déshydrogénation de certains hydrures métalliques

.....

---

## LISTE DES ABRÉVIATIONS ET SIGLES

<b>ACV</b>	Analyse du cycle de vie
<b>ASME</b>	<i>American Society of Mechanical Engineers</i>
<b>BNQ</b>	Bureau de normalisation du Québec
<b>CAPEX</b>	<i>Capital expenditure</i> (dépenses d'investissement de capital)
<b>CCTT</b>	Centres collégiaux de transfert de technologie
<b>CO<sub>2</sub></b>	Dioxyde de carbone
<b>GES</b>	Gaz à effet de serre
<b>H<sub>2</sub></b>	Hydrogène
<b>IRH</b>	Institut de recherche sur l'hydrogène
<b>Kg</b>	Kilogrammes
<b>KWH</b>	Kilowatt-heure
<b>MEI</b>	Ministère de l'Économie et de l'Innovation
<b>MERN</b>	Ministère de l'Énergie et des Ressources naturelles
<b>MW</b>	Mégawatt
<b>O<sub>2</sub></b>	Oxygène
<b>OPEX</b>	<i>Operating expense</i> (frais d'exploitation)
<b>TEQ</b>	Transition énergétique Québec
<b>ULC</b>	<i>Underwriters Laboratories of Canada</i>
<b>UQTR</b>	Université du Québec à Trois-Rivières
<b>VÉB</b>	Véhicules électriques à batterie
<b>VÉPC</b>	Véhicules électriques à pile à combustible





# 1. PRODUCTION D'HYDROGÈNE

LA PRODUCTION D'HYDROGÈNE PEUT S'APPUYER SUR UN LARGE ÉVENTAIL DE SOURCES D'ÉNERGIE ET DE TECHNOLOGIES QUE L'ON PEUT CLASSER COMMUNÉMENT SELON TROIS TYPES.

## TYPE 1 HYDROGÈNE GRIS

Le plus courant est connu sous le nom d'hydrogène « gris » car sa production libère une quantité importante de gaz à effet de serre dans l'atmosphère.

## TYPE 2 HYDROGÈNE BLEU

Une version plus propre est l'hydrogène « bleu », dans laquelle les émissions de CO<sub>2</sub> sont capturées et géologiquement séquestrées ou encore réutilisées, au lieu d'être rejetées dans l'atmosphère.

## TYPE 3 HYDROGÈNE VERT

La version la plus propre est l'hydrogène « vert », qui est produit à partir de sources d'énergie renouvelables à faible empreinte en CO<sub>2</sub>.

Ce chapitre couvre les différentes technologies de production d'hydrogène vert assorti d'une analyse détaillée des coûts. À des fins de comparaison, l'hydrogène produit à partir du gaz naturel est également inclus. Dans l'annexe I, plusieurs technologies de production n'ayant encore atteint leur maturité sont également présentées dans un souci d'exhaustivité.

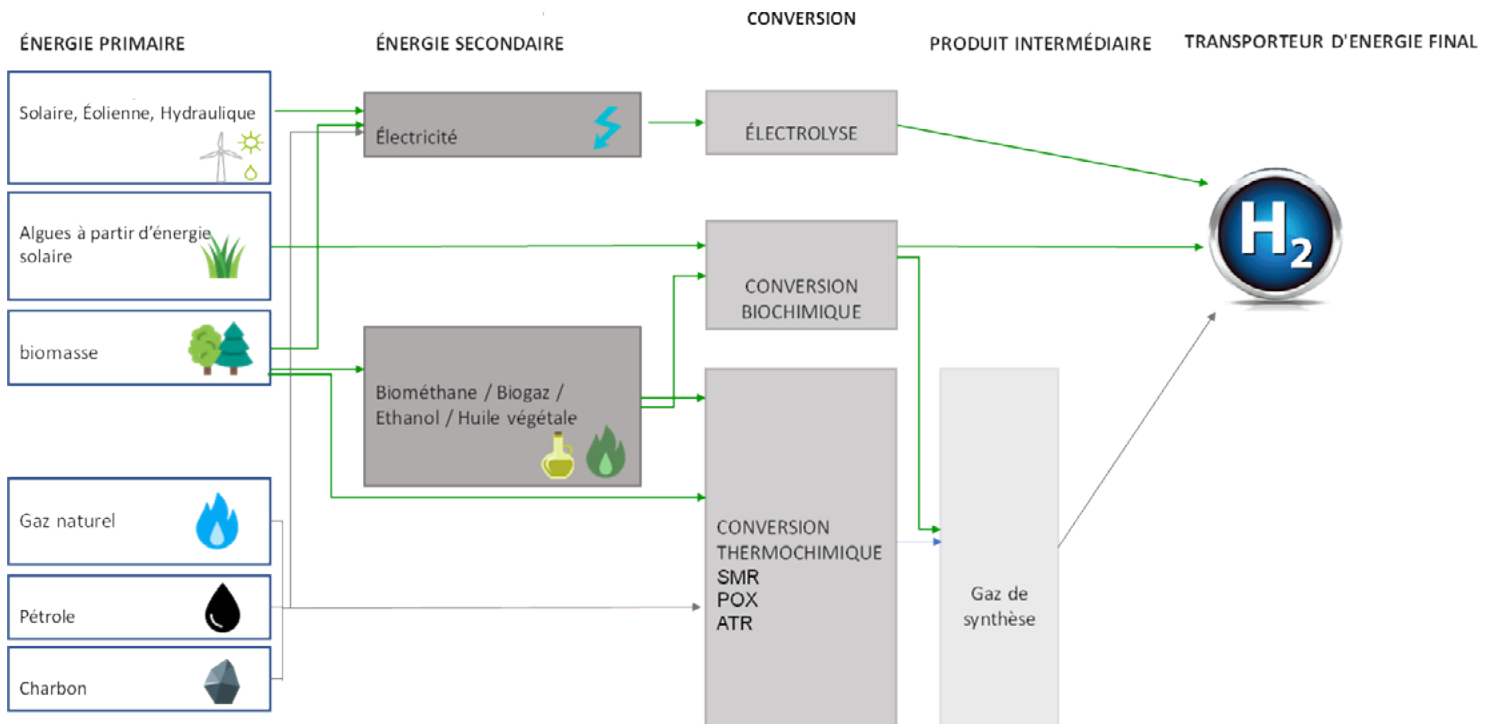


Figure 1 : Procédés de production d'hydrogène et de produits à base d'hydrogène.

## 1.1 DU GAZ NATUREL À L'HYDROGÈNE

Le reformage du méthane est de loin la méthode la plus courante de production d'hydrogène à grande échelle; elle est appelée à rester la technologie dominante dans un avenir proche en raison de son coût moindre et du grand nombre d'installations en fonctionnement. Le reformage consiste à

convertir par une réaction chimique catalytique à haute température (700-900 °C) le méthane en hydrogène, eau, monoxyde de carbone et dioxyde de carbone. En fonction de l'oxydant utilisé, les deux principales méthodes sont :

## LE REFORMAGE DU MÉTHANE

À LA VAPEUR (SMR) dans lequel de la vapeur pure agit comme oxydant.

Une première étape porte sur la conversion du méthane et de l'eau en hydrogène et en monoxyde de carbone (gaz synthétique) et en une petite quantité de dioxyde de carbone; la réaction est endothermique et s'effectue en présence d'un catalyseur à base de nickel.



Dans l'étape suivante, le monoxyde de carbone et l'eau restante sont convertis en hydrogène et en dioxyde de carbone par une réaction de déplacement du gaz à l'eau (cette réaction est plus connue sous sa forme anglaise *water-gas shift* ou WGS).



Le taux de monoxyde de carbone est ensuite réduit par méthanisation et oxydation sélective. La pureté de l'hydrogène est améliorée par l'élimination du CO<sub>2</sub> et à l'aide d'autres étapes de purification.



Il est important de noter que le gaz naturel peut être substitué par d'autres hydrocarbures légers tels que le gaz de pétrole liquéfié ou le naphta, le processus de reformage à la vapeur ayant lieu dans des conditions assez semblables.

### L'OXYDATION PARTIELLE (POX)

basée sur la conversion exothermique d'hydrocarbures principalement lourds s'effectue à l'aide d'oxygène.

L'oxydation partielle a lieu sous haute pression et à des températures élevées allant de 1 250 °C à 1 400 °C environ.

En comparaison avec le reformage à la vapeur ( $H_2 : CO = 3 : 1$ ), le procédé POX produit plus de CO ( $H_2 : CO = 1 : 1$  ou  $2 : 1$ ). La grande différence par rapport au reformage à la vapeur est que l'on utilise l'oxygène au lieu de la vapeur d'eau comme oxydant. Cet oxygène est généralement produit dans une unité de séparation d'air, ce qui augmente considérablement la consommation d'énergie. Toutefois, cette augmentation est compensée dans une certaine mesure par la récupération de la chaleur de réaction. En outre, l'utilisation de l'oxygène plutôt que de l'air élimine presque totalement l'apparition d'azote dans la réaction WGS, ce qui se traduit par une consommation d'énergie moindre (pour la séparation et la purification). Dans l'ensemble, l'oxydation partielle est moins efficace que le reformage à la vapeur. Par contre, elle possède l'avantage de pouvoir convertir une plus grande variété de matières premières, plutôt que de dépendre d'hydrocarbures légers.



### LE REFORMAGE AUTOOTHERME (ATR)

combine le reformage à la vapeur et l'oxydation partielle. Dans le procédé ATR, le rendement élevé en hydrogène est déterminé par l'étape de reformage à la vapeur et la chaleur nécessaire au procédé est fournie en interne par l'étape d'oxydation partielle.

L'avantage de la réaction autotherme, qui ne dépend pas d'un apport en chaleur externe, est malheureusement perdu en raison de l'augmentation des coûts d'investissement et d'exploitation de l'unité de séparation d'air et de la complexité du procédé de purification des gaz de combustion.

Un autre avantage de l'ATR est que l'on peut faire varier le H<sub>2</sub> : CO. Cet aspect s'avère intéressant pour la production de différents biocarburants de deuxième génération, et d'autres produits chimiques tel le diméthyl éther (DME). En termes d'émissions de gaz à effet de serre et d'impact environnemental, la production d'hydrogène à partir de combustibles fossiles émet environ entre 9 tonnes d'équivalent CO<sub>2</sub> et 19 tonnes d'équivalent CO<sub>2</sub> pour chaque tonne de H<sub>2</sub> produite, selon que le gaz naturel ou le charbon est utilisé comme matière première.



Par exemple, dans le cas du gaz naturel utilisé dans le procédé SMR, le pouvoir de réchauffement climatique (GWP) global du système est de 11,98 tonnes d'équivalent CO<sub>2</sub>/T d'hydrogène produites, le CO<sub>2</sub> représentant 89,3 % du GWP du système. Les sources d'émissions de CO<sub>2</sub> proviennent principalement de la construction et du démantèlement des installations (~0,4 %), de la production d'électricité (2,3 %), de la production et le transport de gaz naturel (~25 %) ainsi que de l'exploitation de la centrale à hydrogène (~74,8 %) (P.L. Spath, 2001).

Le Tableau 1 résume les émissions de CO<sub>2</sub> simulées pour des usines de production d'hydrogène utilisant les différentes filières mentionnées. Par rapport à la technologie SMR et POX, la technologie ATR est celle qui présente les émissions de CO<sub>2</sub> les plus faibles.

Procédé	Émission CO <sub>2</sub> (tonne CO <sub>2</sub> /tonne H <sub>2</sub> )
SMR	8.5
POX	8.6
ATR	8.2

Tableau 1 : Émissions de CO<sub>2</sub> liées à la production d'H<sub>2</sub> à partir de gaz naturel pour les technologies SMR, POX et ATR (uniquement la section d'exploitation de l'usine de H<sub>2</sub>) (D. Jakobsen & V. Åtland, 2016).

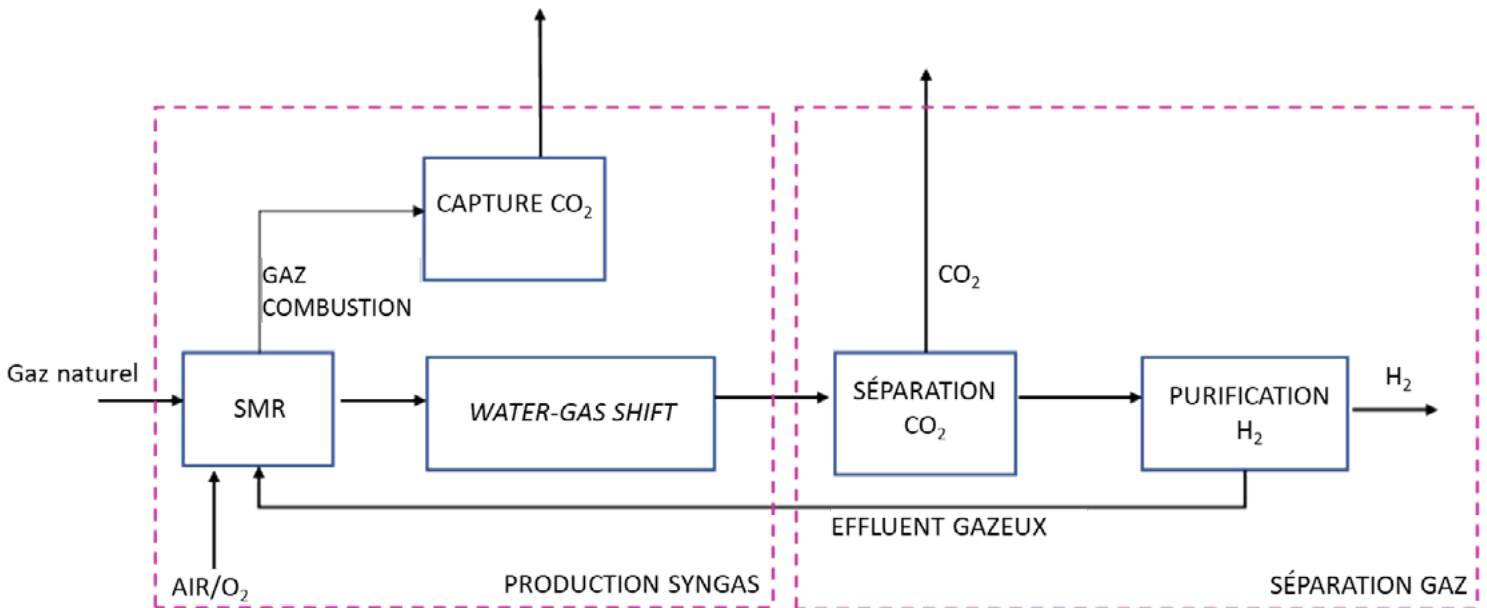


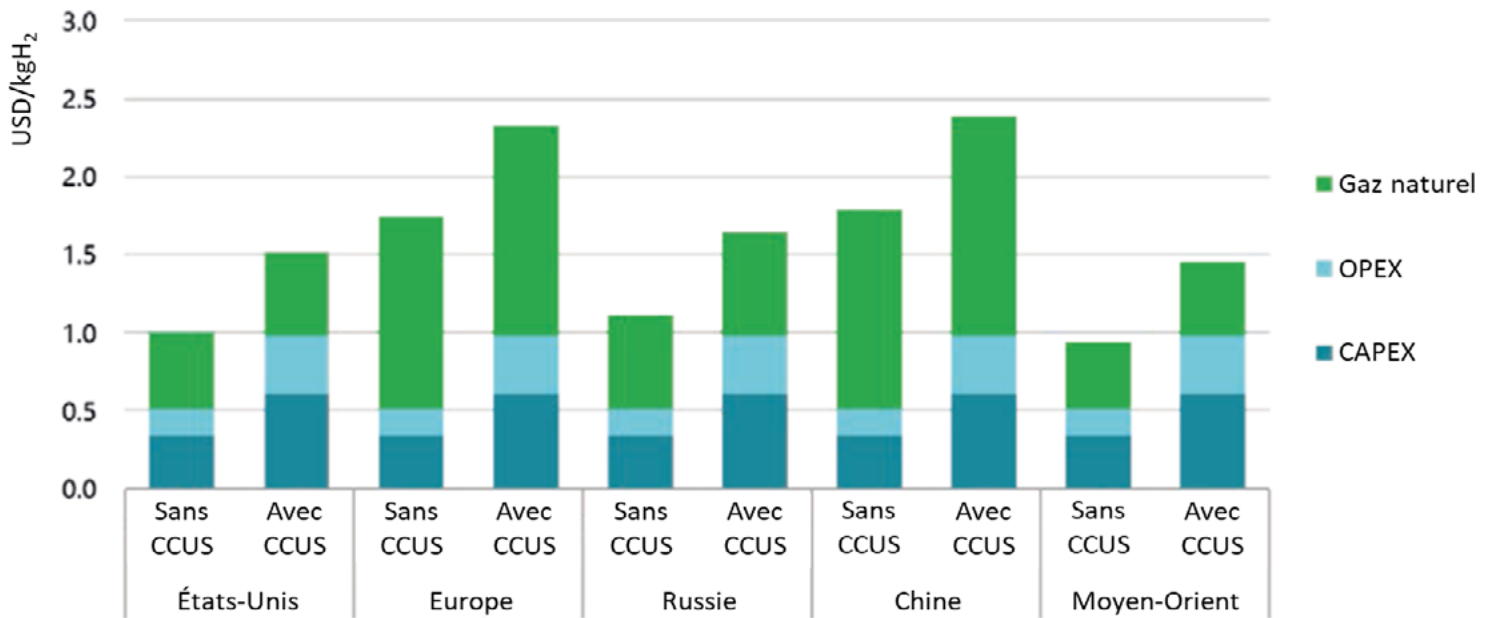
Figure 2 : Procédé de production de l'hydrogène à partir de gaz naturel avec CCUS.

L'approche du captage, de l'utilisation et du stockage du carbone (connu selon son acronyme anglais CCUS) peut être utilisée pour contrer les fortes émissions de CO<sub>2</sub> des usines à base de SMR et d'ATR. Le CCUS comprend l'ensemble des méthodes et technologies qui permettent d'éliminer par captage le CO<sub>2</sub> des gaz de combustion, puis de le recycler pour l'utiliser ou encore le stocker de manière sûre et permanente. Quelques installations de SMR-CCUS sont en service aujourd'hui (AIE, 2008), (Global CCS, 2019). Le captage du CO<sub>2</sub> (Figure 2) peut être effectué :

- Par séparation du flux de gaz de synthèse à haute pression, ce qui permet de réduire les émissions jusqu'à 54 % (~6,6 tonnes de CO<sub>2</sub>/tonne de H<sub>2</sub>) (G. Collodi, 2017);
- Par traitement des gaz de combustion provenant des fours. Cette voie peut permettre une réduction globale des émissions de l'usine d'hydrogène jusqu'à 90 % voire plus, mais elle augmente la consommation de gaz naturel et le coût d'exploitation de l'usine et nécessite des investissements importants se traduisant au final par un coût plus élevé de l'hydrogène.

L'ajout d'une section CCUS dans les installations de SMR entraîne, en moyenne, des augmentations de 50 % pour le coût en capital (CAPEX) et de 10 à 20 % pour l'énergie, les valeurs exactes dépendant de la conception. Cela entraîne également en moyenne un doublement des frais d'exploitation (OPEX) en raison des coûts de transport et de stockage du CO<sub>2</sub>. Cette hausse significative des dépenses d'investissement et d'exploitation est due aux grandes quantités de CO<sub>2</sub> émises par la production d'hydrogène.

Par exemple, dans le cadre du projet Quest CCS de Shell (valorisation du bitume) en Alberta, une unité de captage et de stockage du CO<sub>2</sub> est en service depuis 2015. Elle permet de capter 1 MT/an de CO<sub>2</sub> avec



Notes : CAPEX en 2018 : ERM sans CCUS = 500-900 USD par kilowatt d'hydrogène (kWh<sub>2</sub>), ERM avec CCUS = 900-1 600 USD/kWh<sub>2</sub>, avec des fourchettes dues aux différences régionales. Prix du gaz = 3-11 US\$ par million de British thermal units (MBtu) selon la région.

Figure 3 : Coûts de production de l'hydrogène à partir du gaz naturel dans différentes régions (IEA, 2019).

une fiabilité de 99 %. Le CAPEX et l'OPEX annuel moyen de ce projet sont estimés à 790 M\$ canadiens et 42 M\$ canadiens respectivement. On s'attend à une réduction des coûts de 20 à 30 % pour les projets futurs en raison de la diminution du coût du captage, des améliorations technologiques, de la réduction des coûts de gestion du projet, des économies d'échelle, de l'augmentation du volume de captage du CO<sub>2</sub> et de la diminution des coûts des pipelines en sous-sol (T. Wiwchar, 2017).

Le coût de l'hydrogène produit à partir du gaz naturel est influencé par divers facteurs techniques et économiques, le prix du gaz et les CAPEX étant les deux paramètres les plus importants. Les régions où le prix du gaz est bon marché comme au Moyen-

Orient, en Russie et en Amérique du Nord peuvent produire l'hydrogène à des coûts peu élevés, alors que les régions importatrices de gaz comme le Japon, la Corée, la Chine et l'Inde doivent faire face à des prix de gaz plus élevés, ce qui entraîne des coûts de production d'hydrogène plus importants. Il n'a pas été possible d'obtenir les coûts de production des SMR installés dans les raffineries ou les installations d'Air Liquide au Québec car ces données sont considérées comme stratégiques sur le plan commercial et ne sont jamais divulguées.

La littérature fournit cependant quelques ordres de grandeur. Dans le cas du gaz naturel, les coûts des SMR sont de l'ordre de 1,4 à 2,6 \$ US/kg H<sub>2</sub> avec le CCUS (cette manière de présenter les coûts par kg d'H<sub>2</sub> sera

utilisé tout au long de ce rapport), contre 1,0 à 1,9 \$ US/kg H<sub>2</sub> sans CCUS (AIE, 2019), (IRENA, 2019). Dans les références, ni la configuration des installations ni leur capacité ne sont précisées, ce qui rend ces valeurs sujettes à caution. En outre, il est important de noter qu'il existe de nombreuses incertitudes quant à la viabilité du captage de CO<sub>2</sub> à grande échelle en raison du nombre limité d'unités en fonctionnement, de la disponibilité limitée des réservoirs souterrains de stockage (autres que les champs d'hydrocarbures offshore épuisés), des possibilités de fuite, du risque de sismicité induite, de la contamination des aquifères d'eau douce et autres ressources naturelles, et de l'acceptation sociétale du stockage souterrain (S. T. Anderson, 2017).



## 1.2 PRODUCTION D'HYDROGÈNE VERT

### 1.2.1 Production d'hydrogène par électrolyse de l'eau

L'électrolyse de l'eau est un processus électrochimique de décomposition de l'eau en hydrogène et en oxygène sous l'effet d'un courant électrique continu qui induit et entretient des réactions d'oxydoréduction. L'électrolyseur est constitué de deux électrodes recouvertes de métal séparées par un conducteur ionique (électrolyte), et d'une source de courant continu. Actuellement, l'électrolyse assure environ 4 % de la demande mondiale d'hydrogène (F.M. Sapountzi, 2017).

Les électrolyseurs se composent de cellules individuelles et d'unités périphériques (connues en anglais sous le nom de BOP pour *Balance Of Plant*). En assemblant les cellules électrolytiques sous forme d'empilements de tailles variables, la production d'hydrogène peut ainsi être adaptée aux besoins. Les électrolyseurs étant disponibles commercialement sous forme modulaire (jusqu'à quelques MW), ils peuvent être combinés pour fournir la capacité nécessaire pour des usines de grande taille.

L'efficacité du processus d'électrolyse est définie comme le rapport entre le pouvoir calorifique supérieur de l'hydrogène (PCS) et l'électricité utilisée par l'électrolyseur par kg d'hydrogène produit (Detlef Stolten, 2010). Selon ce critère, le rendement des électrolyseurs est de 43-53 kWh/kg ou 50-82% (DOE, 2019), (G. Bender & H.N. Dinh, 2019).

Les technologies des électrolyseurs se différencient par le matériau utilisé pour l'électrolyte et la température de fonctionnement. L'électrolyse à basse température (LTE) comprend l'électrolyse alcaline (AEC) et l'électrolyse à membrane échangeuse de protons (PEMC). L'électrolyse à haute température (HTE) comprend pour sa part principalement les cellules d'électrolyse à oxyde solide (SOEC) (Dincer I., 2012). Cette dernière catégorie est la moins développée et n'est pas encore commercialisée à grande échelle.

Les principales caractéristiques techniques et économiques de l'AEC, de la PEMEC et de la SOEC sont résumées dans le Tableau 2.

	Cellules électrolyse alcaline (AEC)	Cellule électrolyse à membrane échangeuse d'ions (PEMEC)	Cellule électrolyse à oxide solide (SOEC)
Électrolyte	KOH/NaOH (liquide)	Polymère (solide)	Céramique (solide)
Pression d'Opération (bar)	2-10	15-30	<30
Température d'Opération (°C)	60-90 (jusqu'à 200)	50-90	500-1000
Durée empilement (h)	<90,000	<40,000	<40,000
Durée de vie du système (an)	20-30	10-20	-
Efficacité (HHV)	62-82%	67-84%	~90%
Démarrage à froid (min)	>15	<10	>60
Dégradation Annuelle (%)	2-4	2-4	17
Coût en 2019 (US\$/kW)	500-1400	800-1800	> 2800
Prix cible d'ici 2050 (\$/kW)	~574	~700	~200
Maturité	Commerciale	Commerciale	R&D
Plus grande capacité en 2019 (MW)	10 <sup>(1)</sup>	20 <sup>(2)</sup>	
Avantages	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Bien établi</li> <li>• Grande taille d'empilement</li> <li>• Stabilité à long terme</li> <li>• Faible coût d'investissement</li> <li>• Matériaux non nobles</li> <li>• Technologie bien établie</li> <li>• Coût relativement faible</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Design simple/compacte</li> <li>• Haute densité de courant</li> <li>• Opération dynamique</li> <li>• Réponse rapide</li> <li>• Haute pureté gaz</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Haute efficacité énergétique</li> <li>• Matériaux non nobles</li> <li>• Coût capital faible</li> <li>• Pile à combustible à opération réversible</li> <li>• Opération à haute pression</li> </ul>
Inconvénients	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Faible densité de courant</li> <li>• Électrolyte corrosif</li> <li>• Dynamique lente</li> <li>• Perméation aux gaz</li> <li>• Moins de souplesse dans la charge</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Coût membrane élevé</li> <li>• Matériaux nobles à coûts élevés (Ir, Pt)</li> <li>• Environnement acide corrosif</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Design volumineux</li> <li>• Électrodes instables</li> <li>• Problème d'étanchéité</li> <li>• Céramiques fragiles</li> <li>• Stade laboratoire</li> </ul>

Notes : 1) Le plus grand système d'électrolyse au monde en une seule unité par Asahi Kasei, qui commencera à fonctionner en 2020, situé à Namie, Fukushima (Communiqué, 2018). 2) Air Liquide utilisant la technologie de l'hydrogène s'attend à ce que l'électrolyseur augmente de 50 % la capacité actuelle de son installation d'hydrogène à Bécancour, au Québec, et devrait être en exploitation commerciale d'ici la fin de 2020 (Danigelis, 2019).

Tableau 2 : Caractéristiques principales des électrolyseurs

(Kai Zeng, 2010) (Mergel, 2013) (Bertuccioli, 2014) (IEA, 2016) (Uosaki, 2017) (M. Carmoa, 2013), (IEA, 2019), (Nel, 2019).

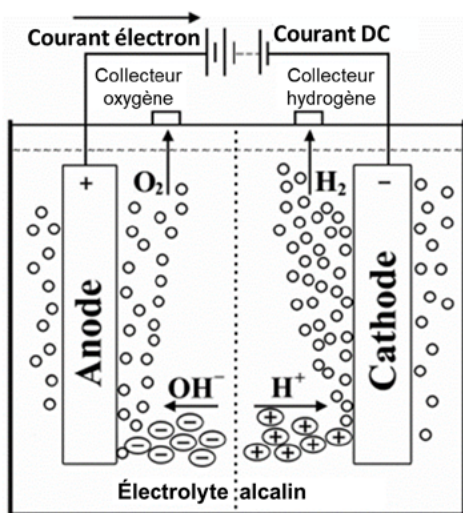


Figure 4 : Principe de l'électrolyse alcaline (Diogo M. F. Santos, 2012).

## ÉLECTROLYSEURS ALCALINS

La technologie AEC (Figure 4) est commercialement mature et domine sur le marché. Elle est utilisée depuis les années 1920, en particulier pour la production d'hydrogène dans les industries des engrais et du chlore. Les électrolyseurs AEC peuvent fonctionner avec une capacité de 10 % seulement. Ils utilisent deux catégories de solution électrolytiques : le type d'électrolyte le plus courant est l'hydroxyde de potassium (KOH) à une concentration massique de 20 à 40 % (Ball M., 2009). L'hydroxyde de sodium (NaOH) et le chlorure de sodium (NaCl) sont utilisés comme autres types possibles d'électrolytes alcalins (Turner J., 2008). Le diaphragme de séparation entre les deux électrodes est à base d'amiante, ce qui limite la température de fonctionnement à un maximum de 80 °C (Bhandari R., 2014).

Dans un électrolyseur alcalin, la cathode (pôle négatif) perd des électrons au profit de la solution aqueuse. L'eau est dissociée, ce qui entraîne la formation d'hydrogène et d'ions hydroxyde (OH<sup>-</sup>). Les porteurs de charge se déplacent dans l'électrolyte vers l'anode (pôle positif). À l'anode, les électrons sont absorbés par les anions négatifs OH<sup>-</sup> qui sont oxydés pour former de l'eau et de l'oxygène. L'oxygène monte le long de l'anode. Une membrane empêche les gaz H<sub>2</sub> et O<sub>2</sub> produits de se remélanger mais permet le passage des ions OH<sup>-</sup> (Detlef Stolten, 2010).

L'hydrogène produit entre dans une unité de séparation gaz-liquide (épurateur) qui a pour fonction d'éliminer les traces résiduelles d'électrolyte et de refroidir l'hydrogène. Un schéma fonctionnel de la technologie AEC industrielle est présenté à la Figure 5.

L'hydrogène produit par l'AEC peut atteindre une pureté de 99,9 % (en volume), pureté qui peut encore être améliorée en utilisant des convertisseurs catalytiques et des séchoirs à adsorption. Les électrolyseurs alcalins ont une efficacité d'environ 80%, mais en pratique, les rendements des procédés de production d'hydrogène varient plutôt entre 63% à 70% par rapport au pouvoir calorifique inférieur de l'hydrogène gazeux (Turner J., 2008). Le problème de corrosion est le principal défi de cette technologie en raison de l'utilisation d'une solution alcaline (Detlef Stolten, 2010), et de nouveaux matériaux sont en cours de développement pour pallier cet inconvénient.

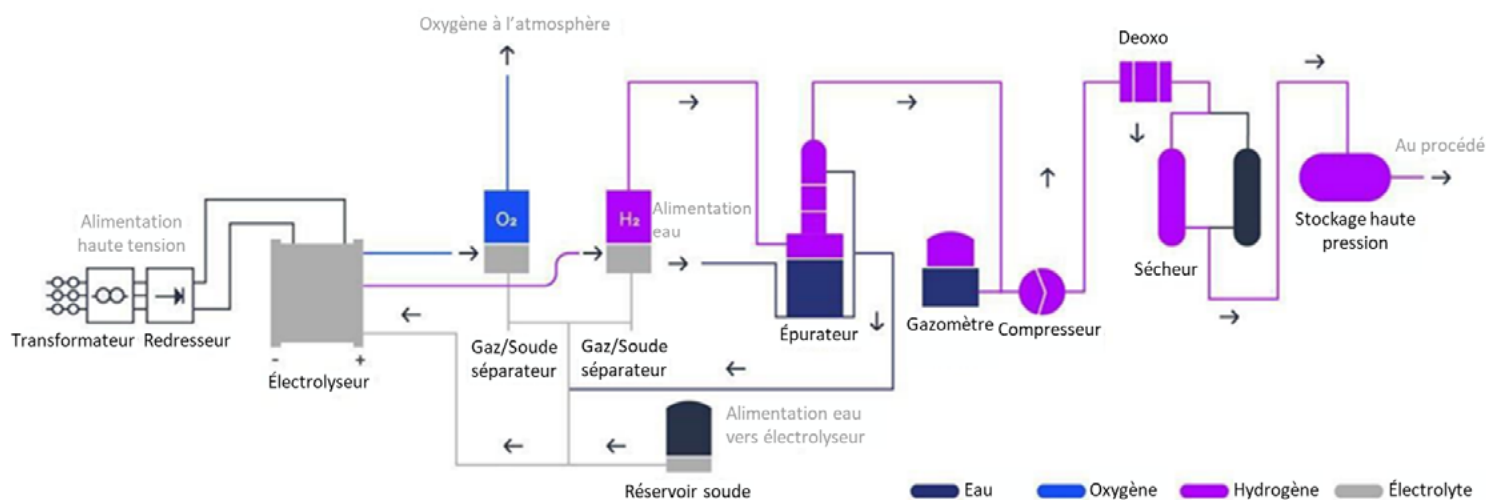


Figure 5 : Schéma fonctionnel de la production industrielle d'hydrogène avec la technologie AEC (Nel, 2019).

En outre, la pression de fonctionnement limitée et les faibles densités de courant de l'AEC du fait de la formation de bulles de gaz limitent la surface active effective de l'électrode. Le développement de catalyseurs avec des taux d'échange de courant plus élevés et des nouveaux concepts de cellules telles les configurations à espacement zéro sont nécessaires pour régler ce problème (Bertuccioli, 2014). Au fil des ans, les électrolyseurs AEC se sont améliorés en termes de réponses dynamiques (démarrages fréquents et puissance absorbée variable); cependant, par rapport aux autres types d'électrolyseurs, ils offrent une plage opérationnelle et un fonctionnement dynamique plus réduits, typiquement de 10 à 110 % de la charge nominale.

Pour les applications de stockage, l'hydrogène comprimé est une option de choix en raison de la plus grande densité énergétique des gaz comprimés. L'électrolyseur a la capacité d'effectuer une compression plus isotherme que la compression mécanique et il est donc plus efficace. Ce concept d'électrolyse à haute pression où la compression ou au moins une partie de celle-ci est effectuée dans l'électrolyseur lui-même est attractif. À l'heure actuelle, les électrolyseurs AEC peuvent de produire de l'hydrogène à 10 bars et l'augmentation de la pression de fonctionnement fait l'objet de recherche.

Aujourd'hui, l'AEC se caractérise par sa stabilité à long terme et des CAPEX relativement faibles par rapport aux autres technologies d'électrolyseurs, en raison du non-recours à des matériaux précieux. Les problèmes de corrosion, les faibles densités de courant dues aux pertes ohmiques élevées à travers l'électrolyte liquide et le diaphragme, le fonctionnement dynamique, la pression et la qualité de l'hydrogène sont autant de défis à relever car ils affectent significativement l'efficacité de fonctionnement en-dessous de la capacité nominale. Les électrolyseurs alcalins nécessitent également beaucoup d'espace par rapport aux autres technologies d'électrolyse.

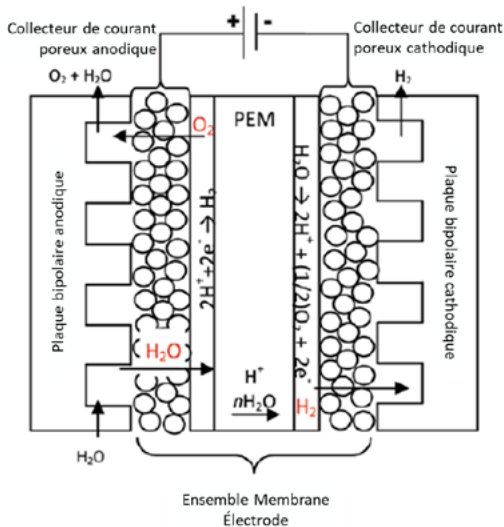


Figure 6 : Principe de la PEMEC  
(Abdul Hadi Abdol Rahim, 2015).

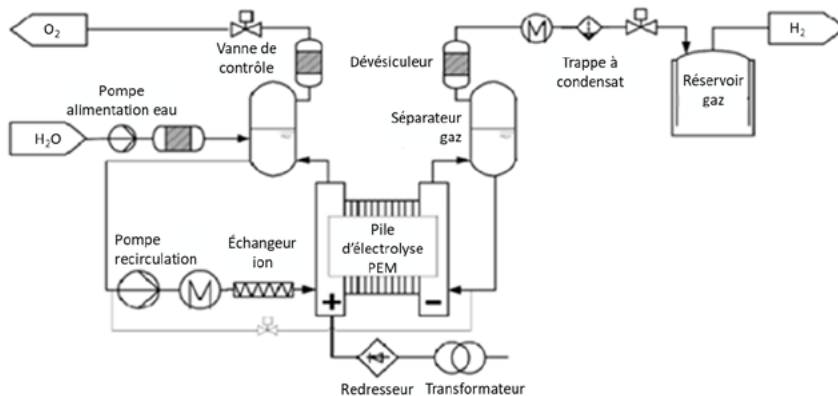


Figure 7 : Schéma fonctionnel de la production industrielle d'hydrogène avec la technologie PEMEC (Moseley, 2015)

## ÉLECTROLYSEUR À MEMBRANE ÉCHANGEUSE DE PROTONS (PEMEC)

Le système PEMEC a été introduit pour la première fois dans les années 1960 par General Electric pour surmonter certains des inconvénients opérationnels des électrolyseurs alcalins (Detlef Stolten, 2010). Ils utilisent de l'eau pure comme solution électrolytique, évitant ainsi la récupération et le recyclage de la solution d'hydroxyde de potassium des électrolyseurs alcalins (National Academy of Science, 2004). Les PEMEC exigent généralement une eau beaucoup plus pure que pour les AEC (résistivité minimum de 1 M $\cdot$ cm) (Hydrogenics, 2019). Les modules PEMEC peuvent être équipés d'un système d'osmose inverse pour garantir la qualité de l'eau requise.

La réaction d'oxydation de l'eau se produit au niveau de la partie anodique et génère de l'oxygène, des électrons et des protons. Les électrons et les protons sont déplacés vers la cathode par le PEMEC. L'hydrogène est généré au niveau de la cathode après que les protons ont été réduits. Le diagramme de flux de la PEMEC est illustré à la figure 7.

L'utilisation d'une membrane solide permet une conception compacte des PEMEC, ce qui les rend potentiellement plus attrayants que les électrolyseurs alcalins dans les zones urbaines denses. Ils peuvent produire de l'hydrogène de grande pureté (>99,995%) et de l'hydrogène hautement comprimé pour la production décentralisée et le stockage dans les stations de ravitaillement (30-60 bar sans compresseur supplémentaire et jusqu'à 100-200 bar dans certains systèmes, contre 1-30 bar pour les électrolyseurs alcalins). Cependant, une pression supérieure à 30 bar nuit considérablement aux performances économiques. Les électrolyseurs PEM offrent un fonctionnement flexible, une réponse plus rapide aux variations de charge et un fonctionnement dynamique, ainsi que la possibilité de fournir une réserve de fréquence et d'autres services de réseau (Bhandari R., 2014). Leur plage de fonctionnement peut aller d'une charge nulle à 160 % de la capacité nominale (il est donc possible de surcharger l'électrolyseur pendant un certain temps

si l'installation et l'électronique de puissance ont été conçues en conséquence). Cependant, leurs électrodes utilisent des catalyseurs chers (platine, iridium) et des matériaux membranaires coûteux. Leur durée de vie est actuellement plus courte que celle des électrolyseurs alcalins. En raison du coût élevé de la membrane polymère, des catalyseurs à base de métaux nobles et des matériaux des plaques bipolaires, le coût des PEMEC est actuellement plus élevé que celui des AEC, ce qui nuit encore à leur déploiement commercial (Yan Jiao, 2015). Une réduction considérable du coût des PEMEC pourrait être obtenue en augmentant la surface des cellules qui entraînerait une diminution des déchets, par une réduction de la teneur en métaux nobles des électrodes et par des matériaux de substitution pour les membranes et les plaques d'écoulement (Bertuccioli, 2014) (M. Carmoa, 2013).

Aujourd'hui, la technologie PEMEC est moins mature que l'AEC. Cependant, elle présente une efficacité plus grande, une

pression de fonctionnement et une densité de courant plus élevées et une meilleure performance en conditions dynamiques. Malheureusement, l'utilisation de matériaux nobles pour les électrodes la rend plus coûteuse. Entre autres inconvénients, citons la nécessité de disposer d'une eau très pure, la complexité du système et une durée de vie plus courte.

### ÉLECTROLYSEUR À OXYDE SOLIDE

Les SOEC fonctionnent à des températures aussi élevées que 1000 °C, ce qui se traduit par une plus grande efficacité de l'électrolyseur (Hino R., 2004), mais elles sont encore considérées comme étant encore au stade de la R&D et donc pas suffisamment matures pour un déploiement commercial à grande échelle. Cependant, Sunfire a livré à Salzgitter Flachstahl une SOEC de 150 kW, actuellement considérée comme la plus grande SOEC au monde, avec un objectif de démarrage en 2020.

Dans le système SOEC, l'hydrogène est généré à la cathode et les anions oxydes passent à l'anode où l'oxygène se formera à travers l'électrolyte solide (Ursua A., 2012). Cette méthode est également utilisée dans les piles à combustible à oxyde solide (SOFC). La Figure 8 montre les réactions se produisant dans une SOEC.

L'énergie électrique nécessaire pour maintenir le processus d'électrolyse à une température aussi élevée est nettement moindre que pour l'électrolyse à basse température et globalement la demande totale en énergie n'augmente que légèrement. Par conséquent, un tel système fonctionne

avec un rendement plus élevé, surtout si l'on considère des sources d'énergie thermique peu chères ou l'utilisation de chaleur renouvelable, nucléaire ou résiduelle (Oliver Posdziech, 2019). Cependant, la température de fonctionnement élevée influence la stabilité des matériaux, qui ont tendance à se dégrader lors du cyclage (Kai Zeng, 2010) (M. Carmoa, 2013). La délamination de l'électrode oxygène de l'électrolyte dans le SOE entraîne une dégradation et des dommages physiques à l'électrode à l'interface anode-électrolyte, ce qui réduit la durée de vie de l'anode. Des efforts considérables ont été consacrés à l'amélioration des performances des SOEC et à une meilleure compréhension des mécanismes de dégradation ces dernières années. Par exemple, FuelCell Energy a fait la démonstration d'un empilement de 45 cellules de SOEC ne se dégradant pratiquement pas pendant ~4000 heures à 1 A/cm<sup>2</sup> avec une efficacité électrique de plus de 95 % (Stetson, 2019).

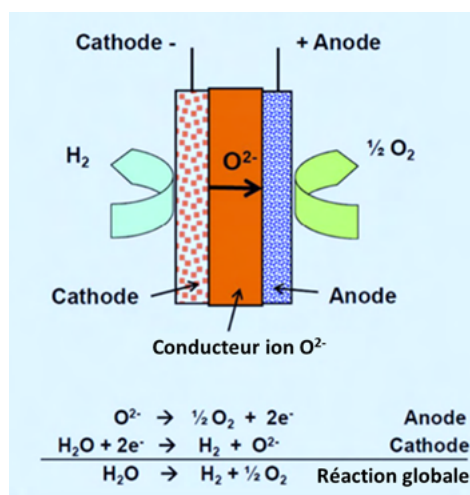


Figure 8 : Principe de l'électrolyseur SOEC (Mergel, 2013)

### 1.2.2 Compétitivité des technologies

La production d'hydrogène électrolytique est bien établie et a atteint sa pleine maturité commerciale ces dernières décennies (sauf pour les SOEC); une croissance importante est attendue dans les prochaines années. Dans le futur les applications commerciales de l'électrolyse PEMEC devraient progresser au détriment de la technologie des AEC, du fait de son meilleur fonctionnement intermittent et de l'augmentation des capacités de production. Il est toutefois possible que la technologie SOEC sorte gagnante si elle atteint la durée de vie et le coût des AEC et PEMEC.

### 1.2.3 Analyse des coûts de production actuels et futurs

Le coût de production de l'hydrogène dépend fortement du coût des différentes sources d'énergie, des systèmes de conversion d'énergie thermique ou électrique devant être utilisés et des installations de production.

En ce qui concerne le coût de l'hydrogène issu de l'électrolyse, le CAPEX de l'électrolyseur, les heures de fonctionnement à pleine charge équivalentes et le coût moyen de l'électricité sont des facteurs clés influant sur le prix de l'hydrogène.



## CAPEX ACTUELS DES ÉLECTROLYSEURS

L'évolution du coût des électrolyseurs reste incertaine pour le moment et constituera un défi majeur pour les systèmes énergétiques à base d'hydrogène. D'après les données disponibles auprès des fabricants et dans la littérature (Figure 9), le coût non installé est de l'ordre de 500-1400 \$ US/kW pour les AEC et de 800-1800 \$ US/kW pour les PEMEC. Selon des estimations de coûts plus récentes de Bloomberg New Energy Finance (BNEF), des fabricants chinois ont pu fabriquer des électrolyseurs alcalins à un CAPEX très bas de 200 \$ US/kW, même si les produits chinois ne

sont peut-être pas entièrement compétitifs en termes de fiabilité et de qualité (BNEF, 2019). En outre, l'IRENA (2019) a plus récemment fourni des données CAPEX pour les électrolyseurs alcalins qui correspondent bien à la moyenne de l'AIE mentionnée ci-dessus (500-1400 \$ US/kW) (IRENA, 2019).

En moyenne, la partie empilement des électrolyseurs représente environ 50 % des CAPEX des AEC et 60 % de ceux des PEMEC (AIE, 2019). L'électronique de puissance, le conditionnement des gaz et les

autres éléments de l'installation représentent la majeure partie du reste des coûts. Selon les données fournies par le DOE, le coût du BOP pour un électrolyseur de 1 MW représente environ les deux tiers du coût du système, l'électronique de puissance représentant la moitié du coût du BOP, tandis que les sous-systèmes de circulation d'eau et de traitement de l'hydrogène représentent chacun environ un cinquième du coût du BOP (A. Mayyas & M. Ruth, 2019).

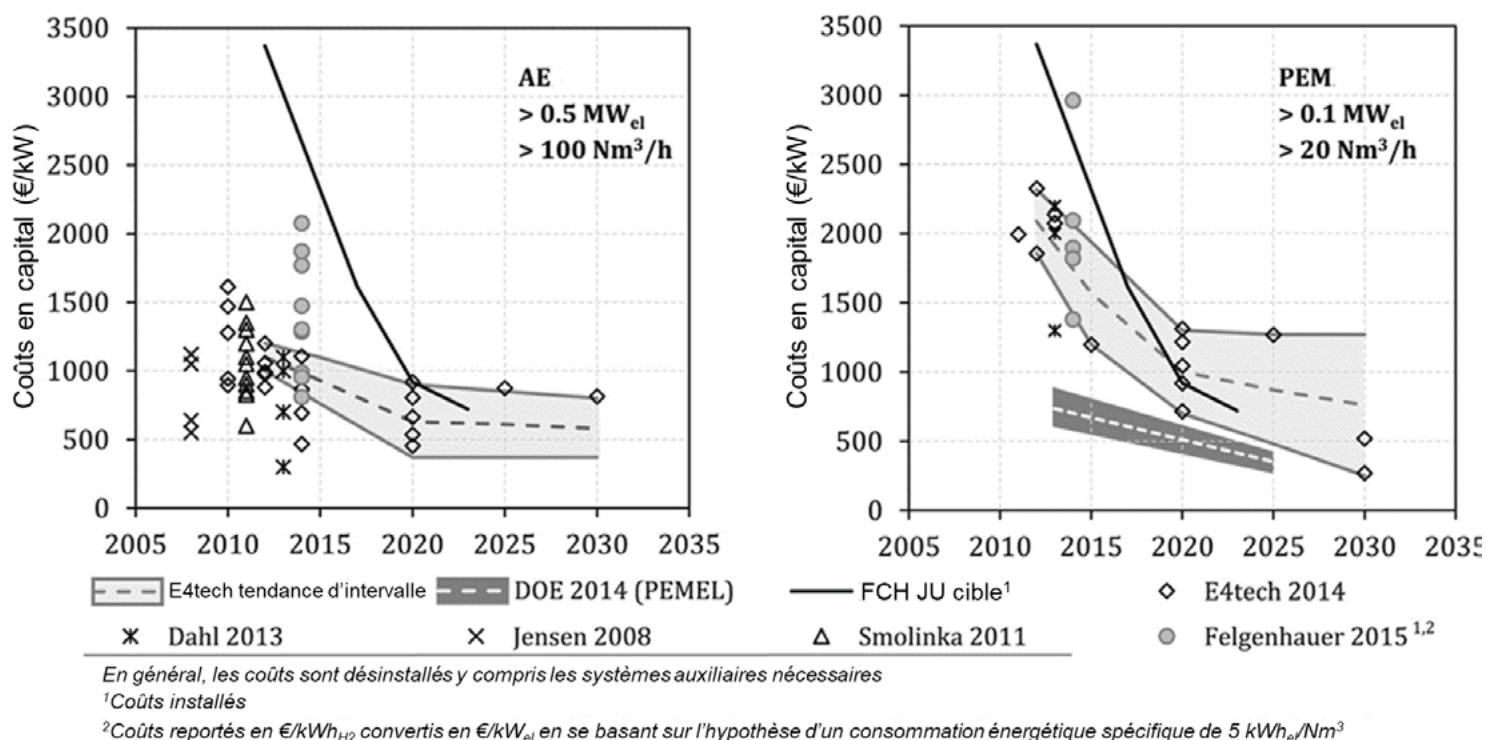


Figure 9 : CAPEX actuels, tendance future et objectifs prévus pour les systèmes AEC et PEMEC

(J. O. Jensen & V. Bandur, 2008), (T. Smolinka & M. Günther, 2011), (E4tech, 2014), (Felgenhauer, 2015) et (A. Buttler, 2018).

## CAPEX FUTUR DES ÉLECTROLYSEURS

Comme le montre la Figure 10, la capacité installée des électrolyseurs a augmenté dans le monde entier, les investissements des deux dernières années s'établissant à environ 20 à 30 M\$ US/an. Les données utilisées pour la Figure 10 ont été obtenues à partir de l'étude bibliographique et des communiqués de presse sur les électrolyseurs installés et sont résumées dans l'Annexe II. Au cours des 20 dernières années, plusieurs projets ont été développés au Canada (Tableau 3). Un déploiement industriel plus important et une augmentation de la production permettraient de mieux appréhender les difficultés de commercialisation et contribueraient à réduire les coûts futurs des installations.

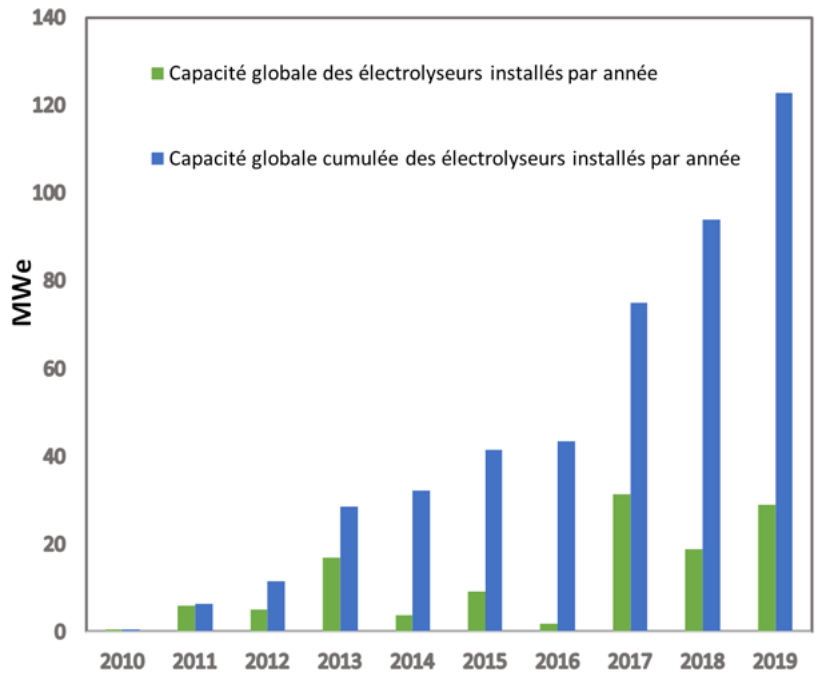


Figure 10 : Capacité cumulée mondiale d'électrolyseurs (MW électriques) installée par an depuis 2010.

Nom du projet	Début	Fin	Technologie	MW <sub>el</sub>
Air Liquide Becancour	2020		PEMC	20
Markham Energy Storage, Ontario	2018		PEMC	2.5
Enbridge P2G toronto	2017	2017	PEMC	2
Raglan Nickel mine	2015	2020	AEC	0.315
Ramea Wind-Hydrogen-Diesel Project	2011		AEC	0.162
HARP System, Bella Coola	2010		AEC	0.32
Wind-H2 Village Prince Edward Island	2009	2011	AEC	0.3
IRENE System	2007	2009	AEC	0.006
Laboratory Plant HRI Quebec	2001		AEC	0.005

Tableau 3 : Installations d'hydrogène électrolytique au Canada.



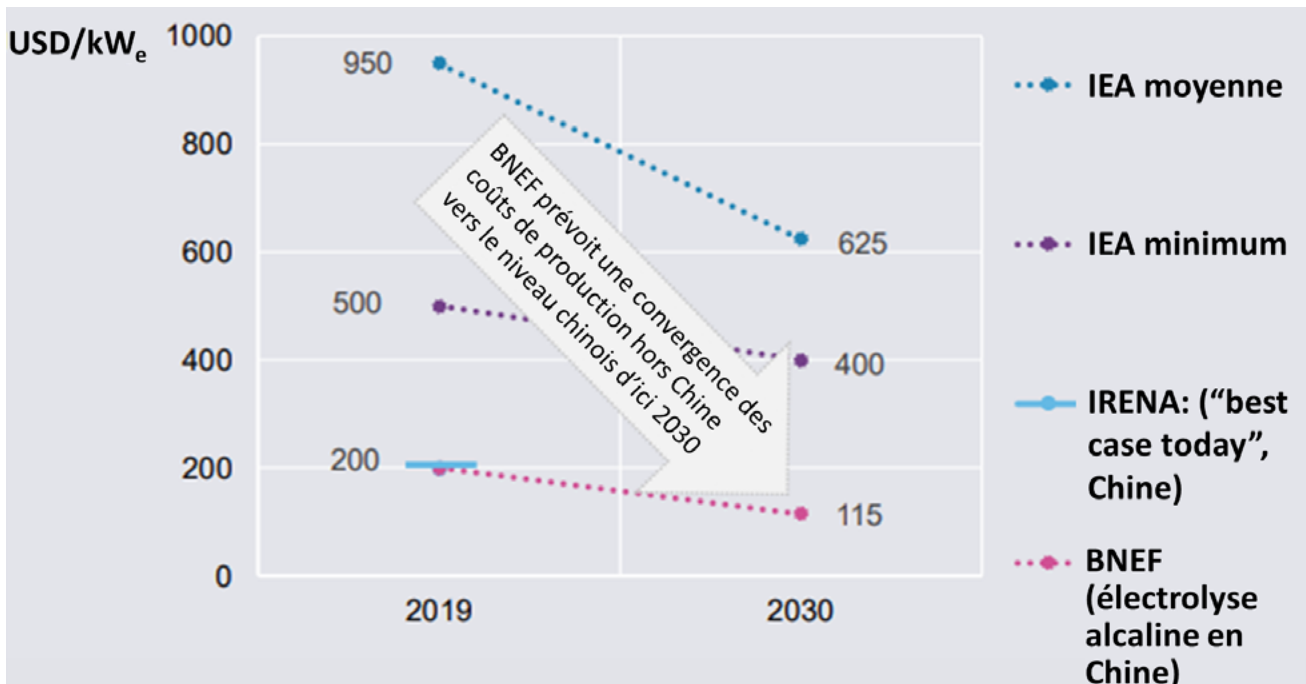


Figure 11 : CAPEX des électrolyseurs alcalins en 2019 et projection pour 2030 selon Agora Energiewende d'après l'AIE (2019), l'IRENA (2019), le BNEF (2019); la moyenne de l'AIE est établie à partir des valeurs maximales et minimales (Agora Energiewende, 2019).

L'automatisation de la fabrication des AEC, l'utilisation de nouveaux matériaux de construction, des densités de courant plus élevées, un volume de production accru et des électrodes et électrolytes plus stables sont les facteurs clés qui permettront de réduire les coûts.

La Figure 11 compare les coûts actuels et prévus obtenus de plusieurs sources par rapport aux coûts de l'AEC fabriquée en Chine (Agora Energiewende, 2019).

Pour l'électrolyse PEMEC, le déploiement à grande échelle de chaînes de fabrication automatisées favorisera une hausse des volumes de production. De plus, le remplacement du titane et l'augmentation de la densité de courant permettraient de réduire considérablement le CAPEX. Par ailleurs, une plus grande expérience opérationnelle aiderait également à réduire les risques lors de la conception des systèmes, ce qui se traduirait par une meilleure intégration et un fonctionnement optimisé.

Le National Renewable Energy Laboratory (NREL) du DOE a indiqué que le prix d'un PEMEC à l'échelle du MW serait d'environ 1 000 \$ US/kW d'ici 2030, et de 550 \$ US/kW d'ici 2050. Ce prix pourrait cependant être abaissé à 700 \$ US/kW et 385 \$ US/kW pour un système multi-MW en 2030 et 2050, respectivement (A. Mayyas & M.Ruth, 2019).

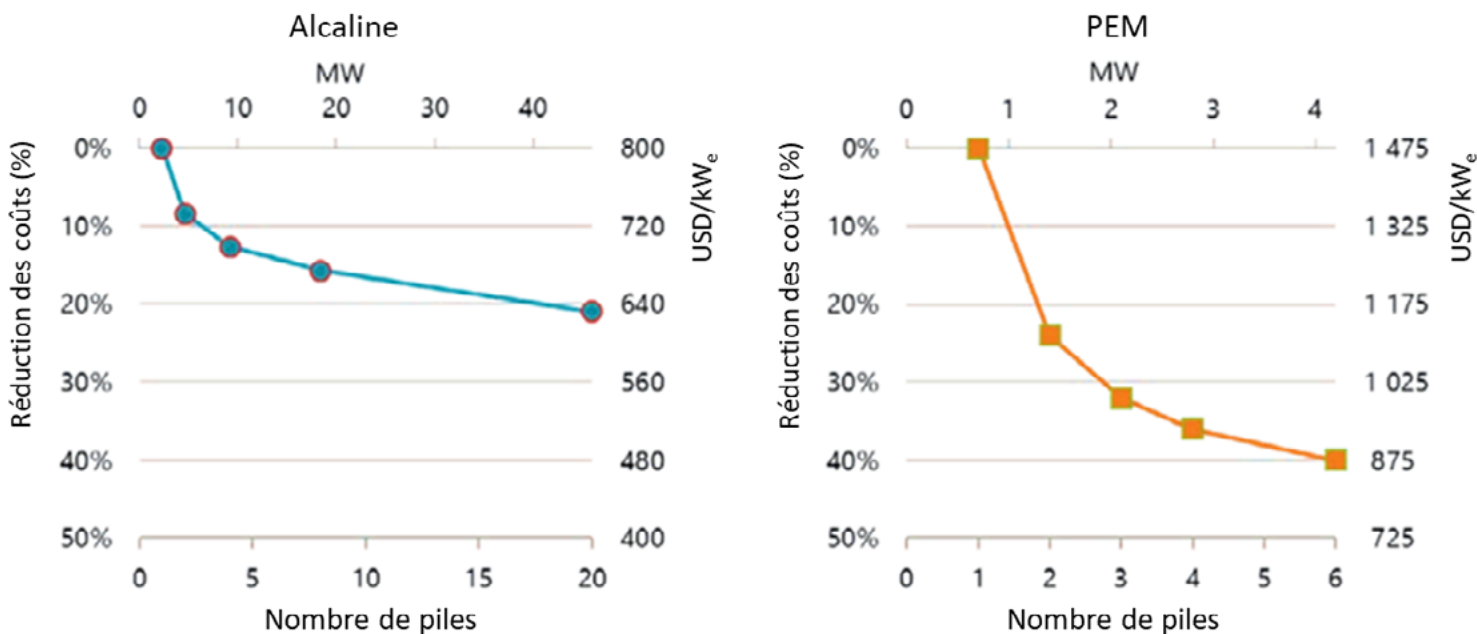


Figure 12 : Réduction prévue des CAPEX des électrolyseurs avec les systèmes à empilements multiples (Proost, 2019) sur la base de 2,13 MW/empilement pour l'électrolyse alcaline (données NEL) et de 0,7 MW/empilement pour l'électrolyse PEMEC (données ITM Power).

La Figure 12 illustre un autre moyen possible de réduction des coûts des électrolyseurs AEC et PEMEC actuels, à savoir l'utilisation de systèmes plus gros à empilements multiples (basés sur la combinaison d'empilements d'électrolyseurs afin d'en augmenter la capacité globale) (Proost, 2019). Comme on peut l'observer sur la Figure 12, contrairement aux systèmes à empilement unique, la réduction supplémentaire des CAPEX lors de la mise à l'échelle est beaucoup plus prononcée (en relatif) pour un système PEMEC à plusieurs empilements que pour un système alcalin.

Les SOEC étant encore au stade pré-commercial, il existe un niveau élevé d'incertitude sur les CAPEX. E4Tech prévoit des coûts de l'ordre de 2200 \$ US/kW d'ici 2020 (Bertuccioli, 2014), de 1500 \$ US/kW entre 2020 et 2030 (Oliver Posdziech, 2019) et de 330 \$ US/kW à plus long terme. En 2016, un rapport du DOE mentionnait des coûts d'investissement non installés d'environ 820 \$ US/kW et prévoyait des coûts inférieurs à 430 \$ US/kW d'ici 2025 pour une centrale à grande échelle (50 T/jour) (Peterson D, 2016). Il convient de noter qu'à notre connaissance, le prix des SOEC n'a pas encore été atteint ce niveau.

On s'attend à ce que l'expérience acquise en production aura un effet plus important sur la réduction des coûts pour les SOEC, encore en phase de développement, que pour les AEC et PEMEC déployés commercialement. En effet, pour les systèmes AEC et PEMEC, les gains en efficacité issus de l'industrialisation de la production ont déjà été exploités. Pour la technologie SOEC, des réductions de coûts pourraient être obtenues en utilisant des matériaux de construction moins chers et plus robustes et en accroissant l'expérience opérationnelle à plus grande échelle.

## HEURES DE FONCTIONNEMENT À PLEINE CHARGE

Sur la base d'un outil interne de calcul des coûts (Figure 13) décrit dans la section suivante, l'impact du CAPEX sur le coût actualisé de l'hydrogène diminue à mesure que les heures de fonctionnement de l'électrolyseur augmentent, et l'impact des coûts de l'électricité augmente, ce qui est conforme aux exemples récents tirés de la littérature (AIE, 2019). Il est donc essentiel pour produire de l'hydrogène à faible coût d'avoir accès à de l'électricité bon marché pour garantir que

l'électrolyseur puisse fonctionner à pleine charge le plus longtemps possible.

### COÛT DE L'ÉLECTRICITÉ

Pour les électrolyseurs alimentés par l'électricité du réseau, la relation entre le prix de l'électricité et le nombre d'heures de fonctionnement est une notion critique (Figure 14).

Si l'on se réfère aux Figures 13 et 15, il est clair qu'en fonction du coût de l'électricité, il existe une région optimale correspondant à un prix plancher pour l'hydrogène. À moins d'un surplus d'électricité disponible la majorité du temps, la disponibilité d'électricité à très bas prix se limite à quelques heures au cours d'une année, ce qui entraîne une faible utilisation de l'électrolyseur et des coûts élevés de l'hydrogène. Lorsque le nombre d'heures augmentent, les coûts de l'électricité augmentent,

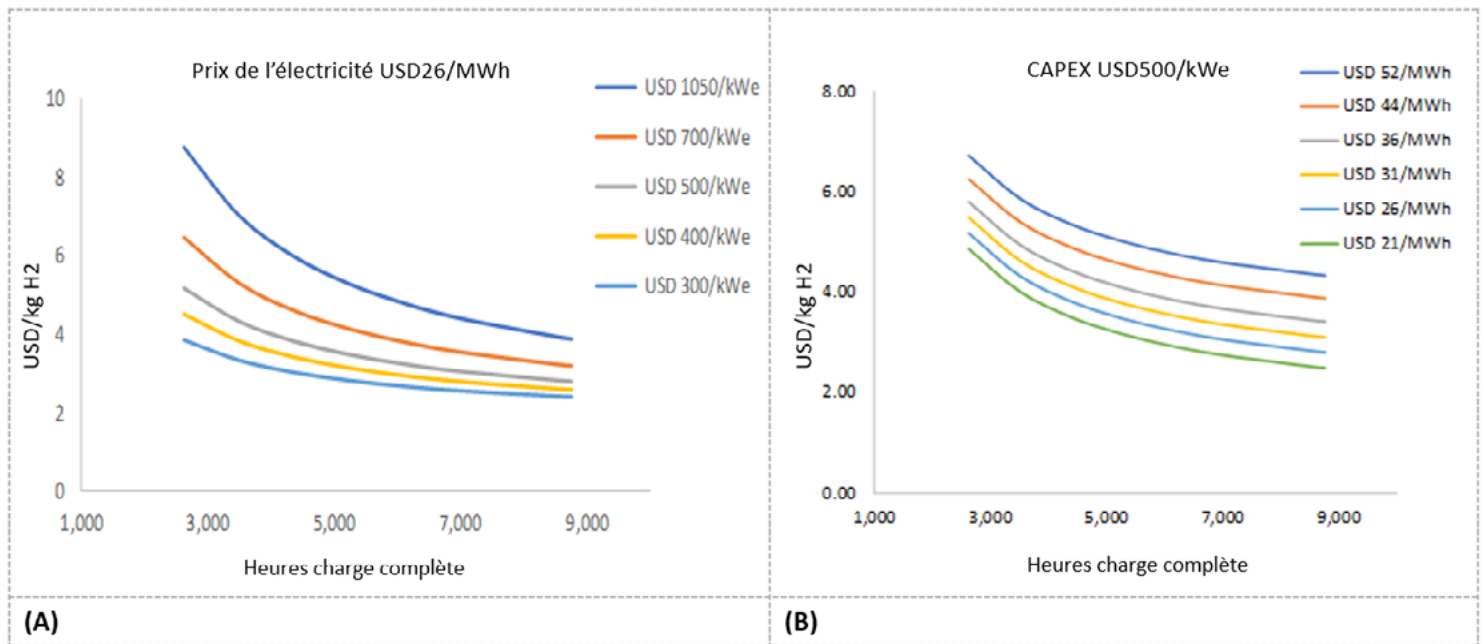


Figure 13 : Projection de coût de production de l'hydrogène actualisé pour différents coûts de l'électricité (A) et différents CAPEX d'électrolyseurs (B).

mais l'utilisation accrue de l'électrolyseur entraîne une baisse du coût de production jusqu'à un niveau optimal d'environ 3 000 à 6 000 heures équivalentes en pleine charge. Au-delà, la hausse des prix de l'électricité pendant les heures de pointe entraîne une augmentation des coûts de production des unités d'hydrogène (AIE, 2019).

Au Québec, la structure des prix de l'électricité est telle qu'il serait possible d'exploiter les électrolyseurs sur une base annuelle, ce qui permettrait de réduire considérablement les coûts de production.

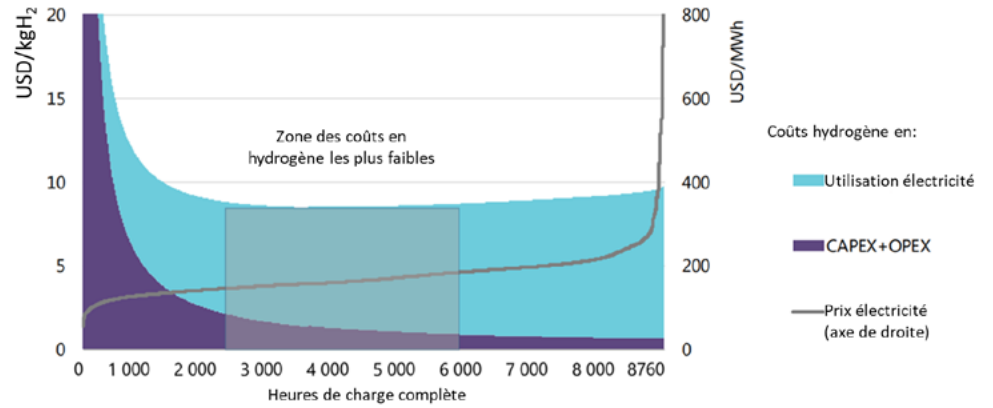
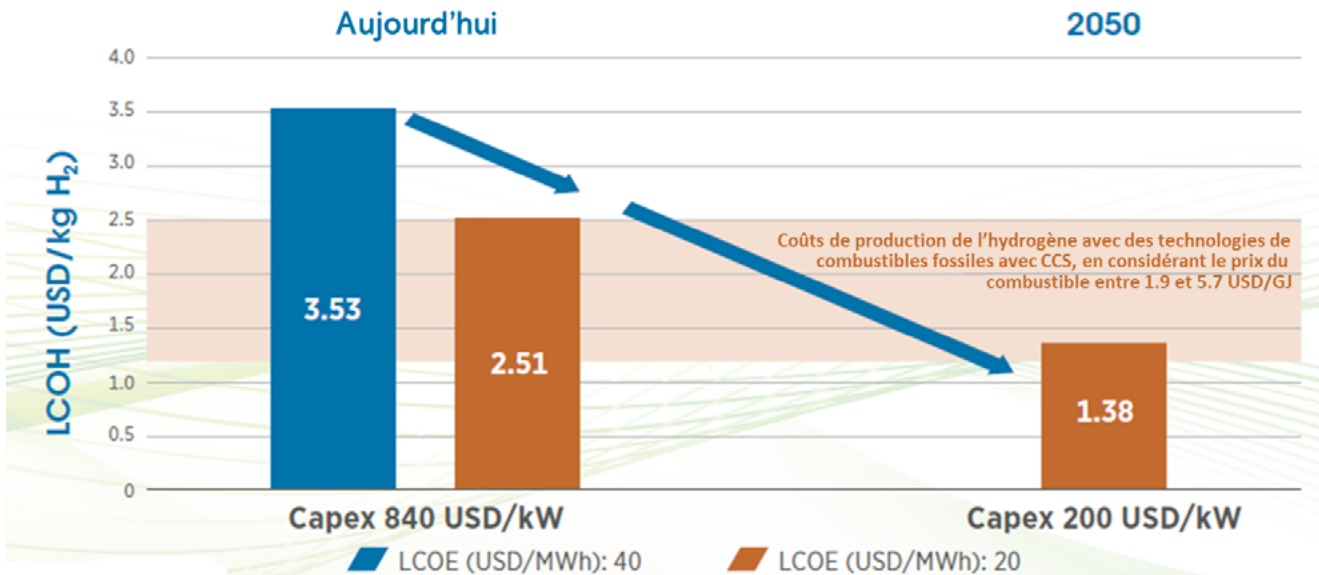


Figure 14 : Coûts de l'hydrogène électrolytique avec l'électricité du réseau (IEA, 2019).



Notes : 1) facteur de charge à 48 %; 2) base de coûts 2018; 3) des coûts d'électrolyseur de 200 USD/kW ont été observés dans certains projets aujourd'hui, mais ces coûts devraient être atteints à grande échelle plus tard.

Figure 15 : Coûts de l'hydrogène pour différents prix d'électricité et CAPEX d'électrolyseur (IRENA, 2019).

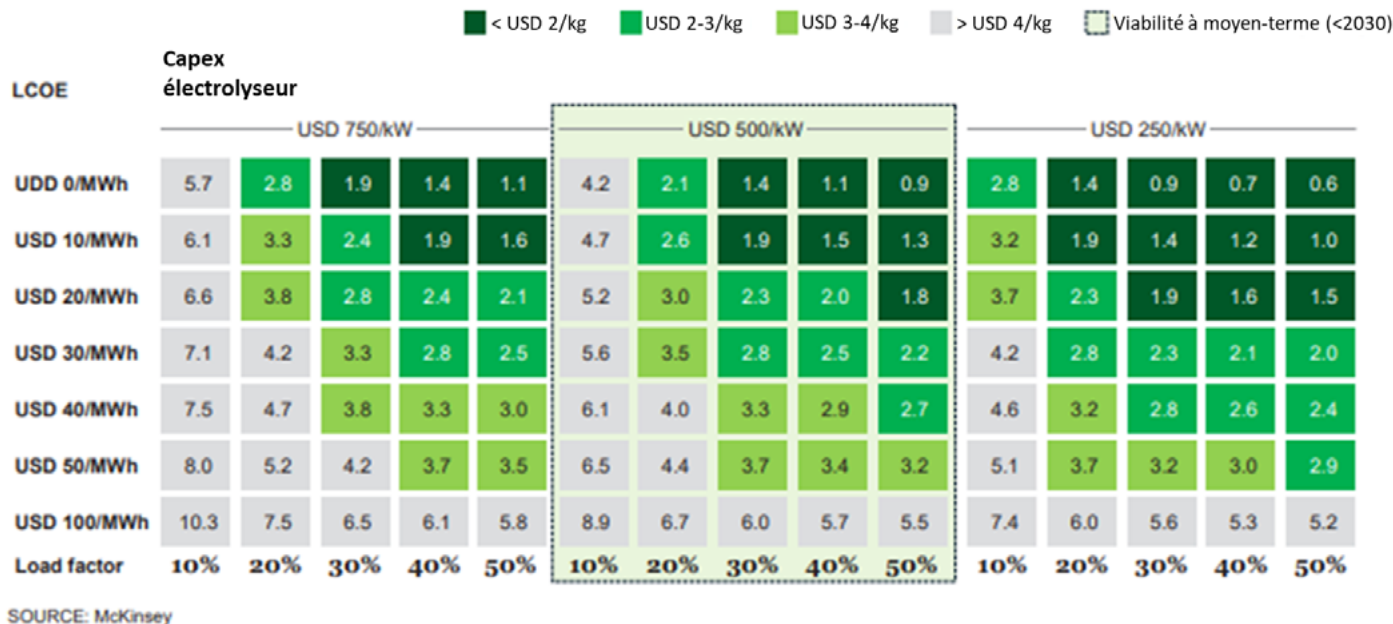


Figure 16 : Coût de l'hydrogène renouvelable (\$US/kg H<sub>2</sub>) pour différents coûts énergétiques actualisés, CAPEX d'électrolyseurs (pas de type spécifique d'électrolyseur) et facteurs d'usage (Hydrogen Council, 2020).

Le Conseil de l'hydrogène vient juste de publier une étude portant sur la compétitivité des coûts de l'hydrogène, les coûts de production selon différents coûts de l'énergie actualisés (LCOE), l'utilisation finale de l'hydrogène, et l'évolution des CAPEX des électrolyseurs (Hydrogen Council, 2020). Le Conseil fait également état des principaux critères qui permettront de réduire les coûts de l'hydrogène dans l'avenir, notamment l'industrialisation de la fabrication des électrolyseurs, l'amélioration de l'efficacité des électrolyseurs, de leur fonctionnement et de leur maintenance, et l'utilisation d'électricité à faible coût.

En ce qui concerne les CAPEX, une réduction de 60 à 80 % du coût de fabrication à grande échelle est projetée d'ici 2030. Parmi les facteurs importants expliquant

une telle diminution, on peut citer le passage d'un processus de production essentiellement manuel à un recours accru à l'automatisation et à des processus de production industrielle « roll-to-roll ». Parmi les autres facteurs favorables, citons de nouvelles améliorations technologiques (comme l'optimisation de la quantité de catalyseur et la réduction du coût des catalyseurs), et l'augmentation de la taille des systèmes avec l'économie d'échelle qui en découle. Le passage des systèmes de 1 à 2 MW typiquement déployés aujourd'hui à des systèmes de 80 à 100 MW, par exemple, peut permettre de réduire considérablement la contribution des systèmes auxiliaires dans les coûts. Dans l'ensemble, ces améliorations devraient permettre de réduire les CAPEX actuels de 2 \$ US/kg H<sub>2</sub> à 0,50 \$ UD/kg H<sub>2</sub> d'ici 2030.

La Figure 16 montre que c'est la baisse du coût de l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables qui contribuera le plus à la réduction des OPEX des électrolyseurs. Par exemple, dans le cas de l'énergie éolienne en mer, une réduction de 40 % des coûts, d'environ 70 \$ US/MWh à 40 \$ US/MWh, pourrait se produire en 2030, ce qui représenterait une baisse des coûts d'environ 1,30 \$ US/kg H<sub>2</sub>. L'évaluation montre également que dans le cas d'une hypothèse de CAPEX pour l'électrolyseur de 500 \$ US/kW (sans type d'électrolyseur spécifique), l'accès à des énergies renouvelables à un prix de 20 \$ US/MWh permettrait de produire de l'hydrogène renouvelable à environ 2 US\$/kg (Hydrogen Council, 2020).

	Unité	PEMEC	AEC
Capacité de conception de l'usine	tonne-métrique/jour H <sub>2</sub>	52	52
Date de démarrage de l'usine H <sub>2</sub>	--	2021	2021
Année de référence des coûts	--	2019	2019
Facteur de capacité d'exploitation	%	90	90
CAPEX <sup>(1)</sup>	US\$/kW	800-1800	500-1400
Prévisions futures CAPEX	US\$/kW	700	574
Coût électricité <sup>(2)</sup>	US ¢/kW	2.65	2.65
Consommation énergétique <sup>(3)</sup>	kWh/Nm <sup>3</sup>	5.0-5.4	4.9-5.4
Consommation eau <sup>(3)</sup>	litres/Nm <sup>3</sup> H <sub>2</sub>	<1.4	1.5-2

Notes : 1) CAPEX de 1100 US\$/kW pour le PEMEC et 800 US\$/kW pour l'AEC utilisés comme base de référence. 2) Coût de l'électricité pour l'année de référence 2019 en US¢/kWh, ce qui correspond à 3,5 cents CAN/kWh en utilisant une conversion de 1,32 USD. 3) Les données ont été tirées des spécifications techniques du fabricant, par exemple H Hydrogenics, (Nel).

Tableau 4 : Données d'entrée du modèle économique.

## 1.2.4 Modélisation du coût de l'hydrogène par électrolyse

Un modèle maison a été développé pour déterminer le coût de l'hydrogène produit par les technologies PEMEC et AEC. Les hypothèses prises en compte pour la construction du modèle et les principaux paramètres sont énumérés ci-dessous et dans le Tableau 4 respectivement.

### HYPOTHÈSES

- Le coût de production de l'hydrogène à une pression de 30 bar est le point central de l'étude de cas. Les calculs de stockage et de distribution sont donc exclus.
- L'année de référence pour le prix est 2019, et l'année de démarrage estimée est en 2021.
- Le coût de remplacement de l'électrolyseur est estimé à 15 % du CAPEX pour le

PEMEC et 25 % du CAPEX pour l'AEC, avec un intervalle de remplacement de 10 ans.

- Les CAPEX portent sur les systèmes non installés. Les coûts se situent dans la fourchette de 500-1400 \$ US/kW pour les AEC et de 800-1800 \$ US/kW pour les PEMEC en 2019. Le coût des empilements représente 38 % et 40 % des CAPEX des électrolyseurs AEC et PEMEC respectivement, le reste représentant le coût du BOP.
- La durée de la période de construction est de 2 ans. 25 % du capital est dépensé la première année de construction et 75 % la deuxième année.
- Le coût d'installation est estimé à 20 % du CAPEX non installé. Le DOE fait état de valeurs de 10 à 33 % pour les électrolyseurs (% du CAPEX) (W. G. Colella & B. D. James, 2014). En raison de la conception modulaire et standardisée des électrolyseurs, l'installation devrait être plus simple

et entraîner moins de frais globaux tels que les frais de gestion du projet.

- Le rendement électrique net du système (pourcentage (%) du pouvoir calorifique inférieur de H<sub>2</sub>) est estimé à 69 % sur la base du PCS.
- Le prix de l'électricité pour le scénario de base est estimé à 2,65 cents US/kWh (3,5 cents CAN/kWh) pour l'année de référence (2019). Ce prix est celui de l'offre gagnante suite à l'appel d'offre lancé en Saskatchewan en 2018 (<https://canwea.ca/wind-facts/affordable-power/>).
- La durée de vie de l'installation est estimée à 25 ans avec un facteur d'usage de 90 % pour le scénario de base, ce qui laisse du temps pour l'entretien et les réparations. Pour les études de sensibilité, un facteur d'usage de 97 % a été considéré pour le scénario le plus favorable, qui correspond au facteur d'usage maximale déclaré pour l'électrolyseur.



- On suppose que l'installation est conçue pour un fonctionnement automatique en continu sans surveillance. La main-d'œuvre est limitée à des inspections de routine par équipes.
- La préparation du site, l'ingénierie et la conception représentent 1 % et 5 % du CAPEX, étant donné que l'installation est construite à l'aide d'unités d'électrolyse montées sur « skid ».
- Un taux d'inflation de 1,9 % est utilisé pour le calcul.
- Le coût de l'hydrogène est calculé pour un taux de rendement interne (TRI) de 10 % avec 100 % de capitaux propres. Il est important de noter que le coût de l'hydrogène varie en fonction du taux d'actualisation réel, ce qui signifie que la rentabilité de la production d'hydrogène s'améliore dans les scénarios où le CAPEX est bas. L'impact du taux d'actualisation est également évalué dans la section ANALYSE DE SENSIBILITÉ.
- Les revenus provenant de l'oxygène ne sont pas inclus dans l'évaluation.

## RÉSULTATS

La ventilation des coûts pour la production d'hydrogène à l'aide des technologies AEC et PEMEC est résumée dans le Tableau 5. Ce coût est calculé à partir de la consolidation des coûts de l'électrolyseur et du BOP en utilisant les données des fabricants et de la littérature sur les coûts actuels et futurs prévus.

Comme le montre le Tableau 5, l'utilisation de prix cibles futurs pour le coût des électrolyseurs non installés, soit 500 \$ US/kW et 700 \$ US/kW pour les AEC et les PEMEC respectivement, entraîne des réductions significatives du coût de production de H<sub>2</sub> par rapport au prix moyen actuel du marché.

Les résultats du modèle économique indiquent que le paramètre d'entrée le plus sensible est le CAPEX du système, soit les coûts de l'électrolyseur et du BOP. Dans l'avenir, le coût des cellules devrait diminuer sensiblement grâce à un fonctionnement à des densités de courant plus élevées et à des améliorations technologiques portant sur les matériaux de construction, l'extraction et la robustesse pour une capacité donnée.

La prise en compte de cette réduction se traduit par une réduction du coût de l'H<sub>2</sub> de 20 % et de 40 % pour les technologies AEC et PEMEC, respectivement.

Le deuxième facteur le plus sensible est le coût des matières premières, dans ce cas le coût d'alimentation de l'électrolyseur en électricité. Comme indiqué dans le Tableau 4, le prix de l'électricité utilisé pour les scénarios actuels et futurs est de 3,5 cents CAN/kWh en 2019, valeur qui a été ajustée en fonction de l'inflation pour chaque année d'exploitation de l'installation. Des prix d'électricité plus bas ou encore un rendement plus élevé des électrolyseurs peuvent contribuer à réduire les coûts des matières premières. L'impact des prix de l'électricité sur le coût de l'hydrogène est examiné dans la section suivante.

Composante	AEC		PEMEC	
	Prévision actuelle	Prévision future	Prévision actuelle	Prévision future
Coût production (2019 \$/kg)	\$3.64	\$2.89	\$3.96	\$3.19
Coûts liés au capital	\$1.35	\$0.79	\$1.44	\$0.93
Coûts de démantèlement	\$0.16	\$0.10	\$0.23	\$0.14
O&M fixe	\$0.38	\$0.25	\$0.55	\$0.36
Coûts matières premières	\$1.52	\$1.52	\$1.53	\$1.53
Coûts autres matières premières	\$0.01	\$0.01	--	--
Autres coûts variables (incluant les utilités)	\$0.22	\$0.22	\$0.22	\$0.22

Notes : 1) Des CAPEX de 700 US\$/kW et 500 US\$/kW ont été utilisés pour les prévisions de coûts futurs de l'AEC et de la PEMEC en 2030.

2) Coût de l'électricité pour l'année de référence 2019 en ¢ US/kWh, ce qui correspond à 3,5 cents CAN/kWh en utilisant une conversion 1,32 USD/CAD.

Tableau 5 : Ventilation des coûts de production de H<sub>2</sub> (cas de référence AEC et PEMEC).

## ANALYSE DE SENSIBILITÉ

Pour l'analyse de sensibilité, plusieurs paramètres d'entrée ont été choisis en fonction de leur impact potentiellement important sur le coût de l'hydrogène ou de la grande incertitude existant sur leur valeur précise. D'après des études antérieures, ce sont le prix de l'électricité, le facteur d'usage de l'électrolyseur et les CAPEX non installés qui ont le plus grand impact sur le coût actualisé de l'hydrogène.

Sur la base de ces paramètres d'entrée, une analyse de sensibilité à variable unique a été menée pour les quatre cas (Tableau 4) afin d'examiner l'impact des paramètres individuels sur le coût de l'hydrogène. La fourchette sélectionnée pour l'analyse de sensibilité est présentée dans le Tableau 6. Il est important de noter que dans une analyse de sensibilité à variable unique, une seule variable augmente ou diminue et les autres variables restent à leur valeur de base.

Les résultats de cette analyse présentés dans les Tableaux 7 et 8 montrent que les paramètres sélectionnés ont des impacts différents sur le coût de production de l'hydrogène.

Les résultats mettent également en évidence les variables les plus sensibles. Une augmentation du prix de l'électricité d'environ 1 cent CAN/kWh pour atteindre 4,5 cents CAN/kWh (taux L d'Hydro-Québec) entraîne une augmentation des coûts de production de l'hydrogène qui s'établissent à 4,09 et 4,41 \$ US/kg pour les technologies AEC et PEMEC, respectivement. La réduction d'environ 36 % du CAPEX non installé de l'électrolyseur entraîne une réduction d'environ 20 % des coûts de production de H<sub>2</sub> pour les deux types d'électrolyseurs. Dans les scénarios où l'électrolyseur n'est opérationnel que 80 % du temps, les coûts de production de H<sub>2</sub> augmentent de 6 à 7 %.

Nom Variable		Valeur Basse	Valeur Référence	Valeur Haute
Prix Électricité en 2019 (US ¢/kWh)		--	2.65	3.40
Coûts en Capital Désinstallé (\$/kW)	AEC -->	500	800	1400
	PEMEC-->	700	1100	1800
Efficacité du Système d'Électrolyse (HHV)		53%	69%	99%
Facteur de Capacité d'Exploitation (%)		80%	90%	97%

Note : Les coûts de l'électricité de base et de haute valeur sont, pour l'année de référence 2019, exprimés en ¢ US/kWh, ce qui correspond respectivement à 3,5 et 4,5 cents CAN/kWh en utilisant une conversion de 1,32 USD/CAD.

Tableau 6 : Fourchette de valeur des paramètres utilisés dans l'analyse de sensibilité.

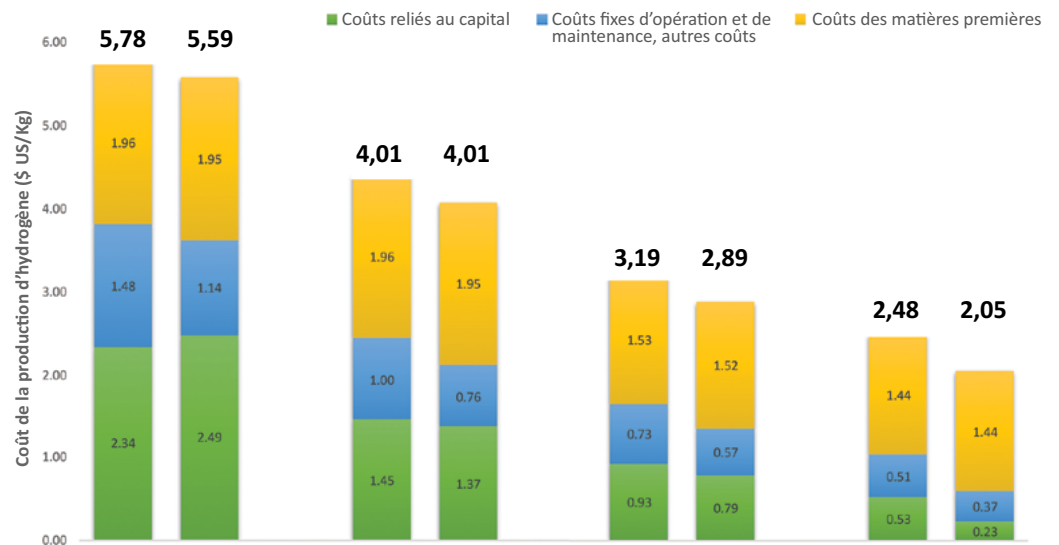
	Valeur Référence	Coût production H <sub>2</sub> (US \$/kg)	Valeur Basse	Coût production H <sub>2</sub> (US \$/kg)	Valeur Haute	Coût production H <sub>2</sub> (US \$/kg)
Prix Électricité en 2019 (US ¢/kWh)	2.65		--	--	3.40	4.09
Coûts en Capital Désinstallé (\$/kW)	800	3.64	500	2.89	1400	5.14
Efficacité du Système d'Électrolyse (HHV)	69%		53%	4.11	99%	3.17
Facteur de Capacité d'Exploitation (%)	90%		80%	3.87	97%	3.51

Tableau 7 : Ventilation de la sensibilité pour la technologie AEC (\$ 2019).

	Valeur Référence	Coût production H <sub>2</sub> (US \$/kg)	Valeur Basse	Coût production H <sub>2</sub> (US \$/kg)	Valeur Haute	Coût production H <sub>2</sub> (US \$/kg)
Prix Électricité en 2019 (US ¢/kWh)	2.65		--	--	3.40	4.41
Coûts en Capital Désinstallé (\$/kW)	1100	3.96	700	3.19	1800	5.33
Efficacité du Système d'Électrolyse (HHV)	69%		53%	4.43	99%	3.49
Facteur de Capacité d'Exploitation (%)	90%		80%	4.24	97%	3.81

Tableau 8 : Ventilation de la sensibilité pour la technologie PEMEC (\$ 2019).





	CAS 1 (PEMEC/AEC)	CAS 2 (PEMEC/AEC)	CAS 3 (PEMEC/AEC)	CAS 4 (PEMEC/AEC)
<b>Coût de production (\$US/kg)</b>	5,78/5,59	4,1/4,01	3,19/2,89	2,48/2,05
<b>Coût de l'électricité 2019 (¢ US/kWh/¢ CA/kWh)</b>	3,4/4,5	3,4/4,5	2,65/3,5	2,5/3,3
<b>Facteur d'utilisation (%)</b>	90%	90%	90%	90%
<b>Coûts des électrolyseurs (\$US/kW)</b>	1800/1400	1100/800	700/500	385/200

Figure 17 : Ventilation des coûts de production d'hydrogène électrolytique pour différentes technologies et conditions de marché.

Pour illustrer les impacts potentiels de la baisse des coûts de l'électricité et des électrolyseurs sur la production d'hydrogène, une autre étude de sensibilité a été menée, dont les résultats sont présentés dans la Figure 17. Les résultats du Cas 1 montrent la ventilation caractéristique des CAPEX et des éléments de coûts liés à l'exploitation, la maintenance et les matières premières (c'est-à-dire l'électricité) sur le coût de l'hydrogène pour un coût d'électrolyseur de 1800 et 1400 \$ US/kW

pour le PEMEC et l'AEC respectivement, pour un coût de l'électricité de 4,5 ¢ CA/kWh et pour un facteur d'usage de 90 %. Le Cas 2 représente un scénario dans lequel on fait appel à un électrolyseur moins cher, soit 1100 et 800 \$ US/kW pour la PEMEC et l'AEC, ce qui démontre les avantages d'une réduction des CAPEX provenant d'améliorations technologiques et de l'industrialisation. Le Cas 3 suppose un électrolyseur à CAPEX faible, soit 700 et 500 \$ US/kW, la disponibilité d'élec-

tricité à faible coût, soit 3,5 ¢ CA/kWh, et un facteur d'usage de 90 %. Le Cas 4 montre un scénario dans lequel la réduction du coût du capital est obtenue pour des raisons telles que des matériaux de construction à faible coût, des changements dans les procédés de fabrication, etc., soit 385 \$ US/kW et à 200 \$ US/kW pour le PEMEC et l'AEC, qui sont les coûts prévus des électrolyseurs pour 2050.

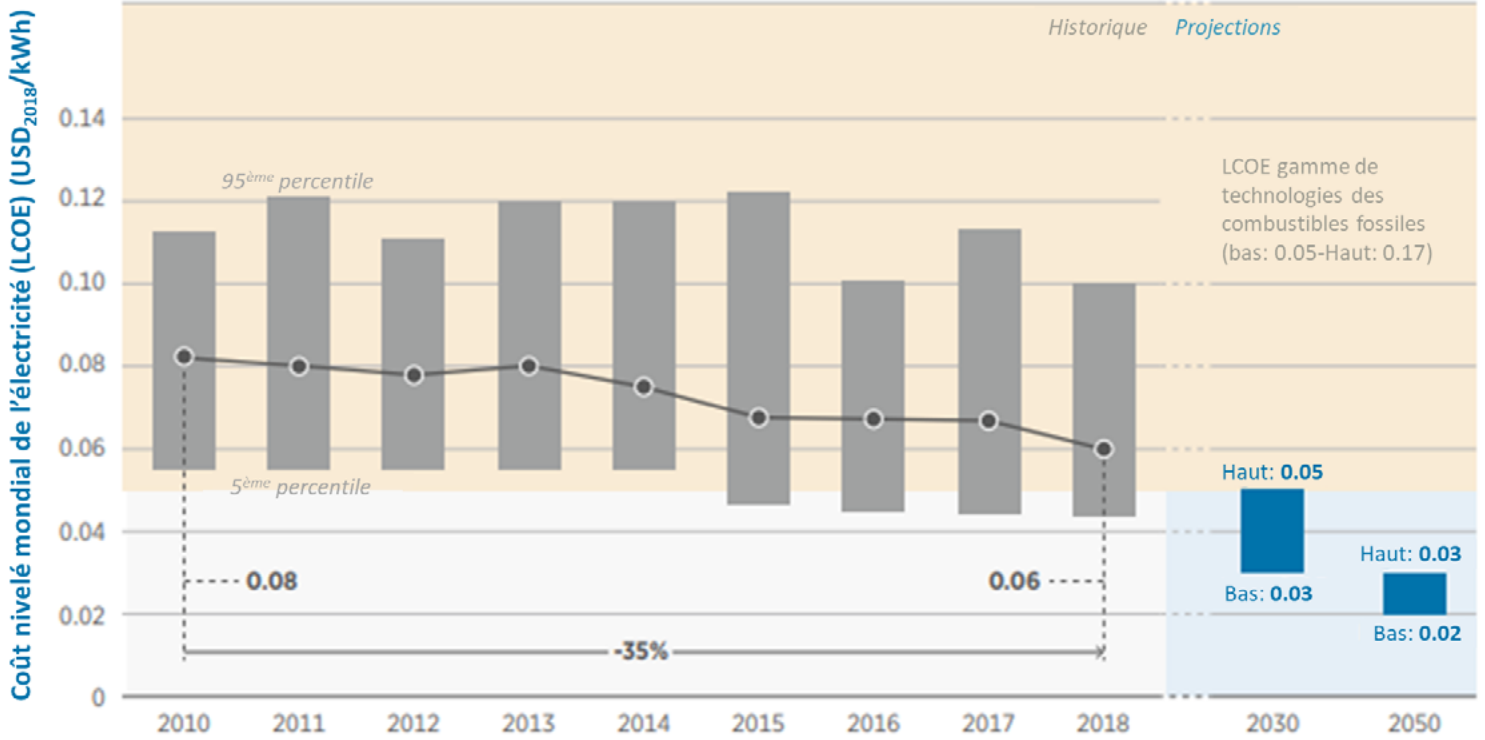


Figure 18 : Coût actualisé de l'électricité pour l'éolien terrestre : Historique et projections (IRENA, 2019).

Pour le coût de l'électricité en 2050, on a utilisé des projections pour l'éolien terrestre de 2,5 cents US/kWh, comme le montre la Figure 18 (IRENA, 2019).

La Figure 19 montre la variation du coût de l'hydrogène en fonction du taux d'actualisation. On note que le coût de production augmente avec le taux d'actualisation et donc que les conditions économiques de production d'hydrogène s'améliorent dans les scénarios à faibles CAPEX. Les résultats de la Figure 19 ont été obtenus pour un coût d'électrolyseur de 1900 \$ US/kW, un coût de 3,5 ¢ US/kWh pour l'électricité et un facteur d'usage de 90%.

Les Figures 20 et 21 montrent la contribution des CAPEX et des OPEX sur le coût de l'hydrogène en fonction de l'évolution du facteur d'usage et des prix de l'électricité. Quand les heures d'exploitation ou les prix de l'électricité augmentent, la contribution des OPEX augmente et la contribution des CAPEX diminue. Dans cette évaluation, les coûts des matières premières, par exemple les coûts de l'électricité pour l'électrolyse, ont été considérés comme des OPEX.

Dans tous les cas, le coût effectif de l'électricité est le principal facteur économique influençant le coût de l'hydrogène. Ce coût effectif est déterminé par le rendement électrique net du système, le prix d'achat de l'électricité, et les CAPEX des électrolyseurs. En ce qui concerne l'impact du coût de l'électricité sur le coût de l'hydrogène, bien que l'efficacité de l'électrolyseur puisse être améliorée dans une certaine mesure, les prix de l'électricité sont généralement conditionnés par des facteurs indépendants des progrès technologiques. Dans les analyses de sensibilité, les paramètres d'entrée le plus important ayant une incidence sur le coût de l'hydrogène dans ces scénarios et pouvant être affectés par les améliorations technologiques sont le rendement électrique net du système (en kWh/kg de H<sub>2</sub>) et les CAPEX. Dans les futurs électrolyseurs, les empilements devraient pouvoir fonctionner à des densités de courant plus élevées, et donc les dimensions et les CAPEX seront plus faibles. Ainsi pour obtenir des réductions de coûts importantes par rapport au scénario de base, on peut soit améliorer l'empilement de l'électrolyseur ou la consommation d'énergie du BOP, soit réduire le coût de l'électrolyseur.

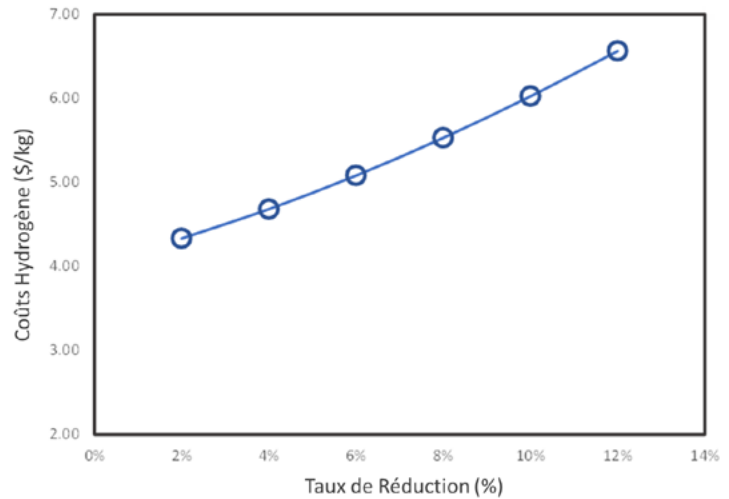


Figure 19 : Variation du coût de l'hydrogène en fonction du taux d'actualisation.

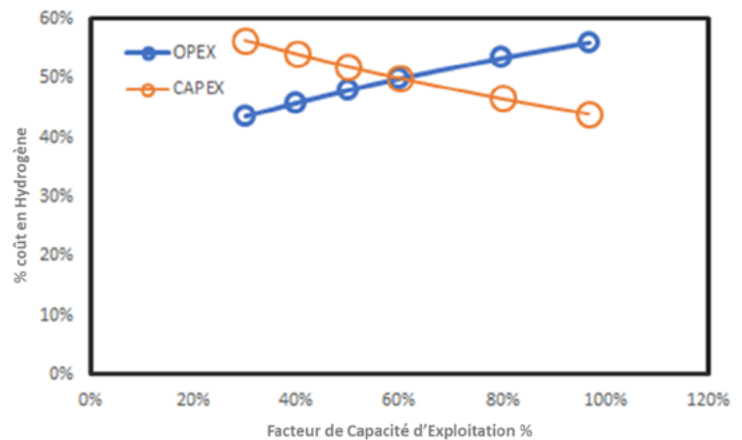


Figure 20 : Contribution des CAPEX et des OPEX sur le coût de l'hydrogène en fonction du facteur d'usage.

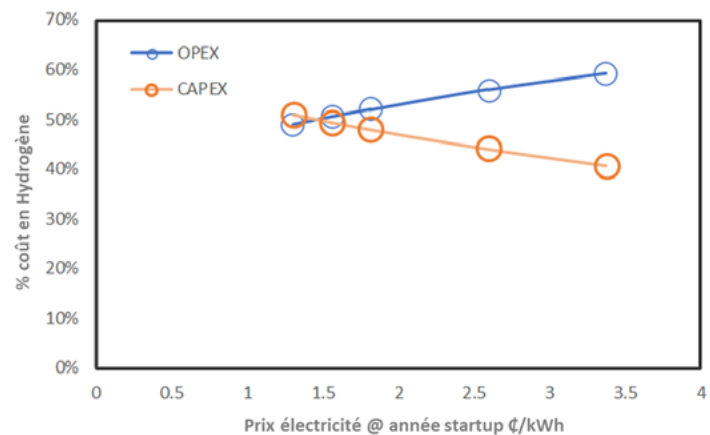
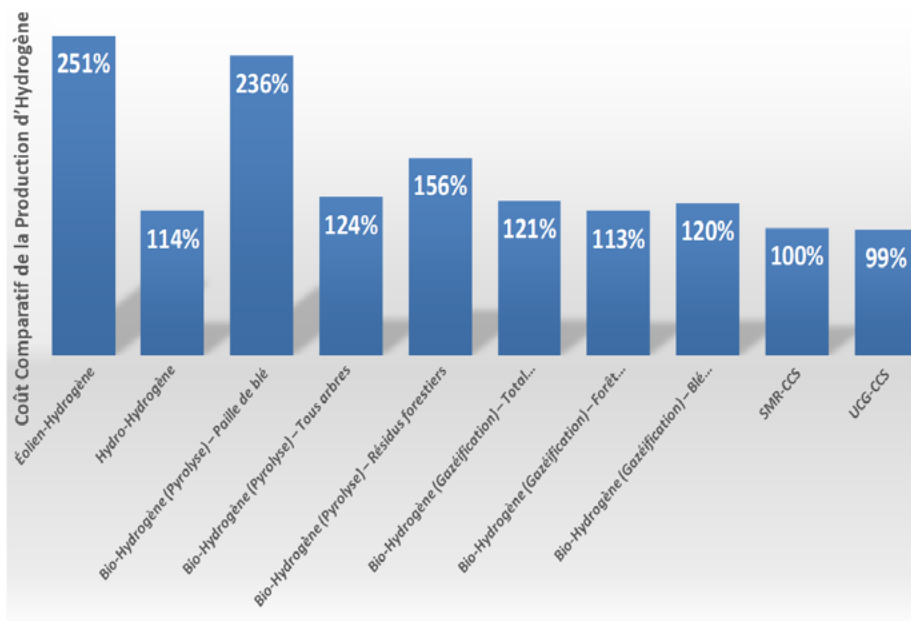


Figure 21 : Contribution des CAPEX et des OPEX sur le coût de l'hydrogène en fonction des prix de l'électricité.



Notes: 1- CCS: Capture et stockage carbone; 2- UCG: gazéification souterraine du charbon; 3- Coût relatif de la production d'hydrogène par rapport à un SMR (\$/kg) en 2010; 4- Coût de la production d'hydrogène (\$/kg) utilisant différentes technologies utilisées dans les références; 5- Coût de la production d'hydrogène à partir de la biomasse comme matière première excluant la collecte, le transport et la manutention de la matière première

Figure 22 : Comparaison des coûts de production de l'hydrogène avec différentes matières premières et différentes technologies (Susanjib Sarkar, 2010), (B. Olateju, 2016), (S. Sarkar, 2010), (Y. K. Salkuyeh, 2018).

### 1.3 HYDROGÈNE ISSU DE LA BIOMASSE

À l'échelle mondiale, la production d'hydrogène à partir de la biomasse est jusqu'à présent négligeable. À long terme cependant, dans la perspective d'une production d'hydrogène à faible teneur en CO<sub>2</sub>, il est probable que cette filière joue un rôle, à condition que les exigences de durabilité de la biomasse utilisée soient satisfaites de manière fiable et que des quantités suffisantes soient disponibles.

En principe, il existe deux méthodes pour produire de l'hydrogène à partir de la biomasse : les méthodes thermochimiques et biochimiques.

#### 1.3.1 Conversion thermochimique

Les méthodes thermochimiques sont dans la plupart des cas basées sur la gazéification ou la pyrolyse de la biomasse solide ou liquide pour former un mélange de gaz de synthèse, de H<sub>2</sub> et de CO, suivi d'un traitement supplémentaire pour produire du H<sub>2</sub>. La catégorie « biomasse solide » comprend

principalement la biomasse ligneuse et à tige, c'est-à-dire le bois forestier ou les déchets de bois et la paille, mais aussi les cultures énergétiques à tige telles que le miscanthus. Les déchets solides municipaux sont une autre source de biomasse qui peut être utilisée dans des processus de conversion thermochimique.

La gazéification de la biomasse peut se faire dans des gazéificateurs atmosphériques (~1,6 bar) et à haute pression (~34 bar). Le processus de gazéification peut s'effectuer à l'aide d'air, d'oxygène pur, de vapeur ou d'eau supercritique. La gazéification à haute pression de la biomasse est compliquée par le fait que les déchets de bois ont tendance à être contaminés par des pierres ou des clous, ce qui peut endommager le réacteur sous pression. C'est pourquoi la gazéification du bois est généralement effectuée à pression ambiante, ce qui a un impact négatif sur l'efficacité. Le gaz de synthèse produit par la gazéification est purifié et subit ensuite une réaction WGS qui produit de l'hydrogène.

Pendant le processus de pyrolyse, la biomasse est rapidement chauffée en l'absence d'air, elle se vaporise et les vapeurs organiques sont rapidement refroidies, de sorte qu'elles se condensent en un liquide visqueux foncé appelé bio-huile. La bio-huile produite est gazéifiée à la vapeur (reformage de la bio-huile) pour produire un gaz de synthèse qui passe par une étape de reformage à la vapeur et de purification pour produire de l'hydrogène.

Il existe peu de données détaillées sur le coût de production d'hydrogène à partir de la conversion thermochimique de la biomasse et sur la taille optimale des usines de production. Dans la littérature, les données sur les coûts vont de 2,4 \$ US/kg H<sub>2</sub> à 6 \$ US/kg H<sub>2</sub> (Mayank Kumar, 2019), (Susanjib Sarkar, 2010), (Yaser Khojasteh Salkuyeh, 2018).

La figure 22 présente une image comparative de différentes technologies et matières premières issues de la production d'hydrogène. Dans cette figure, les coûts sont exprimés en valeur relative par rapport à la filière SMR.

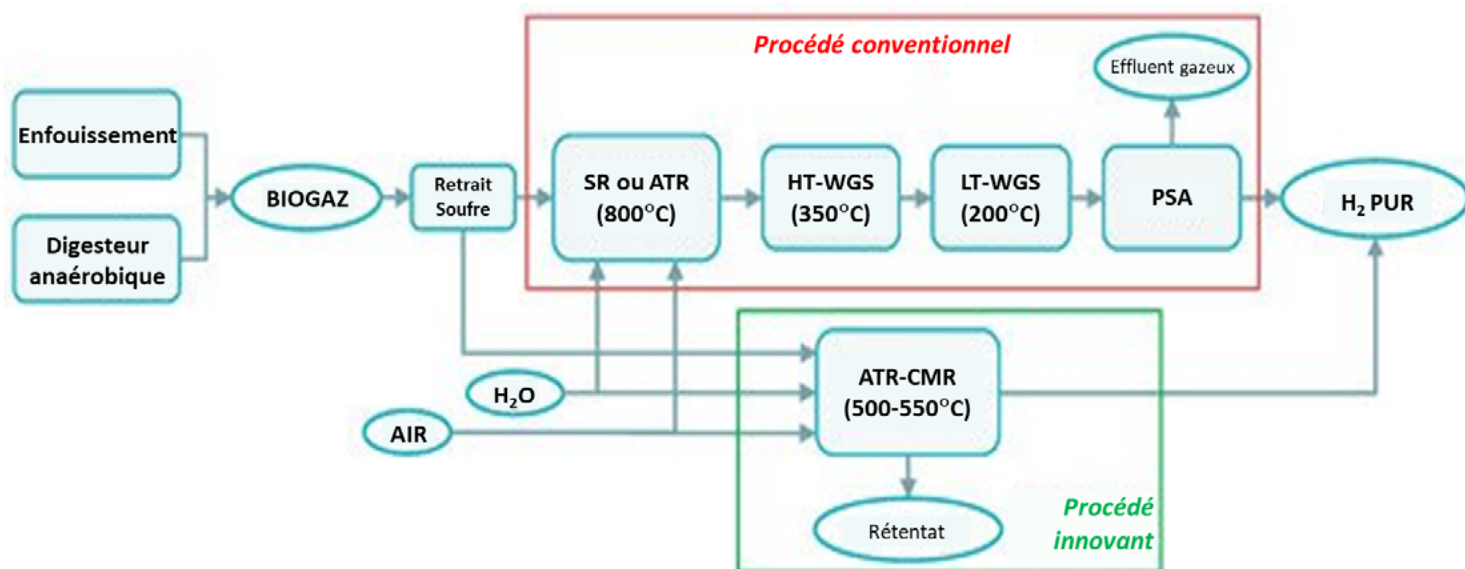


Figure 23 : Production d'hydrogène à partir de biogaz (Gioele Di Marcoberardino, 2019).

### 1.3.2 Du biogaz à l'hydrogène

Le biogaz est le résultat d'un processus de digestion anaérobie de biomasse résiduelle provenant de diverses sources (déchets d'animaux, stations d'épuration ou eaux usées industrielles, décharges, etc.); ce processus est effectué par des micro-organismes qui décomposent la matière organique dans la nature ou dans des équipements appelés biodigesteurs. Les contaminants présents dans le biogaz constituent un défi pour son intégration dans l'infrastructure du gaz naturel. Le biogaz brut est principalement composé de méthane ( $\text{CH}_4$ ) et de dioxyde de carbone ( $\text{CO}_2$ ) et est saturé en eau ( $\text{H}_2\text{O}$ ). Cependant, il contient également des contaminants corrosifs tels que le sulfure d'hydrogène ( $\text{H}_2\text{S}$ ), ainsi que de l'oxygène,

de l'azote, du soufre mercaptan et du soufre (S). Certaines sources de biogaz présentent d'autres problèmes de contamination, comme les siloxanes (D. Papadias, 2012) (EPA, 2011) (EPA, 2013) et (Murray, 2014).

Une fois collecté, le biogaz brut doit subir un processus de nettoyage pour éliminer le contaminant. Après épuration, le gaz peut être valorisé et purifié pour obtenir du méthane à 100 %, qui peut ensuite être utilisé de différentes manières, notamment pour la production d'hydrogène à partir de la technologie classique de reformage à la vapeur ou dans des réacteurs à membrane sélective au  $\text{H}_2$  (DOE, 2014), (Gioele Di Marcoberardino, 2019).

La Figure 23 montre le schéma de production d'hydrogène à partir de biogaz en utilisant la technologie conventionnelle de reformage à la vapeur et le réacteur à membrane sélective. Sur la base de l'évaluation technico-économique réalisée dans le cadre du projet BIONICO, le coût de production de l'hydrogène à partir de biogaz à 20 bar varie de 4,4 à 4,6 \$ US/kg  $\text{H}_2$ , tandis que le scénario de référence donne 4,6 \$ US/kg  $\text{H}_2$  et 7,1 \$ US/kg  $\text{H}_2$  pour le reformage à la vapeur et l'ATR respectivement (Gioele Di Marcoberardino, 2018). Cependant, davantage de données opérationnelles sont requises dans le cas du réacteur à membrane sélective pour réduire les risques et d'optimiser la technologie, et pour déterminer plus précisément le coût de l'hydrogène.

Procédé	État de la technologie	Efficacité [%]	Prix comparé au Émission GES SMR	
Reformage vapeur du méthane (SMR)	Mature	70-80	1	Élevées dues à l'utilisation de gaz naturel comme matière première
Électrolyse de l'eau	Mature		2.4-3.4	Aucune émission en utilisant l'hydro-électricité
Gazéification de la biomasse	R&D	30-40	1.2-4	CO <sub>2</sub> neutre
Pyrolyse de la biomasse	Mature	35-50	1.24-3	CO <sub>2</sub> neutre
Reformage conventionnel de la biomasse	Mature		--	CO <sub>2</sub> neutre
Réacteur à membrane catalytique au biogaz	Début R&D		--	CO <sub>2</sub> neutre
Conversion biochimique de la biomasse en hydrogène	R&D	Phytophysiologique: 10-11 Fermentation sombre: 60-80 Photo fermentation: 0.1	2.9-3.1	CO <sub>2</sub> neutre/négatif <sup>(1)</sup>

(1) : CO<sub>2</sub> négatif en lien avec la technologie CCUS neutre en CO<sub>2</sub>

Tableau 9 : Coût et performance de différentes filières de production d'hydrogène en 2019 (S. Shiva Kumar, 2019), (IEA, 2019), (Susanjib Sarkar, 2010), (Matthias Binder, 2018), (Susanjib Sarkar, 2010).

L'un des défis les plus critiques concernant l'utilisation du biogaz comme source de production d'hydrogène est la qualité du biogaz et la production en régime permanent, qui dépendent fortement de l'origine et du type de matières premières utilisées comme alimentation.

### 1.3.3 Aspects environnementaux

La production d'hydrogène nécessite des technologies avancées pour en minimiser l'impact environnemental en termes de procédés et de construction. La mesure de l'empreinte CO<sub>2</sub> peut être utilisée comme indicateur de l'impact environnemental d'une technologie spécifique de production (Tableau9).

Dans la technologie de l'électrolyse, l'approvisionnement en électricité contribue à toutes les catégories d'émissions de manière considérable. L'analyse du cycle de vie de la production d'hydrogène par électrolyse montre que les émissions peuvent être réduites de plus de 90 % (monoxyde de carbone seulement environ 88 %) si l'électricité provient de ressources renouvelables plutôt que des réseaux conventionnels dominés par les combustibles fossiles (R. Bhandari, 2014).

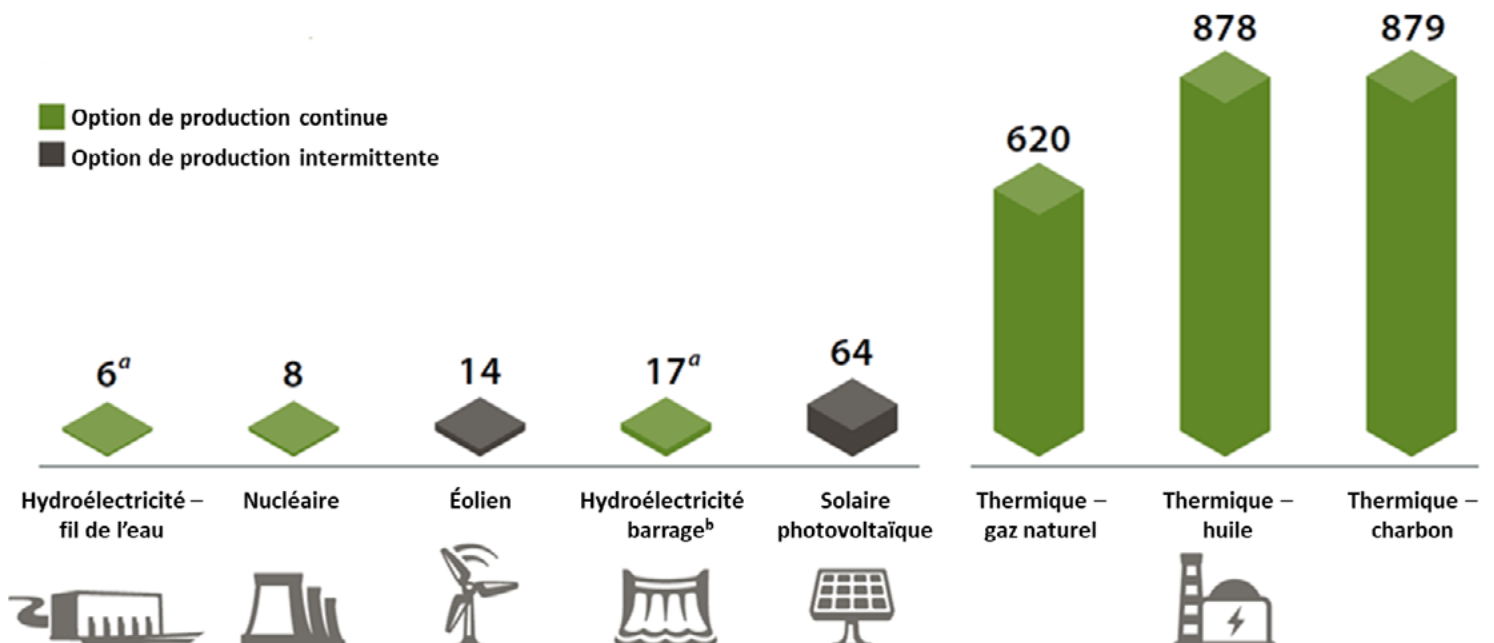


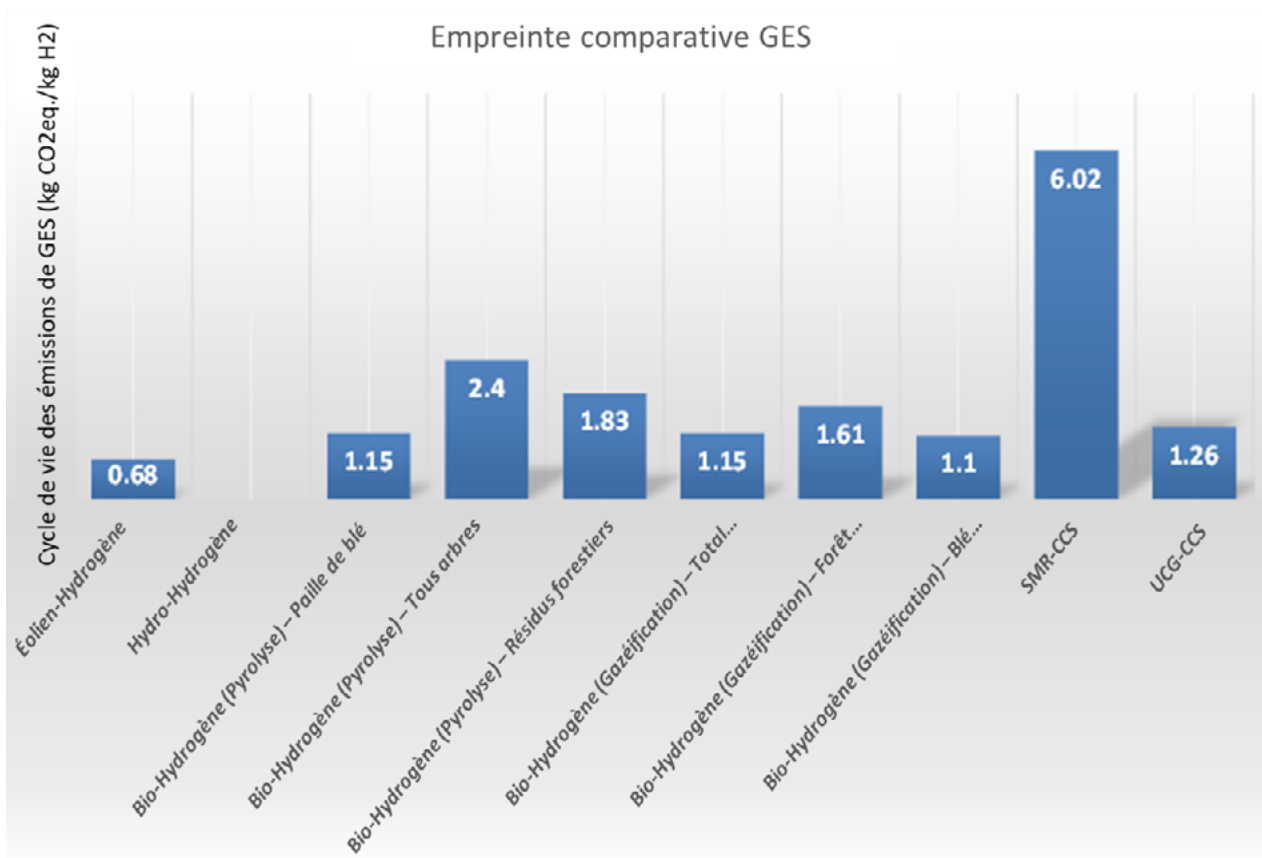
Figure 24 : Émissions de GES – Options de production d'énergie basées sur l'ACV (g CO<sub>2</sub> éq./kWh) (Hydro-Québec, 2019).

Une comparaison des émissions de gaz à effet de serre (GES) de différentes sources de production d'électricité (Figure 24) montre que c'est l'hydroélectricité qui a l'impact environnemental le plus faible. Selon l'analyse d'Hydro-Québec, le taux d'émission de gaz à effet de serre (GES) de l'hydroélectricité, calculé à partir d'une analyse du cycle de vie (ACV), est très semblable à celui de l'énergie nucléaire ou éolienne. Toutefois, ce taux d'émission est beaucoup plus faible que celui des autres options de production d'électricité (Hydro-Québec, 2019).

Il est important de noter que l'électricité produite à partir de panneaux solaires a une forte empreinte en GES causée par une série de déchets et de sous-produits liquides et gazeux nocifs pour l'environnement issus du procédé de fabrication des panneaux. Par exemple, pour les panneaux solaires produits en Chine, une grande partie de l'énergie est produite à partir de combustibles fossiles, principalement le charbon, de sorte que l'empreinte carbone de sa production d'électricité est deux fois plus

élevée que celle des États-Unis. Par conséquent, compte tenu également d'autres facteurs, tels le transport et la logistique nécessaires à l'exportation, et du fait que la Chine est son plus grand producteur mondial, lorsqu'un panneau est installé sur un toit nord-américain, il faut plusieurs mois à un an pour annuler l'empreinte carbone nécessaire à sa production.





Notes : 1) Le cas du SMR-CCS considère le SMR avec la capture du CO<sub>2</sub> du gaz de synthèse déplacé à haute pression.  
 2) Le cas USG-CCS considère la gazéification souterraine du charbon avec captage du CO<sub>2</sub>.

Figure 25 : Émissions de GES associées aux technologies de production d'hydrogène (Nogueira Jr E, 2018).

a) Résultats d'Hydro-Québec; b) l'électricité des centrales à réservoirs diffère de celle des centrales au fil de l'eau en terme d'émission de GES. Après sa mise en eau, un réservoir libère des émissions de GES, le taux d'émission diminuant progressivement au cours des dix années suivantes. C'est pourquoi les taux d'émission de GES sont plus élevés pour l'hydroélectricité des barrages que celle au fil de l'eau.

L'analyse du cycle de vie des différentes technologies de production d'hydrogène a été évaluée dans la littérature (Figure 25). Les résultats numériques montrent que les performances environnementales sur le cycle de vie de l'hydrogène produit à partir de sources d'énergie non fossiles surpassent celles de l'hydrogène produit à partir de sources fossiles (par exemple, SMR et électrolyse en

réseau). L'électrolyse et le reformage des bio-liquides offrent la possibilité d'une production d'hydrogène respectueuse de l'environnement à partir de ressources renouvelables. C'est donc l'efficacité de la production d'électricité et sa source qui guident la consommation des ressources, les émissions, et donc l'impact sur le cycle de vie global résultant (Nogueira Jr E, 2018).



# 2. STOCKAGE ET TRANSPORT DE L'HYDROGÈNE

**POUR QUE L'HYDROGÈNE JOUE UN RÔLE ESSENTIEL DANS LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE MONDIALE VERS UN SYSTÈME PROPRE ET FLEXIBLE, IL EST CRUCIAL QU'IL PUISSE ÊTRE STOCKÉ EN GRANDES QUANTITÉS SUR DE LONGUES PÉRIODES ET TRANSPORTÉ SUR DE LONGUES DISTANCES DE MANIÈRE COMPÉTITIVE.**

Comme le montre la Figure 26, l'hydrogène peut être distribué sous plusieurs formes, et le concept d'infrastructure de livraison commence immédiatement après l'étape de production et se termine sur le site de l'utilisateur final. Les éléments d'infrastructure comprennent le stockage dans de grandes installations de production centralisées ou semi-centralisées, le transport sous forme

d'hydrogène pur ou d'un vecteur hydrogéné vers des terminaux de ravitaillement ou des sites d'utilisateurs finaux, ainsi que tout processus de conversion requis dans l'application finale. En raison de ses propriétés physiques et chimiques, les coûts de stockage et de transport de l'hydrogène sont plus élevés que ceux du gaz naturel ou d'autres carburants.

Aujourd'hui, une grande part de l'hydrogène est stockée et livrée sous forme de gaz comprimé ou de liquide pour une consommation sur site ou transportée par camion ou par pipeline. Toutefois, on s'attend à ce que de nouvelles solutions alternatives émergent en fonction de la distance sur laquelle l'hydrogène est transporté, de la quantité à transporter et de son application finale.

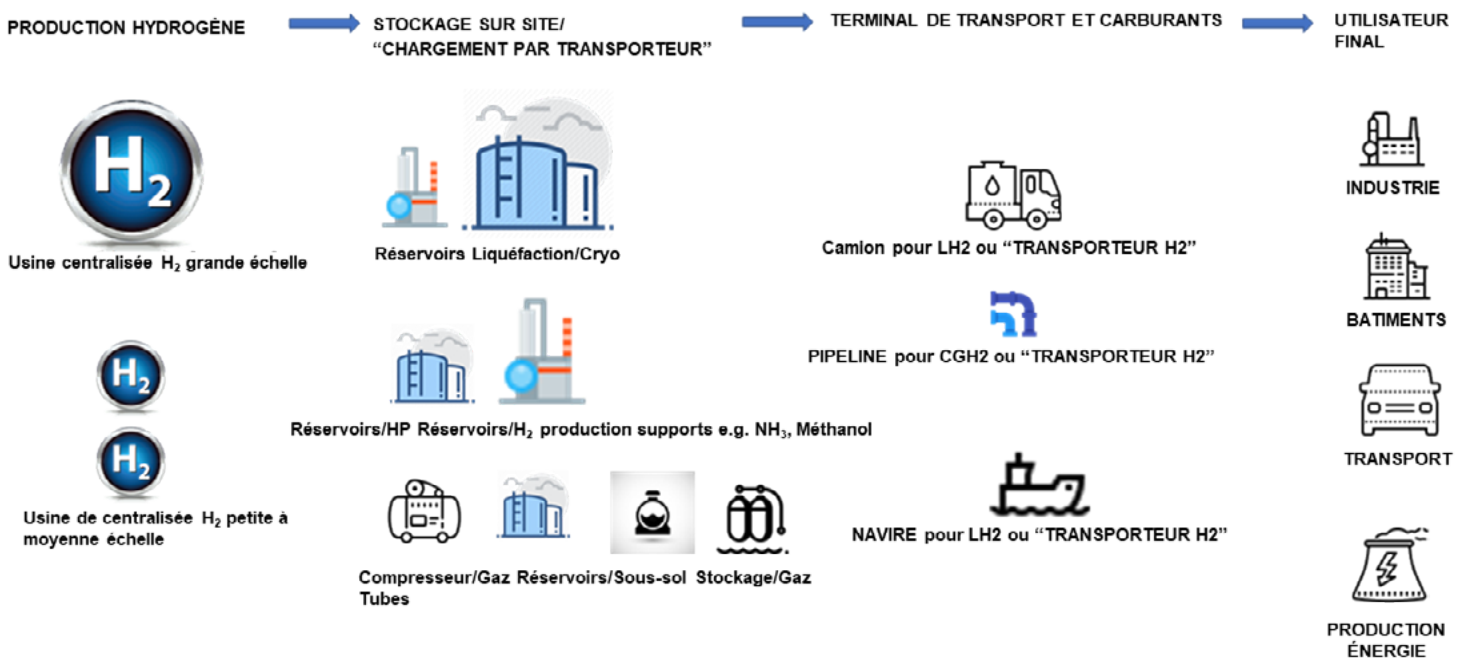


Figure 26 : Portrait de la distribution de l'hydrogène : composantes reliées au transport et au stockage dans la chaîne de valeur de l'hydrogène.

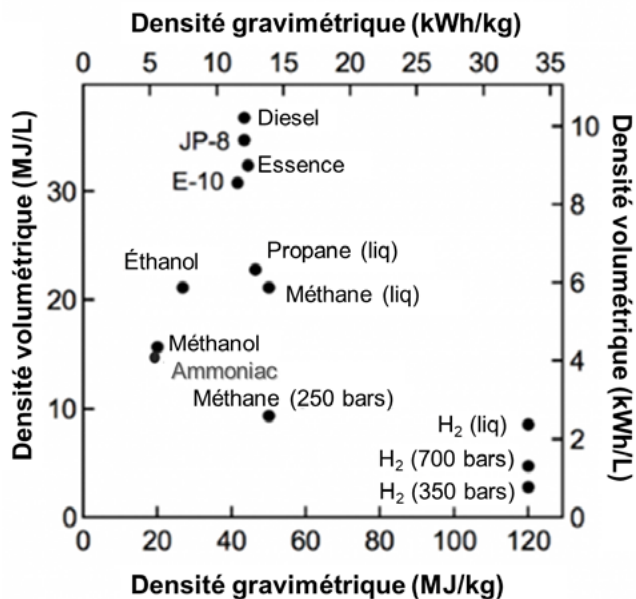


Figure 27 : Comparaison des densités gravimétriques (MJ/kg) et volumétriques (MJ/L) pour plusieurs carburants sur la base du PCI (A.Elgowainy, 2015).

Ce chapitre couvre les technologies de stockage existantes pour l'hydrogène en tant que vecteur énergétique. Sont également abordées les différentes options de livraison et les coûts de distribution locale ou sur de longues distances. Notre analyse des coûts repose sur les données les plus récentes disponibles dans l'industrie et la littérature scientifique. L'objectif n'est pas de « choisir un gagnant » parmi les différentes options de stockage et de transport, mais plutôt d'illustrer chaque scénario et la marche à suivre.

## 2.1 Stockage

Le stockage de l'hydrogène est un élément essentiel dans les applications énergétiques de l'hydrogène, en particulier lorsqu'il s'agit de l'utilisation de l'hydrogène à grande échelle. Pour répondre à la future demande potentielle d'hydrogène sur le marché de

l'énergie, il est essentiel d'utiliser une solution de stockage robuste et fiable pour chaque application. Le contenu en énergie d'un vecteur énergétique (densité énergétique) influence la manière dont il est stocké et constitue une caractéristique essentielle d'un stockage compétitif pouvant être mis à l'échelle.

Les densités énergétiques gravimétriques et volumétriques des vecteurs énergétiques gazeux et liquides, y compris celles de l'hydrogène, sont présentées à la Figure 27. Si une densité de stockage élevée est un facteur critique pour le stockage de l'hydrogène, son importance varie en fonction de l'utilisation finale de l'hydrogène, par rapport à d'autres facteurs tels que le coût énergétique du stockage et de la reconversion éventuelle en hydrogène pur à effectuer, la maturité technologique, les défis et la facilité d'application, etc.

La densité de stockage de l'hydrogène affecte principalement les CAPEX : la densité volumétrique du mode de stockage détermine la taille du système de stockage, alors que la densité gravimétrique du mode de stockage détermine la quantité de matériau de stockage nécessaire par unité de masse d'hydrogène stocké.

Comme le montre la Figure 27, l'hydrogène a un contenu énergétique massique environ trois fois supérieur à celui de l'essence ou du gaz naturel. Cependant, en volume, l'essence et le gaz naturel ont tous deux un contenu énergétique supérieur à celui de l'hydrogène. Par conséquent, pour des raisons pratiques de stockage et de manutention, la densité de l'hydrogène doit être augmentée en augmentant la pression, en diminuant la température ou en utilisant un matériau capable d'attirer un grand nombre de molécules d'hydrogène.

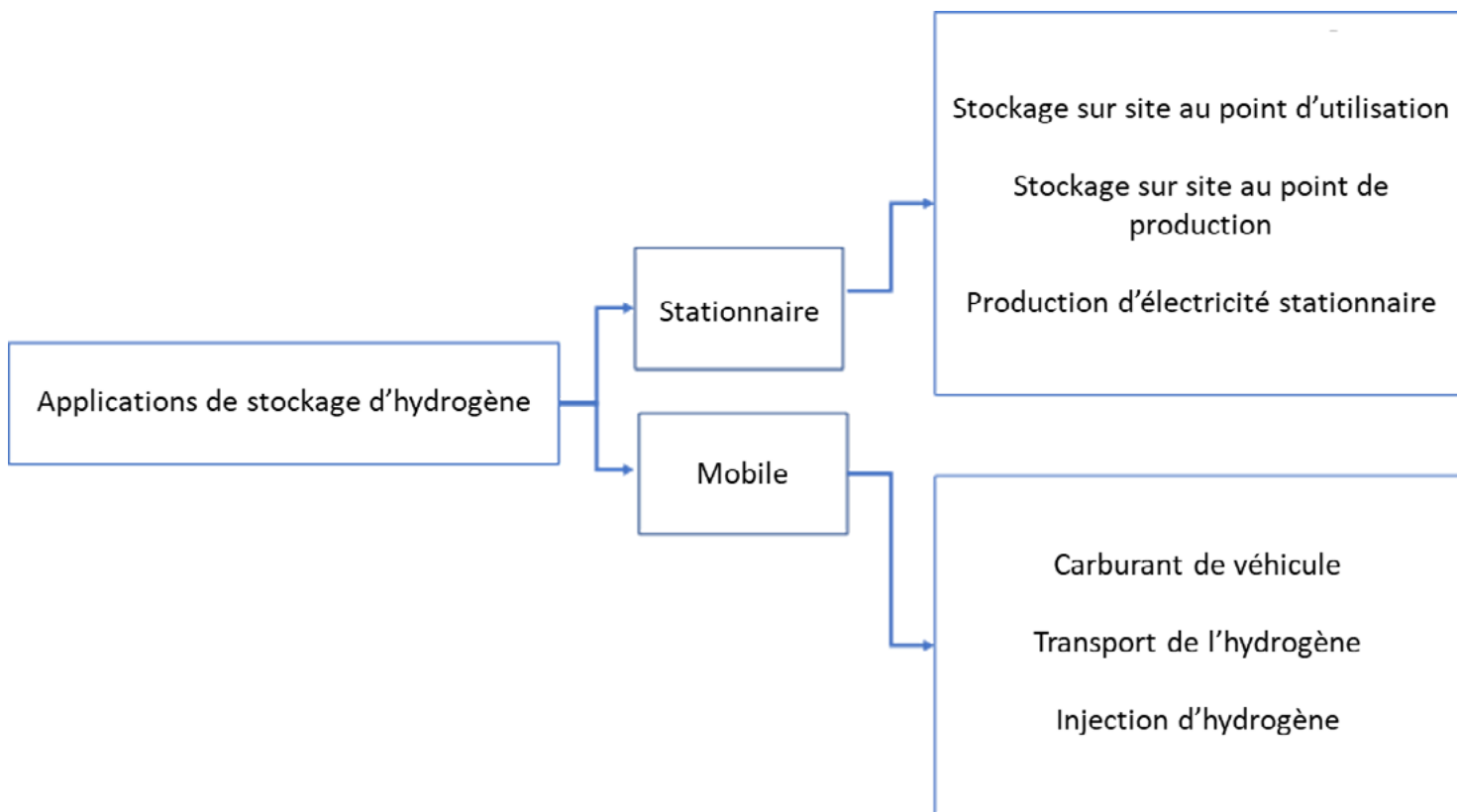


Figure 28 : Types d'applications de stockage de l'hydrogène : stationnaire et mobile.

Les applications de stockage de l'hydrogène sont résumées à la Figure 28. La catégorie « stationnaire » comprend le stockage sur le site de production ou l'utilisation pour la production d'électricité stationnaire; la catégorie « mobile » comprend le carburant pour véhicules et le transport de l'hydrogène. Le moyen de stockage le plus approprié dépend du volume à stocker, de la durée du stockage, du débit requis et de la disponibilité géographique des différentes options.

Les technologies de stockage de l'hydrogène peuvent être classées en deux groupes principaux (Figure 29) : le stockage physique et le stockage sous forme d'un matériau (également appelé stockage chimique). La méthode de stockage la plus courante, qui a été testée et éprouvée pendant une longue période, est la méthode de stockage physique basée sur le refroidissement, la compression ou une combinaison des deux. La technologie de stockage sous forme de

matériaux plus récente fait l'objet de nombreuses études. Les supports de stockage peuvent comprendre des liquides, des solides ou des surfaces; certaines méthodes utilisent des vecteurs chimiques où l'hydrogène est chargé et/ou converti, stocké sur place ou transporté vers le site de l'utilisateur final, puis reconverti en hydrogène pur si nécessaire ou utilisé directement.

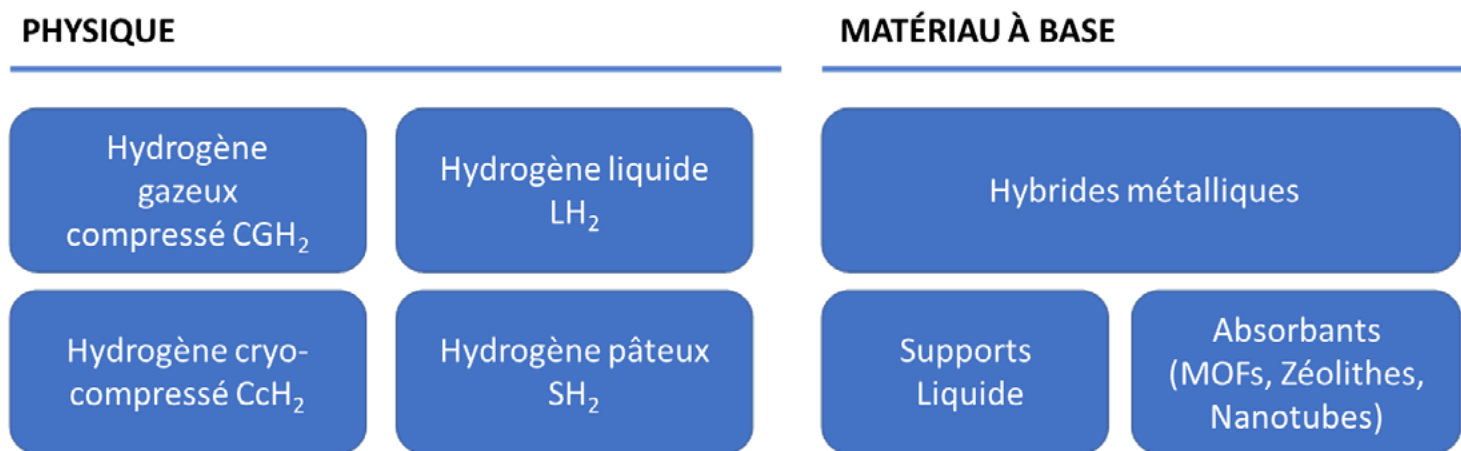


Figure 29 : Méthodes de stockage de l'hydrogène.

La Figure 29 donne un aperçu des méthodes de stockage de l'hydrogène disponibles. Le coût du système de stockage de l'hydrogène comprend les CAPEX pour l'infrastructure nécessaire (équipement, catalyseurs, etc.), les OPEX des procédés continus de stockage et de reconversion de l'hydrogène, le coût de la fourniture d'énergie (électricité du compresseur, refroidissement, chaleur d'hydrogénation et de déshydrogénation), et la perte d'hydrogène au fil du temps (par exemple, évaporation).

Dans cette section, les technologies de stockage les plus prometteuses sont passées en revue. Les densités de stockage d'hydrogène atteignables et le coût des différents procédés de stockage et de reconversion en hydrogène pur sont comparés. Plusieurs technologies s'avèrent possibles, l'option la plus appropriée dépendant de l'application considérée et du contexte spécifique.

L'Annexe III examine plusieurs technologies prometteuses mais encore loin du déploiement.

	UK	Texas, USA	Texas, USA	Texas, USA
	Sabic	Conoco Philips	Praxair	Air Liquide
Volume de stockage	3 x 150,000 m <sup>3</sup>	580,000 m <sup>3</sup>	566,000 m <sup>3</sup>	--
Capacité de stockage	~370 m	850-1150 m	335-1400 m	1500 m
Pression gaz	45 bars	70-135 bars	55-150 bars	70-200 bars
Énergie	24.4 GWh	83.3 GWh	~80 GWh	--

Tableau 10 : Aperçu des installations actuelles de stockage souterrain d'hydrogène gazeux (dômes de sel)  
(Ozarlsan, 2012), (E. Wolf, 2015), (Air Liquide, 2017).

### 2.1.1 Stockage physique

Les méthodes de stockage physique sont actuellement les moyens les plus courants et les plus matures pour stocker l'hydrogène. Elles comprennent le stockage haute pression, le stockage d'hydrogène liquéfié (hydrogène cryogénique) et le stockage cryo-compressé.

#### STOCKAGE HAUTE PRESSION

Le stockage de l'hydrogène comprimé, techniquement appelé CH<sub>2</sub> ou CGH<sub>2</sub>, est la méthode la plus répandue en raison de sa simplicité technique, son efficacité, sa fiabilité et son prix abordable. Environ 10 % du contenu énergétique de l'hydrogène est utilisé dans le procédé en raison de l'énergie consommée pour atteindre une pression jusqu'à 700 bars (H. Barthelemy, 2017). L'hydrogène comprimé peut être stocké dans des réservoirs convenant à une utilisation à petite ou moyenne échelle. En fonction de la pression de stockage, différents types de réservoirs peuvent être utilisés en souterrain ou en surface.

#### STOCKAGE GÉOLOGIQUE

Les dômes de sel, les gisements de gaz naturel et de pétrole épuisés ou les aquifères peuvent être utilisés pour le stockage géologique à grande échelle et à long terme.

L'hydrogène est stocké dans des dômes de sel (Tableau 10) au Royaume-Uni depuis les années 1970 et sur la côte américaine du Golfe du Mexique depuis les années 1980 (O. Kruck, 2013). Au Royaume-Uni, à Teesside dans le Yorkshire, une société britannique stocke 1 million de m<sup>3</sup> d'hydrogène pur (95 % H<sub>2</sub> et 3-4% CO<sub>2</sub>) dans trois cavernes à une profondeur d'environ 400 m à 50 bar. Les usines voisines utilisent l'hydrogène pour produire de l'ammoniac et du méthanol.

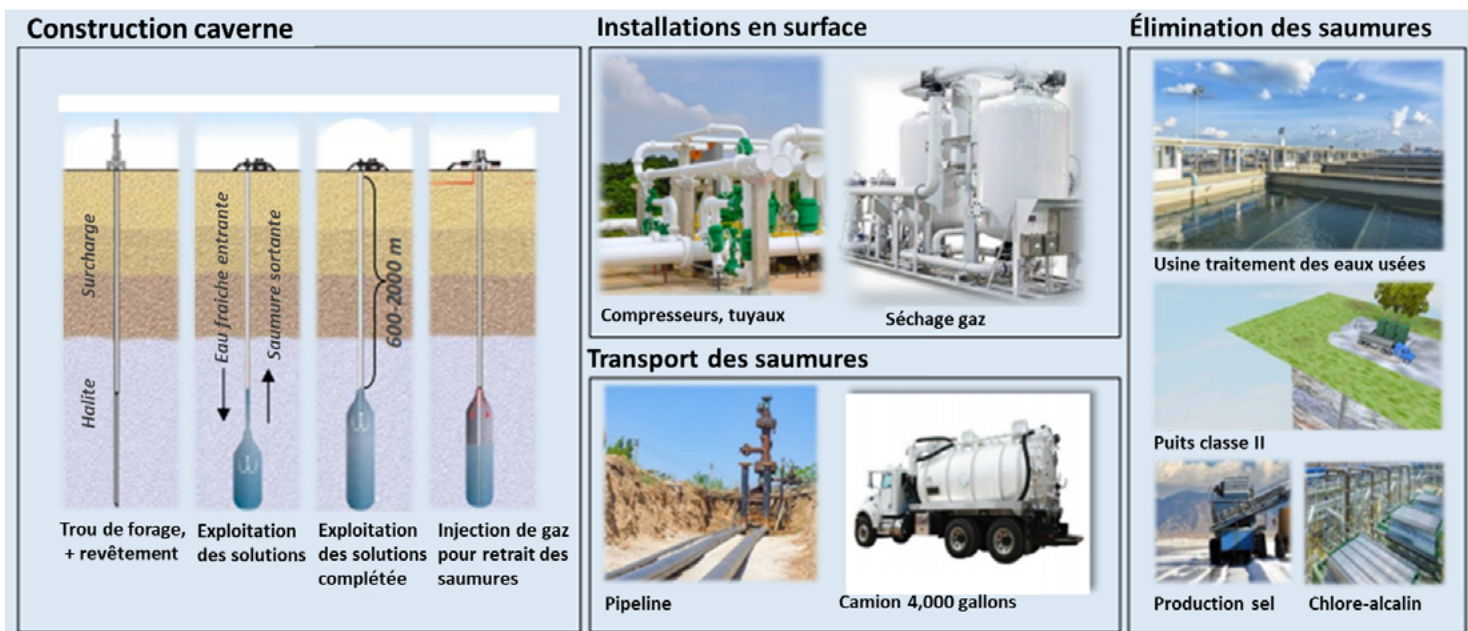


Figure 30 : Éléments principaux entrant dans les coûts pour les dômes de sel (R-K. Ahluwalia, 2019).

L'expérience du stockage géologique d'hydrogène démontre que l'hydrogène peut être stocké en toute sécurité pendant de longues périodes et qu'il présente un faible risque de contamination (M. Panfilov, 2016), (AIE, 2019). Le DOE indique que le coût du stockage d'hydrogène dans un dôme de sel est de l'ordre de 0,19-0,27 \$ US\$/kg H<sub>2</sub> (R-K. Ahluwalia, 2019) pour un stockage de 500 tonnes d'hydrogène sur une base de 50 T/d à une pression de stockage maximale de 150 bars, où ~75% du coût sont liés aux investissements.

L'installation de stockage en dômes de sel comprend des infrastructures de surface et souterraines (Figure 30). L'installation de surface comprend des sections de compression, décompression, purification et déshydratation. La partie souterraine se compose d'un puits d'injection/production en subsurface et d'une caverne créée par dissolution chimique de dépôts de sel. Le stockage et la récupération de l'hydrogène impliquent une compression et une décompression entre la

pression de service minimale et maximale, en fonction de la profondeur de la caverne. Les installations de stockage dans les cavernes de sel sont faciles à gérer. Jusqu'à dix cycles d'injection et de production peuvent être effectués en un an (Tarkowski, 2019).



Une autre méthode possible de stockage souterrain est de faire appel à des réservoirs de pétrole et de gaz épuisés. Ils sont généralement plus grands que les dômes de sel mais sont par contre plus perméables; ils contiennent des contaminants et des quantités résiduelles d'hydrocarbures devant être éliminés avant que l'hydrogène puisse être utilisé dans les piles à combustible (AIE, 2019). D'autres risques liés aux gisements de gaz épuisés ont été signalés, notamment la conversion de l'hydrogène en  $\text{CH}_4$  et  $\text{H}_2\text{S}$  due à l'activité microbienne, les interactions gaz-eau-roche dans le réservoir et sa couverture, qui induisent des changements de porosité, et la perte d'hydrogène aqueux par diffusion à travers la saumure de la roche couverture, qui entraîne une perte d'hydrogène (C. Hemme, 2018).

La dernière méthode possible de stockage géologique est celle des aquifères où les couches d'eau souterraine naturellement stagnantes ou quasi-stagnantes sont utilisées comme support de stockage. Les aquifères d'eau sont les moins matures des trois options de stockage géologique. Contrairement aux gisements de pétrole et de gaz épuisés, l'étanchéité d'un aquifère est initialement inconnue et doit donc être caractérisée. C'est pourquoi les aquifères nécessitent le forage de puits afin d'effectuer des tests détaillés, laborieux et coûteux pour déterminer l'étanchéité de l'ensemble du site de stockage et des roches couverture. Cela rend la création d'une telle installation de stockage plus coûteuse (Tarkowski, 2019).

Parmi ces différentes options de stockage géologiques, les dômes de sel sont les plus appropriées pour plusieurs raisons, notamment les faibles coûts de construction, les

faibles taux de fuite, les taux de production et d'injection rapides, les besoins relativement faibles en gaz tampon et les risques minimes de contamination de l'hydrogène (Kruck, 2013). Cependant, toutes les régions ne disposant pas des conditions géologiques nécessaires, une autre option de stockage souterrain a émergé, soit le stockage dans des canalisations. Ce type de stockage est utilisé pour le gaz naturel depuis les années 1980, principalement pour gérer les pics de demande en capacité de stockage dans des situations où l'accès à un réseau de gaz naturel est limité (Kruck, 2013). Cependant, la construction d'un pipeline d'hydrogène est plus coûteuse que celle d'un pipeline de gaz naturel pour des raisons de fragilisation des conduits. Cette fragilisation est causée par la dissociation de l'hydrogène et par la diffusion de l'hydrogène atomique dans le matériau, et affecte les propriétés mécaniques de l'acier au cours du temps, entraînant par le fait même une augmentation des marges de sécurité (J.R. Fekete, 2015). Le coût du stockage de 500 tonnes d'hydrogène dans une canalisation souterraine est évalué à 1,87-2,39 \$ US/kg  $\text{H}_2$  par le DOE en utilisant des tuyaux de 24 pouces de diamètre extérieur et de cédule 60, 300 tronçons de tuyaux parallèles, 3150 pieds de longueur totale (longueur équivalente à 180 miles) et 110 acres de terrain (R-K. Ahluwalia, 2019). Ce coût comprend les coûts des tuyaux livrés, les coûts de préparation du site et les coûts d'installation des tuyaux. Selon l'évaluation économique du DOE, les conduites souterraines sont plus compétitives que le stockage géologique pour une capacité de stockage maximale de 20 tonnes; pour des capacités plus grandes, les dômes de sel sont généralement plus économiques (R-K. Ahluwalia, 2019).

## RÉSERVOIR À HAUTE PRESSION

Selon la technologie choisie, l'hydrogène peut être produit à une pression allant jusqu'à 35 bars (par exemple, l'hydrogène par électrolyse haute pression). Bien qu'en principe on peut le stocker ou l'injecter dans des pipelines à cette pression, il est le plus souvent comprimé à haute pression pour des raisons économiques et d'applications finales. Les principaux éléments de ce concept de stockage sont les compresseurs et les réservoirs de stockage. La consommation énergétique de la compression de l'hydrogène varie en fonction de l'efficacité du compresseur et de la pression finale. Par exemple, pour un rendement de compresseur de 70 %, la consommation énergétique d'une compression de 20 à 875 bar est de 2,6 à 3,5 kWh/kg  $\text{H}_2$  en fonction du rendement du compresseur, ce qui correspond à environ 7 à 11 % du contenu énergétique total de l'hydrogène (le PCS de l'hydrogène est supposé être de 33,3 kWh/kg). Il est à noter que 875 bar est la pression typique utilisée pour le ravitaillement d'un véhicule léger à 700 bar (I. Staffell, 2017). Le DOE américain a fixé comme cible un rendement de 0,82 kWh/kg pour le compresseur d'ici 2020 et un objectif final de 0,84 kWh/kg sur la base du compresseur centrifuge.

À titre de comparaison, le Tableau 11 présente une évaluation des coûts à différentes pressions pour des usines d'hydrogène d'une capacité de 210 T/j avec comme hypothèse que le volume de stockage de 100 m<sup>3</sup> est chargé et déchargé quotidiennement. Le cas 35 bar entraîne des coûts plus élevés parce qu'il faut davantage de réservoirs de stockage pour atteindre un volume total de stockage de 100 m<sup>3</sup>. Comme on peut l'observer, les coûts de compression sont élevés mais pas exc-

sifs, et ces coûts ne devraient pas changer de manière significative en raison de la maturité de la technologie des compresseurs.

Par rapport au stockage souterrain, les réservoirs de stockage d'hydrogène comprimé sont plus appropriés pour les applications de stockage à petite échelle. Il s'agit d'une situation typique où une réserve locale d'hydrogène carburant ou de charge pour la chimie doit être facilement disponible avec des vitesses

de ravitaillement élevés, et des rendements d'environ 99%. Les cuves/réservoirs de stockage d'hydrogène stationnaires fonctionnent à basse/moyenne pression et sont retenus pour stocker sur site chez l'utilisateur final (par exemple, au poste de ravitaillement), sur le site de production d'hydrogène, ou pour les producteurs d'électricité (Figure 28). Dans cette section, nous nous sommes concentrés sur le stockage d'hydrogène à haute pression pour des applications mobiles.

	35 bars	150 bars	350 bars
Coût (US\$/kg)	0.43-0.53	0.30-0.37	0.34-0.42

Tableau 11 : Comparaison des coûts de compression à différentes pressions (base de coûts : 2018) (CSIRO, 2018).

Cibles système de stockage	Densité gravimétrique kWh/kg système (kg H <sub>2</sub> /kg système)	Densité volumétrique kWh/L système (kg H <sub>2</sub> /L système)	Coût \$/kWh (\$/kg H <sub>2</sub> )
2020	1.5 (0.045)	1.0 (0.030)	\$10 (\$300)
Final	2.2 (0.065)	1.7 (0.050)	\$8 (\$266)
Statut actuel (du Laboratoire National d'Argonne)	Densité gravimétrique kWh/kg système (kg H <sub>2</sub> /kg système)	Densité volumétrique kWh/L système (kg H <sub>2</sub> /L système)	Coût <sup>b</sup> \$/kWh (\$/kg H <sub>2</sub> )
700 bars comprimés (Type IV, unique réservoir)	1.4 (0.042)	0.8 (0.024)	\$15 <sup>c</sup> (\$500)

Notes: a. Suppose une capacité de stockage de 5.6 kg d'hydrogène utilisable. b. Les projections de coûts sont estimées à 500 000 unités par an et sont indiquées en dollars de 2007. c. Projection de coûts à partir de l'analyse stratégique (K. O'Malley, 2015).

Tableau 12 : Coûts actuels des systèmes de stockage de l'hydrogène comprimé de type IV pour l'automobile, comparés aux cibles 2020 et ultimes du DOE (K. O'Malley, 2015).



Le réservoir de stockage est la technologie dominante pour l'hydrogène comprimé à haute pression. Depuis la production jusqu'au stockage intermédiaire et la distribution à l'utilisateur final, l'hydrogène se trouve à différentes pressions et est stocké dans des cuves de stockage ou des cylindres. Les matériaux de construction (MOC) des réservoirs de stockage sont sélectionnés en fonction de certains paramètres tels que la sécurité, la fiabilité, la rentabilité et leur compatibilité

avec l'hydrogène. Actuellement, les réservoirs d'hydrogène se répartissent en quatre types, comme le résume le Tableau 13. Les réservoirs sous pression sont généralement des cylindres, mais ils peuvent également être de forme toroïdale ou polymorphe. Le choix du stockage dépend de l'application finale qui nécessite un compromis entre performance technique et compétitivité des coûts. Pour les applications industrielles, l'hydrogène est stocké à 20-30 MPa dans des cylindres métal-

liques de type I, qui ont une faible efficacité de stockage massique (environ 1-1,7 % en masse d'hydrogène stocké), ce qui est loin des objectifs fixés pour le stockage d'hydrogène à bord des véhicules légers à piles à combustible. À titre d'exemple, l'objectif du DOE pour le stockage d'hydrogène à bord des véhicules est de 5,5 % en masse pour 2025 (DOE, 2015) et l'objectif européen est fixé à 4,8 % en masse (IGNEW, 2011).

Type réservoir	MOC	Caractéristiques	Applications	Stockage hydrogène pression et pourcentage massique (%m)
Type I	Tous métaux	Lourd, corrosion interne	Pour l'industrie, ne convient pas aux véhicules	17.5-20 MPa 1.7% <sub>m</sub>
Type II	Doublure métallique avec cerclage	Lourd (30-40% de masse en moins que Type I), courte durée de vie due à de la corrosion interne 50% plus cher que Type I	Ne convient pas aux véhicules	26.3-30 MPa 2.1 % <sub>m</sub>
Type III	Doublure métallique avec revêtement composite intégral	Léger (la moitié du poids du Type II), pression d'éclatement élevée, corrosion galvanique entre la doublure et les fibres Double du prix du Type II	Convient aux véhicules 25-75% de gain en masse par rapport à I et II	35 MPa; 3.9 % <sub>m</sub> 70 MPa; 5 % <sub>m</sub>
Type IV	Doublure plastique avec revêtement composite intégral Fibres de carbone ou de composite de verre pour supporter la charge structurelle	Léger (la moitié du poids du Type II), pression d'éclatement faible Perméation à travers la doublure, durabilité	Plus longue durée de vie que Type III (fatigue mécanique)	70 MPa (jusqu'à 100 MPa); plus de 5 % <sub>m</sub> (Toyota Mirai 5.7 % <sub>m</sub> )
		élevée envers les chargements répétés Manufacture simple		

(H. Barthelemy, 2017)

Tableau 13 : Différents types de réservoirs de stockage d'hydrogène comprimé (A. M. Abdalla, 2018), (R. Moradi, 2019).

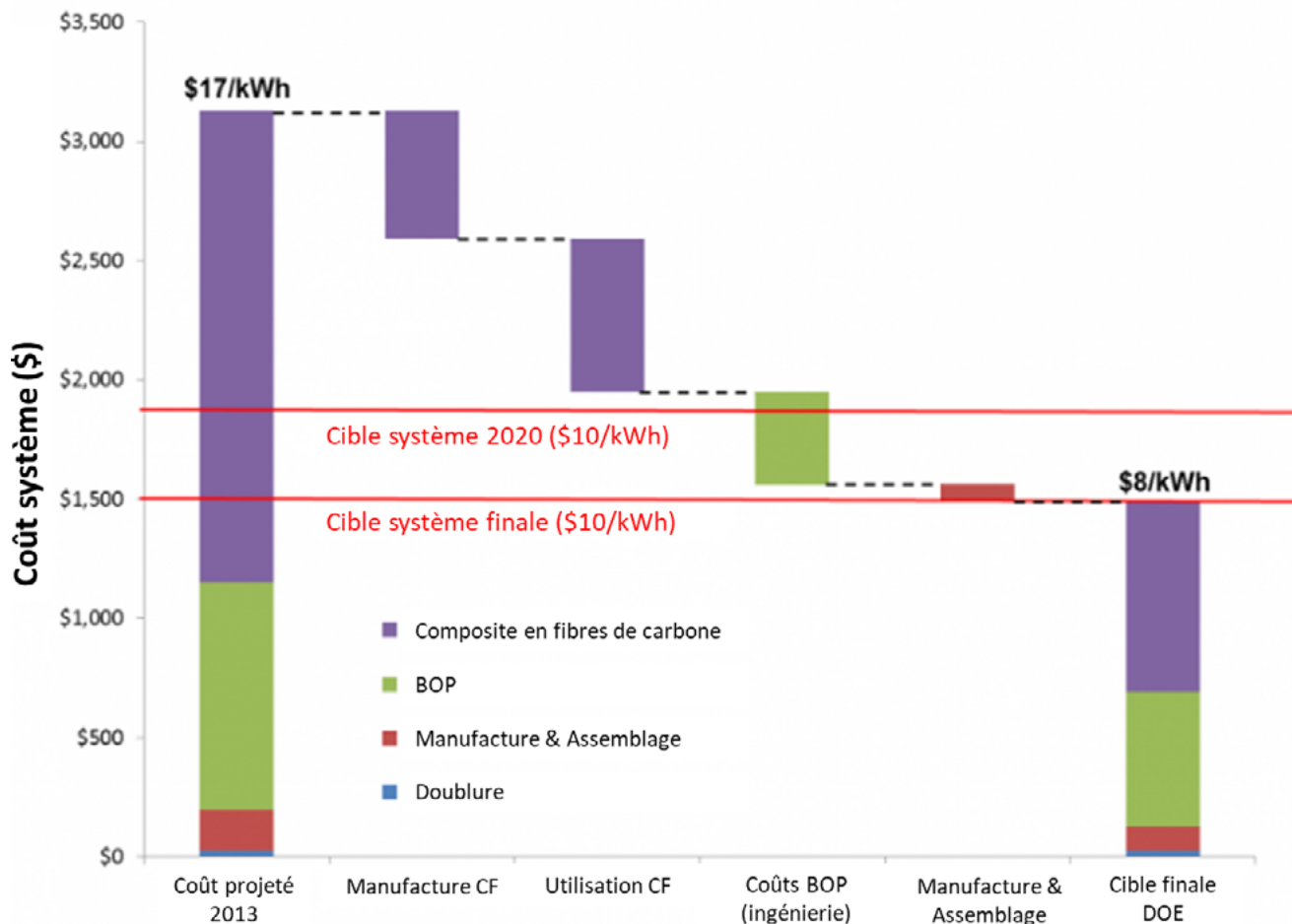


Figure 31 : Stratégie de réduction potentielle des coûts pour les systèmes comprimés à 700 bars selon le DOE.

À l'heure actuelle, la technologie la plus mature pour atteindre ces objectifs pour les applications mobiles est à une pression de travail de 35 MPa et 70 MPa stockée dans le type III et le type IV (J. Kurtz, 2019). En Chine, le développement technologique du Type III est relativement mature, et le réservoir de 35 MPa a été largement utilisé dans les véhicules à piles à combustible ces dernières années (H. Barthelemy, 2017). Pour le type IV de 70 MPa, les réservoirs sous pression en composite de fibres de carbone multicouche (S. Mcwhorter, 2013) (K. O'Malley, 2015) constituent une technologie relativement mature aux performances robustes.

Toutefois, ils nécessitent encore des réductions de coûts importantes en raison de problèmes tels que la pénurie de fibre de carbone et de résine (M. Li, 2019). Le DOE a déterminé les voies possibles pour réduire le coût des réservoirs comprimés, ce qui inclut la réduction du coût des composites en fibre de carbone, le développement de composites renforcés en fibres de substitution moins coûteux, une meilleure utilisation et donc une réduction de la quantité de fibres de renforcement incluses dans le réservoir, ainsi que la réduction de la quantité et du coût des composants de l'installation.

La Figure 31 présente une stratégie potentielle de réduction des coûts pour les systèmes comprimés à 700 bars (K. O'Malley, 2015).

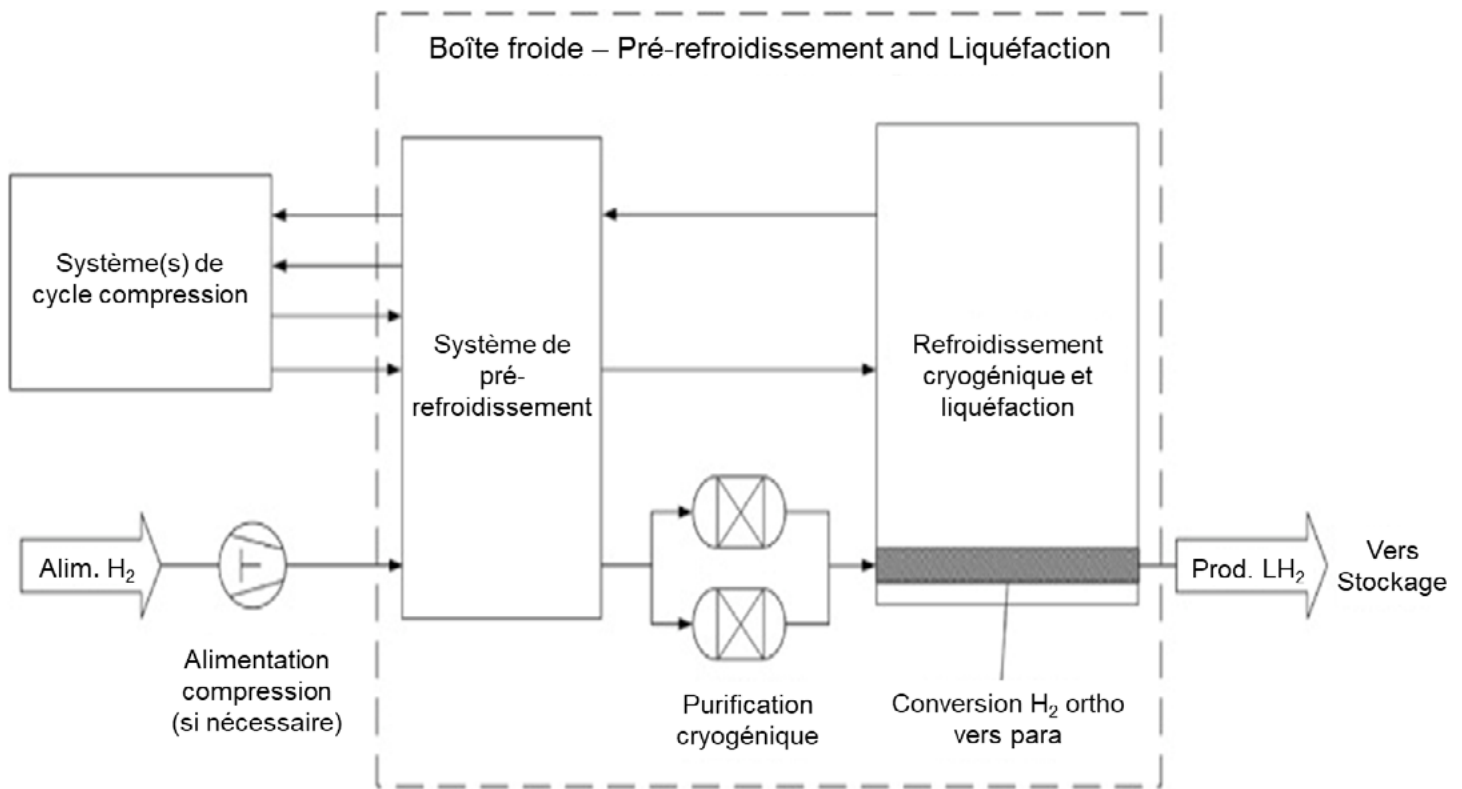


Figure 32 : Diagramme simplifié du processus de liquéfaction de l'hydrogène (U.Cardella, 2017).

## 2.1.2 Stockage cryogénique

Une autre méthode pour augmenter la densité volumétrique de l'hydrogène consiste à le liquéfier en le refroidissant à 20K (-253 °C). Le processus de liquéfaction consiste à refroidir l'hydrogène gazeux à une température inférieure à -253 °C en utilisant de l'azote liquide et une série d'étapes de compression et d'expansion.

La Figure 32 présente un schéma simplifié de ce processus de stockage cryogénique. En raison du faible point d'ébullition de l'hydrogène liquide (LH<sub>2</sub>) et du fait que l'hydrogène gazeux ne se refroidit pas pendant les phases d'écoulement dans des rétrécissements (expansion adiabatique, isenthalpique) pour des températures supérieures à environ -73 °C, la meilleure technologie de liquéfaction de l'hydrogène disponible a une consommation électrique de 10-13 kWh/kg H<sub>2</sub>, ce qui correspond à environ 30-40% du contenu énergétique total de l'hydrogène (A.M. Abdalla, 2018), (K. Stolzenburg, 2013). Cependant, plu-

sieurs projets de recherche ont permis de réduire jusqu'à 50 % la consommation d'énergie, l'objectif étant d'atteindre rapidement une valeur aussi faible que 6 kWh/kg H<sub>2</sub> (IDEALHY, 2013), (Øivind Wilhelmsen, 2018). Cet objectif a été exploré en améliorant les performances des opérations de l'unité telles que les compresseurs, l'intégration énergétique et la modification de l'ensemble du processus de liquéfaction.

Le procédé de liquéfaction augmente la densité énergétique volumétrique de H<sub>2</sub>, de 2,5 ou 5 MJ/l (pour l'H<sub>2</sub> comprimé à 35 MPa et 70 MPa respectivement) à 8 MJ/l (pour l'hydrogène liquide LH<sub>2</sub>). En conséquence, l'hydrogène liquide occupe moins de volume pour le stockage et permet de parcourir une plus grande distance lorsqu'il est utilisé comme carburant (Wolf, 2002).

Comme dans le cas des autres gaz liquéfiés, il est essentiel de minimiser l'évaporation de l'hydrogène liquide lors de son stockage. La raison n'est pas tant de contrôler la perte de l'énergie dépensée pour liquéfier l'hydro-

gène que d'éviter l'accumulation de pression à l'intérieur du récipient de stockage en évacuant l'hydrogène gazeux produit par son ébullition. La perte d'hydrogène stocké, également appelée « boil-off », est l'un des principaux inconvénients de la méthode de stockage du LH<sub>2</sub>. Le taux d'évaporation peut être réduit par des modifications appropriées pour minimiser le transfert de chaleur à travers les parois du réservoir. Les réservoirs d'hydrogène liquide sont généralement des réservoirs sphériques à double parois; les parois interne et externe sont séparées par un vide (Hirose, 2010) et cet espace contient divers matériaux, notamment de l'aluminium, de la silice, des particules de perlite, des couches alternées de feuilles d'aluminium et de fibres de verre ou des feuilles de polyester recouvertes d'alumine (V. Tietze, 2016), (Godula-Jopek, et al., 2012).

Bien que la liquéfaction soit un processus à forte intensité énergétique, cette technologie née dans l'industrie spatiale est assez courante. La liquéfaction est une méthode compétitive de stockage à moyenne et

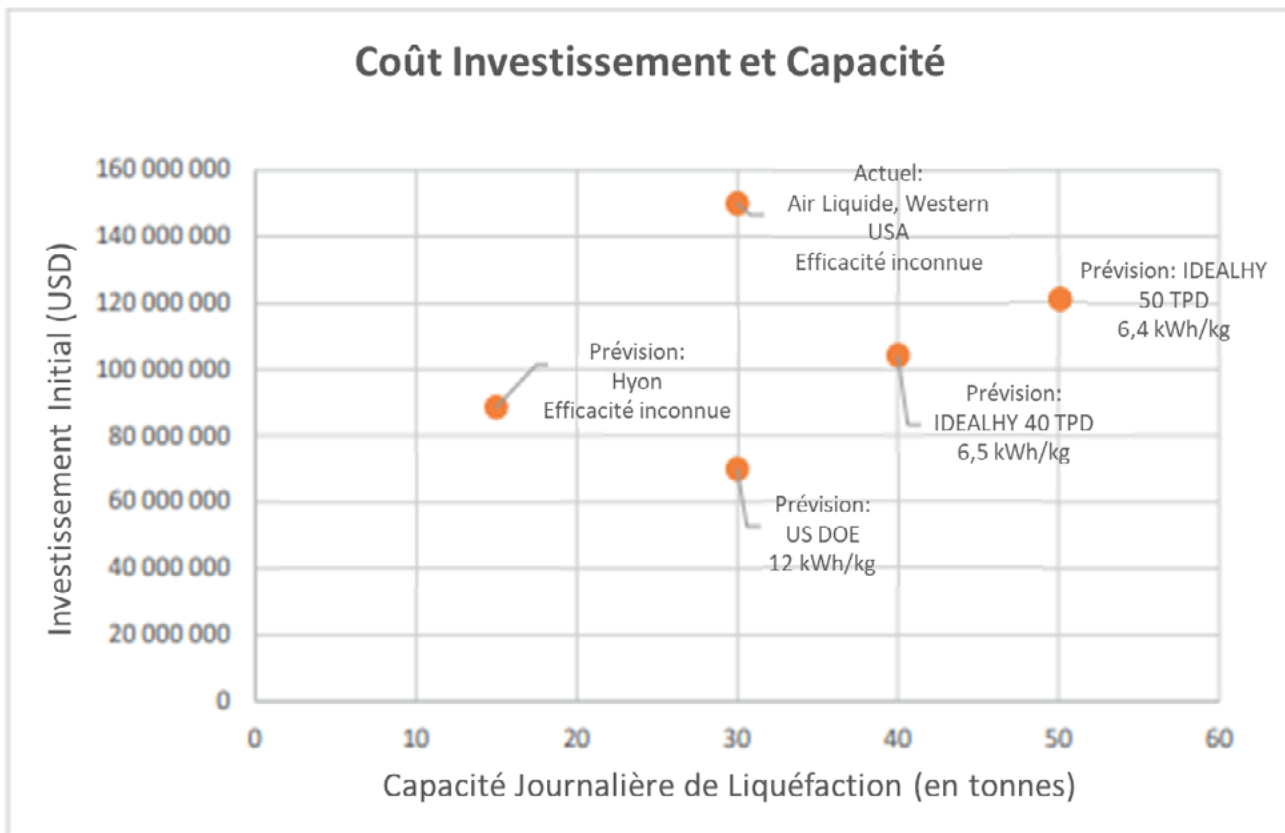


Figure 33 : Aperçu des CAPEX, capacités et rendements des usines de liquéfaction réelles et prévues.

grande échelle et de distribution pour des applications intensives ( $\geq 500$  kg/d) qui ne se prêtent pas aux approvisionnements par pipeline (A. Elgowainy, 2015). Les capacités de liquéfaction typiques varient de 2 à 15 T/j et les capacités de stockage sur site typiques vont de simples bouteilles de type Dewar d'un litre de volume pour les laboratoires à de gros réservoirs de 5000 m<sup>3</sup> ayant une capacité de stockage totale de 115 000 kg à 900 000 kg pour des usines de grande taille (J.W.Sheffield, 2014). La NASA utilise généralement de grands réservoirs d'une taille de 3 800 m<sup>3</sup> (20 m de diamètre). Le taux d'évaporation total de ces Dewar est d'environ 600 m<sup>3</sup> par an, qui sont évacués et brûlés (T.Nejat Veziroglu, 2005). Pour le transport, la charge d'un camion-citerne cryogénique est généralement de 5 000 kg d'hydrogène (avec un taux de perte par évaporation de 1 à 5 % par jour), ce qui représente environ cinq fois la capacité des camions semi-remorques chargés de tubes à hydrogène comprimé (J.W.Sheffield, 2014).

Les plus grandes usines de liquéfaction d'hydrogène construites dans les années 1950-1970 étaient destinées aux programmes spatiaux et ont été conçues pour des capacités de liquéfaction jusqu'à 55 T/d LH<sub>2</sub>. Toutefois, à l'heure actuelle, des usines de plus petite capacité (jusqu'à 36 T/j) sont en service (Shigekiyo, 2015).

L'infrastructure de stockage de l'hydrogène liquide comprend une usine de liquéfaction située sur le site de production d'hydrogène et des réservoirs de stockage cryogénique. Les principaux inconvénients des procédés cryogéniques actuels sont la taille relativement petite des trains de liquéfaction, les CAPEX élevés et la consommation d'énergie. Air Products possède la plus grande usine actuellement en activité, située à la Nouvelle-Orléans, en Louisiane, avec une capacité de 34 T/j (J. Andersson, 2019). L'augmentation de la capacité d'un train de liquéfaction a l'avantage de permettre un meilleur degré d'intégration des procédés,

d'utiliser des unités de compression et d'expansion plus grandes et plus efficaces, et de réduire le taux d'évaporation dans le réservoir de stockage. Le CAPEX des usines de liquéfaction de l'hydrogène varie considérablement en fonction de facteurs tels que l'emplacement et la capacité de production.

La Figure 33 montre les coûts d'investissement actuels et prévus en fonction de la capacité, d'après les données de la littérature (NCE, 2018). On s'attend à ce que l'optimisation des procédés et de l'équipement de liquéfaction entraîne une réduction des coûts de 60 à 67 % pour des capacités de 5 T/j à 100 T/j et une consommation d'énergie de l'ordre de 5,9 à 6,6 kWh/kg de LH<sub>2</sub> (U. Cardella, 2017).

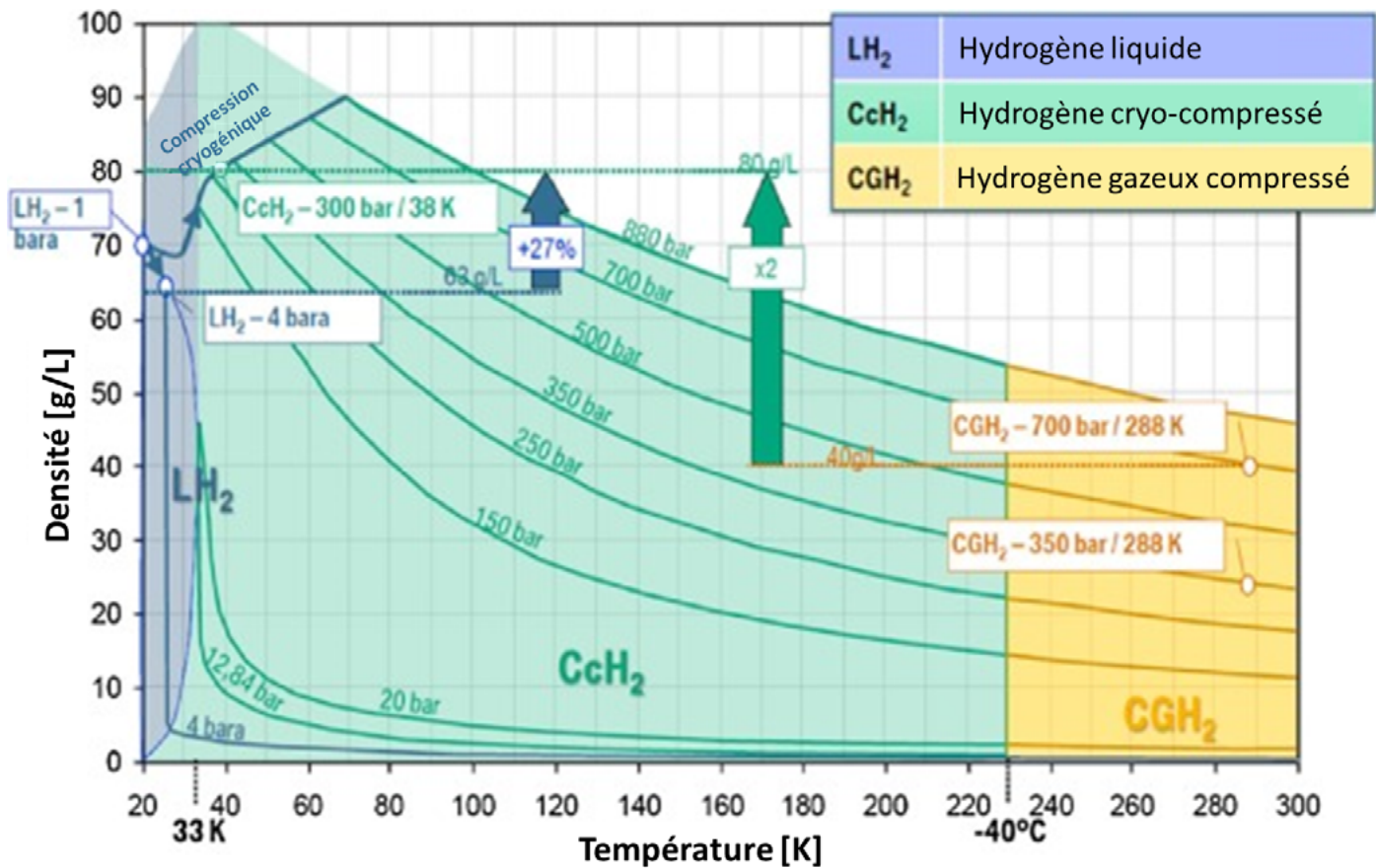


Figure 34 : Densité de l'hydrogène en fonction de la pression et de la température d'après BMW (K. Kunze, 2012).

Dans le cadre de la feuille de route australienne sur l'hydrogène, le coût estimé du stockage de l'hydrogène liquide est de 2,57 à 3,14 \$ US/kg pour une capacité de 50 T/j et devrait atteindre environ 1,59 à 1,94 \$ US/kg d'ici 2025 grâce à des progrès en termes de technologie des équipements, de baisse des prix de l'électricité, d'efficacité énergétique et des économies d'échelle se traduisant par une réduction globale des CAPEX et des OPEX (CSIRO, 2018). Le modèle de coût a pour paramètres d'entrée une efficacité de liquéfaction de 75 %, un stockage de 15 jours avant le transport et des prix de l'électricité entre 4 et 7 ¢ US/kWh.

Dans la chaîne de valeur norvégienne de l'hydrogène liquide à usage maritime, le coût estimé du LH<sub>2</sub> en 2030 est compris entre 0,37 et 1,11 \$ US/kg pour la liquéfaction et entre 0,37 et 0,74 \$ US/kg pour le stockage. Ces chiffres sont obtenus grâce aux progrès technologiques et au recours à de grandes installations de liquéfaction (NCE, 2018).

Le coût le plus récent pour la liquéfaction de l'hydrogène est estimé à 1 \$ US/kg de H<sub>2</sub> par l'AIE et le programme SIP du Japon (AIE, 2019), (SIP, 2019). Toutefois, la capacité utilisée pour cette évaluation n'est pas mentionnée.

### 2.1.3 Cryo-compression à froid

Les méthodes de stockage par compression ou refroidissement peuvent être combinées, ce qui présente l'avantage de pouvoir minimiser le taux d'évaporation et de maintenir une densité énergétique élevée. La cryo-compression de l'hydrogène (CcH<sub>2</sub>) consiste à refroidir à des températures proches de la température critique l'hydrogène qui reste toutefois à l'état gazeux. L'hydrogène refroidi est ensuite comprimé (R.K. Ahluwalia, 2009), (K. Kunze, 2012) et stocké dans un réservoir isolé à une température de 20 K



	350 bars CcH <sub>2</sub>	500 bars CcH <sub>2</sub>	700 bars CcH <sub>2</sub>	350 bars cH <sub>2</sub>
Doublure	\$1.03	\$1.01	\$0.99	\$0.21
Composite	\$3.25	\$4.70	\$7.12	\$9.79
Réservoir Isolation et Retenue	\$3.48	\$3.21	\$2.92	\$0.00
BOP	\$3.83	\$3.85	\$3.85	\$3.25
Assemblage et Autres	\$0.04	\$0.04	\$0.04	\$0.12
Coût Système (2007\$/kWh)	\$11.65 [-2.32, +2.90]	\$12.82 [-2.32, +2.90]	\$14.92 [-2.78, +3.61]	\$13.38 [-3.44, +5.73]

Tableau 14 : Comparaison des coûts des systèmes CcH<sub>2</sub> et CH<sub>2</sub> (James, 2018).

(-253 °C) et à une pression minimale de 10 MPa. Entre autres avantages du stockage par CcH<sub>2</sub> figurent une densité de stockage d'hydrogène plus élevée et une taille de système réduite (80 g/L, soit environ 10 g/L de plus que pour le stockage cryogénique) sans avoir à assumer la consommation énergétique et le coût de la liquéfaction de l'hydrogène (D. Stolten, 2016).

Bien que l'hydrogène comprimé soit actuellement l'option préférée pour le stockage à bord des véhicules, le CcH<sub>2</sub> est considéré comme une possibilité future dans les applications de mobilité. Le groupe BMW a commencé à valider le stockage du CcH<sub>2</sub> pour les véhicules à hydrogène ayant des besoins élevés en énergie et pour les lon-

gues distances, avec une capacité maximale utilisable de 7,8 kg à 350 bar et un taux d'évaporation de l'hydrogène de 3 à 7 g/h (K. Kunze, 2012).

Il a été montré que le CcH<sub>2</sub> permet une densité de stockage élevée (Figure 34) et donne de bonnes performances pour les stations de ravitaillement. Le CcH<sub>2</sub> est stocké dans des réservoirs sous pression de type III avec un revêtement métallique qui est encapsulé dans une enveloppe isolante secondaire pour limiter le transfert de chaleur. Le DOE a évalué plusieurs options de stockage pour les bus électriques à pile à combustible, dont quatre systèmes de CcH<sub>2</sub> à quatre pressions différentes et un système à hydrogène comprimé.

Les résultats de l'analyse (Tableau 14) suggèrent que le stockage du CcH<sub>2</sub> à 350 bar entraîne une réduction des coûts d'environ 13 % par rapport au stockage classique du gaz comprimé à 350 bar à température ambiante (James, 2018), et que le stockage de l'hydrogène CcH<sub>2</sub> présente des densités de système élevées et un coût abordable qui s'adapte bien à la capacité. Les défis actuels associés au système de stockage du CcH<sub>2</sub> sont le dégazage de la cuve composite dans une chambre à vide, les performances inconnues des matériaux à basse température et l'absence de normes reconnues (SAE, ISO.).

## 2.1.4 Hydrogène pâteux

L'hydrogène pâteux est un mélange d'hydrogène liquide et d'hydrogène congelé en équilibre avec le gaz au point triple, 13,8 K. La densité de la forme glacée est environ 16 % plus élevée que celle de l'hydrogène liquide et la capacité thermique de 18 % plus élevée (K. Kunze, 2012). Le « contenu froid » de la forme glacée de l'hydrogène est environ 25 % plus élevé que celui de la vapeur saturée à 20,3 K. Ce type d'hydrogène revêt un grand intérêt pour le programme spatial en raison de son potentiel de réduction de sa masse et donc de la masse brute prévue au décollage. Certains des problèmes liés au stockage de l'hydrogène liquide, tels que la

faible densité, la stratification de la température, le court temps de maintien à l'état pâteux dû à sa faible chaleur latente, les dangers associés aux vitesses élevées dans les événements et les conditions de vol instables causées par le ballonnement du liquide dans le réservoir de carburant, peuvent être éliminés ou réduits si l'on utilise de l'hydrogène pâteux.

Les coûts de production de l'hydrogène pâteux, aujourd'hui et dans un avenir proche, sont plus élevés que les coûts de liquéfaction de l'hydrogène en raison de la plus grande consommation d'énergie. Outre une

nécessaire réduction des coûts, des travaux de développement technologique sont encore requis, par exemple pour augmenter la production à grande échelle, pour la métrologie, etc. Par conséquent, il est évident que l'utilisation de l'hydrogène pâteux ne devrait être envisagée que dans les cas où une densité plus élevée et une plus grande teneur en solides sont réellement nécessaires (T.Nejat Veziroglu, 2005).

Les différents types de stockage physique de l'hydrogène sont comparés dans le Tableau 15.

Catégorie	Type	Capacité (gH <sub>2</sub> /L)	Avantages	Inconvénients	État de la technologie	Émission GES	Coût (US\$/KG)	Efficacité
Stockage en cylindre de gaz	Hydrogène comprimé	10 à 150 bars dans des cylindres de laboratoire  28 à 350 bars  35-40 à 700 bars	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Efficacité élevée, pratique, technologie mature</li> <li>• Réservoir de stockage léger convenant aux véhicules à piles à combustible</li> <li>• Technologie prouvée et commerciale</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Cylindre cher et immaturité technologique liée au remplissage rapide</li> <li>• Encombrement conséquent</li> <li>• Ne convient pas au stockage à grande échelle</li> <li>• Résidus gazeux restants</li> </ul>	Mature	Faible <sup>(1)</sup>	--	60-80%
Stockage souterrain en dômes de sel	Hydrogène comprimé		<ul style="list-style-type: none"> <li>• Méthodes de stockage existantes depuis plusieurs années</li> <li>• Besoin d'un gaz de vase (coussin) de faible volume</li> <li>• Faibles coûts de construction</li> <li>• Faibles taux de fuite</li> <li>• Taux de retrait de d'injection rapides</li> <li>• Risques minimes de contamination de l'hydrogène</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Limites géologiques à proximité d'une installation de production d'hydrogène</li> </ul>	Mature	Faible <sup>(1)</sup>	Cavernes salines: 0.19-0.27 (R-K. Ahluwalia, 2019)  Tuyaux souterrains: 1.87-2.39 (R-K. Ahluwalia, 2019)	--



Stockage liquide	Hydrogène liquide	71 à 20K et 1 bar	<ul style="list-style-type: none"> <li>Liquide haute densité et efficacité de stockage</li> <li>Opère à basses pressions</li> <li>Rejoint l'objectif final du DOE en matière de densité volumétrique pour les véhicules à piles à combustible</li> <li>Technologie prouvée et commerciale</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Forte intensité énergétique</li> <li>Investissements en capital élevés</li> <li>Perte d'hydrogène due à l'évaporation</li> <li>Nécessité de réservoirs cryogéniques bien isolés et complexes</li> <li>Mise à l'échelle nécessaire (la plus grande usine a une capacité de 34 t/j)</li> </ul>	<p>Petite échelle : Mature</p> <p>Grande échelle: Faible<sup>(3)</sup></p>	Faible <sup>(1)</sup>	<p>2.57-3.14 (CSIRO, 2018)</p> <p>1.0 (IEA, 2019), (SIP, 2019)</p> <p>2030:0.74-0.85 (NCE, 2018).</p> <p>2025:1.59-1.94 (CSIRO, 2018)</p>	85-87%
Cryo-compressé à froid	Hydrogène compressé	45 entre 10-350 bars	<ul style="list-style-type: none"> <li>Coûts plus faibles par rapport à LH<sub>2</sub> et gaz compressé</li> <li>Capacité énergétique volumique supérieure par rapport à CGH<sub>2</sub></li> <li>Nécessite moins de matériaux haute résistance par rapport au stockage à gaz compressé</li> <li>Évaporation LH<sub>2</sub> peut être considérablement réduite grâce aux pressions plus élevées</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Dégazage du récipient composite dans une chambre à vide</li> <li>Performances inconnues des matériaux à basse température</li> <li>Pas de normes reconnues</li> </ul>	Moyenne <sup>(2)</sup>	Faible <sup>(1)</sup>	--	--
Hydrogène pâteux	Mélange d'hydrogène solide et liquide	82 à 14K	<ul style="list-style-type: none"> <li>Densité supérieure de 16% par rapport à LH<sub>2</sub></li> <li>Capacité thermique plus élevée</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Coûts plus élevés par rapport à la liquéfaction à cause d'une consommation énergétique plus importante</li> <li>Actuellement produit qu'à petite échelle</li> <li>Nécessité de développer certains instruments de mesure</li> </ul>	R&D	Faible <sup>(1)</sup>	--	--

Notes : 1) En assumant que l'électricité pour la compression est CO<sub>2</sub> neutre, 2) Prototypé testé, 3) En cours de développement

Tableau 15 : Types de stockage physique de l'hydrogène et comparaison (J. Ren, 2017), (M. Li, 2019).

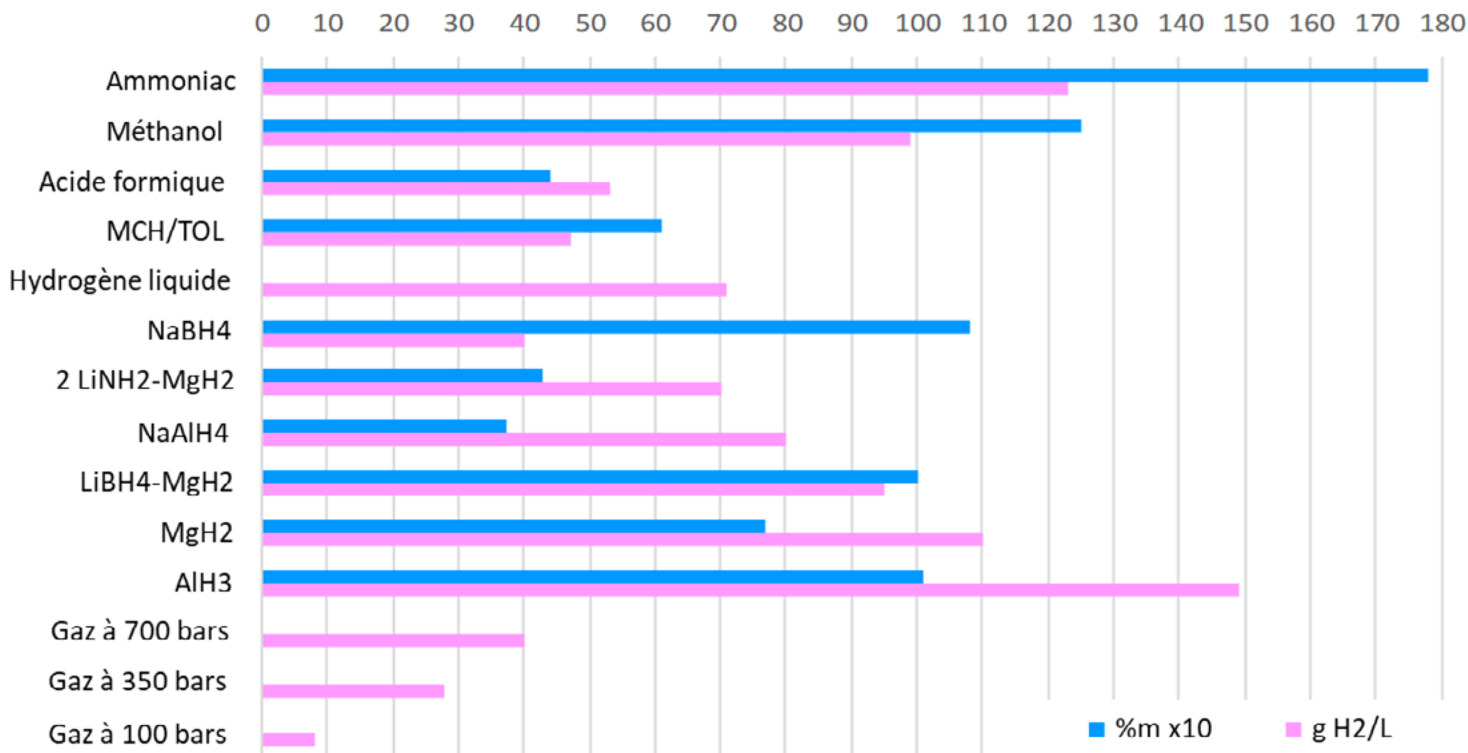


Figure 35 : Densités de stockage d'hydrogène volumétriques (g/l) et gravimétriques (% en masse multiplié par dix) pour les technologies considérées (B. Sakintuna, 2007) (J. W. Makepeace, 2019), (J. Andersson, 2019).

### 2.1.5 Stockage par des matériaux

Il est aussi possible de stocker l'hydrogène dans des solides, des liquides et sur des surfaces. Les matériaux de stockage, également appelés vecteurs d'hydrogène, permettent un stockage de masse rentable, à différentes échelles et durées, et même pour un transport sur de longues distances. Certains de ces matériaux peuvent être utilisés direc-

tement comme carburants sur le site de l'utilisateur final, ou doivent être déshydrogénés à destination. Dans ce dernier cas, le vecteur déshydrogéné sera réexpédié au site de production d'hydrogène ou au terminal d'hydrogène pour être rechargé en hydrogène, ce groupe de matériaux étant appelés « vecteurs bidirectionnels ».

Les caractéristiques des matériaux et méthodes prometteurs pour le stockage de l'hydrogène sont présentés à la Figure 35 et au Tableau 16. Les vecteurs tels que l'ammoniac et le méthanol qui peuvent être utilisés sans déshydrogénation sont dits unidirectionnels. Cette section du rapport ne s'est concentrée que sur l'aspect stockage de la chaîne de valeur tandis que la partie transport sera abordée dans la section TRANSPORTS.

Catégorie	Type	Capacité (gH <sub>2</sub> /L)	Avantages	Inconvénients	État de la technologie	Émission GES	Coût (US\$/KG)	Efficacité
Hybrides métalliques	Stockage par liens solides chimiques	40 <sup>(1)</sup> -149 <sup>(2)u</sup>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Flexibilité du système de stockage/d'approvisionnement en hydrogène sur les conditions de fonctionnement de l'utilisateur final</li> <li>Capacité à décharger de l'hydrogène de haute pureté</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Taux de charge/décharge de l'hydrogène lent</li> <li>Exigence du cycle thermique : importante quantité d'énergie thermique utilisée pour l'étape de déshydrogénation</li> <li>Encore au stade de la R&amp;D</li> </ul>	R&D	Moyenne	--	--
Ammoniac	Liens chimiques liquides	123	<ul style="list-style-type: none"> <li>Grande capacité d'hydrogène</li> <li>Technologie mature</li> <li>Peut être directement utilisée sans déshydrogénation</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Procédé de déshydrogénation encore en développement</li> <li>Besoin de comprimer l'hydrogène avant l'entrée dans l'unité de synthèse Haber-Bosch</li> </ul>	Mature	Faible <sup>(4)</sup>	<b>Hydrogénation</b> : 1.0 ( IEA, 2019) 2.06 (T. Autrey, 2018) 2.8-3.4 (IRENA, 2019) 1.0 (SIP, 2019) <b>Déshydrogénation</b> : 0.8-1.0 (IEA, 2019) 0.61 (T. Autrey, 2018)	70-80%
Méthanol	Liens chimiques liquides	99	<ul style="list-style-type: none"> <li>Technologie mature</li> <li>Peut être directement utilisée sans déshydrogénation</li> <li>Nécessite une source en CO<sub>2</sub> pur</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Démonstration de déshydrogénation à basse température</li> </ul>	Mature	Faible <sup>(4)</sup>	1.22, 1.25, 0.78 pour la production de méthanol, le stockage et la déshydrogénation (R-K. Ahluwalia, 2019) 1.48 (H. Nieminen, 2019)	60-80%
Acide formique	Liens chimiques liquides	47.3	<ul style="list-style-type: none"> <li>Option relativement peu coûteuse</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Déshydrogénation nécessaire</li> <li>Toluène : inflammable et cancérigène</li> <li>Hydrogène non récupéré lors de la déshydrogénation</li> <li>Perte de toluène rend nécessaire la mise en place d'un appareil de détection</li> <li>Technologie encore au stade de développement</li> </ul>	En développement <sup>(3)</sup>	Élevée	<b>Hydrogénation</b> : 0.4 (IEA, 2019) 0.6 (T. Autrey, 2018) <b>Déshydrogénation</b> : 1.0-2.2 (IEA, 2019) 0.75 (T. Autrey, 2018)	

Notes: 1) NaBH<sub>4</sub>, 2) AlH<sub>3</sub>, 3) Prototype testé, 4) En assumant que l'électricité utilisée pour la compression est CO<sub>2</sub> neutre

Tableau 16 : Comparaison des types de stockage de l'hydrogène recourant à des matériaux.

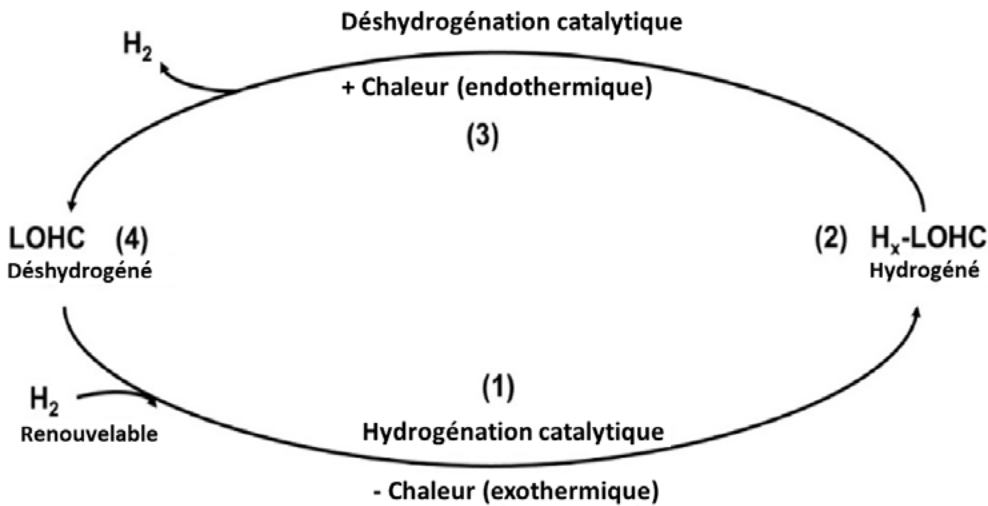


Figure 36 : Illustration schématique du concept de vecteur d'hydrogène organique liquide (LOHC) (P. T. Aakko-Saksa, 2018).

## HYDRURES MÉTALLIQUES

L'hydrogène peut être adsorbé de manière réversible par les composés métalliques sous l'effet de la température et de la pression (S. Niaz, 2015). Les densités de stockage de plusieurs hydrures métalliques sont présentées à la Figure 35. Les avantages de la méthode de stockage des hydrures comprennent l'effet de filtre du stockage métallique, qui permet de fournir de l'hydrogène à haute pureté, et le faible potentiel de libération accidentelle. De plus, la possibilité de faire varier de façon extrême les propriétés thermodynamiques du système métal/hydrogène par la modification de la composition du matériau hôte, permet d'adapter la flexibilité exceptionnelle du système de stockage/approvisionnement en hydrogène aux conditions de fonctionnement de l'utilisateur final (températures et pressions de  $H_2$ ).

Les inconvénients majeurs du stockage d'hydrure sont la lenteur de l'adsorption/désorption de l'hydrogène et la grande quantité d'énergie thermique utilisée dans l'étape de désorption. La meilleure façon de transférer la chaleur à l'échelle industrielle reste un défi pour les applications d'hydrures métalliques. Un autre inconvénient des hydrures métalliques, en particulier

pour les applications dans le secteur de la mobilité, est leur masse élevée. Leur tolérance aux impuretés de l'hydrogène qui sont absorbées dans le réservoir d'hydrures lors de l'alimentation de l'hydrogène est très importante et entraîne une réduction de la durée de vie des réservoirs, car les impuretés occupent les espaces à l'intérieur du métal à la place de l'hydrogène.

Une fois ces problèmes résolus, les applications les plus prometteuses de la méthode de stockage de l'hydrogène par hydrure pourraient être le secteur de la mobilité hydrogène où des cartouches/réservoirs individuels d'hydrure métallique pourraient être remplis ou remplacés une fois épuisés. Actuellement, cette méthode n'offre pas l'option de stockage la plus intéressante du point de vue économique. Pour plus de détails concernant cette méthode de stockage, voir l'annexe III.

## HYDRURES CHIMIQUES

Comme les hydrures métalliques, les hydrures chimiques sont des composants ayant des capacités d'absorption de l'hydrogène. Le principal avantage de ce type d'hydrures est leur nature liquide dans les conditions

ambiantes, de sorte qu'ils peuvent être stockés et transportés sous forme liquide sans qu'il soit nécessaire de les refroidir ou de les comprimer. Par rapport à d'autres formes de stockage de l'hydrogène, les vecteurs liquides constituent une option intéressante en raison de leur facilité d'intégration dans les infrastructures de transport de produits chimiques existantes.

La fabrication d'un hydrure chimique consiste à « charger » une molécule d'hydrogène, à la stocker ou à la transporter, puis à extraire de nouveau de l'hydrogène pur à sa destination (Figure 36). Ces composants sont déjà largement produits et consommés dans le monde entier, et leur utilisation va au-delà du stockage de l'hydrogène. Il s'agit d'un avantage clé car l'infrastructure nécessaire à leur production, leur stockage, leur manutention et leur transport est déjà en place. De plus, la production de ces produits chimiques en utilisant de l'hydrogène vert au lieu de l'hydrogène SMR, permet de réduire la consommation de combustibles fossiles. Parmi les hydrures chimiques actuellement les plus intéressants, citons le méthanol, l'ammoniac, l'acide formique et le méthyl-cyclohexane.

## • MÉTHANOL

Le méthanol est l'alcool le plus simple et possède une capacité de stockage gravimétrique et volumétrique de l'hydrogène de 12,5 % en masse et 99 g/L respectivement (J. Schneidewind, 2017). Le méthanol, un composé d'hydrogène, d'oxygène et de carbone, est un des meilleurs carburants liquides en raison de sa forte teneur en hydrogène et sa faible teneur en carbone. Le méthanol peut être produit à partir d'une variété de ressources différentes comme les combustibles fossiles ou l'hydrogène vert par hydrogénation catalytique du dioxyde de carbone (CO<sub>2</sub>) directement ou via des intermédiaires tels que le carbonate, le formiate et l'urée à partir du CO<sub>2</sub> (N. Onishi, 2018). Actuellement, le méthanol est principalement produit par reformage à la vapeur du gaz naturel ou par gazéification du charbon, ce qui génère de grandes quantités de CO<sub>2</sub> : pour chaque tonne de méthanol produite à partir de combustibles fossiles, environ 0,6 à 1,5 T de CO<sub>2</sub> est libérée dans l'atmosphère (Ganesh, 2014). Par rapport à la filière de production des combustibles fossiles, la synthèse du méthanol à partir d'hydrogène vert et de CO<sub>2</sub> est beaucoup moins utilisée que le procédé traditionnel à base de gaz naturel. La première usine au monde, l'usine George Olah, est en service depuis 2011 avec une capacité de 5 MT/an (Hobson, 2018). Le méthanol produit à partir de l'hydrogène peut être utilisé directement comme carburant pour les moteurs à combustion interne ou les piles à combustible, transformé en d'autres produits chimiques tels que l'éthylène, le propylène, les oléfines,

etc., ou reconverti en hydrogène via une réaction avec l'eau dans le reformage à la vapeur.

Le processus d'hydrogénation du CO<sub>2</sub> se produit à des pressions de 20 à 80 bars et à des températures de 220 à 300 °C, et le processus de déshydrogénation se produit à une pression de 1 bar et à une température de 100 à 420 °C. La demande énergétique spécifique pour la synthèse du méthanol par hydrogénation du CO<sub>2</sub> est de 1,3-1,8 kWh/kg H<sub>2</sub> (J. Andersson, 2019) et la déshydrogénation est de 6,7 kWh/kg H<sub>2</sub> (A. Iulianelli, 2014).

Une source de dioxyde de carbone est nécessaire pour stocker l'hydrogène sous forme de méthanol. Même si le CO<sub>2</sub> est abondamment disponible dans l'atmosphère ou produit dans de nombreux procédés industriels, il doit être capturé et rendu disponible dans l'installation de production d'hydrogène. Le prix du CO<sub>2</sub> livré à l'installation de production d'hydrogène a donc une incidence sur le coût du stockage de l'hydrogène sous forme de méthanol.

L'hydrogénation du CO<sub>2</sub> est établie au niveau industriel. Le reformage à la vapeur du méthanol à haute température est aussi un procédé bien connu. Toutefois, la déshydrogénation à basse température (< 100 °C) du méthanol, qui simplifie la gestion de la chaleur, est actuellement en cours de développement et en cours de démonstration (k.W. Ting, 2019).

Le DOE a étudié les coûts de stockage de l'hydrogène par le méthanol pour deux capacités différentes : 10 000 T/j et 350 T/j de méthanol. Pour les grandes installations, le coût du stockage de l'hydrogène s'élève à 3,25 \$ US/kg H<sub>2</sub> (soit 1,22, 1,25, 0,78 \$ US/kg H<sub>2</sub> pour la production, le stockage et la déshydrogénation du méthanol respectivement), et pour les installations à petite échelle à 5,38 \$ US/kg H<sub>2</sub> (soit 3,35, 1,25, 0,78 \$ US/kg H<sub>2</sub> pour la production, le stockage et la déshydrogénation du méthanol respectivement), pour des usines situées dans le Golfe du Mexique (R-K. Ahluwalia, 2019). La différence de coût entre les deux cas est due à l'économie d'échelle pour la production de méthanol. Il est important de noter que ce prix est basé sur le méthanol produit par le reformage à la vapeur du méthane plutôt que par de l'hydrogène vert. Les coûts de production du méthanol utilisant de l'hydrogène vert seraient plus élevés que ceux du gaz naturel.

Dans une autre étude (H. Nieminen, 2019), le coût du stockage de l'hydrogène par la voie méthanol est de 1,48 \$ US/kg H<sub>2</sub> pour une production de 54 T/j de méthanol par le procédé classique d'hydrogénation du CO<sub>2</sub> en phase gazeuse, et de 2,7-3,7 \$ US/kg H<sub>2</sub> avec un procédé alternatif en phase liquide (capacité : 59 T/j de méthanol) utilisant l'alcool comme solvant (un taux de conversion de 1,11 \$ US euro a été utilisée). Le prix ne comprend pas le coût de l'hydrogène.

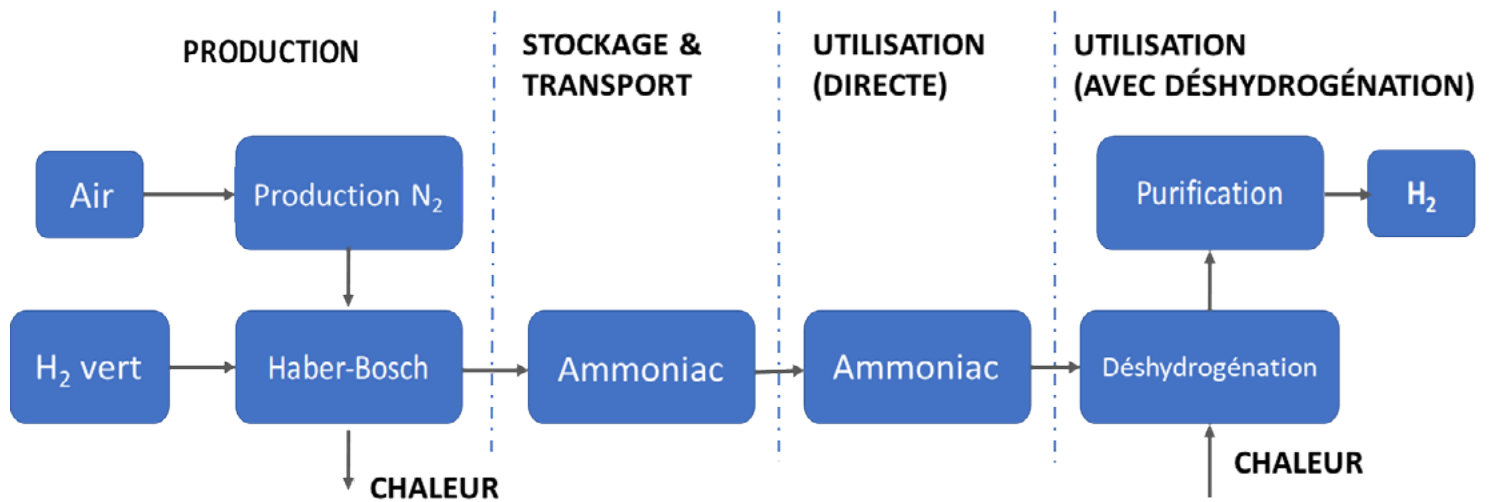


Figure 37 : Hydrogène stocké sous forme d'ammoniac.

Il convient de mentionner que le coût du stockage de l'hydrogène sous forme de méthanol dépend des scénarios de prix de vente du méthanol futur, qui est affecté par la demande du marché. L'avantage de ce type de stockage réside dans la possibilité d'utiliser ces systèmes pour réduire les émissions de CO<sub>2</sub> (à condition que nous puissions réutiliser le CO<sub>2</sub> libéré dans l'atmosphère par l'utilisation du méthanol), et en même temps la possibilité de fournir une possibilité de stabilisation du réseau électrique par l'apport d'un stockage d'énergie sous forme chimique, offrant ainsi une flexibilité significative au marché.

#### • AMMONIAC

L'ammoniac est un produit chimique de commodité qui fait partie intégrante du marché de l'hydrogène et qui utilise environ la moitié de la production mondiale d'hydrogène. L'ammoniac offre un moyen de stockage de

l'hydrogène intéressant, avec une densité de stockage de l'hydrogène très élevée de 17,8 % en masse et 123 g/L. La capacité volumétrique de stockage de l'hydrogène de l'ammoniac est presque deux fois supérieure à celle de l'hydrogène liquide. De plus, son processus de synthèse, de stockage, de manipulation et de transport est mature (Figure 37). Cependant, malgré sa densité volumétrique élevée en hydrogène et son infrastructure de synthèse et de distribution bien établie, l'ammoniac n'a pas été utilisé comme vecteur d'hydrogène au cours de la dernière décennie en raison des problèmes liés à sa décomposition à haute température, à la taille et au coût du réacteur catalytique, à l'incompatibilité des piles à combustible à membrane échangeuse de protons (PEM) en présence de traces d'ammoniac (> 0,1 ppm) (Y.A. Gomez, 2018) et aux questions de sécurité (G. Thomas, 2006).

Malgré ces préoccupations, il ne faudrait pas oublier la contribution potentielle de

l'ammoniac dans une approche énergétique basée sur l'hydrogène. Le positionnement de l'ammoniac comme principal vecteur énergétique dans la nouvelle stratégie du Japon en matière d'hydrogène (Crolius, 2018) et la construction d'installations de production d'ammoniac écologiques au Chili, en Australie et en Nouvelle-Zélande (Brown, 2019) constituent les premières étapes du développement du modèle de stockage d'hydrogène par l'ammoniac.

La synthèse de l'ammoniac par le procédé Haber-Bosch fait partie des procédés chimiques les plus étudiés. La réaction de synthèse est réalisée dans un réacteur muni de deux à quatre lits de catalyseurs au fer donnant une conversion d'environ 15 % en ammoniac à une pression de 15 à 35 MPa, des températures de 350 à 550 °C et un rapport de 3 entre l'hydrogène et l'azote (J. Guo, 2017), (J.G. Chen, 2018). Le gaz de synthèse non converti est recyclé.



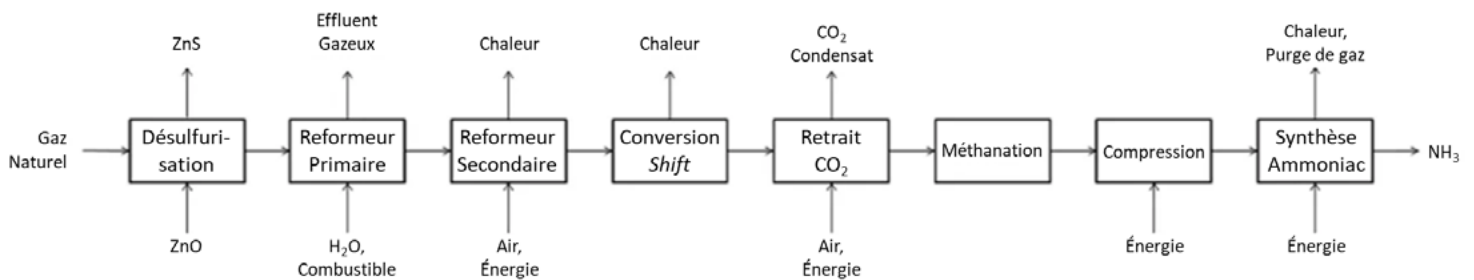


Figure 38 : Diagramme bloc – Ammoniac à base de gaz naturel.

Par rapport au procédé actuel de production d'ammoniac à partir de combustibles fossiles, la conversion d'une installation de production d'ammoniac à partir de gaz naturel (Figure 38) en une installation utilisant l'hydrogène vert nécessiterait des modifications mineures puisque les réactifs ( $H_2$  et  $N_2$ ) sont inchangés. Cela signifie que les usines d'ammoniac existantes pourraient être réaménagées pour utiliser de l'hydrogène vert (par exemple, de l'hydrogène produit par électrolyse) au lieu de combustibles fossiles (Pfromm, 2017), (Philibert, 2017).

L'ammoniac peut être utilisé directement dans les piles à combustible à oxyde solide à haute température, les turbines à gaz et les moteurs à combustion interne (A. Affif, 2016), (Laursen, 2018). Selon l'application de l'utilisateur final, l'ammoniac peut avoir besoin d'être reconverti en hydrogène, séparé de l'azote et purifié au point d'utilisation. La conversion de l'ammoniac en hydrogène et en azote utilise 16 %

de l'énergie stockée dans l'ammoniac, soit 6,3 kWh/kg  $H_2$ , (P.T. Aakko-Saksa, 2018) et un niveau d'énergie similaire est utilisé pour convertir l'hydrogène en ammoniac (S. Giddey, 2017). Toutefois, une intégration thermique efficace au cours du processus de conversion pourrait accroître l'efficacité énergétique de la chaîne de procédé (Pfromm, 2017). L'un des principaux défis de l'utilisation de l'ammoniac comme moyen de stockage de l'hydrogène est de pouvoir utiliser un procédé de décomposition de l'ammoniac efficace sur le plan énergétique, compétitif en terme de coût, fiable et évolutif, ainsi que la séparation et la purification de l' $H_2$ .

Le procédé de conversion de l'ammoniac en hydrogène n'est pas aussi mature que le processus Haber-Bosch. La méthode la plus courante de conversion de l'ammoniac en hydrogène est la thermolyse, qui nécessite une température élevée de 650 °C pour obtenir une conversion complète. Les

catalyseurs les plus actifs pour la conversion de l'ammoniac sont trop chers pour un déploiement à grande échelle. Plusieurs catalyseurs moins chers ont donné des résultats encourageants, mais il reste des incertitudes techniques à résoudre concernant leurs applications à l'échelle industrielle (K. E. Lamb, 2019).

Le Programme SIP du Japon prévoit un coût de production d'ammoniac (hors hydrogène) de 1 \$ US/kg  $H_2$  en utilisant de l'hydrogène vert et de 1 \$ US/kg  $H_2$  pour la déshydrogénation (SIP, 2019). L'IRENA fait état d'un coût de production de l'ammoniac de 2,8 à 3,4 \$ US/kg  $H_2$  par rapport à un coût concurrentiel de 1,3 à 1,98 \$ US/kg  $H_2$  pour les combustibles fossiles (IRENA, 2019). Dans une autre étude réalisée par le DOE, le coût de stockage indiquée est de 20,6 \$ US/kg  $H_2$  et de 0,61 \$ US/kg  $H_2$  pour l'hydrogénation et la déshydrogénation respectivement pour une capacité de 50 T/j de  $H_2$  (T. Autrey, 2018).



Les CAPEX des usines de production d'ammoniac augmentent de manière significative en dessous d'une taille d'usine de 100 T/j. Par conséquent, ce n'est probablement pas l'option de stockage la plus compétitive pour les petites usines d'hydrogène (Y.Kojima, 2013).

L'ammoniac pourrait être la méthode la moins chère pour le stockage de l'hydrogène dans un avenir proche. Sa production repose sur une technologie bien établie et éprouvée et grâce aux récents développements, il peut être utilisé directement comme combustible au lieu d'être craqué pour être reconverti en hydrogène, ce qui peut réduire considérablement le coût du stockage de l'hydrogène. Par rapport au méthanol qui a besoin d'une source de CO<sub>2</sub> pour sa production, les usines d'ammoniac existantes peuvent passer à l'hydrogène vert sans modifications importantes des installations. Le défi actuel concernant l'ammoniac est lié au fait que les nouvelles usines d'ammoniac ont tendance à avoir une capacité plus faible que les usines d'ammoniac à base de combustibles fossiles. Cela peut entraîner des CAPEX et des coûts de stockage plus élevés sur la base du coût unitaire de l'ammoniac produit. En outre, cela pourrait réduire l'objectif de conversion des grandes usines d'ammoniac

alimentées par des combustibles fossiles à l'hydrogène vert. Un autre défi est que le procédé Haber-Bosch a été conçu pour un fonctionnement en régime permanent, des démarrages et arrêts de l'installation trop fréquents comportant des risques importants tel l'endommagement des catalyseurs en raison du cycle thermique. Par conséquent, lors du passage à l'hydrogène vert produit par électrolyse qui fonctionnerait avec une alimentation électrique intermittente, un stockage séparé de l'hydrogène est nécessaire pour fournir une alimentation constante à l'unité de synthèse d'ammoniac. Il est clair que le méthanol et l'ammoniac sont tous deux des solutions très intéressantes pour le stockage de l'hydrogène. Le choix entre ces deux options devra être établi d'après les critères de l'utilisateur final, du CAPEX requis pour la séparation de l'air dans l'unité d'ammoniac par rapport au coût du captage et du transport du CO<sub>2</sub> dans l'unité de méthanol, ou du CAPEX plus faible de la synthèse du méthanol en raison du nombre d'équipements inférieur par rapport au procédé Haber-Bosch. Toutefois, les deux présentent l'avantage de pouvoir être utilisés directement sans déshydrogénation, ce qui permet de réaliser des économies de coûts et d'énergie importantes par rapport à d'autres vecteurs liquides.

#### • ACIDE FORMIQUE

L'acide formique, l'acide carboxylique le plus simple, est incolore, peu toxique, facile à transporter et à stocker à température ambiante. Il peut être obtenu comme sous-produit industriel par réduction photoélectrique et catalytique du CO<sub>2</sub> (J. Klankermayer, 2016). Bien que l'acide formique ne contienne que 4,4 % en masse de H<sub>2</sub>, en raison de sa densité élevée de 1,22 g/cm<sup>3</sup>, sa capacité volumétrique atteint 53 g H<sub>2</sub>/L. Cela équivaut à une densité énergétique de 1,77 kW-h/L qui dépasse celle des réservoirs d'hydrogène sous pression commerciaux de 70 MPa (par exemple, 1,4 kW-h/L pour la Miac de Toyota) et peut donc convenir à des applications automobiles et mobiles (X. Wang, 2018), (K. Sordakis, 2018).

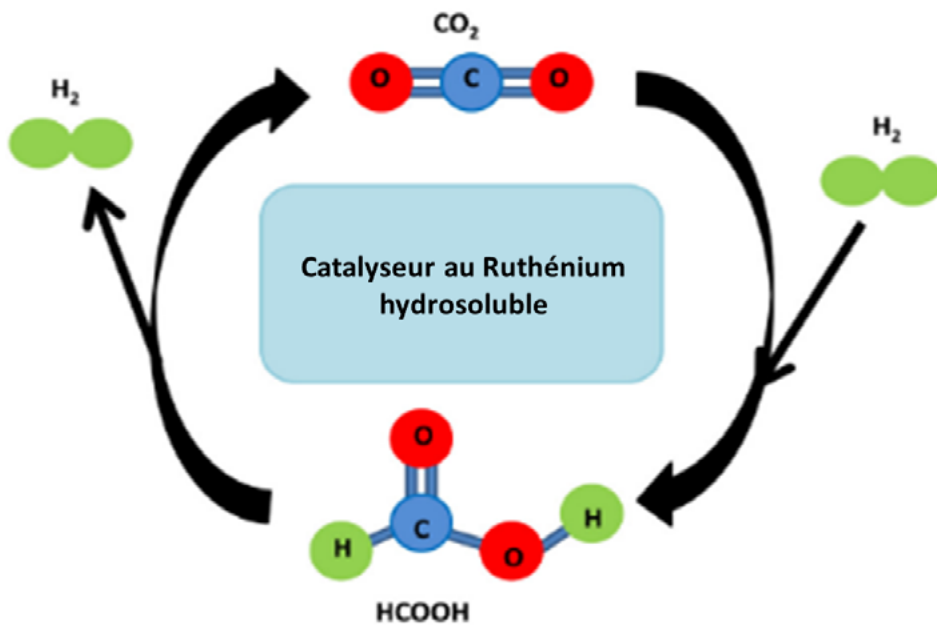


Figure 39 : Représentation schématique d'un système catalytique homogène basé sur un catalyseur soluble dans l'eau qui décompose sélectivement l'acide formique en  $H_2$  et  $CO_2$  en solution aqueuse (S. Niaz, 2015).

En raison de la thermodynamique favorable de l'acide formique, la déshydrogénation peut être effectuée dans des conditions douces; des pressions d'hydrogène élevées sont de plus relativement faciles à atteindre, un avantage unique parmi les vecteurs liquides (H. Kawanami, 2017). Cependant, pendant la déshydrogénation, du  $CO_2$  à haute pression se forme également, comme le montre la Figure 39 (Iguchi, 2016). Pour que l'installation soit adéquate, la séparation du  $CO_2$  et de l'hydrogène doit également être effectuée à haute pression afin d'éviter la recompression de l'hydrogène. Si la séparation du  $CO_2$  à haute pression est effectuée de façon économique, la possibilité d'alimenter l'hydrogène à haute pression sans avoir recours à des compresseurs mécaniques est intéressante dans plusieurs applications, notamment pour les stations de ravitaillement des véhicules à pile à combustible.

L'acide formique peut être directement utilisé dans les piles à combustible. En 2006, BASF et Tekion (un développeur de micro-piles à combustible pour les appareils électroniques portables) ont signé un accord conjoint pour développer et tester l'utilisation directe de l'acide formique dans les piles à combustible (BASF, 2006). Les caractéristiques de ces types de piles à combustible sont abordées au chapitre 3. Par ailleurs, en 2010, BASF a breveté un procédé de production d'acide formique basé sur l'hydrogénation du  $CO_2$  dans un milieu basique (T. Schaub, 2011). Toutefois, aucune autre information n'a été trouvée sur l'existence d'usines pilotes ou unités commerciales dans ce domaine. La demande en électricité dans la production d'acide formique selon le procédé de BASF est d'environ 6,7 kWh/kg, à laquelle il faut ajouter environ 3,7 kg de vapeur haute pression et 2 kg de vapeur moyenne pression par kg

d'acide formique produit (M. Perez-Fortes, 2016). D'autres procédés ont été développés pour la production d'acide formique, comme celui du Mantra Venture Group, qui produit de l'acide formique par un procédé breveté d'électro-réduction de l'eau et du  $CO_2$  (Global News, 2015).

Malgré les efforts importants consacrés au développement de l'acide formique pour le stockage de l'hydrogène au cours des dix dernières années, un long chemin reste à parcourir avant de pouvoir utiliser avec succès l'acide formique comme matériau de stockage et de transport de l'hydrogène dans des applications industrielles. Des questions telles que les mécanismes de déshydrogénation catalytique, la performance du catalyseur, l'utilisation de solvants organiques nocifs pour l'environnement tels que la phosphine ainsi que le coût élevé du catalyseur, sont autant de sujets qui nécessitent des recherches plus approfondies.

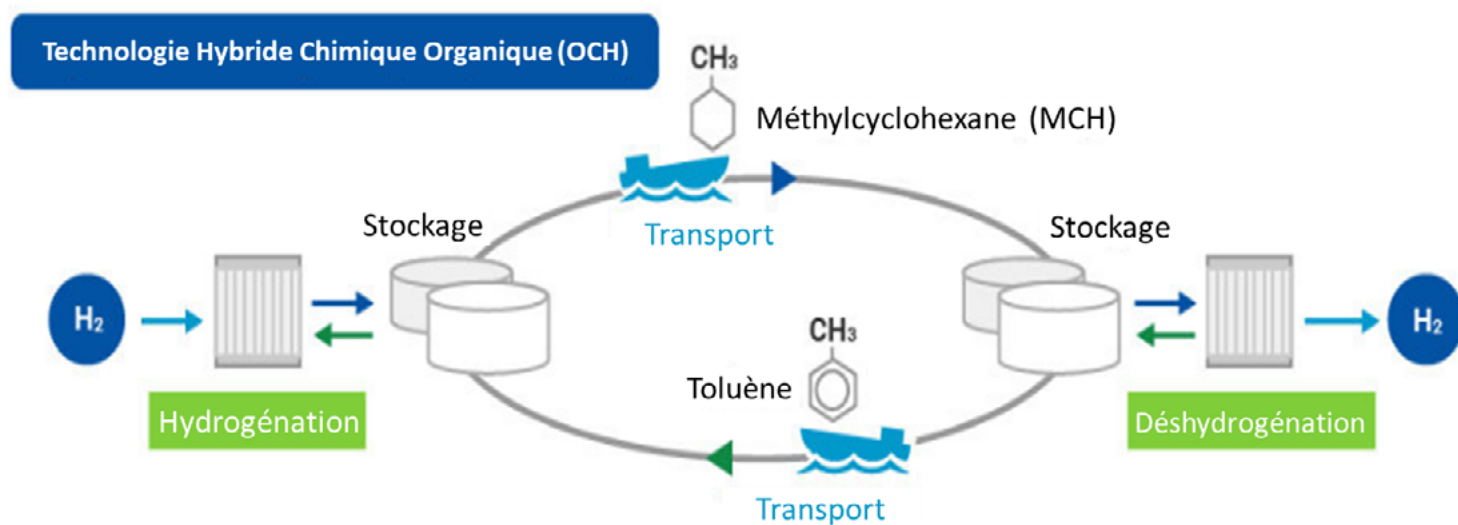


Figure 40 : Stockage de l'hydrogène à l'aide de toluène/MCH (Chiyoda 2019).

#### • MÉTHYL-CYCLOHEXANE

Actuellement, les vecteurs liquides les plus reconnus comprennent les cycloalcanes tels que le méthyl-cyclohexane (MCH) (Y. Okada, 2006) (N. Boufaden, 2016), (R.Jafari, 2018) et (M. Niermann, 2019). La densité énergétique volumétrique du MCH est de 47,3 g/L H<sub>2</sub>, soit environ 2,6 fois moins que celle de l'ammoniac. Le toluène, vecteur liquide déshydrogéné, réagit avec l'hydrogène en présence d'un catalyseur à base de métal noble à des pressions de 30 à 50 bars et à des températures de 50 à 250 °C (A.A.Shukla, 2010). La chaleur dégagée pendant le processus d'hydrogénation peut être réutilisée par exemple pour le préchauffage du processus de déshydrogénation (C. Krieger, 2016). La déshydrogénation s'effectue à des températures de 50-420 °C.

L'hydrogène obtenu peut aussi, dans certains cas, avoir besoin d'être séparé de la vapeur liée au vecteur (Figure 40).

Le MCH est une option relativement peu coûteuse avec le toluène comme molécule vecteur. Environ 22 MT de toluène sont actuellement produites chaque année (pour des applications commerciales). Il coûte environ 700-900 \$ US/T (S&PGlobal, 2019). Cependant, le toluène est toxique et doit être manipulé avec précaution, même si les problèmes de sécurité connus ont été largement résolus ces dernières années. Une

alternative non toxique est le dibenzyltoluène. Mais son prix est significativement (~5 fois) plus élevé que celui du toluène (M. Niermann, 2019). L'AIE mentionne un coût d'hydrogénation du MCH de 0,4 \$ US/kg H<sub>2</sub> et celui de la déshydrogénation de 2,1 \$ US/kg H<sub>2</sub>. Dans une autre étude réalisée par le DOE, le coût du stockage est de 0,6 \$ US/kg H<sub>2</sub> et de 0,75 \$ US/kg H<sub>2</sub> pour l'hydrogénation et la déshydrogénation, respectivement, pour une capacité de 50 T/j H<sub>2</sub> (T. Autrey, 2018).

Technologie de stockage	Procédé de stockage				Procédé de libération	
	Chaleur	Température (°C)	Pression (bar)	Électricité (kWh/kg H <sub>2</sub> )	Chaleur (kWh/kg H <sub>2</sub> )	Température (°C)
Gaz 100 bars	--	Ambiante		1	--	--
Gaz 350 bars	--	Ambiante		2.05	--	--
Gaz 700 bars	--	Ambiante		2.67	--	--
Hydrogène liquide	--	-253 C		8-12 (CIBLE 6)	--	--
Ammoniac	--	400-600		2-4	4.2	350-900
Méthanol	--	250	50	1.3-1.8	6.7	250
Acide formique	64	100-180	105	6.7	4.3	<100
MCH-TOL	-	150	30	0.7	11.2	350

Tableau 17 : Comparaison de la demande énergétique pour différentes technologies de stockage de l'hydrogène (hydrogénation et déshydrogénation) (Gardiner, 2009), (Pfromm, 2017), (Perez-Fortes, 2016).

Toutefois, par rapport à l'ammoniac ou au méthanol, le MCH doit être déshydrogéné au point d'utilisation, le toluène étant retourné vers le site de production d'hydrogène. Cela augmente le coût global de l'hydrogène dans ce procédé, sans compter la dégradation ou la perte d'une certaine quantité de toluène au cours des cycles. Une étude énergétique et exergetique réalisée sur le stockage de l'hydrogène à l'aide d'ammoniac et de MCH montre que l'efficacité totale du système NH<sub>3</sub> est de 22,5 % et celle du système MCH de 18 %. Cependant,

la distance physique entre les installations d'hydrogénation et de déshydrogénation n'était que de 1 km, ce qui réduit la différence de coût de transport entre l'ammoniac et le système MCH (S. Obara, 2019). Dans le monde réel, la distance sera plus longue, ce qui augmentera le prix. Par rapport au MCH, l'utilisation de l'ammoniac comme combustible final élimine l'étape de déshydrogénation et réduit d'environ un quart les pertes d'énergie dans le système, ce qui privilégie le scénario ammoniac par rapport au MCH.

Le Tableau 17 résume la demande énergétique pour différentes technologies de stockage de l'hydrogène.

## Remorque à tubes 180-500 bars

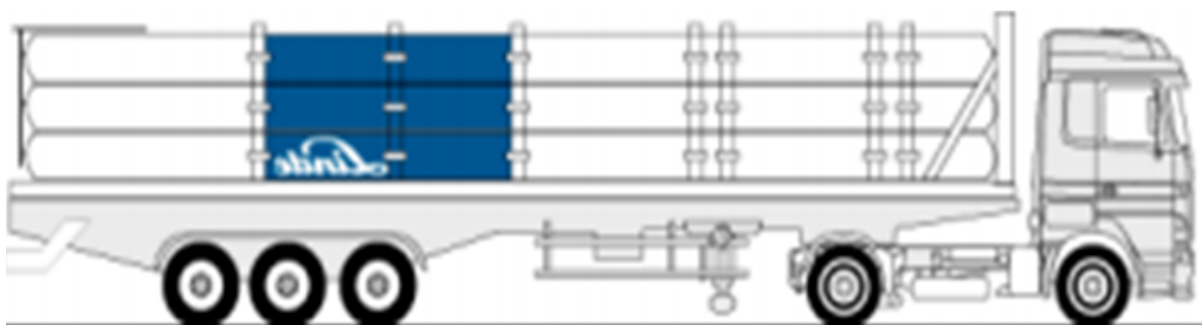


Figure 41 : CGH2 tube trailers (Tamhankar, 2014).

### 2.2 TRANSPORT

La section précédente a permis de faire le point sur les technologies mises en oeuvre pour stocker l'hydrogène sous forme pure (gaz comprimé ou liquide) ou par l'entremise d'un vecteur liquide (ammoniac, méthanol ou méthylcyclohexane). L'objet de la présente section est d'examiner de façon critique les méthodes existantes et déployées commercialement pour le transport de l'hydrogène, ainsi que les coûts associés pour chacune des options.

#### 2.2.1 Gaz comprimé

##### CAMION

Aujourd'hui, les conteneurs de gaz comprimé sont utilisés principalement pour la distribution de volumes limités d'hydrogène. Pour le transport de volumes plus importants, une possibilité est d'assembler plusieurs bouteilles ou tubes de gaz sous pression en faisceau sur des remorques tractées dites de CGH<sub>2</sub> (Figure 41).

L'arrangement le plus courant est de neuf tubes d'une capacité de 92 pieds cubes (Chen, 2010). Les gros tubes généralement en acier sont enchâssés dans une structure protectrice. Ce système présente l'inconvénient d'avoir une masse nette élevée.

La densité de stockage dans une remorque CGH<sub>2</sub> n'est pas aussi élevée que dans un camion-citerne pour les carburants liquides (essence ou diesel). Le volume disponible de transport d'hydrogène par camion est donc plus faible. Les remorques monotubes transportent environ 500 kg d'hydrogène, en fonction de la pression et du matériau du réservoir. Le plus grand volume de réservoir pour le transport d'hydrogène gazeux est actuellement de 26 m<sup>3</sup>. Considérant le faible facteur de densité de l'hydrogène à 500 bars, la charge est d'environ 1100 kg d'hydrogène par camion. Cette masse est

Pression	Capacité H <sub>2</sub> (kg)	Délivré H <sub>2</sub> (kg)	Poids Brut Véhicule (kg)
250 bars	800	720	31,000
350 bars	1050	907	34,200
540 bars	1500	1350	45,700

Tableau 18 : Masse d'une remorque de gaz hydrogène comprimé (Baldwin, 2013).

rarement atteinte dans la pratique en raison de la réglementation limitant la pression autorisée, la hauteur, la largeur et la masse des tubes. Par exemple, le ministère américain des transports a récemment approuvé la fabrication et l'utilisation de réservoirs de stockage composites à haute pression (500 et 900 bars) plus légers (GASWORLD, 2018) destinés au transport routier. Ces cuves sous pression pèsent jusqu'à 70 % de moins que les cuves en acier (HEXAGON COMPOSITES, 2017). Par ailleurs, lors de la vidange des tubes, une partie de l'hydrogène ne peut pas être évacuée en raison de la pression existant dans l'unité de récep-

tion et ne peut donc pas être utilisée. Le déchargement ou le remplissage des tubes au sol à partir de la remorque de livraison nécessite un espace suffisant et prend également beaucoup de temps.

Une autre possibilité pour la livraison de l'hydrogène comprimé utilise le principe de livraison/échange qui est le mieux adapté à des espaces limités et qui réduit au minimum le temps passé par le chauffeur sur le site. Cette option sert également de stockage au sol pour la distribution directe d'hydrogène aux utilisateurs finaux.

Le Tableau 18 illustre les capacités de transport d'hydrogène et la masse brute des camions obtenues pour trois pressions de livraison selon le modèle TITAN V Magnum d'Hexagon Lincoln.

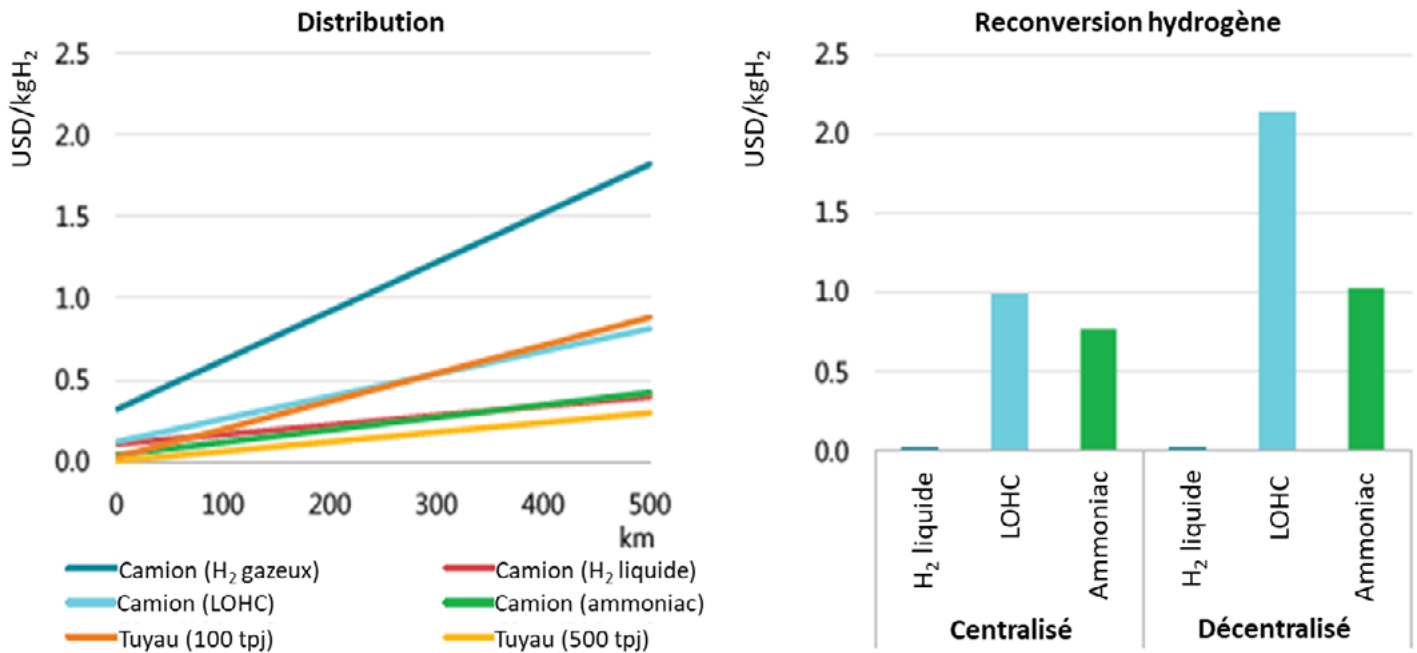


Figure 42 : Coût de distribution de l'hydrogène vers une grande installation centralisée et coût de la reconversion en hydrogène gazeux.

Le coût de transport de l'hydrogène comprimé comprend le capital lié à la remorque, le carburant et les coûts logistiques mais exclut les dépenses liées aux cuves de compression et de stockage sur le site.

Plusieurs études sur le transport de l'hydrogène comprimé ont été publiées dans la littérature (Figure 42). Le coût du transport dépend de la distance parcourue et des quantités d'hydrogène comprimé. Pour une distance de transport de 200 km, le coût rapporté est de 0,69 \$ US/kg H<sub>2</sub> avec des remorques à tubes (R. Boudries, 2019). Une autre analyse a montré que le coût total du transport de l'hydrogène diminue avec la capacité transportée. En fait, le coût total actualisé du transport de l'hydrogène, pour des distances inférieures à 350 km, s'avère élevé (entre 2,1 et 2,9 \$ US/kg) en dessous d'une capacité de 1 T/j en raison des investissements associés à

l'équipement des camions, mais il diminue de plus de 1 \$ US/kg pour une capacité de transport de 50 t/j du fait des économies d'échelle. Parallèlement, le coût global augmente également en fonction de la distance parcourue en raison du coût du carburant, sans compter une augmentation de 0,7 \$ US/kg supplémentaire sur environ 350 km due aux coûts de logistique (A. Lahnaoui, 2019). Ces chiffres peuvent être comparés à ceux d'une étude du DOE (R-K. Ahluwalia, 2019) qui s'élèvent à 1,4 \$ US/kg H<sub>2</sub>. Un autre coût mentionné dans la littérature pour le transport par camion s'élève à 0,21 \$ US/kg (R. Jafari, 2018).

#### GAZODUC

Bien que de nos jours l'hydrogène soit en majorité transporté par camion sous forme gazeuse, cette opération reste relativement coûteuse. À plus grande échelle, l'utilisation

d'un réseau de gazoducs offre des possibilités intéressantes. Il existe dans le monde près de 4500 km de gazoducs d'hydrogène (environ 2600 km aux États-Unis), desservant principalement l'industrie pétrochimique. Ces gazoducs fonctionnent généralement à des pressions modestes (~40-60 bar), ont un faible coût d'exploitation et une durée de vie de 40 à 80 ans. Cependant, la construction de nouveaux gazoducs nécessite un investissement initial élevé, qui ne convient qu'aux grands volumes d'hydrogène. Le coût des nouveaux gazoducs d'hydrogène est équivalent à trois remorques par kilomètre (Air Liquide, 2018). Selon plusieurs études, le CAPEX d'un gazoduc est estimé entre 0,3 et 1,5 M\$ US/km en fonction de son emplacement et de sa taille (DeliverHy, 2013). Pour justifier la distribution par gazoduc tout en évitant des coûts élevés, la meilleure façon est de créer



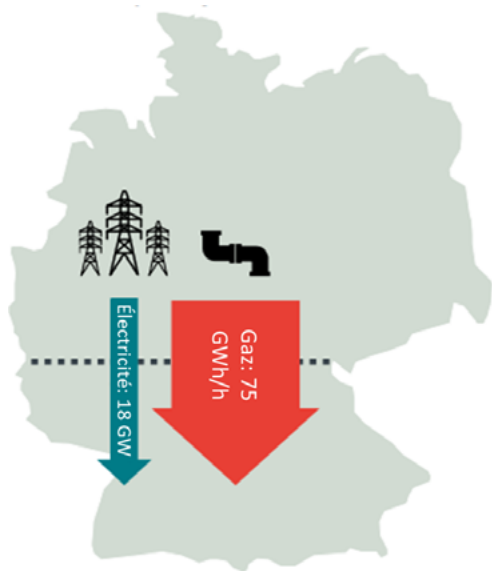


Figure 43 : Comparaison des capacités de transport nord-sud préexistantes pour l'électricité et le gaz en Allemagne (D.Bothe, 2018).

des micro-réseaux de distribution locaux et régionaux et éventuellement de les combiner dans un réseau transrégional.

La quantité d'hydrogène requise par l'utilisateur final est un élément essentiel du mode de distribution. Pour les volumes importants, des tubes de gros diamètre peuvent être utilisés, ce qui réduit le coût de la livraison. Par exemple, l'AIE a indiqué que si 100 T/j sont nécessaires à un endroit situé à 500 km du point de production (ou du terminal de carburant), l'utilisation de camions est moins coûteuse que la construction d'un gazoduc; si 500 T/j sont nécessaires, le coût unitaire d'un gazoduc sera moins élevé. Toutefois, il est raisonnable de penser qu'au cours de la prochaine décennie, les remorques de CGH<sub>2</sub> et les réservoirs d'hydrogène liquide resteront les principaux modes de distribution, tout comme le camion est le moyen actuel principal de distribution d'essence et de diesel dans les stations de ravitaillement géographiquement dispersées.

Le DOE mentionne des coûts pour les nouveaux gazoducs d'hydrogène entre 469 000 \$ US/km pour un tuyau en acier de 10 pouces dans une zone de classe 1, et de 938 000 \$ US/km pour un tube dans

une zone de classe 4, quelle que soit son diamètre. Ce prix exclut les stations de compression nécessaires au maintien des pressions de fonctionnement dans le pipeline (Chen, 2010). Selon l'AIE (2019), le coût du transport de l'hydrogène gazeux s'élève à 1 \$ US/kg H<sub>2</sub> pour 1 500 km en tenant compte des CAPEX et des OPEX. Plus la distance augmente, plus le coût du transport de l'hydrogène par gazoduc augmente en raison du nombre accru de stations de compression. Il est bien entendu que le transport d'hydrogène par gazoduc est le moins cher si le gazoduc est déjà construit ou déjà disponible.

#### GAZ NATUREL ENRICHÉ

Une autre option consiste à utiliser le réseau de gaz naturel existant et à enrichir le gaz en le mélangeant à de l'hydrogène. L'Allemagne, les États-Unis et le Royaume-Uni y ont eu recours dans le passé. Pour utiliser les gazoducs existants, il faut évaluer au cas par cas leur compatibilité en termes de type d'acier utilisé et de pureté d'hydrogène à transporter. Un mélange contenant jusqu'à 15 % d'hydrogène peut nécessiter que des modifications mineures du gazoduc (M. W. Melaina, 2013), (Nederland, 2018).

L'utilisation du gaz naturel enrichi dans les gazoducs n'est pas nécessairement la solution la plus adaptée pour le transport de l'hydrogène. Le principal défi réside dans le fait que le volume nécessaire pour fournir la même quantité d'énergie que le gaz naturel est trois fois plus élevé. Des capacités de transport et de stockage supplémentaires pourraient s'avérer nécessaires dans le réseau. Les avantages en termes de réduction des émissions de gaz à effet de serre n'étant pas significatifs aux concentrations d'hydrogène actuellement acceptables dans les mélanges, il est plus avantageux d'utiliser l'hydrogène à l'état pur, en particulier pour les applications énergétiques ou chimiques.

Cependant, dans un pays comme l'Allemagne, où il est nécessaire d'étendre le réseau électrique (pour des raisons liées au démantèlement de centrales nucléaires dans le sud du pays et à l'augmentation de capacité des éoliennes dans le nord), l'utilisation de l'infrastructure gazière déjà existante pour le transport de l'énergie est la solution la plus appropriée (Figure 43).

## 2.2.2 Hydrogène liquide

### CAMION

L'hydrogène peut également être transporté sous forme liquide dans des camions ou d'autres moyens de transport semblables. Les camions-citernes d'hydrogène liquide sont souvent utilisés à la place des camions de gaz comprimé lorsque la demande le justifie, les coûts de liquéfaction pouvant être compensés par des coûts de transport plus faibles. La livraison de l'hydrogène liquide aux stations de ravitaillement s'effectue par camions à partir d'installations centrales.

Par rapport aux cuves de gaz sous pression, il est possible de transporter davantage d'hydrogène avec une remorque de LH<sub>2</sub>, car la densité de l'hydrogène liquide est plus élevée que celle de l'hydrogène gazeux. La densité étant de 70,8 kg/m<sup>3</sup>, environ 3,5 T d'hydrogène liquide soit près de 40 000 Nm<sup>3</sup> peuvent être transportées pour un volume de charge nominal de 50 m<sup>3</sup>.

Les camions-citernes cryogéniques hautement isolés peuvent transporter jusqu'à 4 T d'hydrogène liquide et sont couramment utilisés de nos jours sur de longues distances. La distance limite est de 4 000 km en raison de l'augmentation de la pression dans la citerne causée par l'ébullition de l'hydrogène liquide.

Des coûts de livraison de l'hydrogène liquide par camion sont disponibles dans la littérature. Le coût de livraison est estimé à 0,39 \$ US/kg pour un aller-retour de 600 km et pourrait doubler à 0,78 \$ US/kg (M. Ball, 2015) pour un aller-retour de 1 200 km. Selon les données d'un fabricant

d'hydrogène liquide, 1 000 km est une distance raisonnable pour le transport de LH<sub>2</sub> par camion. Pour toute distance supérieure à 1 000 km, le mode de transport préféré est le gazoduc.

En général, l'hydrogène liquide convient mieux au transport sur de longues distances, par rapport à l'hydrogène gazeux comprimé qui convient mieux aux distances plus courtes en quantités plus faibles.

### NAVIRE

Le LH<sub>2</sub> peut en principe aussi être transporté par voie maritime et plusieurs projets étudient activement le développement de navires de transport appropriés. Ces navires seraient semblables aux méthaniers et nécessiteraient la liquéfaction de l'hydrogène avant le transport. De tels navires utiliseraient comme carburant l'hydrogène évacué suite à son ébullition dans le réservoir. Un bateau d'hydrogène liquéfié contiendrait la même quantité d'hydrogène que cinq bateaux d'hydrogène gazeux à 200 bars. Le SIP (2019) estime le coût du transport de l'hydrogène par bateau à 1,8 \$ US/kg H<sub>2</sub>. Le coût comprend le chargement, le transport maritime et le déchargement.

Selon l'AIE (2019), le coût du transport de l'hydrogène liquide par bateau est de 2 \$ US/kg H<sub>2</sub> pour un trajet de 2 500 km. Le coût du transport augmente avec la distance, mais de manière peu significative par rapport au transport par gazoduc.

Dans tous les cas, la chaîne d'approvisionnement maritime nécessitera des investissements d'infrastructure importants pour le stockage de l'hydrogène dans les terminaux d'importation et d'exportation, et pour la construction des installations de liquéfaction et de regazéification dans les terminaux de chargement et de réception.

## 2.2.3 Vecteurs liquides

Pour le stockage et le transport d'hydrogène par vecteur liquide, la molécule « porteuse » doit être chargée en hydrogène, l'hydrogène pur étant extrait à destination. Les vecteurs utilisés ont des propriétés semblables à celles du pétrole brut et des produits pétroliers, et leur principal avantage est qu'ils peuvent être transportés sous forme liquide sans qu'il soit nécessaire de les refroidir ou de les comprimer. En outre, ils permettent un stockage d'énergie à long terme sans évaporation, contrairement à l'hydrogène liquide. Dans certains cas, ils peuvent utiliser les pipelines existants. Toutefois, si le vecteur ne peut pas être utilisé directement, la nécessité de le ramener par camion ou par pipeline à son lieu d'origine pour le recharger en hydrogène, rend cette méthode de transport compliquée et coûteuse. Actuellement, les vecteurs liquides les plus courants sont le MCH, le méthanol et l'ammoniac.

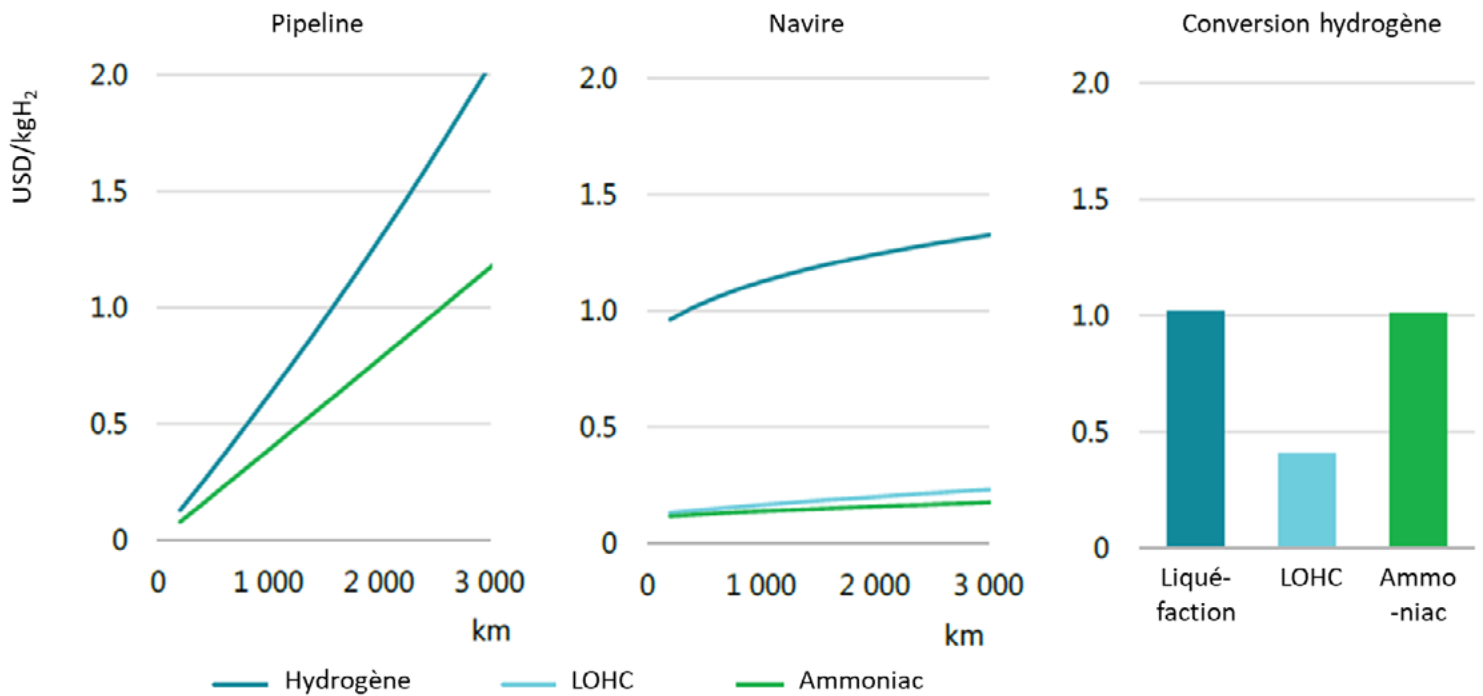


Figure 43 : Coût du transport de l'hydrogène par gazoduc et par bateau, et coût de la liquéfaction et de la conversion de l'hydrogène (IEA, 2019).

L'ammoniac est l'un des vecteurs les plus intéressants et est connu comme un élément clé dans le monde de l'hydrogène. Les procédés de production et de manipulation de l'ammoniac à l'échelle industrielle sont bien établis et la distribution de l'ammoniac bénéficie déjà d'une infrastructure fiable (notamment par pipeline, rail, route et bateau). Environ 180 millions de tonnes d'ammoniac sont produites et transportées chaque année (FAO, 2017).

La teneur en hydrogène de l'ammoniac s'élève à 17,8 % en masse, soit dans 1 m<sup>3</sup> une quantité d'hydrogène deux fois supérieure que dans le cas de l'hydrogène liquéfié, ce qui signifie qu'il est beaucoup moins cher à transporter que l'hydrogène liquide. Bien que l'ammoniac dispose déjà d'un réseau de distribution bien établi, c'est un produit chimique toxique, ce qui peut limiter

son utilisation dans certaines applications. Il existe également un risque qu'une partie de l'ammoniac non brûlé s'échappe, ce qui peut entraîner la formation de particules et l'acidification de l'eau et du sol.

#### PIPELINE

L'AIE mentionne que s'il est moins cher de transporter l'ammoniac que de l'hydrogène par pipeline, le coût de conversion de l'hydrogène en ammoniac entraîne une augmentation du coût global du transport de l'hydrogène. Elle mentionne que le coût total de transport de l'ammoniac sur environ 1500 km est de 1,5 \$ US/kg de H<sub>2</sub>. Cependant, l'ammoniac peut être utilisé tel quel dans plusieurs applications finales, ce qui permet d'éviter le coût de la déshydrogénation, et en fin de compte, de réduire le prix du transport de l'ammoniac sur envi-

ron 1500 km à 0,5 \$ US/kg H<sub>2</sub> (AIE, 2019). Dans le cas du transport par pipeline, la livraison de MCH n'est probablement pas attractive vu qu'il faut renvoyer la molécule porteuse à son lieu d'origine à la fin du cycle.

La Figure 44 montre la comparaison des coûts du transport de l'hydrogène, du MCH et de l'ammoniac par pipeline. Les coûts comprennent le coût du transport et de tout équipement de stockage/auxiliaire nécessaire et excluent les coûts de distribution et de reconversion. Dans le graphique, le terme « LOHC » fait référence au MCH/toluène (AIE, 2019).

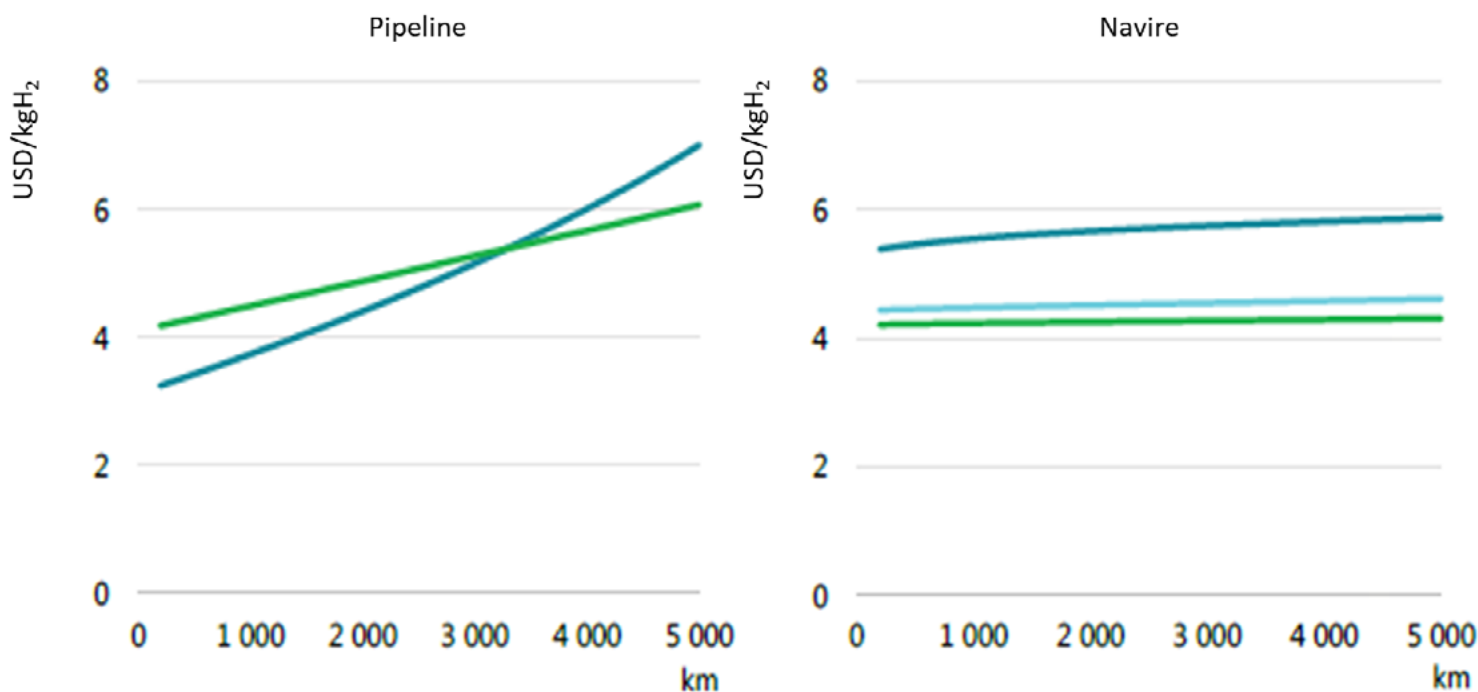


Figure 45 : Coût total de livraison d'hydrogène au secteur industriel par gazoduc ou par bateau (IEA, 2019).

## NAVIRE

Le coût du transport de l'hydrogène sous forme de MCH ou d'ammoniac par bateau sur 1 500 km est semblable, le coût du MCH étant légèrement supérieur (soit 0,6 \$ US/kg H<sub>2</sub>) (AIE, 2019), (SIP, 2019).

## CAMIONS

Un camion-citerne peut transporter environ 5 T de H<sub>2</sub> sous forme d'ammoniac ou 1,7 T de H<sub>2</sub> sous forme de MCH. Pour le MCH, un camion est également nécessaire pour ramener le vecteur (toluène) au point d'origine après l'extraction de l'hydrogène. La quantité d'hydrogène requise dans l'utilisation finale est le critère de choix entre le pipeline ou le camion pour la distribution locale. Pour des volumes plus importants, les pipelines sont plus compétitifs que les camions.

En outre, les coûts dépendent de la qualité de l'hydrogène requise par l'application. Si de l'hydrogène pur est nécessaire, le coût supplémentaire occasionné par la déshydrogénation du vecteur liquide doit être inclus. Le coût de cette reconversion dépend de la pureté de l'hydrogène requise : si l'hydrogène est destiné aux piles à combustible au lieu d'être brûlé, la reconversion est plus coûteuse.

Selon l'AIE, le coût de distribution de MCH par camion sur une distance de 500 km serait de 0,8 \$ US/kg H<sub>2</sub>, et le coût d'extraction et de purification de l'hydrogène dans l'utilisation finale serait de 2,1 \$ US/kg H<sub>2</sub>, soit un coût total de distribution locale de 2,9 \$ US/kg H<sub>2</sub>. Pour une capacité de 890 T/j de MCH, le DOE mentionne un coût de transport et de distribution de 1,56 \$ US/kg de H<sub>2</sub> et un coût de déshydrogénation de 0,75 \$ US/kg de H<sub>2</sub>, soit un coût total de 2,31 \$ US/kg de H<sub>2</sub> (T. Autrey, 2018).

Pour l'ammoniac, le coût équivalent pour le transport serait de 1,5 \$ US/kg H<sub>2</sub>; cependant, si le client final peut utiliser l'ammoniac sans avoir besoin de déshydrogénation, le coût de distribution serait considérablement inférieur, soit 0,4 \$ US/kg H<sub>2</sub> (AIE, 2019). Selon le DOE, le coût de distribution de l'ammoniac est de 1,24 \$ US/kg H<sub>2</sub> et le coût de la déshydrogénation de 0,61 \$ US/kg H<sub>2</sub>, soit un coût total de 1,85 \$ US/kg H<sub>2</sub> (T. Autrey, 2018).

## 2.3 COÛT TOTAL DE LA LIVRAISON ET DU STOCKAGE DE L'HYDROGÈNE

Le coût total de la livraison de l'hydrogène doit considérer l'ensemble des options et des étapes de la chaîne d'approvisionnement. L'option la moins chère pour transporter l'hydrogène dépend fortement du moyen de

## Coût de l'hydrogène USD/kg dépensé

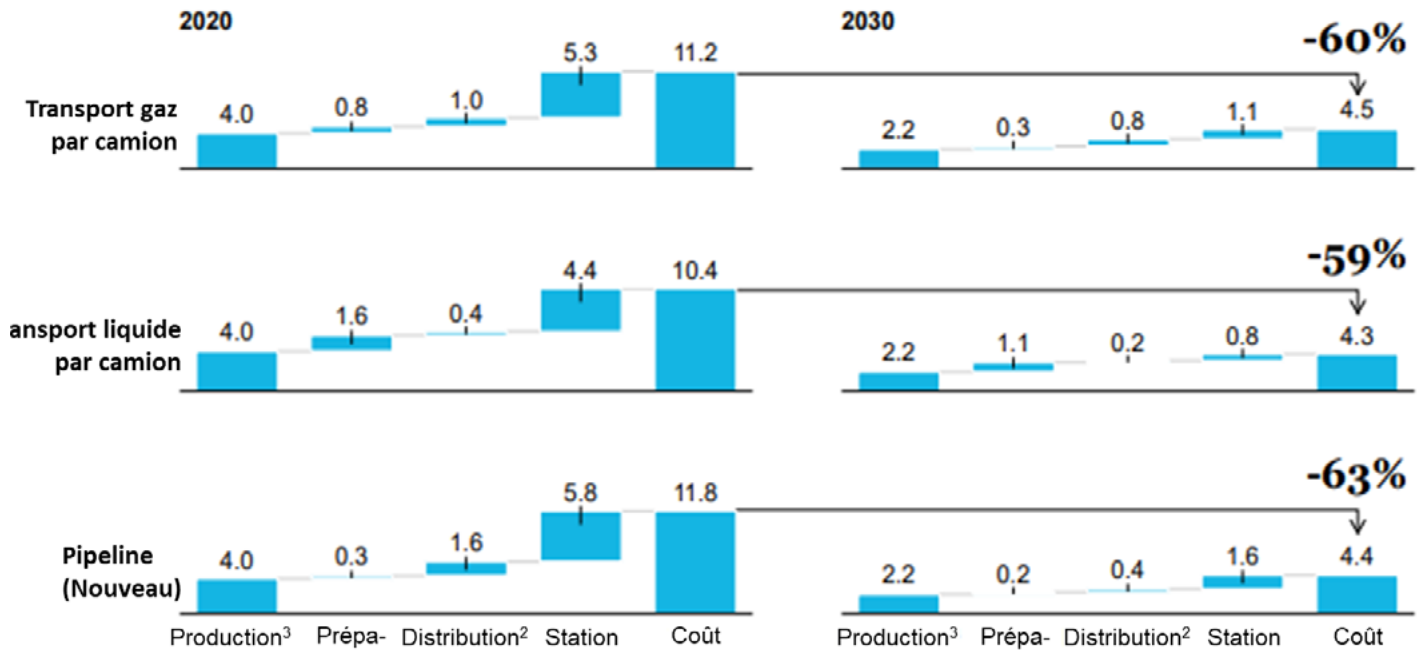


Figure 46 : Évolution du coût de l'hydrogène pour le transport (Hydrogen Council, 2020).

transport et de la distance; les coûts supplémentaires de conversion doivent être mis en perspective par rapport aux économies réalisées sur le transport. Si une option peut être moins coûteuse dans une partie spécifique de la chaîne de valeur, les économies peuvent se retrouver réduites du fait de coûts plus élevés à une autre étape de la chaîne. Par ailleurs, les différentes technologies en jeu varieront en fonction de leur degré de maturité et de leur potentiel de réduction des coûts.

L'analyse de l'AIE suggère que le transport et la distribution de l'hydrogène par gazoduc à l'intérieur des terres est l'option la moins coûteuse pour des distances inférieures à environ 3 500 km. Au-delà, les pipelines d'ammoniac seraient l'option la moins chère considérant les nombreuses stations de compression nécessaires dans le cas de l'hydrogène gazeux. Si l'on compare le transport par gazoduc et par bateau,

l'option gazoduc est moins chère pour des distances inférieures à environ 1 500 km. Au-delà, le transport de MCH et d'ammoniac par bateau est moins coûteux.

Le coût de transport par bateau est plus élevé pour de l'hydrogène liquide que pour l'ammoniac et le MCH; les coûts de transport du MCH et de l'ammoniac sont semblables, celui de l'ammoniac étant légèrement inférieur. Les résultats sont basés sur un transport de 100 T/j dans un pipeline vers un site final situé à 50 km du terminal de réception.

Le Conseil de l'hydrogène a examiné trois options pour la distribution de l'hydrogène : 1) le transport par camion de l'hydrogène comprimé, 2) le transport par camion de l'hydrogène liquéfié, et 3) l'utilisation de gazoducs (Figure 46).

Il mentionne que l'option à retenir variera selon les cas, en fonction du profil de la

demande et de la distance par rapport au point d'approvisionnement. Pour les courtes distances, l'hydrogène gazeux comprimé offre le coût le plus bas. Le transport routier de liquides est plus économique pour les distances au-delà de 300 à 400 km. Si l'hydrogène est déjà disponible sous forme liquide sur le site de production ou de livraison, le transport sur des distances encore plus courtes sera économique.

La construction d'un nouveau réseau de distribution d'hydrogène est un investissement important sur plusieurs années mais peut devenir économique dans les cas où les volumes sont importants. Toutefois, les entreprises pourraient également utiliser des gazoducs existants. Dans ce cas, le gaz naturel enrichi – si la configuration actuelle du réseau le permet – l'adaptation des installations pour de l'hydrogène pur, peuvent se révéler judicieux.

L'analyse suggère que l'ensemble des modes de distribution de l'hydrogène devraient connaître une baisse de coût significative au cours de la prochaine décennie – de l'ordre de 60 % en incluant la production et jusqu'à 70 % si l'on considère uniquement la distribution et la vente au détail – soit un coût d'hydrogène à la pompe à moins de 5 \$ US/kg d'ici 2030 (Hydrogen Council, 2020).

L'estimation du coût de l'hydrogène incluant la distribution dans les trois options montre également ce qui suit :

- Un plus grand déploiement des canaux de distribution et des stations de ravitaillement est essentiel pour réduire les coûts;
- Les gazoducs sont la solution la moins coûteuse pour les gros volumes d'hydrogène et/ou lorsqu'il existe un réseau à exploiter;

- Les gazoducs et le transport routier à basse pression nécessitent un stockage sur site très coûteux.

Un résumé des méthodes de transport de l'hydrogène est présenté dans le Tableau 19.

Catégorie	Type	Méthode de transport responsable	État de la technologie	Émission GES	Coût transport (US\$/KG)	Notes
Hydrogène compressé	Gaz	Pipeline Camion	Mature	Faible <sup>(2)</sup> - élevée <sup>(3)</sup>	CAMION: 1.4 (T. Autrey, 2018) 0.69 (200 km) (R. Boudries, 2019) 1.4 (R-K. Ahluwalia, 2019)	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Camion plus adapté aux capacités faibles à moyennes</li> <li>• Réseau de pipelines serait l'option la plus efficace pour les projets à grande échelle.</li> <li>• Transport du gaz par gazoduc est moins cher pour les distances inférieures à environ 1 500 km</li> </ul>
Hydrogène liquide	Liquide	Navire Pipeline Camion	Mature	Faible <sup>(2)</sup> - élevée <sup>(3)</sup>	CAMION: 0.39 (600 km); 0.78 (1200 km) (M. Ball, 2015)	1000 km est une distance raisonnable pour le transport de LH2 par camion. Pour toute distance supérieure à 1000 km, le transport par pipeline est le mode de transport privilégié
Ammoniac	Liquide	Navire Pipeline Camion	Mature	Faible <sup>(2)</sup> - élevée <sup>(3)</sup>	CAMION: 1.4 (T. Autrey, 2018)	<ul style="list-style-type: none"> <li>• MCH, méthanol et ammoniac offrent des coûts de transport similaires, l'ammoniac étant légèrement inférieur</li> <li>• Déshydrogénation pas toujours nécessaire sur le site de l'utilisateur final</li> </ul>
Méthanol	Liquide	Navire Pipeline Camion	Mature	Faible <sup>(2)</sup> - élevée <sup>(3)</sup>	CAMION: 0.13 (T. Autrey, 2018)	
MCH/Toluène	Liquide	Navire Pipeline Camion	En déploiement <sup>(1)</sup>	Élevée	NAVIRE: 0.6 (1500 km) (IEA, 2019), (SIP, 2019) CAMION: 0.8 (500 km) (IEA, 2019) 1.56 (T. Autrey, 2018)	Déshydrogénation nécessaire sur le site de l'utilisateur final

Notes: 1) Prototype démontré, 2) Avec l'hypothèse que l'électricité utilisée pour la compression est neutre en CO2, 3) Avec l'hypothèse que les combustibles fossiles sont utilisés pour le transport par camion.

Tableau 19 : Résumé des méthodes de transport de l'hydrogène.



## 2.4

### MODÉLISATION ÉCONOMIQUE DU SYSTÈME D'APPROVISIONNEMENT EN HYDROGÈNE

Dans cette étude, nous avons construit un modèle technico-économique afin d'estimer les coûts de stockage et de transport de l'hydrogène à l'aide d'ammoniac et de MCH. Les principaux paramètres de performance (rendement, durée de vie, besoins en énergie auxiliaire, etc.), les fonctions de coût (coûts spécifiques en fonction de la puissance nominale ou des débits) des principaux systèmes techniques et des pièces d'équipement importantes, et les paramètres économiques pertinents (prix de l'électricité, taux d'intérêt, durée de vie du projet) sont utilisés comme données d'entrée du modèle. Les informations nécessaires pour l'évaluation des coûts proviennent du domaine public et de nos études antérieures. Ce modèle permet de calculer les CAPEX totaux et les OPEX ainsi que le coût global du stockage et du transport de l'hydrogène pour les différentes technologies.

Les hypothèses suivantes ont été utilisées pour développer le modèle :

- L'hydrogène et le vecteur sont produits de manière centralisée. Par la suite, le vecteur est transporté vers des installations de stockage centralisées. C'est dans ces installations que le vecteur est converti selon les besoins de l'utilisation finale, et c'est sous cette forme finale qu'il est livré aux stations de remplissage.
- Le stockage et le transport de l'hydrogène sont déterminés pour une capacité de 500 000 tonnes H<sub>2</sub>/an.
- On suppose que la vapeur, l'électricité et l'eau de traitement sont fournies à la limite des installations.
- La formation de vapeur, l'alimentation électrique et les unités de traitement

des déchets ou de contrôle de la pollution sont considérées comme étant en dehors de la limite des installations.

- Toutes les utilités tels que l'eau dessalée, l'eau déminéralisée, l'eau de refroidissement, l'air, l'azote, l'hélium et les autres produits chimiques nécessaires à la conversion de l'hydrogène sous la forme requise pour son stockage, ou à l'extraction de l'hydrogène de la forme qui était utilisée pour le stocker, sont fournies en dehors de la limite des installations.
- Le facteur d'usage de l'installation de stockage de l'hydrogène (installation d'ammoniac et installation de MCH) est de 90 %.
- Les camions-remorques sont le principal mode de transport des produits.
- Le vecteur est stocké là où il est produit. Il est transporté par train jusqu'à l'installation centrale de stockage. Le transport du vecteur transformé (une forme d'utilisation finale de H<sub>2</sub>) du stockage central à la station de remplissage se fait par camion.
- L'ammoniac est utilisé directement et sans processus de déshydrogénation au point d'utilisation.
- Le nombre de stations de stockage central est de 50.

Parmi les différents technologies, le procédé de liquéfaction de l'hydrogène est celui qui nécessite le plus faible CAPEX. Le CAPEX le plus élevé est celui de la production d'ammoniac en raison du procédé à haute pression utilisé. La comparaison des OPEX des différents procédés de production de vecteurs chimiques privilégie la

liquéfaction de l'hydrogène. C'est l'option la moins coûteuse en termes d'OPEX par rapport à toutes les autres options.

Selon les résultats du modèle de calcul des coûts, le coût du LH<sub>2</sub> est de 2,64 \$ CAN/kg de H<sub>2</sub>, celui du MCH de 9,67 \$ CAN/kg et celui de l'ammoniac de 5,32 \$ CAN/kg de H<sub>2</sub>. Le coût comprend la production et la déshydrogénation du vecteur et son transport. Ces résultats sont conformes aux données disponibles dans la littérature. Toutefois, ces coûts devraient diminuer significativement grâce au développement de procédés de liquéfaction plus efficaces et de nouveaux procédés de production d'ammoniac à des températures plus basses.



## 2.5 CONCLUSION

Contrairement à l'électricité, l'hydrogène peut être stocké avec succès massivement sur de longues périodes. Une méthode de stockage à long terme et à coût compétitif peut avoir un rôle important comme réserve d'énergie dans le cas d'excédents d'énergies renouvelables. Cependant, le stockage de l'hydrogène constitue un défi en raison de la faible densité du gaz; de ce fait il doit être stocké à des densités élevées par différentes méthodes telles que la compression ou la liquéfaction ou dans certains cas, par l'entremise d'un vecteur. Certaines de ces méthodes ont atteint une maturité suffisante pour des applications à grande échelle, voire même sont considérées comme des technologies matures. Étant donné que les technologies disponibles diffèrent fondamentalement en termes d'approche, d'application et d'échelle, il est difficile de les comparer entre elles. En raison des propriétés physiques et chimiques de l'hydrogène, ses coûts logistiques (c'est-à-dire le stockage et le transport) sont plus élevés que ceux d'autres sources d'énergie (comme les combustibles liquides).

Le stockage de l'hydrogène pur peut être réalisé sous forme de gaz comprimé ou liquide, deux formes actuellement utilisées à grande échelle. La technologie de stockage la plus mature pour les applications à grande échelle est le stockage de l'hydrogène comprimé dans des dômes de sel, mais cette méthode n'est pas universellement applicable. Une densité de stockage plus élevée peut être obtenue à partir de l'hydrogène liquéfié, également considéré comme une technologie mature ; cependant, elle nécessite un déploiement plus massif et une réduction additionnelle des coûts pour permettre de gagner en compétitivité.

L'hydrogène peut être transporté à l'état pur ou par le biais d'un vecteur chimique par camions, bateaux ou pipelines. À l'heure actuelle, l'hydrogène pur est généralement transporté par camions dans des conteneurs de gaz comprimé, et dans certains cas dans des réservoirs de liquide cryogénique. De plus, des réseaux locaux/régionaux de gazoducs d'hydrogène sont disponibles dans certains endroits. Le déploiement d'un réseau de gazoducs serait le meilleur choix si l'hydrogène devient une source importante d'énergie. Cependant, les gazoducs nécessitent un investissement initial élevé, qui

ne peut être rentabilisé qu'avec des volumes d'hydrogène conséquents. En général, l'hydrogène liquide convient au transport sur de longues distances, l'hydrogène gazeux comprimé convient à des distances plus courtes en quantités plus faibles, tandis que les gazoducs sont avantageux pour les gros volumes.

Du point de vue de la densité, les méthodes de stockage et de transport par des matériaux tels que l'ammoniac et le méthanol offrent des avantages significatifs; les applications déjà existantes, des procédés de production et des infrastructures de transport matures sont des éléments prometteurs. L'ammoniac et le méthanol peuvent être utilisés directement comme combustibles dans plusieurs applications, éliminant ainsi la nécessité d'une étape de déshydrogénation. En outre, afin de rendre la chaîne d'approvisionnement globale plus compétitive, l'hydrogène comme moyen de stockage de l'électricité pourrait être combiné à d'autres utilisations. Par exemple, de l'ammoniac pourrait être produit à partir d'électricité à bas prix pour le marché domestique des engrais et utilisé directement comme carburant. Une approche semblable pourrait être appliquée au méthanol.

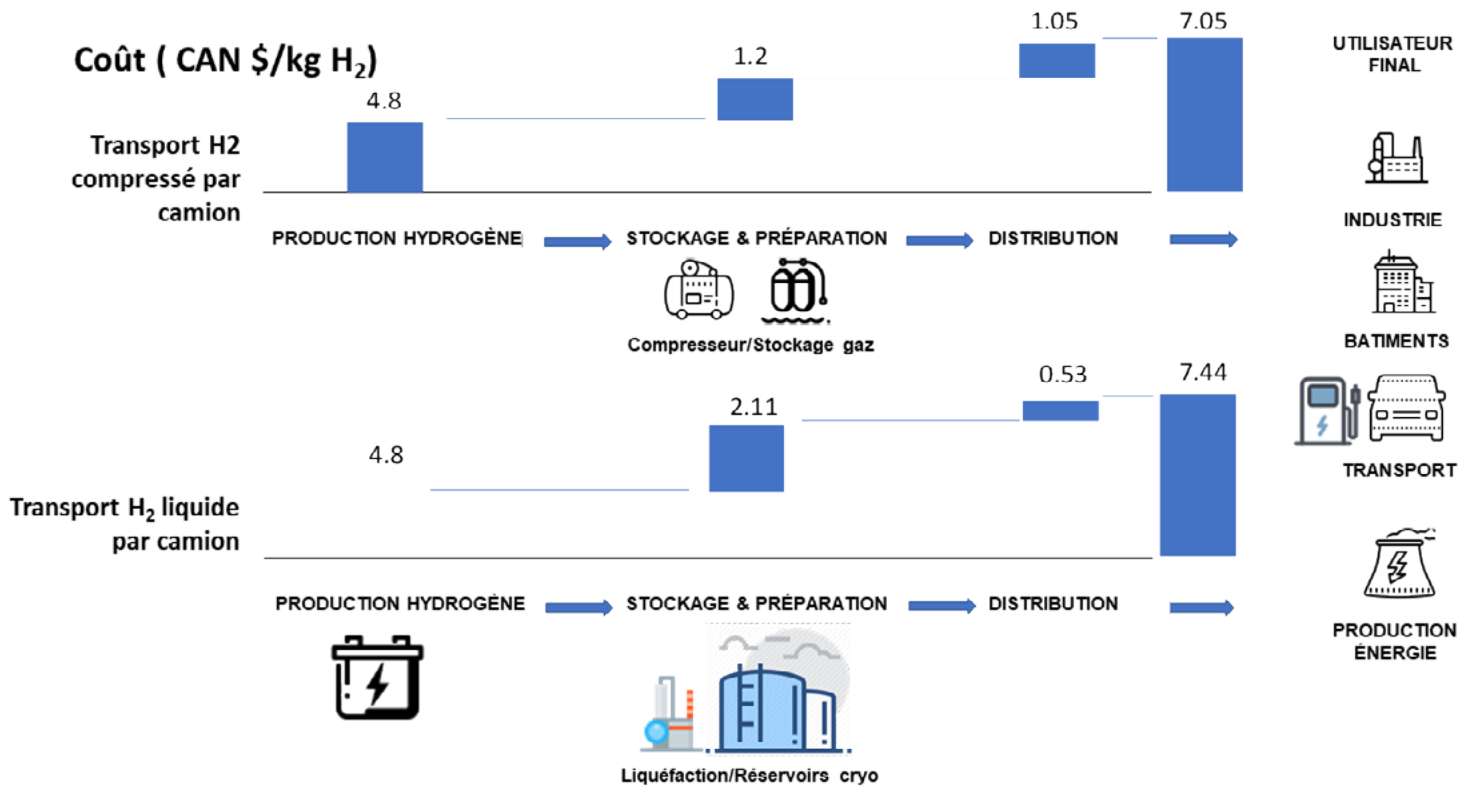


Figure 47 : Résumé de la production, du stockage et de la distribution de l'hydrogène.

Comme nous l'avons vu dans ce chapitre, toutes les technologies de stockage et de transport de l'hydrogène présentent encore des faiblesses et il n'existe pas de technologie parfaite. Néanmoins, plusieurs technologies sont viables, l'option la plus appropriée dépendant de la quantité d'hydrogène, de son utilisation finale, de la distance globale de transport, de l'emplacement et du contexte spécifique. La plupart des tech-

nologies présentées font encore l'objet de recherches très actives et vont permettre des avancées significatives. En conclusion, la méthode de stockage et de transport la plus appropriée doit être évaluée au cas par cas en tenant compte du volume, de la durée, de la distance, de la vitesse d'extraction et du marché spécifique.

La Figure 47 présente le coût estimé le plus bas disponible pour la production, le stockage et la distribution d'hydrogène pur pour le gaz comprimé et l'hydrogène liquide en dollars canadiens.

# 3. TECHNOLOGIE DES PILES À COMBUSTIBLE ET APPLICATIONS COMMERCIALES

**UNE PILE À COMBUSTIBLE EST UN DISPOSITIF ÉLECTROCHIMIQUE QUI CONVERTIT L'ÉNERGIE CHIMIQUE EN ÉLECTRICITÉ, SOUS-PRODUITS CHIMIQUES ET CHALEUR.**

Les piles à combustible diffèrent des autres sources d'énergie électrochimique telles les batteries par le fait que dans les batteries la source des réactifs se trouve à l'intérieur, et que dans les piles à combustible, les réactifs sont alimentés en continu par des sources externes.

On distingue deux sortes de batteries. Dans les batteries primaires les électrodes sont consommées par une réaction irréversible (pile à usage unique), tandis que dans les batteries secondaires la réaction est réversible (batterie rechargeable) (Brian Cook, 2002), (J. Larminie, 2003) (F. Barbir, 2005). La densité d'énergie spécifique maximum des batteries commerciales ne dépasse pas 200 Wh/kg de réactifs, alors que celle

des piles à combustible est d'au moins 1 000 Wh/kg de réactifs. Le rendement élevé des piles à combustible, leur faible niveau de bruit et leur faible potentiel de pollution les rendent intéressantes pour la production future d'électricité.

Il existe différents types de piles à combustible en fonction de la nature de l'électrolyte, du porteur de charge et de leur température de fonctionnement. Ce chapitre couvre les principaux aspects de la technologie des piles à combustible, les secteurs d'application, le coût et les perspectives d'avenir.

Les annexes IV à VII traitent plus en détail du développement et des principes des piles à combustible et présentent les nouvelles technologies encore en phase de développement.

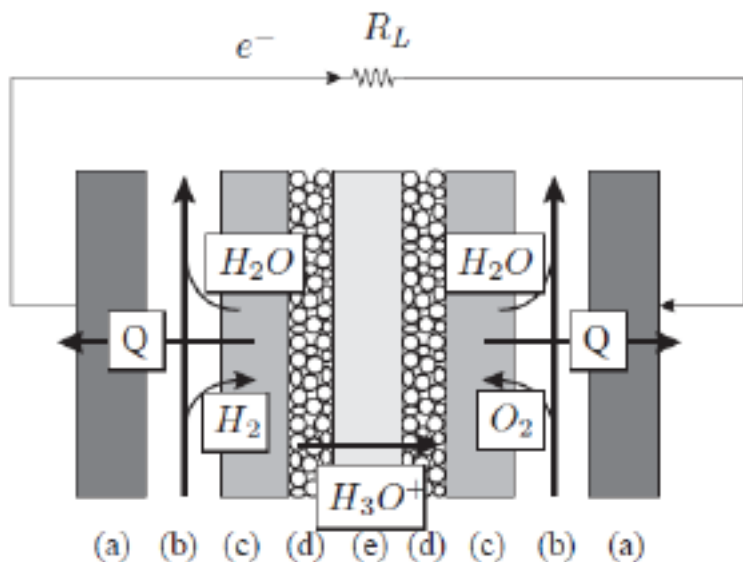


Figure 48 : Principe de la pile à combustible hydrogène/oxygène :

- (a) Plaque bipolaire;
  - (b) Canal de distribution du flux de gaz;
  - (c) Couche d'électrode;
  - (d) Couche de catalyseur supportée;
  - (e) Électrolyte.
- (Omkar Yarguddi, 2014)

### 3.1 Principes de base

Le principe de la pile à combustible repose sur deux demi-réactions électrochimiques, chaque demi-réaction se produisant soit à l'anode soit à la cathode. Il s'agit d'un moteur de production d'énergie qui consomme du carburant et de l'oxygène et convertit l'énergie chimique en énergie électrique, chaleur et sous-produits.

Dans le cas de la pile à combustible hydrogène/oxygène (Figure 48), ces réactions sont respectivement l'oxydation de l'hydrogène à l'anode et la réduction de l'oxygène à la cathode. Elles sont séparées par l'électrolyte, un matériau ionique qui permet aux ions de circuler mais qui bloque le passage des électrons. Le transfert des électrons produits par l'oxydation du combustible (production d'électricité) s'effectue par un circuit externe vers la cathode de

réduction d'oxygène. Les protons produits pendant l'oxydation de l'hydrogène circulent à travers l'électrolyte conducteur de protons jusqu'à la couche superficielle de l'électrocatalyseur de la cathode. Lorsque les protons arrivent à cette électrode, ils se combinent à la couche superficielle de l'électro-catalyseur de la cathode avec les électrons et l'oxygène gazeux pour produire de l'eau.

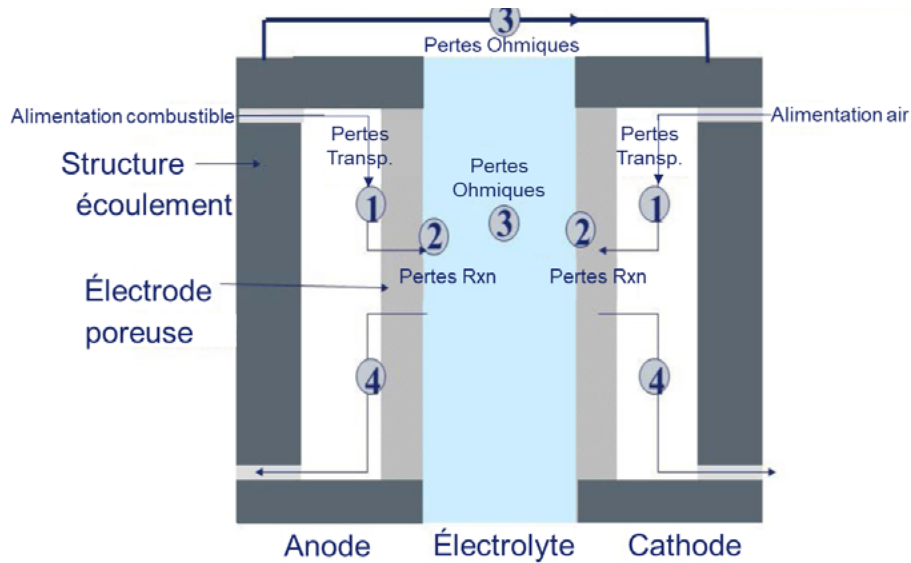


Figure 49 : Illustration des principales étapes de la production électrochimique d'électricité.

En conséquence, le fonctionnement d'une pile à combustible implique le transfert d'électrons de l'anode à la cathode par un circuit externe, ce qui produit un courant électrique. Comme source d'énergie électrique, la pile à combustible produira de l'électricité en continu tant qu'elle sera alimentée en combustible. C'est la différence importante entre une pile à combustible et une batterie, qui sont toutes deux des dis-

positifs électrochimiques produisant de l'énergie électrique. Cependant, les composants de la pile à combustible ne sont pas consommés au cours des processus électrochimiques pour produire de l'électricité.

Les principales étapes de la production d'électricité dans une pile à combustible sont illustrées dans la Figure 49, à savoir :

(1) alimentation des réactifs, (2) oxydation électrochimique du combustible à l'interface anode/électrolyte et réduction à l'interface cathode/électrolyte, (3) conduction ionique des ions à travers l'électrolyte de l'anode à la cathode ou de la cathode à l'anode selon le type de pile à combustible, et (4) élimination des produits de réaction de la pile à combustible.

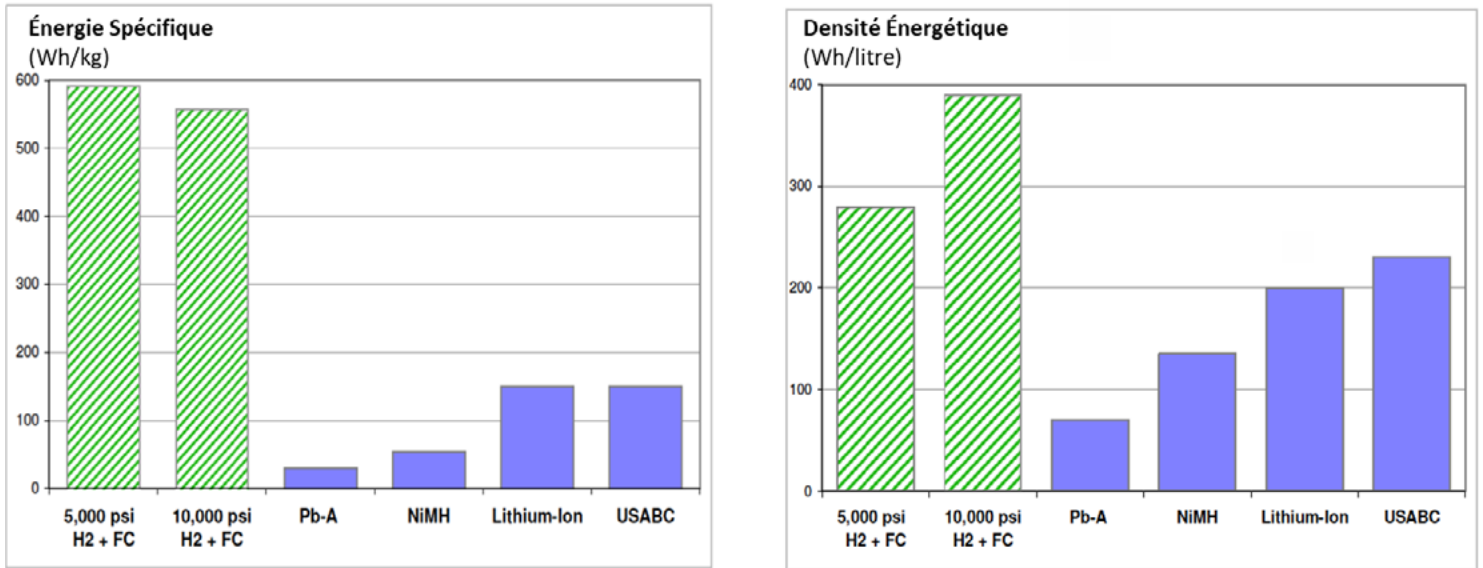


Figure 50 : Densités énergétiques volumique et gravimétrique du réservoir d'hydrogène et du système de piles à combustible par rapport à la densité énergétique des batteries (C. E. Thomas, 2009).

### 3.2 Densité énergétique

La densité énergétique du combustible joue un rôle important sur la densité volumétrique et spécifique de la pile à combustible. La Figure 50 compare la densité énergétique spécifique de plusieurs batteries et d'une pile de type PEMFC avec des réservoirs de stockage d'hydrogène comprimé de 350 bar (5 000 psi) et des réservoirs composites à base de fibres de 700 bar (10 000 psi) pour les véhicules électriques. La masse des ré-

servoirs à 700 bar est plus importante que celle à 350 bar car une enveloppe de fibres supplémentaire est nécessaire pour fournir la résistance structurale. La densité énergétique spécifique d'une pile de type PEMFC (décrite ci-après) alimentée à 700 bar, soit 580 Wh/kg, est de 4 à 12 fois plus élevée que celle des systèmes de stockage à base de batterie (le facteur 4 en comparaison avec une batterie Li-ion et le facteur 12 avec une

batterie au plomb). En d'autres termes, le système hydrogène comprimé-pile à combustible peut fournir de l'électricité à un véhicule avec une masse du système embarqué 4 à 12 fois inférieure à celle des batteries actuelles, et quatre fois inférieure à l'objectif de l'US Advanced Battery Consortium. En outre, de tels systèmes occupent un espace moindre que les batteries par unité d'énergie utile fournie au moteur.

### 3.3 Types de piles

Les piles à combustible sont classées en fonction du type d'électrolyte et des porteurs de charge ionique. Le type d'électrolyte détermine les réactions chimiques qui ont lieu dans la pile, le catalyseur requis, la plage de température de fonctionnement et le type de combustible. Plusieurs technologies de piles à combustible sont actuellement en cours de développement, chacune ayant ses propres avantages et limites, et niveau de maturité. Les différents types de piles à combustible sont :

- Les piles à combustible à électrolyte à membrane échangeuse de protons (PEMFC) utilisent une membrane polymère solide comme électrolyte ionique, des protons ( $H^+$ ) comme porteurs de charge, un catalyseur à base de Pt, un combustible à base d'hydrogène; elles peuvent être utilisées pour l'alimentation de secours, l'alimentation portable et la production distribuée;
- Les piles à combustible à alcool direct (DAFC) utilisent une membrane polymère solide comme électrolyte ionique, des protons ( $H^+$ ) comme porteurs de charge, un catalyseur à base de Pt, de l'hydrogène comme combustible, et peuvent être utilisées pour des applications dans les marchés non matures (phase de lancement);
- Les piles à combustible à acide phosphorique (PAFC) utilisent un gel de  $H_3PO_4$  comme électrolyte avec des protons comme porteurs de charge, un catalyseur à base de Pt, un combustible à base d'hydrogène, et peuvent être utilisées pour la production distribuée;
- Les piles à combustible alcalines (AFC) utilisent un électrolyte de potassium liquide, des ions hydroxyde ( $OH^-$ ) comme porteurs de charge, des catalyseurs à base de nickel, de l'hydrogène comme combustible, et peuvent être utilisées dans les applications militaires ou spatiales, l'alimentation de secours et les transports ;
- Les piles à combustible à carbonate fondu (MCFC) utilisent un sel de carbonate fondu comme électrolyte, du  $CO_3^{2-}$  comme support de charge, un catalyseur à base d'alliage de nickel, des combustibles à base d' $H_2$ , de  $CH_4$  et de CO, et peuvent être utilisées pour les services électriques et la production décentralisée ;
- Les piles à combustible à oxyde solide (SOFC) sont basées sur un électrolyte à oxyde céramique, des ions  $O^{2-}$  comme porteurs de charge, un catalyseur à base de pérovskite, des combustibles  $H_2$ ,  $CH_4$ , CO et des hydrocarbures, et peuvent être utilisées pour les services électriques et la production décentralisée;
- Les piles à combustible réversibles (RFC) utilisent une membrane polymère solide comme électrolyte ionique, des protons ( $H^+$ ) comme porteurs de charge, des catalyseurs à base de Pt et d'oxyde de ruthénium, et de l'hydrogène comme combustible pour les alimentations électriques de secours et la production d'électricité distribuée; ces systèmes peuvent aussi être utilisés en mode inversé pour la production d'hydrogène par électrolyse de l'eau;

Le Tableau 20 résume les principales caractéristiques des différents types de piles à combustible et les applications les plus adaptées.



	PEMFC	DAFC	RFC	PAFC	AFC	MCFC	SOFC
<b>Électrolyte</b>	Membrane polymérique	Membrane polymérique	Membrane polymérique	Gel H <sub>3</sub> PO <sub>4</sub> (immobilisé)	KOH liquide (immobilisé)	Carbonate fondu	Oxyde céramique
<b>Support charge</b>	H <sup>+</sup>	H <sup>+</sup>	H <sup>+</sup>	H <sup>+</sup>	OH <sup>-</sup>	CO <sub>3</sub> <sup>2-</sup>	O <sup>2-</sup>
<b>Température opération</b>	80 -220°C	60°C	80 -220°C	200°C	60-220°C	650°C	600-1000°C
<b>Catalyseur</b>	Platinum	Pt-Ru, Pt-alliages	Pt-alliages	Platinum	À base de nickel	Nickel	Perovskites (céramique)
<b>Composants cellule</b>	À base de carbone	À base de carbone	À base de carbone	À base de carbone	À base de carbone	À base d'acier inoxydable	À base de céramique
<b>Compatibilité combustible</b>	H <sub>2</sub>	Alcool e.g méthanol, éthanol, glycérol et éthylène glycol	H <sub>2</sub>	H <sub>2</sub>	H <sub>2</sub>	H <sub>2</sub> , CH <sub>4</sub> , CO	H <sub>2</sub> , CH <sub>4</sub> , CO
<b>Applications</b>	Générateur de secours, Générateur portatif, Production décentralisée, Transport, Véhicules spécialisés	Premières applications sur le marché	Générateur de secours Électrolyse de l'eau	Génération décentralisée	Militaire, Aérospatiale, Générateur de secours, Transport	Service d'électricité, Génération décentralisée	Service d'électricité, Génération décentralisée
<b>Efficacité</b>	60%	30%	63%	40%	60%	65%	65%
<b>Coût: \$/kW (applications stationnaires CHP 100 kW/système avec 50,000 unités de production par an) (DOE-2018)</b>	1000 – 4000	2500-4250		2000-4250	550-4500 (no CHP)	750-5000	1250-4250
<b>Avantages</b>	Basse température opération, démarrage rapide et peu de corrosion due à l'électrolyte solide	Basse température d'opération, liquide et faible coût en combustible	Cellule réversible de FC vers électrolyseur et vice-versa	Convient au CHP, haute tolérance aux impuretés du combustible	Faible coût des électro-catalyseurs en matériaux non nobles et en composants, basse température et démarrage rapide	Convient au CHP, flexibilité de combustible, turbine hybride/gaz à cycle, efficacité élevée	Électrolyte solide, convient au CHP, efficacité élevée, flexibilité de combustible, électrolyte solide, turbine hybride/gaz à cycle
<b>Défis</b>	Sensible aux impuretés du combustible, Électro-catalyseur cher	Croisements courants, membranes épaisses, empoisonnement électro-catalyseur	Coût élevé des électro-catalyseurs, coûts capital élevés,	Coût élevé des électro-catalyseurs, sensible au soufre et long démarrage	Sensible au CO <sub>2</sub> de l'air et dans le combustible, gestion de la solution aqueuse	Corrosion des matériaux à haute température et des composants,	Nombre limité d'arrêt, Corrosion des composants de la cellule à haute
			durabilité de la cellule		électrolytique, conductivité de l'électrolyte	faible densité énergétique et démarrage long	température, démarrage long

Tableau 20 : Caractéristiques et paramètres de base des différentes technologies de piles à combustible (DOE, 2015).

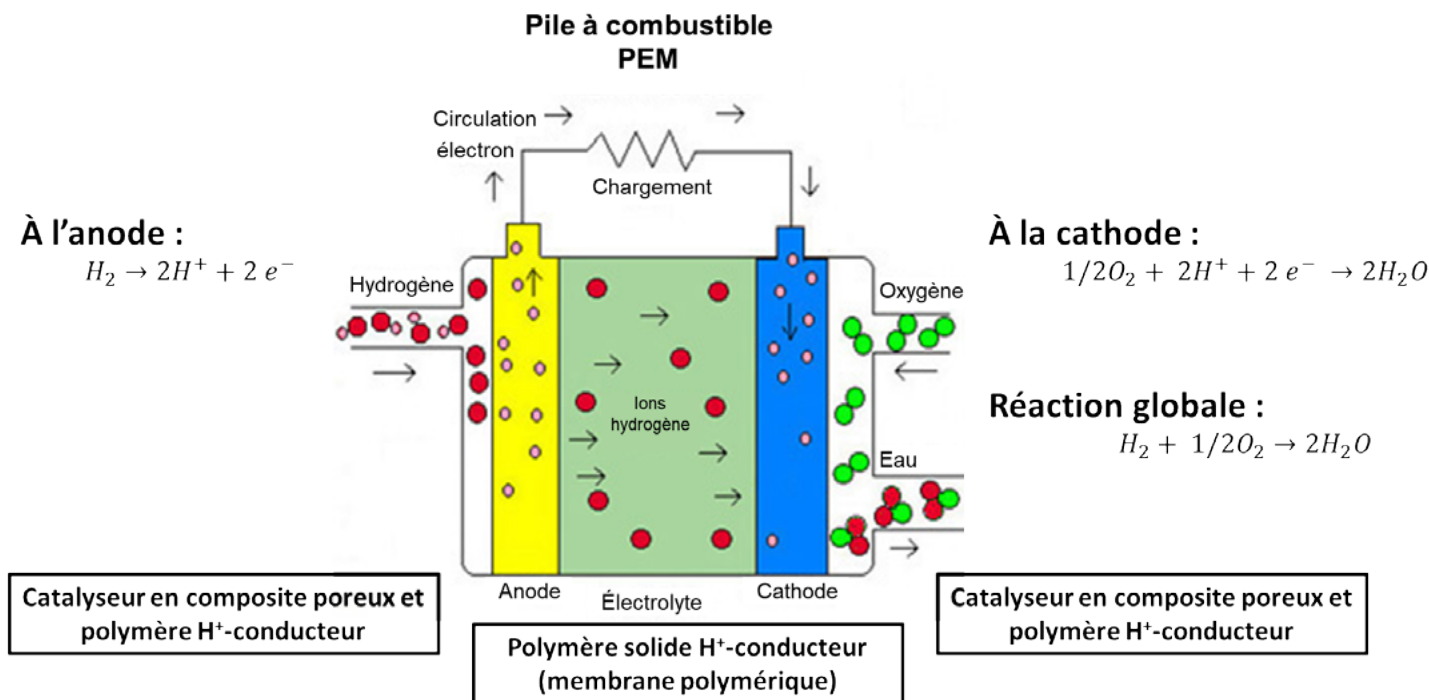


Figure 51 : Principe schématique de la PEMFC alimentée en hydrogène.

## PEMFC

Les PEMFC sont construits en utilisant des membranes d'électrolyte polymère comme conducteur de protons et des matériaux à base de platine (Pt) comme catalyseur. Il existe deux variantes de PEMFC en fonction de leur température de fonctionnement : la PEMFC à basse température (LT-PEMFC) pour des plages de température de 80 à 100 °C, et la PEMFC à haute température (HT-PEMFC), qui fonctionne à des températures élevées allant jusqu'à 220 °C. Les piles PEMFC sont ce qui se fait de mieux au niveau technologique pour les véhicules légers et les systèmes de manutention industrielle, et dans une moindre mesure pour les applications stationnaires. Dans cette section, nous abordons les deux types de PEMFC les plus intéressants : les piles à combustible alimentées par l'hydrogène et les piles à alcool direct.

### • PEMFC HYDROGÈNE/OXYGÈNE

Un principe schématique de PEMFC alimenté en hydrogène est présenté à la Figure 51. L'hydrogène entre dans la pile à combustible au niveau de l'anode et l'oxygène au niveau de la cathode. Les électrons et les ions d'hydrogène se combinent avec l'oxygène et produisent de l'eau.

En raison des températures relativement basses dans la LT-PEMFC et de l'utilisation d'électrodes à base de métaux précieux, ces piles doivent fonctionner avec de l'hydrogène pur (99,999 %). C'est pourquoi la norme ISO 14687 (publiée en 1999) a établi des exigences de qualité pour l'hydrogène utilisé dans les PEMFC. La norme ISO 14687 a été révisée pour la dernière fois en 2012 (J. M. Ohi, 2016). La densité de puissance dans les LT-PEMFC est élevée (au moins 0,72 W.cm<sup>-2</sup>), les temps de démarrage sont courts et le démarrage à froid est possible. L'électrolyte étant solide, les fuites de fluides corrosifs ne posent pas de difficulté

et la pile à combustible peut fonctionner dans n'importe quelle position.

La HT-PEMFC utilise une membrane dopée à l'acide phosphorique et son principal avantage par rapport à la LT-PEMFC est sa température de fonctionnement élevée qui lui permet de surmonter certaines des limites de la LT-PEMFC telles que la sensibilité aux impuretés. La HT-PEMFC peut tolérer jusqu'à 5 % de CO dans l'hydrogène, et la gestion de son refroidissement est la plus performante en comparaison avec les autres piles à combustible (Q. Li, 2003). Le fonctionnement à haute température permet également de récupérer efficacement la chaleur résiduelle qui peut ainsi être réutilisée. Le BOP est également simplifié (absence d'humidificateur). La HT-PEMFC a cependant une faible durabilité et une densité de puissance inférieure à 0,5 W.cm<sup>-2</sup> et il n'y a pas de possibilité de démarrage à froid.

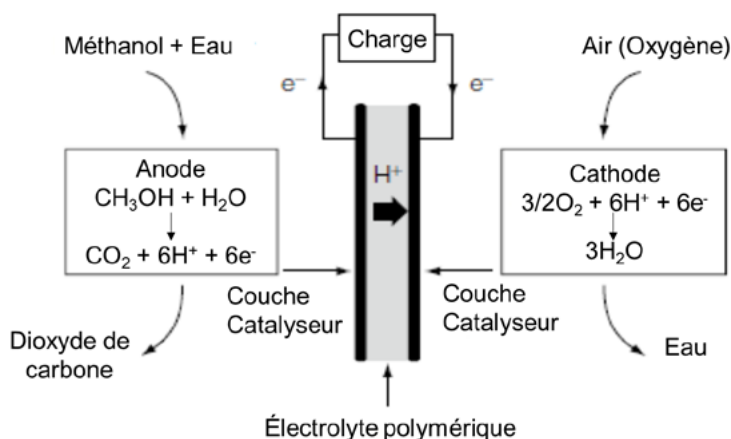


Figure 52 : Principe de la DMFC.

Les HT-PEMFC ne sont pas supérieures aux LT-PEMFC; chacune de ces deux technologies a des avantages selon les applications. La LT-PEMFC utilisant de l'hydrogène pur convient aux applications pour véhicules électriques, tandis que la HT-PEMFC utilisant de l'hydrogène de moindre pureté est bien adaptée aux applications stationnaires. En raison de la teneur élevée du catalyseur en platine, du coût de la membrane utilisée dans les systèmes PEMFC des véhicules à pile à combustible de première génération et de l'absence de production industrialisée, les prototypes de véhicule à pile à combustible se sont initialement avérés coûteux (plus de 200 000 \$ US). Des progrès de réduction des coûts importants ont depuis été observés (diminution de la teneur en platine d'un facteur 2/3 grâce à la microstructuration des catalyseurs, amélioration de la préparation des électrodes et création d'assemblages membrane-électrodes durables et moins coûteux). La durabilité des piles à combustible a également été multipliée par 4. Ainsi, une pile à combustible de 100 kW pouvant être utilisée pour une voiture coûtera 4 000 \$ US en 2020 et son prix devrait diminuer à environ 3 000 \$ US en 2050 pour un volume de production de 500 000 systèmes par an (DOE, 2019). On s'attend à ce que cette importante réduction

du coût des piles à combustible pour l'automobile contribue de manière significative à la diminution du coût des véhicules tel le modèle 2021 de la Mirai de Toyota dont le prix annoncé est de 73 870 \$ US.

Pour les applications de cogénération (CHP), le coût estimé d'un système de 1 kW pour 50 000 systèmes produits par an est de 2 200 \$ US/kW pour la LT-PEMFC, et de 2 250 \$ US/kW pour la HT-PEMFC. Pour une pile de 100 kW et une production de 50 000 systèmes par an, le coût sera de 1 650 \$ US/kW pour la LT-PEMFC, et de 2 000 \$ US/kW pour la HT-PEMFC (Brian D. James, 2017). Plus de 300 000 systèmes étaient en service à la fin de 2018 et le prix unitaire d'une PEMFC est inférieur à 9 400 \$ US (S.Mitshushima, 2018).

Sur la base de 50 000 unités produites, l'estimation du coût d'un système de cogénération de 100 kW de type LT-PEMFC est de 2 429 \$ US/kW et de 1 704 \$ US/kW pour un système de cogénération de 250 kW de type LT-PEMFC (Battelle, 2017).

Ces estimations des coûts de piles pour la cogénération sont beaucoup plus élevées que pour la pile à combustible destinée à l'automobile. En cogénération, les coûts

supplémentaires viennent du BOP, qui comprend le reformeur, le traitement du combustible, la récupération de chaleur, etc.

Le DOE a fait état d'une évaluation des coûts réalisée par Battelle pour les alimentations électriques de secours en utilisant des systèmes LT-PEMFC de 5 kW et 10 kW. Sur la base d'une production annuelle de 50 000 unités, le coût global du système est de 1 875 \$ US/kW pour un système de 5 kW et de 1 215 \$ US/kW pour un système de 10 kW (V.Contini, 2017).

#### • DAFC

Les DAFC sont des piles à combustible à membrane échangeuse de protons dans laquelle l'alcool est directement utilisé comme combustible (Figure 52). La technologie DAFC attire de plus en plus l'attention en tant que source d'électricité. Non seulement les alcools tels le méthanol et l'éthanol ont une densité énergétique volumétrique particulièrement élevée, mais leur stockage et transport sont beaucoup plus simple que pour l'hydrogène. La majorité des développements concernant ce type de piles à combustible ont été réalisés en utilisant le méthanol comme combustible, ce qui a donné naissance aux piles à combustible à méthanol direct (DMFC).

## Concept: Stocker l'électricité du réseau sous forme H<sub>2</sub> pour la reconvertir ultérieurement en électricité

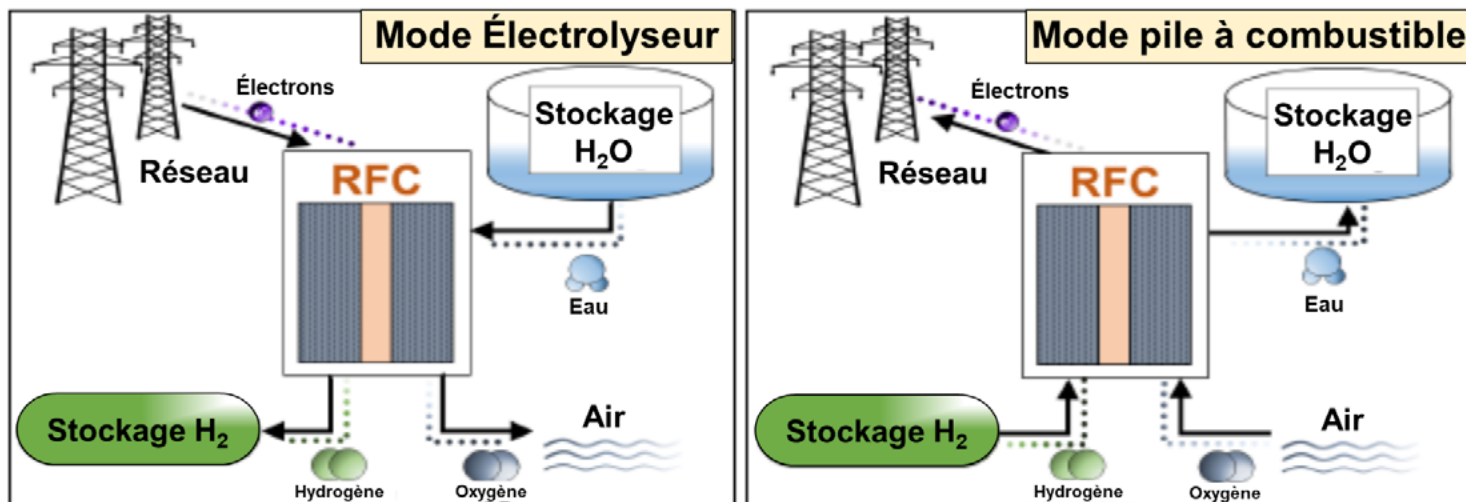


Figure 53 : Principe de la RFC (DOE, 2019).

Dans les DMFC, l'anode est alimentée par du méthanol pur mélangé à de la vapeur. Par la suite, le méthanol est converti en protons, en dioxyde de carbone et en électrons par oxydation sur un électrocatalyseur à base de platine et de ruthénium. Les électrons passent par le circuit externe pour rejoindre la cathode et réduisent l'oxygène en eau; c'est ce mécanisme qui produit l'énergie électrique en sortie de pile à combustible.

Le DMFC souffre d'un phénomène de croisement du méthanol de l'anode vers la cathode à travers la membrane, ce qui nuit à l'efficacité de la pile. C'est pourquoi les catalyseurs sur la cathode doivent posséder un degré important de tolérance au méthanol (O. Savadogo, 2006), tels les électrocatalyseurs au platine utilisés. Le croisement du méthanol peut être limité en utilisant une membrane électrolytique plus épaisse (200 microns) que celle utilisée dans les PEMFC à hydrogène qui est de 20 microns (O.Savadogo, 2019).

Le rendement des systèmes DMFC existants en terme de conversion du méthanol en courant continu ne dépasse pas 20 à 40 % dans les systèmes de production électrique de 10 à 250 watts pour les applications mobiles. Weltmeister développe actuellement en Chine une voiture à pile à combustible à méthanol (E4tech, 2018), pays dans lequel le méthanol est déjà largement utilisé comme carburant.

### RFC

Les RFC sont des dispositifs électrochimiques réversibles prometteurs qui peuvent fonctionner efficacement aussi bien en mode pile à combustible pour la production d'électricité qu'en mode électrolyse pour la production d'hydrogène et de produits chimiques.

Le principe de la RFC est illustré à la Figure 53. Les conditions de fonctionnement de ce type de pile reposent sur celles des LT-PEMFC en consommant de l'hydrogène et de

l'oxygène pour produire de l'électricité, de la chaleur et de l'eau comme sous-produits. Une RFC peut être exploitée en mode inverse et décomposer l'eau en hydrogène et en oxygène à l'aide d'électricité.

Des électrocatalyseurs avancés à base d'oxyde de Pt-Ir sont utilisés pour les deux réactions à l'anode et à la cathode. Les résultats expérimentaux d'un prototype de RFC basé sur une membrane à conduction de protons MEA de Ballard de 50 cm<sup>2</sup> ont montré un rendement de 63 % pour la pile à combustible et de 80 % en mode inverse comme électrolyseur. Ces résultats sont prometteurs, mais il reste plusieurs défis techniques à relever pour rendre la RFC viable et compétitive, dont le développement d'électro-catalyseurs améliorés, l'augmentation du rendement et de la durabilité en cyclage, la réduction du coût actualisé du stockage de l'électricité à moins de 10 cents/kWh/cycle, et des CAPEX inférieurs à 1250 \$ US/kW et 150 \$ US/kWh (DOE, 2019).

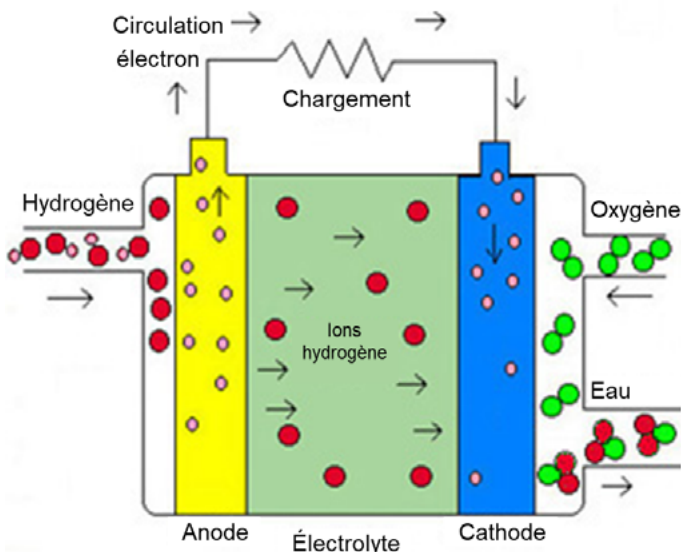


Figure 54 : Principes schématiques de la pile à combustible à acide phosphorique.

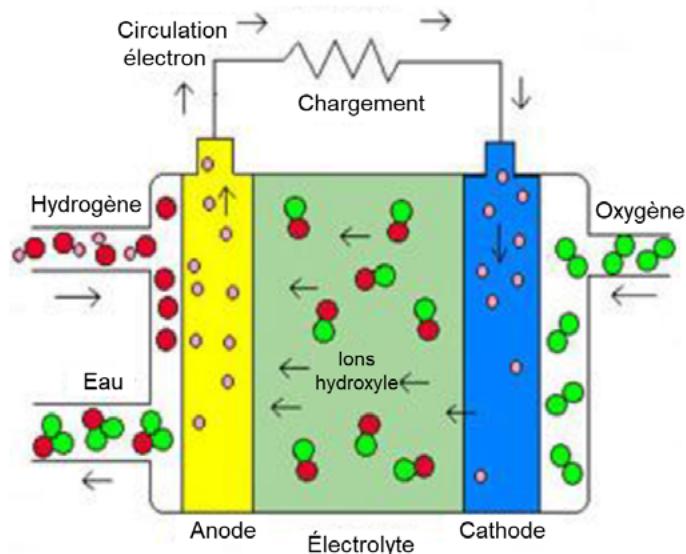


Figure 55 : Principe schématique de la pile à combustible alcaline.

## PAFC

Les PAFC constituent la première génération de piles à combustible modernes commerciales fonctionnant à des températures comprises entre 100 et 220 °C. Elles utilisent de l'acide phosphorique sous forme très concentrée (> 95 %) car leurs électrodes poreuses en carbone contiennent un catalyseur au platine (Behling, 2012), (O.Savadogo, 2019). De l'air chargé en CO<sub>2</sub> est utilisé comme oxydant tandis que l'hydrogène pur ou un gaz riche en hydrogène agit comme combustible principal (Figure 54) (Behling, 2012), (O.Savadogo, 2019).

Le rendement électrique de la PAFC est d'environ 40 %, ce qui est légèrement supérieure à celui des centrales à flamme, mais avec la cogénération de chaleur et d'électricité, il peut atteindre 85 %. À masse et volume identiques, la PAFC fournit moins d'énergie que les autres piles à combustible. Des PAFC d'une capacité allant jusqu'à

quelques kW sont en exploitation dans des hôpitaux, hôtels, bureaux, aéroports et écoles.

Le principal inconvénient des PAFC est l'adsorption des ions phosphates à la surface du catalyseur qui dégrade la réaction électrochimique dans le système. Une autre limitation est la perte d'acide lorsque le système fonctionne pendant de longues périodes à des températures élevées. La diminution de la surface active des électrodes et la corrosion progressive du carbone à des tensions de fonctionnement des cellules élevées (supérieures à ~ 0,8 V) constituent d'autres sources de difficulté. Comme pour les autres piles à combustible, l'utilisation d'électrocatalyseurs à base de Pt est coûteuse; Le développement de matériaux moins coûteux et stables ainsi que le problème du BOP restent donc les défis à résoudre dans le cas des PAFC.

## AFC

L'AFC est l'une des premières technologies de piles à combustible développées et a été largement utilisée dans le domaine spatial pour produire de l'électricité et de l'eau à bord des vaisseaux spatiaux.

L'AFC (Figure 55) utilise de l'hydrogène pur à l'anode et de l'oxygène à la cathode. L'électrolyte est à base d'hydroxyde de potassium dans une gamme de concentration de 30 à 40 % et les températures de fonctionnement sont de 60 à 90 °C. En général, des matériaux à base de nickel sont utilisés comme électrocatalyseurs à l'anode et du NiO lithié comme électrocatalyseur à la cathode. La cogénération de chaleur n'est pas habituelle avec l'AFC.



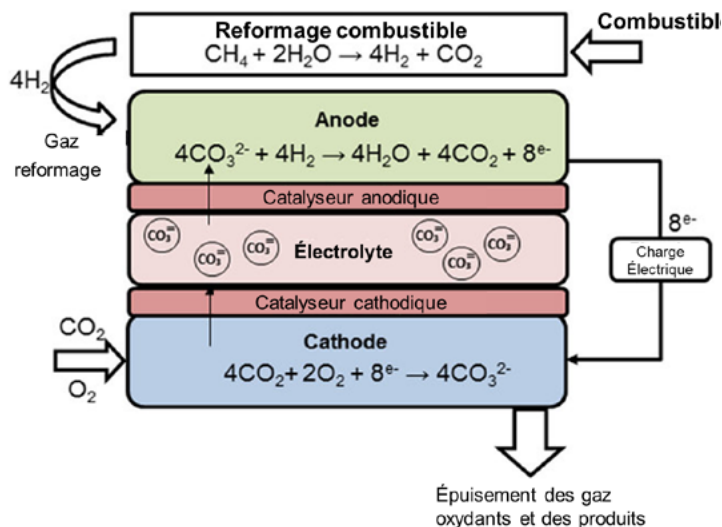


Figure 56 : Schéma de fonctionnement du MCFC (Mehmeti, 2016).

En raison de la vitesse élevée des réactions électrochimiques au niveau des électrodes, l'AFC présente le rendement électrique le plus élevé (60 %) de toutes les piles à combustible. L'inconvénient le plus important est leur réactivité au  $\text{CO}_2$ , car une petite quantité de  $\text{CO}_2$  dans l'air peut réagir avec l'électrolyte et réduire la conductivité de l'électrolyte. Pour résoudre certains des problèmes liés à ces électrolytes liquides, des AFC innovantes utilisant une membrane polymère comme électrolyte ont été mises au point. Ces piles à combustible sont étroitement liées aux PEMFC classiques, mais elles utilisent une membrane alcaline au lieu d'une membrane acide; elles sont communément appelées piles à combustible à membrane alcaline (AMFC).

Parmi les autres défis que doivent relever les AMFC figurent la conductivité et la durabilité de leur membrane, leur fonctionnement à température élevée, la gestion de l'eau, la densité de puissance et les électrocatalyseurs de l'anode. L'AFC est la technologie de pile à combustible la moins chère en raison du faible coût du catalyseur utilisé et son

utilisation future repose sur le développement des AMFC et la résolution de leurs problèmes.

#### MCFC

Une pile MCFC est un dispositif électrochimique dont l'électrolyte est à base de carbonate fondu et qui fonctionne à une température supérieure à  $600\text{ }^\circ\text{C}$  (Savadogo, 2019). Les ions carbonate agissent comme porteurs de charge et des catalyseurs au nickel peu coûteux sont utilisés comme électrodes.

Le schéma de fonctionnement du MCFC est présenté à la Figure 56. À l'anode, les ions carbonate sont combinés à l'hydrogène pour produire de l'eau, des électrons et du dioxyde de carbone. Les électrons se déplacent vers la cathode par le circuit externe, ce qui donne naissance au courant. À la cathode, l'oxygène, les électrons de l'anode et le dioxyde de carbone, qui peut être recyclé à partir de l'anode elle-même ou d'une autre source, réagissent et produisent des ions carbonate ce qui permet de régénérer l'électrolyte.

Le rendement de la MCFC peut atteindre de 65 % en couplage avec une turbine. En raison du recours à des températures élevées, les MCFC peuvent fonctionner en mode cogénération, la récupération et l'utilisation de la chaleur résiduelle permettant d'atteindre des rendements globaux supérieurs à 80 %.

Les MCFC fonctionnent souvent au biogaz, ce qui comparativement aux PEMFC, PAFC et AFC, offre l'avantage de la flexibilité du combustible grâce à leur capacité de reformage interne à haute température. Cependant, les MCFC présentent plusieurs problèmes. Ils sont très sensibles aux impuretés soufrées. La nature corrosive de l'électrolyte carbonaté à haute température entrave la durée de vie des piles. Les températures élevées nécessitent un temps important pour atteindre les conditions de fonctionnement et réagissent lentement aux changements de demande en puissance. Ces caractéristiques font que les MCFC sont plus adaptées aux applications à puissance constante.

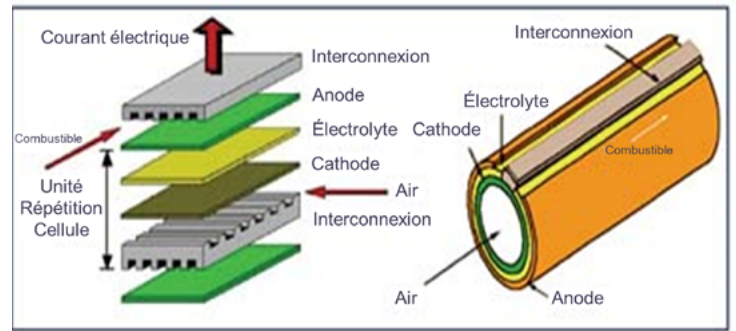
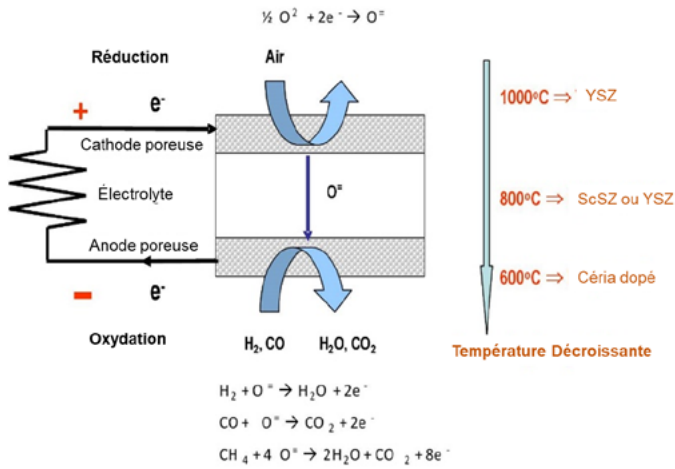


Figure 58 : Configuration plane et tubulaire de la SOFC (Industrie céramique, 2004).

Figure 57 : Réactions schématiques de la SOFC (K. H. Ng, 2018).

La MCFC a été mise au point pour la cogénération de moyenne taille, les services public d'électricité, et les applications industrielles et militaires utilisant des centrales électriques au gaz naturel ou au charbon. Leur succès commercial s'explique par leur modularité, leur durabilité et la qualité de la chaleur produite. Des prototypes de MCFC dans la gamme des 100 kW sont en cours de construction et d'évaluation.

## SOFC

La SOFC est une pile à combustible à haute température qui utilise un oxyde inorganique céramique solide comme électrolyte.

Comme le montre la Figure 57, les réactions d'oxydation anodique impliquant  $H_2$  ou  $CH_4$  sont réalisées de 700 à 1000°C par les ions  $O_2^-$  et donnent de l'eau, du dioxyde de carbone ou du carbone et des électrons. Le carbone issu de l'oxydation anodique peut être oxydé par les ions  $O_2^-$  pour donner du CO. Les électrons de l'oxydation du combustible sont conduits à travers le circuit externe, donnant lieu à un courant électrique, jusqu'à la cathode où

l'oxygène est réduit en ions  $O_2^-$ . L'ion oxygène ( $O_2^-$ ) est le porteur de charge dans la SOFC (Mirzababaei & Chuang, 2014).

La technologie SOFC est flexible en termes d'alimentation. À l'instar de la MCFC, la SOFC peut également utiliser le CO et le  $CH_4$  comme combustibles. Sa température de fonctionnement est suffisamment élevée pour pouvoir convertir le CO et le  $CH_4$  en  $H_2$  par des réactions WGS et de reformage à la vapeur, respectivement. Par rapport aux autres technologies de piles à combustible, la SOFC présente une plus grande tolérance au soufre et au monoxyde de carbone. Outre la souplesse du combustible, un fonctionnement à haute température apporte plusieurs avantages, tels un rendement de conversion électrique élevé, une cinétique de réaction rapide, et le fait d'éviter les catalyseurs à base de métaux nobles. Le rendement de conversion du combustible en électricité est d'environ 60 %. Dans la cogénération, le rendement total pourrait atteindre 85 %.

Dans les systèmes SOFC, le fonctionnement à haute température pose plusieurs problèmes, tels que les longs temps de démarrage, la durabilité des matériaux pendant les cycles thermiques répétés et les problèmes potentiels de compatibilité mécanique/réactivité chimique entre les différents composants de la pile.

Les SOFC peuvent être conçues sous forme tubulaire et planaire par superposition de cellules individuelles (Figure 58). En fonction de l'application, la forme tubulaire a des dimensions qui peuvent aller de la taille d'une aiguille jusqu'à 1,5-2m pour des temps de démarrage rapides et une grande puissance brute, respectivement (F. Tietz, 2008).



La SOFC (Solid Oxide Fuel Cell) est envisagée pour les petites applications stationnaires comme l'alimentation de secours dans les habitations. La production combinée de chaleur et d'électricité et l'alimentation en énergie pour les télécommunications a commencé à se développer en Allemagne, au Japon et au Royaume-Uni. Au Japon, par exemple, plus de 280 000 unités de piles à combustible ont été vendues avant juillet 2018 en tant que systèmes de cogénération résidentiels. Ainsi, les SOFC devraient apporter une grande contribution à la réalisation de systèmes énergétiques hautement efficaces à l'avenir. Cependant, il reste des défis à relever, tels que la capacité de survie des piles, les longs temps de démarrage et les problèmes potentiels de compatibilité mécanique/réactivité chimique entre les différents composants de la pile et de la batterie en raison des hautes températures. Des recherches sont donc nécessaires pour résoudre ces problèmes et fournir des composants de pile moins coûteux qui peuvent survivre à haute température (Jacobson, 2010).

Le ministère américain de l'énergie a lancé le programme SOFC en 2000 afin de développer une technologie SOFC peu coûteuse, très efficace et écologique pour la production d'électricité à petite ou à grande échelle. Les cibles spécifiques du DOE pour les développements futurs de la SOFC sont les suivants : atteindre un objectif de coût d'empilement de 225 \$ US/kW et un objectif de coût de système de 900 \$ US/kW; démontrer une dégradation des performances inférieure à 0,2 % par tranche de 1 000 heures sur une durée de fonctionnement de 40 000 heures; et atteindre une

efficacité supérieure à 60 % sans capture et stockage du carbone (Battelle, 2017). Le coût le plus récent rapporté par le DOE pour un système de pile à combustible de 100 kW de cogénération fabriqué à 50 000 unités est de 1 420 \$ US/kW pour la SOFC, et de 1 158 \$ US/kW pour un système de pile à combustible de 250 kW de cogénération, ce qui est encore loin des objectifs (Battelle, 2017).

### 3.4 ÉLÉMENTS DE CONCEPTION DES PEMFC

Une pile à combustible hydrogène-oxygène PEMFC se compose principalement des éléments suivants : processeur de combustible, humidificateur, empilement, système de refroidissement et conditionneur d'énergie. Outre la conception et l'optimisation de chacun de ces composants, la gestion de l'eau dans la pile a un impact direct sur la sélection de la méthode de refroidissement, la connexion des piles en série et la pression à laquelle l'ensemble peut fonctionner. La détermination de la teneur en eau optimale s'appuie sur un compromis entre la conductivité protonique de l'électrolyte qui est directement proportionnelle à la teneur en eau, et le contenu en eau de la membrane pour éviter la submersion des électrodes en contact étroit avec l'électrolyte. La submersion des électrodes bloquerait les pores de la membrane ou limiterait la capacité de la couche de diffusion des gaz. La gestion de l'eau dans la pile à combustible permet de contrôler la teneur optimale en eau; elle est donc essentielle pour un fonctionnement efficace de la pile à combustible.

Par exemple, un système de pile à combustible de 100 kW doit théoriquement être alimenté avec 367,2 kg/h d'oxygène et 5,4 kg/h d'hydrogène. Il produira 48 kg/h d'eau et 78,6 kW de puissance thermique. Si 40 % de la chaleur doit être évacuée à un fJT de 30K, il faudra 0,25 kg/h d'eau pour refroidir le système.

Compte tenu de la maturité et du déploiement des LT-PEMFC dans de nombreuses applications, il convient d'examiner plus en détail le schéma de fonctionnement d'un système complet dont la complexité est bien illustrée à la Figure 59.

La section d'alimentation en hydrogène est composée d'un réservoir d'hydrogène relié à une vanne d'étranglement et à une vanne de régulation de pression. L'hydrogène à la pression requise est alimenté à un humidificateur, chauffé à la température appropriée puis introduit à l'anode de la pile. Une soupape de purge permet d'évacuer l'excès d'hydrogène. Des étapes similaires sont appliquées du côté de l'alimentation en oxygène où un compresseur est utilisé pour alimenter un humidificateur en oxygène purifié, qui après chauffage est introduit du côté de la cathode de la pile. L'eau en sortie de la cathode est régulée par une vanne de contrôle, séparée et dirigée vers un réservoir d'eau pour répondre aux besoins des deux humidificateurs. Un ventilateur ou un système de refroidissement est incorporé à la pile à combustible. L'électricité produite par la pile à combustible est dirigée vers un système de conditionnement où l'électricité pourra entraîner un moteur électrique, être injectée dans le réseau, ou encore être utilisée hors réseau via un onduleur CC/CA.

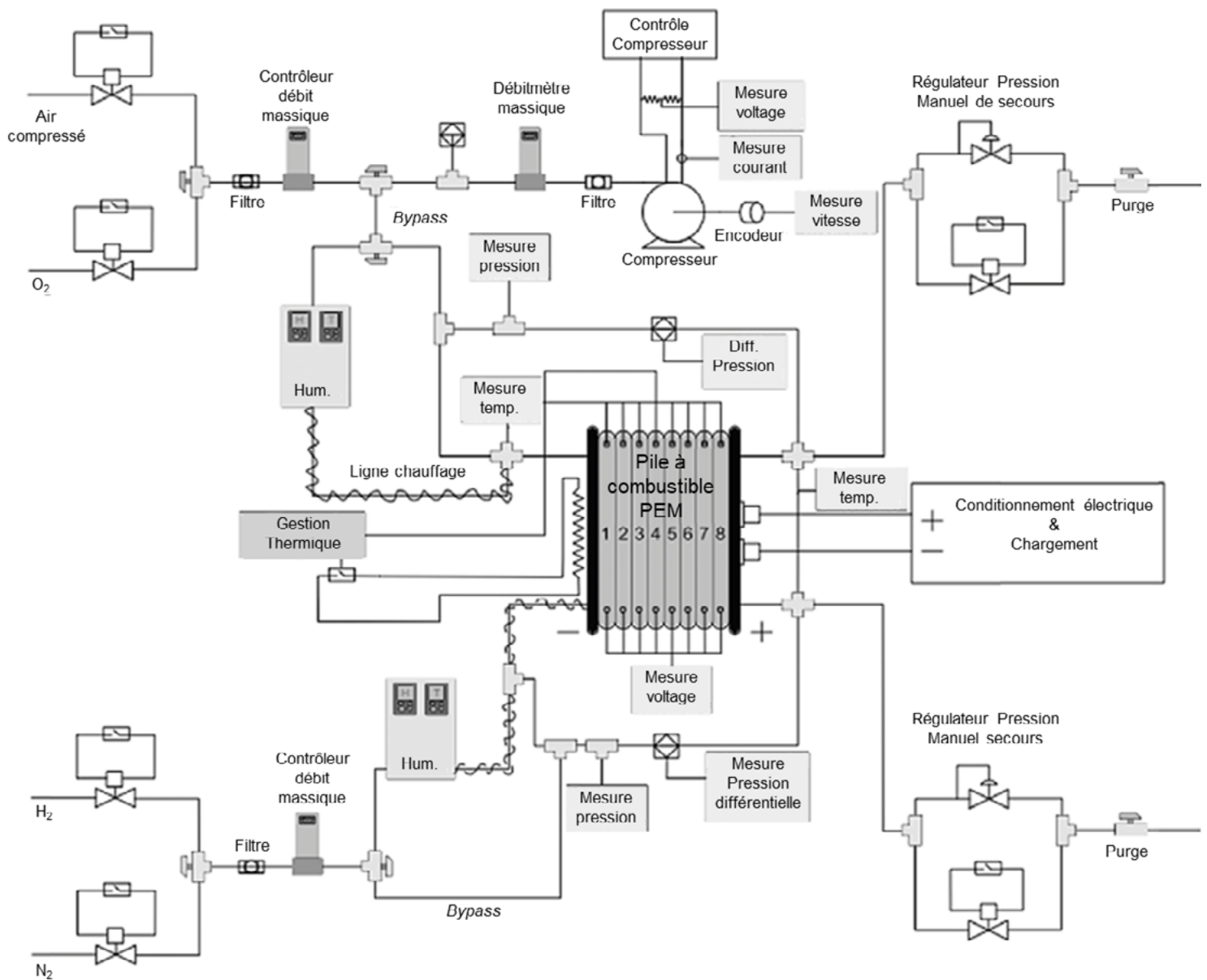


Figure 59 : Schéma du système LT-PEMFC alimenté en hydrogène et oxygène purs (R. B. Rosli, 2016).

Le système de traitement du combustible est un élément important des systèmes SOFC, MCFC, PAFC et HT-PEMFC. Sa fonction est de convertir le combustible conventionnel en une forme utilisable par la pile. Si l'hydrogène est produit par l'électrolyse de l'eau, sa pureté est généralement suffisante

pour une utilisation directe dans la pile à combustible. Par contre, si l'hydrogène est produit à partir du gaz naturel, il doit subir plusieurs étapes d'épuration avant d'être utilisé comme combustible selon le type de piles.

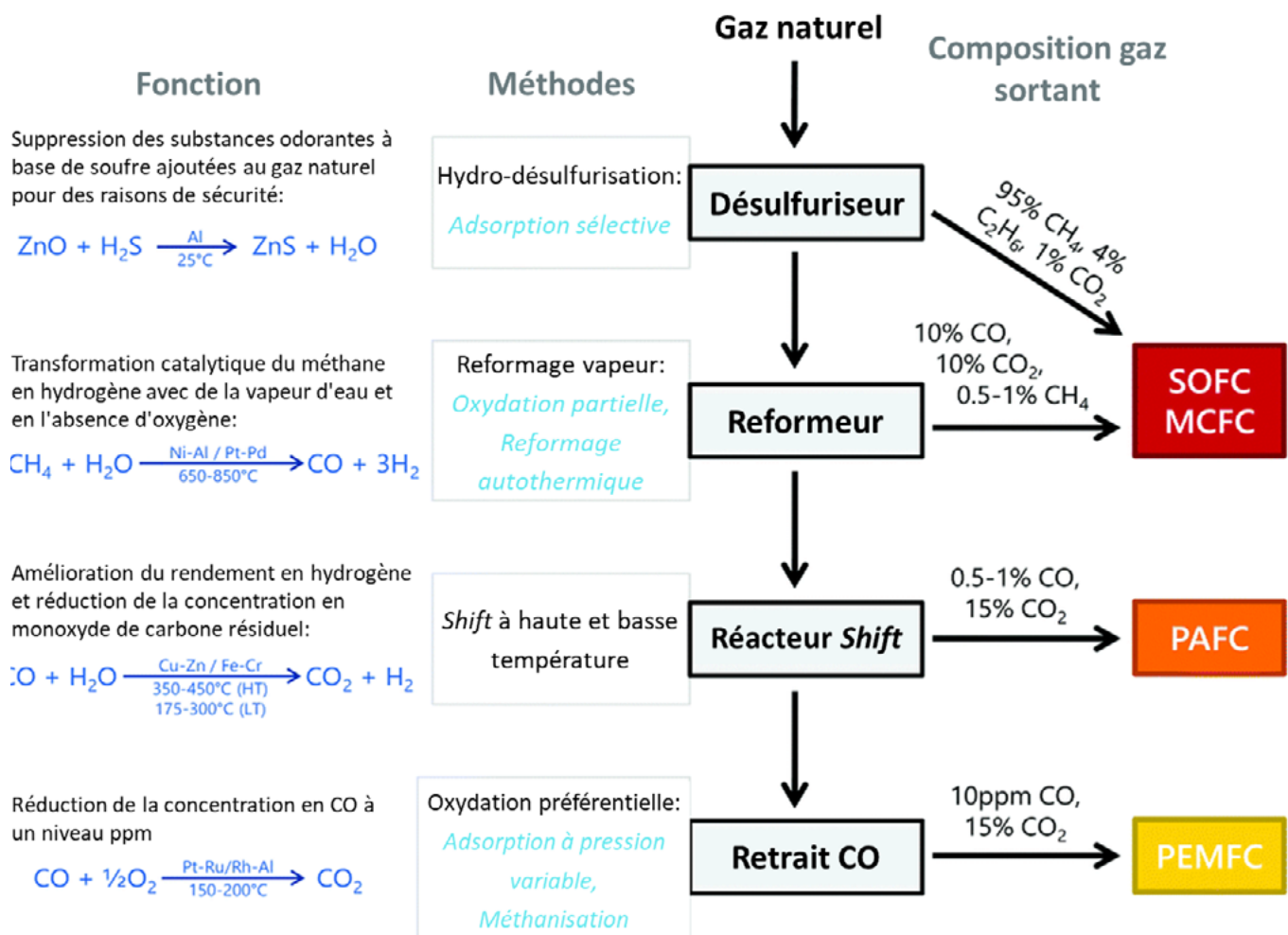


Figure 60 : Étape de traitement du carburant en fonction du type de systèmes de FC (I. Staffell, 2018).

Comme le montre la Figure 60, la tolérance à la contamination est spécifique pour chaque type de pile à combustible, ce qui nécessite une configuration différente pour les processeurs de combustible (I. Staffell, 2018). Après la première étape de traitement du gaz naturel par hydrodésulfuration, le processeur de combustible permet d'obtenir 95 % de CH<sub>4</sub>, 4 % de C<sub>2</sub>H<sub>6</sub> et 1 % de CO<sub>2</sub> pouvant être utilisés directement pour alimenter les SOFC ou MCFC. Une étape de reformage est nécessaire pour produire une alimentation plus riche en hydrogène à partir du gaz naturel désulfuré ou d'autres combustibles fossiles (essence, diesel, charbon gazéifié, méthanol). Ce gaz de reformage est généralement composé d'hydrogène,

de 10 % de CO, de 10 % de CO<sub>2</sub> et de 1 % de CH<sub>4</sub> et ne peut être utilisé directement que dans des MCFC ou des SOFC. Dans une étape subséquente, le reformat est traité dans un réacteur WGS à haute ou à basse température pour améliorer le rendement en hydrogène dans le mélange de combustibles, pour réduire sa teneur en monoxyde de carbone (CO) à 0,5 à 1 % et pour augmenter la teneur en CO<sub>2</sub> à 15 % sans CH<sub>4</sub>. Ce mélange de combustible composé d'hydrogène, de 1% de CO et de 15 % de CO<sub>2</sub> peut être introduit dans la PAFC à une température de fonctionnement supérieure à 150 °C. L'oxydation partielle est une dernière étape possible pour éliminer les impuretés du CO et ramener sa concentration à moins

de 10 ppm, pour augmenter la teneur en CO<sub>2</sub> à 15 % et pour éliminer les impuretés telles que le soufre et l'ammoniac. L'hydrogène pur ainsi obtenu peut être introduit dans les PEMFC sans CO ni autres impuretés nocives pour l'électrocatalyseur à base de platine.

Comme le montre la Figure 59, les gaz réactifs (hydrogène et oxygène) passent par un humidificateur avant d'être chauffés et introduits dans la pile à combustible. Cette étape est nécessaire car la membrane à électrolyte solide ne transporte pas correctement les protons de l'anode à la cathode et la conductivité de la membrane diminue considérablement lorsqu'elle est sèche.

Le cœur de la pile à combustible est constitué des empilements où se produisent les réactions électrochimiques sur les électrodes des MEA. Ce sont ces réactions qui produisent le courant continu dans chacune des cellules. Un empilement est le résultat d'une combinaison en série et en parallèle (si nécessaire) de cellules individuelles pour obtenir une tension, un courant et une puissance appropriés. Une cellule individuelle ayant une tension inférieure à 1 volt (la tension typique d'une cellule est d'environ 0,6-0,7 volt), elle est inutilisable tel quel dans la plupart des applications. Le nombre moyen de cellules individuelles dans un empilement est compris entre plusieurs dizaines et plusieurs centaines. La capacité de puissance d'un empilement de piles à combustible dépend du type de pile, de sa taille, de la température de fonctionnement et de la pression des gaz réactifs à l'alimentation.

À titre d'exemple, la pile PEMFC Ballard de 5 kW modèle MK5-E est composée de 36 cellules; chaque cellule a une surface active de 232 cm<sup>2</sup> d'électrocatalyseur, des électrodes en graphite et une membrane perfluorée de Dow (F. Laurencelle, 2001).

Le refroidissement des piles à combustible peut être de trois types : par air, par liquide et par changement de phase. Le refroidissement par air est le plus simple; cependant en fonction de sa puissance, il est plus difficile de garantir que l'ensemble de la pile va être refroidi. En général, les PEMFC d'une capacité supérieure à 5 kW sont refroidies à l'eau, celles de moins de 2 kW sont refroidies à l'air, la décision concernant les piles intermédiaires étant une question de jugement. Comparativement au système de refroidissement par air, le refroidissement par eau offre une capacité de refroidissement quatre fois supérieure. De plus, les canaux d'air augmentent la taille de la pile à combustible, ce qui se traduit par une empreinte spatiale plus importante. L'eau produite par la pile à combustible peut être recyclée, à des fins de refroidissement, en faisant circuler dans l'humidificateur.

Selon l'application de la pile à combustible, la puissance du système peut être contrôlée par le courant, la tension ou la fréquence, etc. De nombreuses applications de piles à combustible utilisant du courant alternatif, il est nécessaire d'installer un onduleur en sortie de pile pour convertir le courant continu en courant alternatif. Avant l'entrée dans l'onduleur, il est possible d'augmenter ou de diminuer la tension ou le courant continu à l'aide d'un convertisseur CC/CC à haut rendement (au moins 94 %).

### 3.5 AVANTAGES ET INCONVÉNIENTS DES PILES À COMBUSTIBLE

La densité de puissance et la puissance spécifique sont des paramètres importants dans les générateurs électriques (K. Wipke, 2012), mais leurs valeurs dans les piles à combustible sont plus fonction de la conception globale des systèmes et de la disposition des composants, que de la technologie des piles elle-même. Selon Hyundai, la densité de puissance d'une pile de 80 kW net était de 640 W/L en 2012, alors que l'objectif du DOE est de 650 W/L (Juriga, 2012), (DOE, 2016).

Le Tableau 20 compare différents paramètres de piles à combustible. La puissance la plus élevée pouvant aller jusqu'à quelques MW est obtenue avec les MCFC et les SOFC, tandis que les PEMFC permettent d'obtenir des piles plus petites. Le rendement électrique le plus élevé (60 %) est obtenu avec la LT-PEMC, l'AFC et la SOFC, et le plus faible (40 %) avec la PAFC. Les applications des PEMFC sont les plus nombreuses, suivies des piles AFC, tandis que les PAFC ne conviennent qu'à la production distribuée.

Les avantages des piles à combustible peuvent se résumer ainsi (DOE, 2019), (A. Kirubakaran, 2009) :

- **EFFICACITÉ**

Les piles à combustible sont généralement plus efficaces que les moteurs à combustion, qu'ils soient à piston ou à turbine.

- **SIMPLICITÉ**

Les éléments essentiels d'une pile à combustible sont très simples, avec peu ou pas de pièces mobiles. Cela peut conduire à des systèmes très fiables et durables.

- **FAIBLES ÉMISSIONS**

Lorsque l'hydrogène est le combustible, le sous-produit de la réaction principale de la pile à combustible de l'eau pure, ce qui signifie qu'une pile à combustible peut être essentiellement à « zéro émission ». Toutefois, il convient de noter qu'à l'heure actuelle, les émissions de CO<sub>2</sub> sont presque toujours présentes dans la production des combustibles, hydrogène ou autres.

- **SILENCE**

Les piles à combustible sont très silencieuses, même celles qui sont dotées d'un important équipement de traitement du combustible.

Le plus grand inconvénient des piles à combustible aujourd'hui est leur coût de fabrication, en particulier le coût des catalyseurs (par exemple, le platine). Le manque d'infrastructures pour soutenir la distribution d'hydrogène soulève également des défis pour le déploiement des piles. Les rapides progrès techniques en cours pour les applications des piles et de l'hydrogène faciliteront leur déploiement à grande échelle dans un avenir proche.

Caractéristiques	Unités	États en 2015	Cibles pour 2020
Coût <sup>a</sup>	\$/kW <sub>net</sub>	17 <sup>b</sup>	14
Durabilité en cycle	heures	2,500	5,000
Durabilité démarrage/Arrêt	cycles	–	5,000
Performance @ 0.8 V	mA/cm <sup>2</sup>	240	300
Performance @ puissance nominale (150 kPa <sub>abs</sub> )	mW/cm <sup>2</sup>	810	1,000
Robustesse (opération froide) <sup>c</sup>	Voir Notes	1.09	0.7
Robustesse (opération chaude) <sup>d</sup>	Voir Notes	0.87	0.7
Robustesse (froid transitoire) <sup>e</sup>	Voir Notes	0.84	0.7

Notes: a) Les coûts sont évalués en utilisant la projection le plus grand volume de 500 000 systèmes de 80 kW<sub>net</sub> par an. b) Coût lors de la production de MEA suffisants pour 500 000 systèmes par an. Le coût comprend tous les composants des MEA, y compris les cadres et les joints (J.Marcinkoski, 2015). c) Densité de puissance surfacique de 810 mW/cm<sup>2</sup> à 150 kPa<sub>abs</sub> et de 1 060 mW/cm<sup>2</sup> à 250 kPa<sub>abs</sub> (Steinbach, 2014). d) Rapport entre la tension de l'empilement des piles à combustible à 90°C et la tension de l'empilement des piles à combustible à 80°C fonctionnant à 1,0 A/cm<sup>2</sup>, mesuré en utilisant le protocole pour une courbe de polarisation figurant dans le tableau P.6. Un point de rosée de 59°C

Tableau 21 : Objectifs techniques du DOE pour les assemblages d'électrodes à membranes dans les applications de transport (DOE, 2016).

### 3.6 CIBLES TECHNIQUES ET ÉVALUATION DES SYSTÈMES COMMERCIAUX

Le manque de données disponibles sur les piles à combustible en conditions d'exploitation réelles est le principal facteur limitant l'essor industriel des véhicules à pile à combustible (FCEV). Cette section présente les cibles technologiques du DOE qui balisent le développement des différents composants nécessaires. Elles ont été introduites en collaboration avec l'*US DRIVE Partnership* qui comprend des entreprises du secteur automobile et du secteur de l'énergie ainsi que l'équipe technique du DOE chargée des piles à combustible.

Le développement des systèmes de piles à combustible pose de nombreux défis. Le coût et la durabilité des systèmes sont les aspects les plus importants à prendre en compte. Les données existantes sont rares et souvent non publiques, d'où la nécessité de mener des tests systématiques sur les dispositifs intégrés de piles à combustible. De tels essais sont absolument nécessaires et contribueront à développer des composants optimaux pour les FCEV.

Le Tableau 21 présente les cibles techniques des MEA (DOE, 2016) selon le NREL (National Renewable Energy Lab). Les cibles de coût pour 2020 sont de 14 \$ US/kW net pour la MEA et de 20 \$ US/m<sup>2</sup> pour la membrane, sur la base d'une production de masse de 500 000 piles de 80 kW. Le prix cible des électrocatalyseurs a été déterminé sur la base de la teneur en platine (g/kW) et du chargement (g/cm<sup>2</sup>) dans les électrodes. D'autres paramètres entrent en jeu comme la durabilité en fonction du cycle (2 500 cycles en 2015 et 5 000 cycles en 2020). Ces paramètres ont été évalués lors de la production d'une quantité suffisante de MEA pour 500 000 systèmes par an en utilisant les données du DOE. Le Tableau 21 présente d'autres caractéristiques issues de cette référence (DOE, 2016).

Les cibles pour la teneur totale en métaux du groupe du platine (PGM) pour les deux électrodes sont de 0,16 g/kW en 2015 et de 0,125 g/kW en 2020. Il n'est cependant pas certain que ces valeurs ou que les conditions pour ces cibles correspondent à celles utilisées dans l'industrie des FCEV. La pile à combustible de 113 kW de la Mirai de Toyota utilise actuellement 30 grammes de platine (soit 0,265 g/kW) (Reuters, 2019).

Cette valeur est deux fois plus élevée que la cible de teneur en platine prévue en 2020, soit 0,125 g/kW (cf. Tableau 21). Toyota prévoit de réduire la teneur en platine des deux tiers pour la ramener à environ 10 grammes par véhicule dans sa prochaine version. La plupart des objectifs ne sont pas encore atteints par l'industrie. Les autres objectifs qui ne sont pas énumérés ici et qui sont liés à la FCEV se trouvent dans le rapport (DOE, 2016).

Les Tableaux 22 et 23 listent les cibles techniques du DOE pour les alimentations électriques de secours et pour les systèmes intégrés d'alimentation par piles à combustible destinées au secteur des transports.

Le Tableau 24 indique les cibles techniques pour les systèmes de piles à combustible portables (5-50 watts/100-200 watts). Les coûts sont basés sur 25 000 et 10 000 unités par an pour les unités de 5-50 W et 100-200 W, respectivement.



Caractéristiques	Unités	États en 2015 <sup>a</sup>	Cibles pour 2020
Durée de vie	Années	10	15
Durabilité <sup>b</sup>	Heures	8,000	10,000
Efficacité énergétique <sup>c</sup>	%	50	60
Durée moyenne entre problèmes	Années	5	5
Intervalle de température ambiante	°C	-20 à 40	-50 à 50
Bruit	dB à 1 m	65	60
Temps de démarrage	Secondes	60	15
Disponibilité	%	99.7	96.3
Coût équipement	\$/kW	6,100 <sup>f</sup>	1,000
Coût annuel de maintenance	\$/kW	30	20
Coût total annuel annualisé pour la propriété	\$/kW	500	200

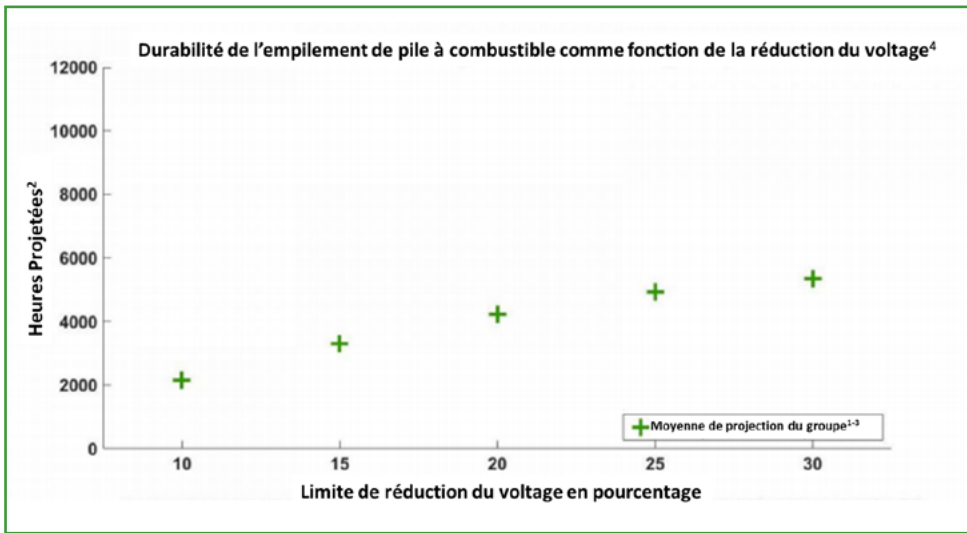
Tableau 22 : Objectifs techniques pour les systèmes d'alimentation de secours à piles à combustible (1-10 kWe) fonctionnant à l'hydrogène direct.

Caractéristiques	Unités	États en 2015	Cibles pour 2020	Cibles finales
Pique efficacité énergétique <sup>b</sup>	%	60 <sup>c</sup>	65	70
Densité énergétique	W/L	640 <sup>d</sup>	650	850
Énergie spécifique	W/kg	659 <sup>e</sup>	650	650
Coût <sup>f</sup>	\$/kW <sub>net</sub>	53 <sup>g</sup>	40	30
Temps de démarrage à froid à 50% de la puissance nominale				
@-20°C température ambiante	Secondes	20 <sup>h</sup>	30	30
@+20°C température ambiante	Secondes	<10 <sup>h</sup>	5	5
Énergie de démarrage <sup>i</sup> et d'arrêt				
De -20°C température ambiante	MJ	7.5	5	5
À +20°C température ambiante	MJ	-	1	1
Durabilité du cycle automobile	Heures	3,900 <sup>j</sup>	5,000 <sup>k</sup>	8,000 <sup>k</sup>
Durabilité démarrage/arrêt <sup>l</sup>	Cycles	-	5,000	5,000
Températures basses pour démarrage assisté	°C	-	-40	-40
Températures basses pour démarrage non assisté	°C	-30 <sup>n</sup>	-30	-30

Tableau 23 : Objectifs techniques : 80 kWe (net) Systèmes intégrés d'alimentation à piles à combustible pour les transports fonctionnant à l'hydrogène direct.

Caractéristiques	Unités	États en 2015 <sup>a</sup>	Cibles pour 2020
Puissance spécifique <sup>b</sup>	W/kg	23 <sup>h</sup> / 25 <sup>i</sup>	45 / 50
Densité énergétique <sup>b</sup>	W/L	24 <sup>h</sup> / 30 <sup>i</sup>	55 / 70
Énergie spécifique <sup>b,c</sup>	Wh/kg	120 <sup>j</sup> / 450 <sup>j</sup>	650 / 640
Densité énergétique <sup>b,c</sup>	Wh/L	200 <sup>i</sup> / 300 <sup>ij</sup>	650 / 900
Coût <sup>d</sup>	\$/W	15 <sup>i</sup> / 15 <sup>i</sup>	7 / 5
Durabilité <sup>d,f</sup>	Heures	1,500 <sup>i</sup> / 2,000 <sup>i</sup>	5,000 / 5,000
Durée moyenne entre problèmes <sup>f,g</sup>	Heures	500 <sup>i</sup> / 500 <sup>i</sup>	5,000 / 5,000

Tableau 24 : Objectifs techniques : Systèmes de piles à combustible portables (5-50 Watts / 100-200 Watts).



Notes : 1) La dégradation de la tension est mesurée sur la base du temps prévu pour la chute de tension, à courant élevé, 10 % inférieur qu'au début si tension de vie. Une dégradation de tension de 10% est une mesure du DOE pour évaluer la performance des piles à combustibles et non une indication des critères de fin de vie d'un OEM. 2) Les projections utilisant des données « sur route » sont calculées à un courant d'empilement élevé. 3) Chaque groupe a une valeur de projection de tension qui est la moyenne pondérée des projections de la pile à combustible du groupe. 4) Les heures projetées varient en fonction du pourcentage de dégradation de la tension, mais les heures projetées n'impliquent pas que toutes les piles fonctionneront (ou fonctionnent) à ces niveaux de dégradation de la tension.

Figure 61 : Durabilité de la puissance des piles à combustible en fonction de la chute de tension (J. Kurtz, 2019).

À ce jour, même si la PEMFC est considérée comme la technologie la plus mature pour les applications de transport, son futur déploiement commercial à grande échelle sera lié à la réduction des coûts et à l'amélioration de la durabilité.

Le NREL a évalué le fonctionnement de systèmes de piles à combustible sous différents angles afin de voir si les paramètres de performance étaient maximisés. L'étude indique que l'efficacité du système pour le parc de véhicules à 25 % de la puissance nominale est d'environ 57 %. Il est clair que les données sur les performances des piles à combustible montrent que la technologie devra continuer à s'améliorer pour atteindre les cibles du DOE 2020, à savoir une efficacité maximale de 65 % à 25 % de la puissance nominale (J. Kurtz, 2019).

La Figure 61 montre la durabilité de la tension de la pile à combustible du parc en fonction des niveaux de chute de tension (J. Kurtz, 2019). Dans cette figure, le pourcentage de baisse de tension dans l'empilement est exprimé en fonction du temps. La variation de cette chute de tension peut être comparée pour une durée de vie cible de 5 000 h. Comme prévu, la durabilité augmente avec la baisse de tension. Une chute de tension de 10 % correspond à une durabilité d'environ 2 000 heures. Une chute de tension de 30 % correspond à une durabilité de 6 000 heures. À ce jour, certains empilements dépassent le seuil de 5 000 heures, mais le problème réside dans les taux de dégradation, qui sont encore nettement supérieurs à l'objectif du DOE à savoir une dégradation de 10 %. On s'attend à ce que les progrès de la technologie des piles à combustible permettent à ces systèmes d'atteindre la cible fixée dans les 2 à 4 prochaines années.

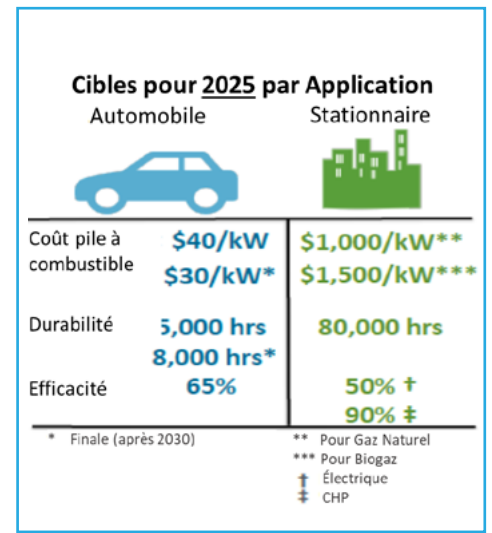


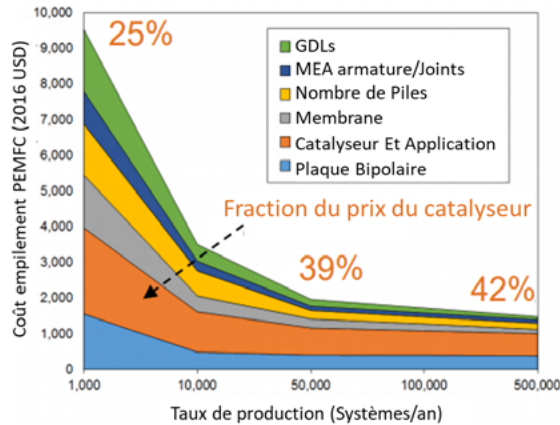
Figure 62 : Objectifs des applications des systèmes de piles à combustible pour 2025 par secteur (DOE, 2019).

La Figure 62 illustre les objectifs de coût et de durabilité pour les applications automobiles et stationnaires pour 2025. Les différences de coût significatives observables entre le secteur automobile et les installations stationnaires sont liées au BOP, qui dans le cas des applications stationnaires inclut le reformeur, ce qui n'est pas nécessaire dans l'autre cas.



Le coût de la PEMFC en fonction du taux de production annuel est donné à la Figure 63. La fraction du coût de l'électrocatalyseur de la pile passe de 25 % pour un taux de production de 1 000 unités par an à 39 % pour un taux de production de 50 000 unités par an et à 42 % pour un taux de production de 500 000. Cette tendance démontre le besoin de mettre au point de nouveaux électrocatalyseurs n'utilisant pas de métaux nobles et d'améliorer significativement les performances des MEA (DOE, 2019).

### 2018 Répartition des coûts pour les empilements des PEMFC



Coût catalyseur devrait être la composante la plus importante du coût de l'empilement des piles PEMFC à grand volume



**Stratégie**

- Réduire ou éliminer les niveaux PGM en catalyseurs \*
- Améliorer la performance MEA

Figure 63 : Coût de la PEMFC avec le taux de production (DOE, 2019).

L'analyse du DOE montre également que lorsque le taux de production augmente, le coût par kW diminue (Figure 64). Pour un taux de production de 500 000 unités/an, le coût par kW est passé de 140 \$ US/kW en 2006 à un coût de 45 \$ US/kW en 2018, pour un coût ultime de 30 \$ US/kW. Cette diminution du coût par kW dans le temps est liée à la durabilité qui passe de 1 800 heures en 2006 à 4 000 heures en 2016. Ces résultats indiquent que la durabilité a un effet indirect important sur le prix de la pile. Des efforts doivent être faits sur la durabilité des piles, leur performance et le développement de capacités de production de masse (DOE, 2019).

### État du prix des piles à combustibles

- **\$50/kW\*** pour 100,000 unités/an
- **\$45/kW\*** pour 500,000 unités/an
- **\$181/kW\*** pour 1,000 unités/an
- **\$210/kW\*** pour des technologies en cours de commercialisation à 1,000 unités/an

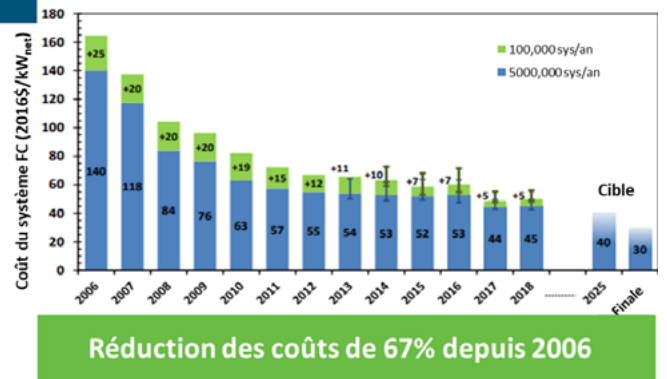


Figure 64 : Amélioration du coût des piles à combustible pour véhicules légers (DOE, 2019).

La Figure 65 présente l'évolution des coûts et de la durabilité des systèmes de piles à combustible. Tenant compte de ces objectifs de durabilité, le coût cible du DOE pour 2025 est de 40 \$ US/kW. Un coût préliminaire ajusté en fonction de la durabilité de 75 \$/kW est également montré sur la figure.

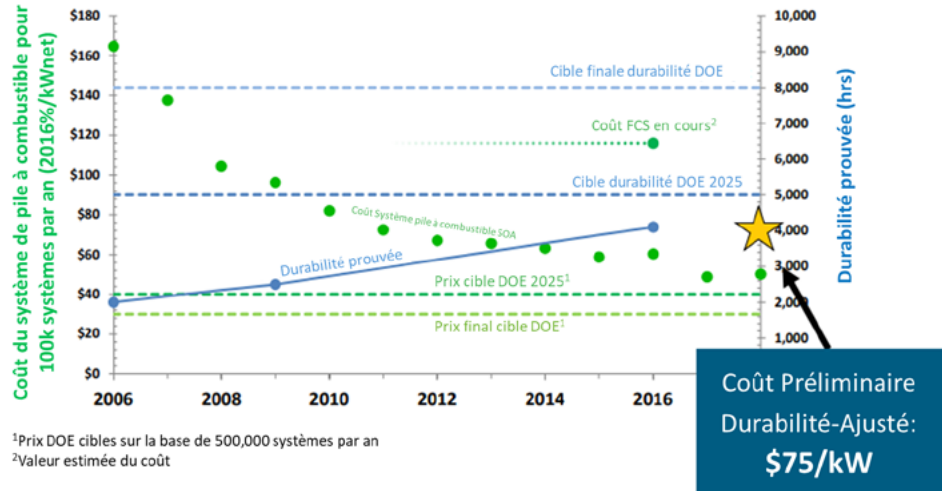


Figure 65 : Résumé de la variation du coût (prix 2016/kWnet) et de la durabilité (en heures) à un taux de production de 100 000 unités/an (DOE, 2019).

La Figure 66 présente l'analyse des coûts réalisée en 2018 par le DOE pour une pile de 160 kW net pour les autobus et les camions de moyen tonnage fabriqués à grande échelle (100 000 systèmes par an); le coût de la pile sera de 92 \$ US/kW net. La différence entre le coût total du système et les emplacements diminue lorsque la production augmente. Cette différence est de 100 \$ pour 1 000 unités par an et de 50 \$ pour 100 000 unités par an.

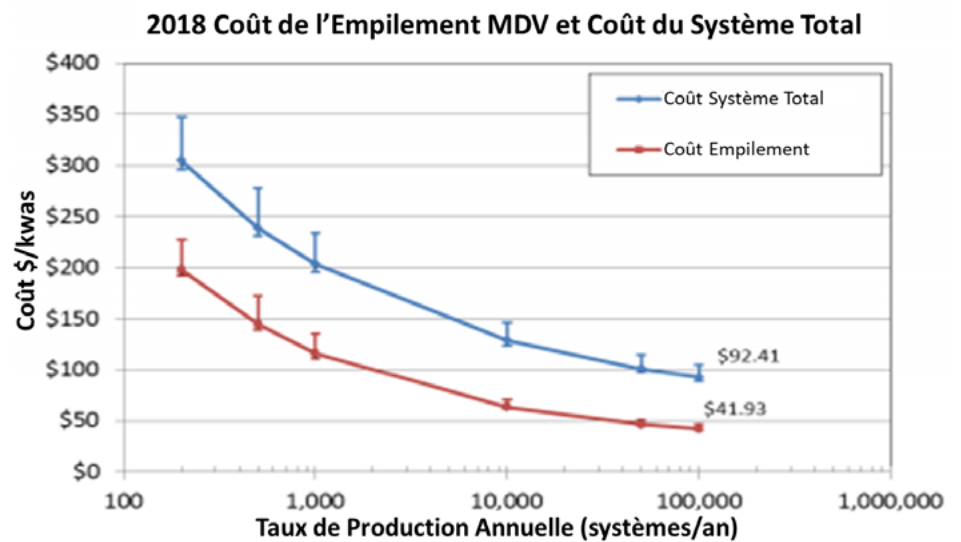


Figure 66 : Analyse des coûts pour les véhicules utilitaires moyens basée sur l'estimation des coûts de 2018 pour un système de 160 kWnet adapté aux bus et aux camions moyens (DOE, 2019).

Sur la base d'une production de 100 000 systèmes par an, la contribution en terme de coût de chaque composant de la pile PEMFC pour les véhicules utilitaires moyens (MDV) est la suivante: couche de diffusion des gaz (GDL) (5 %); reste de la pile (5 %); MEA (cadre et joints) (8%); membrane (9 %), plaques bipolaires (20 %); électrocatalyseur et application (53 %) (Figure 67). Le coût de l'électrocatalyseur est le facteur limitant la baisse du coût de la pile à combustible. La recherche et le développement de nouveaux électrocatalyseurs basés sur des métaux non nobles ou des électrocatalyseurs du groupe du platine est la question clé à traiter pour réduire le coût de la pile à combustible.

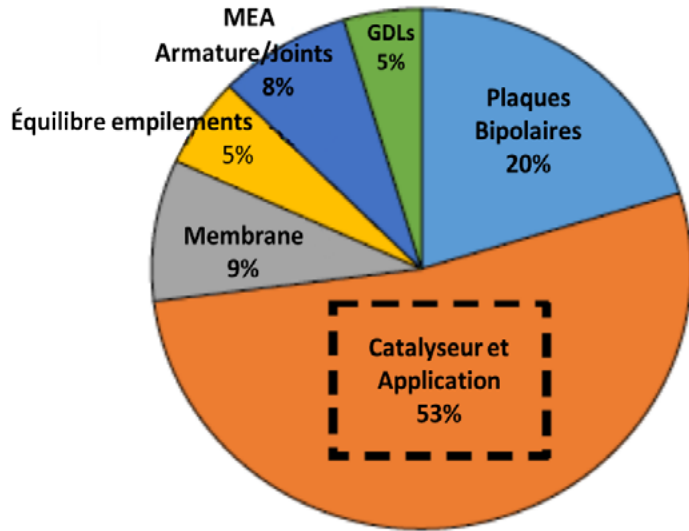


Figure 67 : Fraction du coût de chaque composant de la pile PEMFC pour les véhicules utilitaires moyens.

La Figure 68 montre la variation de la tension de la cellule à 1,5 volt avec les cycles de potentiel pour divers chargements de catalyseur. La tension de la cellule augmente lorsque le chargement en électrocatalyseur est élevé; les électrocatalyseurs à base de PtNi s'avèrent meilleurs que le Pt. Un électrocatalyseur fortement chargé en Pt entraîne une plus grande durabilité à long terme.

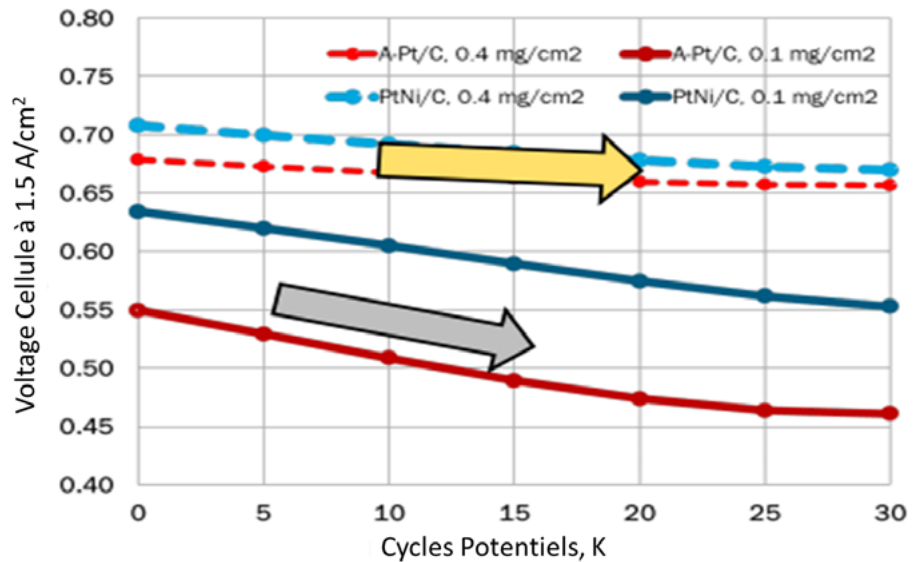


Figure 68 : Variation de la tension de la cellule à 1,5 volt avec les cycles de potentiel pour diverses charges de catalyseur (DOE, 2019).

	<b>Puissance Sortie (kW)</b>	<b>Contenu Pt (mg<sub>Pt</sub>/cm<sup>2</sup>)</b>	<b>Coût Système (\$/kWnet) 100k systèmes/an</b>
<b>LDV</b>	80	0.125	50
<b>MDV*</b>	170	0.35	89
<b>HDV*</b>	230	0.35	95

Tableau 25 : Coût du système FCEV en fonction de la masse du véhicule (DOE, 2019).

### 3.7 CONCLUSION

L'analyse des coûts suggère que le coût des piles à combustible pour les véhicules lourds (95 \$ US/kW) est presque deux fois plus élevé que celui des véhicules légers (50 \$ US/kW). Il est possible d'augmenter la charge de l'électrocatalyseur des véhicules légers et moyens pour la même durabilité. C'est pourquoi il est nécessaire de mettre au point un électrocatalyseur peu coûteux et efficace avec une durabilité au moins égale à celle des véhicules légers.

Le coût actuel (production et matériel) d'une production de masse de 500 000 unités par an d'un FCEV de 80 kW serait d'environ 50 \$ US/kW. C'est environ 10 à 12 \$ US/kW de plus que la cible. Il s'avère donc nécessaire de travailler sur les coûts.

Le coût ne tient cependant pas compte de l'aspect durabilité. Ces deux aspects, coût et durabilité, doivent être mis en relation; le coût des piles peut facilement être réduit en diminuant la teneur en platine, cependant mais la baisse de cette teneur aura un impact négatif sur la durabilité. Ces différentes analyses techniques et économiques montrent que les défis liés au coût, à la performance et à la durabilité restent d'actualité.

Les piles à combustible pourraient être appelées à jouer un rôle important dans l'économie à faibles émissions en carbone grâce à la polyvalence des technologies de l'hydrogène dans le secteur des transports (mobilité hydrogène) et de l'alimentation électrique (applications stationnaires et portables). Les piles peuvent être alimentés par divers combustibles à base d'hydrocarbures légers mais aussi par de l'hydrogène décarboné obtenu à partir d'énergies renouvelables, ce qui explique l'intérêt qui se manifeste actuellement pour la production d'hydrogène par électrolyse de l'eau.

Au cours des 10 à 20 prochaines années, il est prévu que les piles à combustible PEMFC pénètrent de manière significative certains secteurs des transports (navires, drones, chariots élévateurs, trains, autobus, etc.) Les applications stationnaires (production électrique, production combinée d'électricité et de chaleur, production en période de pointe) seront quant à elles assurées par les piles PAFC, MCFC et SOFC dont certaines de grande taille.

Actuellement, les coûts des véhicules à pile à combustible sont plus élevés que ceux des véhicules électriques à batterie (VEB), mais une industrialisation de masse leur permettrait d'atteindre la parité d'ici quelques années. Ils ont comme avantage une autonomie et un temps de ravitaillement nettement meilleurs que ceux des VEB et sont particulièrement attractifs pour les autobus, les camions et la mobilité intensive. On prévoit que la mobilité hydrogène se déploiera dans les villes, le secteur du rail, les aéroports, les ports et les entrepôts.

Des améliorations considérables sont encore nécessaires pour que les piles à combustible deviennent réellement compétitives dans les véhicules légers, mais cela semble réaliste à moyen terme. Le coût et la durabilité sont les obstacles à surmonter concernant les applications automobiles.

## CONVERSION BIOCHIMIQUE ET TECHNOLOGIES ÉMERGENTES POUR PRODUIRE DE L'HYDROGÈNE

### CONVERSION BIOCHIMIQUE

La conversion biochimique de la biomasse utilise des microorganismes telles les bactéries et les microalgues pour produire de l'hydrogène par des réactions biologiques catalysées par la lumière du soleil ou par de la matière organique. La biomasse peut être constituée de sucres raffinés, de sources de biomasse brute telles que la paille de maïs, et même d'eaux usées. Toutes les méthodes biochimiques sont encore en phase de laboratoire et sont donc utilisées à très petite échelle. Les taux de conversion et les rendements en hydrogène sont encore bien inférieurs aux seuils à partir desquels une commercialisation serait possible, et doivent encore être considérablement augmentés.

Il existe un certain nombre de méthodes pour convertir la biomasse en hydrogène. Les méthodes les plus pertinentes sont la fermentation sombre à l'aide de bactéries hétérotrophes, la photofermentation à l'aide de bactéries photosynthétiques et la séparation photobiologique de l'eau à l'aide d'algues vertes ou de cyanobactéries.

Ces voies technologiques en sont à un stade précoce de la recherche, mais à long terme, elles offrent un potentiel de production durable d'hydrogène à faible teneur en carbone.

#### • FERMENTATION SOMBRE

Lors de la fermentation sombre directe, les microbes produisent eux-mêmes l'hydrogène. Ces microbes peuvent décomposer des molécules complexes par de nombreuses voies chimiques différentes, et les sous-produits de certaines de ces voies peuvent être combinés par des enzymes pour produire de l'hydrogène. La R&D se concentre sur l'augmentation des rendements en hydrogène et l'amélioration des vitesses de fermentation. La fermentation sombre indirecte se produit dans des cellules d'électrolyse microbienne (CEM); ces dispositifs assistés par un petit courant électrique supplémentaire, exploitent l'énergie et les protons produits par les microbes qui décomposent la matière organique, pour produire de l'hydrogène. Cette technologie est très récente, et les chercheurs travaillent à l'amélioration de nombreux aspects du système, allant de la recherche de matériaux moins coûteux jusqu'à l'identification des types de microbes les plus efficaces à utiliser.

### • PRODUCTION PHOTOBIOLOGIQUE

La production photobiologique d'hydrogène utilise des algues ou des cyanobactéries et la lumière du soleil pour transformer l'eau, et parfois la matière organique, en hydrogène. Ces organismes présentent certains avantages sur d'autres techniques, car ils peuvent produire de l'hydrogène directement à partir de ressources énergétiques renouvelables (soleil et eau), ils sont neutres en carbone, fonctionnent à température et à pression ambiantes, s'assemblent d'eux-mêmes pour former la structure catalytique et ils n'ont pas besoin d'une infrastructure électrique intermédiaire. Toutefois, des défis restent à relever comme le faible rendement de la conversion de la lumière solaire, la vitesse de production d'hydrogène réduite, le coût élevé des photobioréacteurs, et le fait que la séparation de l'eau produit également de l'oxygène; cet oxygène agit comme inhibiteur dans la réaction de production d'hydrogène et peut poser un problème de sécurité lorsqu'il est mélangé à l'hydrogène à certaines concentrations. Les chercheurs travaillent à la mise au point de méthodes permettant aux microbes de produire de l'hydrogène sur de plus longues périodes et d'augmenter la vitesse de production d'hydrogène (Eleftherios Touloupakis, 2019).

## • PHOTO-FERMENTATION

Certains microbes photosynthétiques utilisent la lumière du soleil comme force motrice pour décomposer la matière organique, libérant ainsi de l'hydrogène. C'est ce qu'on appelle la production d'hydrogène par photofermentation. Parmi les principaux défis majeurs de cette voie figurent une vitesse de production d'hydrogène très faible et un rendement de la conversion de l'énergie solaire en hydrogène peu élevé, ce qui en fait une voie de production d'hydrogène non viable commercialement pour le moment. Les travaux de R&D se concentrent sur l'amélioration de la collecte et de l'utilisation de l'énergie par les microbes et sur l'augmentation du taux de formation de l'hydrogène (Razu M.H., 2019).

## TECHNOLOGIES ÉMERGENTES POUR PRODUIRE DE L'HYDROGÈNE

### • SÉPARATION DU MÉTHANE PAR PLASMA

Le fractionnement du méthane, un nouveau moyen potentiel de produire de l'hydrogène à partir du gaz naturel, fait l'objet de recherche et développement depuis les années 1990. La technologie dominante est basée sur un plasma triphasique à courant alternatif et utilise le méthane comme matière première et l'électricité comme source d'énergie. Elle produit de l'hydrogène et du carbone solide, mais aucune émission de CO<sub>2</sub> (M. Gautier, 2017). Le fractionnement du méthane nécessite un plasma à haute température, ce qui occasionne des pertes thermiques importantes qui réduisent son rendement, mais il utilise trois à cinq fois moins d'électricité que l'électrolyse pour

la même quantité d'hydrogène produite. Il génère peu de CO<sub>2</sub> et permet d'obtenir du carbone solide sous forme de noir de carbone, ce qui pourrait permettre d'améliorer sa rentabilité grâce à la vente de noir de carbone dans les industries du caoutchouc, des imprimantes et des plastiques. L'entreprise américaine Monolith Materials exploite une usine pilote de fractionnement du méthane en Californie et construit une usine de taille industrielle au Nebraska. L'usine du Nebraska fonctionnera à terme avec de l'électricité à faible teneur en carbone et vendra l'hydrogène au Nebraska Public Power District, qui prévoit de convertir à cet effet une centrale au charbon de 125 MW à la combustion directe de l'hydrogène. Bien que le rendement total de la centrale sera inférieur à celui basé sur l'utilisation du gaz naturel, les émissions provenant de la combustion du gaz seront évitées et l'hydrogène agira en fait comme une réserve d'électricité pour le réseau électrique. La demande mondiale de noir de carbone devrait passer de 12 à 16 Mt au cours des cinq prochaines années, ce qui pourrait constituer un autre moteur économique pour cette nouvelle technologie.

### • REFORMAGE À SEC

La conversion du méthane en gaz de synthèse par le CO<sub>2</sub> ou reformage à sec est un procédé catalytique produisant du gaz de synthèse. Cette technologie a pour avantage d'être adaptée au gaz naturel à faible pouvoir calorifique et riche en CO<sub>2</sub>, de permettre la conversion et l'utilisation du CH<sub>4</sub> et du CO<sub>2</sub>, et de produire en syngas qui peut être converti ultérieurement en combustible liquide par synthèse Fischer-Tropsch.

La désactivation et la sélectivité des catalyseurs de reformage à sec du méthane utilisant des métaux de base, notamment à base de nickel, sont les deux obstacles majeurs empêchant l'industrialisation du procédé pour la production de gaz de synthèse à valeur ajoutée (A. Abdulrasheed, et al., 2019), (S.Hamzehlouia, 2018). C'est sur ces points que les travaux de R&D ont porté ces dernières années. En 2015, le groupe Linde, en partenariat avec BASF, a révélé l'existence de travaux à l'échelle pilote sur deux matériaux catalytiques, à base de nickel et à base de cobalt, dans le but d'obtenir des données à plus long terme et à une échelle plus grande (E. Schwab, 2015). Le procédé de Linde n'est pas du reformage à sec au sens strict, en raison de l'utilisation de vapeur dans la réaction pour augmenter la quantité d'hydrogène (TCGR, 2018). Cependant, la quantité de vapeur utilisée est beaucoup plus faible comparativement au SMR. Le procédé de reformage à sec nécessite une énergie relativement faible. Si cette énergie provient de sources renouvelables, l'hydrogène peut être produit sans émission de CO<sub>2</sub> à l'échelle industrielle (Owen-Jones, 2019). La technologie de reformage à sec BASF/Linde devrait être commercialisée d'ici 2020 (Brudermüller, 2019).



NOM DU PROJET	ANNÉE	CAPACITÉ	LOCATION	TYPE D'ÉLECTROLYSEUR	RÉFÉRENCE
<b>HARP System Bella Coola</b>	<b>2010</b>	0.01 MW	Canada, Bella Coola (HARP)	PEM	(BC Hydro, 2010)
<b>Primolyzer (R&amp;D)</b>	<b>2010</b>	1 Nm <sup>3</sup> /h H <sub>2</sub>	Denmark	PEM	(PRIMOLYZER, 2010)
<b>SolarFuel-Alpha 2<sup>nd</sup> site</b>	<b>2010</b>	0.025 MW	Germany, Werlte	AE	(S.Rieke, 2012 )
<b>H2KT</b>	<b>2010</b>	0.098 MW	Greenland, Nuuk	Alkaline	(H2KT project, 2010)
<b>Wind2H2</b>	<b>2010</b>	0.033 MW	US, Boulder	PEM	(K.Harrison, 2010)
	<b>2011</b>	4 Nm <sup>3</sup> /h	Australia, Port Augusta	PEM	(Nel, 2019)
<b>Ramea Wind-Hydrogen-Diesel Project</b>	<b>2011</b>	0.162 MW	Canada, Ramea Island	AE	(NL Hydro, 2007)
<b>Green Natural Gas</b>	<b>2011</b>	0.04 MW	Denmark	NA	(H. Iskov, 2013)
<b>Hydrogenics Fueling Stations for FC Bus</b>	<b>2011</b>	130 kg/day	Germany, Aargau (CHIC)	NA	( K. Müller , 2016)
<b>H2-Tankstelle HafenCity</b>	<b>2011</b>	0.96 MW	Germany, Hamburg	AE	(H 2 INFRASTRUCTURE, 2011)
<b>Hydrogenics Fueling Stations for FC Bus</b>	<b>2011</b>	0.6 MW	Germany, Hamburg (CHIC)	NA	(M. Kammerer, 2015)
<b>DVGW-EBI KIT - Demo-SNG</b>	<b>2011</b>	0.2 MW	Germany, Karlsruhe	PEM	(L. Grond, et al., 2013)
<b>Hybridkraftwerk Prenzlau</b>	<b>2011</b>	0.5 MW	Germany, Prenzlau	AE	(V.Vartiainen, 2016)
<b>Wasserstofftankstelle Stuttgart Talstraße</b>	<b>2011</b>	0.4 MW	Germany, Stuttgart	NA	(Anon., 2016)
<b>Hybrid Power Plant ENERTRAG</b>	<b>2011</b>	0.5MW	Germany, Prenzlau	AE	www.enertrag.com
<b>Hydrogenics Fueling Stations for FC Bus</b>	<b>2011</b>	215 kg/day	Italy, Milan (CHIC)	NA	( K. Müller , 2016)
<b>Hydrogenics Fueling Stations for FC Bus</b>	<b>2011</b>	260 kg/day	Norway, Oslo (CHIC)	NA	( K. Müller , 2016)



NOM DU PROJET	ANNÉE	CAPACITÉ	LOCATION	TYPE D'ÉLECTROLYSEUR	RÉFÉRENCE
Hydrogenics Fueling Stations for FC Bus	2011	390 kg/day	Switzerland, Bolzano (CHIC)	NA	( K. Müller , 2016)
ICHET	2011	0.055 MW	TURKEY	PEM	(J.Harte, 2011)
ELYGRID (R&D)	2011	3.5 MW	EU	AE	(L.Correas, 2014)
RESElyser (R&D)	2011	0.001 MW	EU	AE	(Reißner, 2015)
Industria de Aceite FINO S.A.	2012	300 Nm <sup>3</sup> /h	Bolivia	AE	(Nel, 2019)
H2 research center BTU Cottbus	2012	0.145 MW	Germany, Cottbus	AE	(C.Ziems, 2012)
REG-Technikum	2012	0.025 MW	Germany, Stuttgart	AE	(Brinner, 2013)
Underground Sun Storage	2013	0.5 MW	Austria,Pilsbach	Alkaline	(F.Simon, 2019)
EI-Oppgraderet Biogas	2013	0.05 MW	Denmark, Foulum	SOE	(EUDP, 2018)
P2G-Foulum Project	2013	0.025 MW	Denmark, Foulum	PEM	(K.Byman, 2013)
H2 Logic 5 HRS with onsite electrolysis (Aalborg, Vejle, Gladsaxe, Copenhagen, Køge)	2013	100 KG/DAY	Denmark	NA	(Nel, 2019)
HyCube MYRTE	2013	< 0.56 MW	France, Corsica	NA	(U. Bünger, 2014)
GRHYD	2013	10 Nm <sup>3</sup> /h H <sub>2</sub>	France, Dunkerque	PEM	(Nel, 2012)
Hypos	2013	1 MW	Germany, Berlin	AE	(Hypos, 2016)
H2Move	2013	0.04 MW	Germany, Freiburg	PEM	(H2Move, 2013)
RH2-WKA	2013	1 MW	Germany, Grapzow	PEM	(RH 2 -WKA, 2015)

NOM DU PROJET	ANNÉE	CAPACITÉ	LOCATION	TYPE D'ÉLECTROLYSEUR	RÉFÉRENCE
<b>H2Herten</b>	<b>2013</b>	0.165 MW	Germany, Herten	AE	(H2orizon, 2013)
<b>Audi</b>	<b>2013</b>	0.5 MW	Germany, Prenzlau	Alkaline	(McPhy, 2019)
<b>e-Gas-Anlage Werlte</b>	<b>2013</b>	6 MW (3x2 MW)	Germany, Werlte	Alkaline	(McPhy, 2013)
<b>Stromlückenfüller</b>	<b>2013</b>	0.2 MW	Germany, Reußenköge	PEM	(GP Joule, 2015)
<b>Osshy Pushy</b>	<b>2014</b>	0.06 MW	France	AE	(AFHY PAC, 2014)
<b>Lashy Pushy</b>	<b>2014</b>	0.060 MW	France	AE	(AFHY PAC, 2014)
<b>MINERVE</b>	<b>2014</b>	0.012 MW	France, Minerve	SOE	(Polytech Nantes, 2018)
<b>H2BER Multi-Energie-Tankstelle</b>	<b>2014</b>	0.5 MW	Germany, Berlin	Alkaline	(McPhy, 2019)
<b>DemoSNG</b>	<b>2014</b>	0.006 MW	Germany, Karlsruhe	NA	(Karlsruhe Institute of Technology, 2015)
<b>MicroPyros</b>	<b>2014</b>	0.25 MW	Germany, Straubing	NA	<a href="https://www.micropyros.de/unternehmen/">https://www.micropyros.de/unternehmen/</a>
<b>P2G-Elektrolyse zur AEL-Erforschung</b>	<b>2014</b>	0.3 MW	Germany, Stuttgart	AE	(A.Brinner, 2014)
<b>Stuttgart</b>	<b>2014</b>	1 MW	Germany, Stuttgart	Alkaline	(V.Vartiainen, 2016)
<b>STORE&amp;GO</b>	<b>2014</b>	0.2 MW	ITALY	PEM	(J.Gorre, 2018)
<b>wind2hydrogen</b>	<b>2015</b>	0.01 MW (14.4 Nm <sup>3</sup> /h)	Austria, Auerstha	PEM ( P at 163 bar)	(OMV Gas & Power, 2016)
<b>Raglan Nickel mine</b>	<b>2015</b>	0.315 MW	Canada, Nunavik	PEM	(TUGLIQ ENERGY, 2016)
<b>Agerbæk/Helle-Project</b>	<b>2015</b>	0.006 MW	Denmark, Agerbæk/Helle	PEM	(J.Bruun,, 2014)
<b>Wind Farm</b>	<b>2015</b>	1MW (200 Nm <sup>3</sup> /h H <sub>2</sub> )	Germany	PEM	(RH2-WKA, 2103)

NOM DU PROJET	ANNÉE	CAPACITÉ	LOCATION	TYPE D'ÉLECTROLYSEUR	RÉFÉRENCE
<b>Uniper WindGas Falkenhagen Hydrogen Pilot Project</b>	2015	1 MW (360 Nm <sup>3</sup> /h H <sub>2</sub> )	Germany, Falkenhagen	AE	(V. Vartiainen, 2016)
<b>WindGas Hamburg</b>	2015	2 MW	Germany, Hamburg	PEM	(A. Schmid, 2015)
<b>Power-2-Hydrogen-Tankstelle</b>	2015	3.5 kg H <sub>2</sub> /hr (0.18 MW)	Germany, Hamburg	PEM	(HZwei, 2015)
<b>Demonstrationsanlage Hanau</b>	2015	0.03 MW	Germany, Hanau	PEM	(Energie & Management GmbH, 2019)
<b>RWE PtG plant Ibbenbüren</b>	2015	0.15 MW	Germany, Ibbenbüren	PEM	(V. Vartiainen, 2016)
<b>HELMETH</b>	2015	0.015 MW	Germany, Karlsruhe	SOE	(Sunfire, 2019)
<b>H2ORIZON</b>	2015	0.9 MW (70 Nm <sup>3</sup> /h H <sub>2</sub> )	Germany, Lampoldshausen	PEM	(H2orizon, 2015)
<b>Komplexlabor FH Stralsund</b>	2015	0.02 MW	Germany, Stralsund	AE	(V.Vartiainen, 2016)
<b>Energiepark Mainz</b>	2015	6 MW	Germany, Mainz-Hechtsheim	PEM	(Energy BrainBlog, 2015)
<b>RENERG2</b>	2015	0.1 MW	Switzerland, Villigen	PEM	(C. Bach, 2015)
<b>Bright Green Hydrogen</b>	2015	0.03 MW	UK, Scotland	AE	(Hogg, 2017)
<b>Biocat</b>	2016	1 MW	Denmark, Avedøre	AE	(P. Dietiker, 2017)
<b>Biocatalytic methanation of hydrogen and carbondioxide in afixed bed bioreactor</b>	2016		Finland, Helsinki	PEM	(PRIMOLYZER, 2012)
<b>Exytron Zero-Emission-Wohnpark</b>	2016	0.063 MW	Germany, Alzey	AE	(Exytron, 2019)
<b>Laborreaktor am Fraunhofer IWES</b>	2016	0.05 MW	Germany, Kassel	NA	(R. Schröer, 2016)
<b>bioCONNECT</b>	2016		Germany, Lemgo	PEM	(bioCONNECT, 2016)

NOM DU PROJET	ANNÉE	CAPACITÉ	LOCATION	TYPE D'ÉLECTROLYSEUR	RÉFÉRENCE
<b>TECPHY</b>	<b>2016</b>	0.015 MW	Switzerland, Brütten	NA	(P. Couty, 2019)
<b>Hydrogen Bus Project</b>	<b>2016</b>	1 MW	UK, Aberdeen	Alkaline	(F. SMEETS, 2017)
<b>Smart Power Farm</b>	<b>2016</b>	0.005 MW	UK, Cheshire	NA	(ACTA, 2016)
<b>Levenmouth Community Energy Project</b>	<b>2016</b>	0.25 MW/ 2x60 MW	UK, Methil	PEM/AE	(Bright Green Hydrogen, 2016)
<b>HyFive London 1</b>	<b>2016</b>	0.1MW	UK,LONDON	PEM	(Hydrogen Europe, 2018)
<b>HyFive London 2</b>	<b>2016</b>	0.1MW	UK,LONDON	PEM	(Hydrogen Europe, 2018)
<b>BOEING</b>	<b>2016</b>	42 Nm <sup>3</sup> /h (0.14 MW)	US, San Diego	SOE	(Sunfire, 2016)
<b>SoCalGas-UCI</b>	<b>2016</b>	7, 60 kW	US, Irvine/California	PEM	(Fuel Cells Bulletin, 2015)
<b>Demo4Grid</b>	<b>2017</b>	4 MW (2x2MW)	Austria,Mpreis	AE	(demo4grid, 2019)
<b>Enbridge P2G toronto</b>	<b>2017</b>	2 MW	Canada, Ontario	PEM	(Hydrogenics, 2019)
<b>EI-Opgraderet Biogas II</b>	<b>2017</b>	0.05 MW	Denmark, Foulum	SOE	(EUDP, 2018)
<b>Haldor Topsoe - EI-Opgraderet Biogas II</b>	<b>2017</b>	0.05 MW	Denmark, Foulum	SOE	(EUDP, 2018)
<b>HyFive London 3</b>	<b>2017</b>	0.1MW	UK,LONDON	PEM	(Hydrogen Europe, 2018)
<b>SoCalGas-NREL</b>	<b>2017</b>	250 KW	US, Golden/Colorado, NREL TEST CENTER	NA	(NREL, 2017)
<b>CPI Zaoquan thermal power plant in China's Ningxia region</b>	<b>2017</b>	0.1 MW	China	AE	(Market Screener, 2017)

NOM DU PROJET	ANNÉE	CAPACITÉ	LOCATION	TYPE D'ÉLECTROLYSEUR	RÉFÉRENCE
Hebei – China	2017	4 MW	China	NA	(Market Screener, 2017)
Markham Energy Storage	2018	2.5 MW (500 Nm <sup>3</sup> /h H <sub>2</sub> at 30 bar)	Switzerland, Brütten	NA	(P.Couty, 2019)
Hebei- China	2018	4 MW (2x2MW)	China, Hebei	AE	(McPhy, 2017)
Guangdong Synergy Hydrogen Power Technology Co.	2018	4 MW	China, Foshan and Yunfu	PEM	(Business Wire, 2016)
MEGA-STORE 2	2018	0.25 MW	Denmark, Heden	AE	(ForskEL, 2015)
Hybalance	2018	1.2 MW, 230 Nm <sup>3</sup> /h H <sub>2</sub>	Denmark, Hobro	PEM	(hybalance, 2019)
Jupiter 1000	2018	1 MW	France, Fos-sur-Mer	PEM, Alkaline	(Jupiter1000, 2019)
Wind-to-Gas Südermarsch (Brunsbtuttel)	2018	2.4 MW (400 Nm <sup>3</sup> /h H <sub>2</sub> at 30 bar)	Germany, Brunsbtuttel	PEM	(wind2gas, 2019)
HYPOS: localhy	2018	0.02 MW	Germany, Sonneberg	NA	(HYPOS, 2017)
PtG-Anlage Grenzach-Whylen	2018	0.3 MW	Germany, Whylen	NA	(Windkraft, 2016)
	2018	1 MW	Thailand	PEM	(Microgrid Knowledge, 2019)
Foshan hydrogen city & Yunfu	2018	13 MW	China	PEM	(Holland Innovation Network China, 2019)
Guangdong Synergy Hydrogen Power Technology Co.	2019	9 MW	China, Foshan and Yunfu	PEM	(Business Wire, 2016)
SYNFUEL	2019		Denmark, Lyngby	SOE	(Synfuel, 2015)
SMT-AG	2019	0.5 MW	France, Artois-Gohelle	Alkaline	(McPhy, 2019)
ENGIE FUEL STATION	2019	20 KG/DAY	France, Paris	NA	(Congress, 2018)

NOM DU PROJET	ANNÉE	CAPACITÉ	LOCATION	TYPE D'ÉLECTROLYSEUR	RÉFÉRENCE
<b>HYPOS – MegaLyseur</b>	<b>2019</b>	2 MW	Germany, Leuna	PEM	(S. Schroeter, 2016)
<b>Energiepark Pirmasens – Winzeln</b>	<b>2019</b>	1.8 MW	Germany, Pirmasens	NA	(BWK ENERGIE, 2019)
<b>EXYTRON Demonstrationsanlage</b>	<b>2019</b>	0.021 MW	Germany, Rostock	AE	(Carbon Commentary, 2017)
	<b>2019</b>	1MW (200 Nm <sup>3</sup> /h H <sub>2</sub> )	NL, Veendam	PEM	(ITM POWER, 2019)
<b>Haeolus Wind-to-Hydrogen</b>	<b>2019</b>	400 Nm <sup>3</sup> /h H <sub>2</sub> (power: 2,5 MW)	Norway	PEM	(Hydrogenics, 2018)
	<b>2019</b>	2 MW	Switzerland, Gösigen	PEM	(H2energy, 2019)
<b>HyDeploy</b>	<b>2019</b>	0.5 MW	UK, Newcastle	PEM	<a href="https://hydeploy.co.uk/">https://hydeploy.co.uk/</a>
<b>BALANCE</b>	<b>2019</b>	0.008 MW	EU, H2020 project PENTAGON	SOE	<a href="https://www.balance-project.org/projects/">https://www.balance-project.org/projects/</a>
<b>ARENA</b>	<b>2020</b>	0.22 MW	Australia, Brisbane	PEM	(Renew Economy, 2019)
<b>Air Liquide Becancour</b>	<b>2020</b>	20 MW	Canada, Quebec	PEM	(PLANT, 2019) < <a href="https://www.plant.ca/sustainability/air-liquide-adds-20-mw-hydrogen-system-to-becancour-plant-181614/">https://www.plant.ca/sustainability/air-liquide-adds-20-mw-hydrogen-system-to-becancour-plant-181614/</a> >
<b>Shell oil refinery</b>	<b>2020</b>	20 MW	Denmark, Fredericia	AE	(Nel, 2012) < <a href="https://nelhydrogen.com/assets/uploads/2018/03/2018-03-02-FC-EXPO-Nel_FINAL.pdf">https://nelhydrogen.com/assets/uploads/2018/03/2018-03-02-FC-EXPO-Nel_FINAL.pdf</a> >
<b>H2Future</b>	<b>2021</b>	6 MW	Australia, Linz	PEM	(FCH JU, 2017)
<b>H2V59 &amp; H2V76</b>	<b>2022</b>	610 MW	France, Loon-Plage & St. Jean deFolleville	PEM	(H2V, 2020)

## STOCKAGE PAR HYDRURES MÉTALLIQUES

L'hydrogène peut être absorbé de manière réversible par les composés métalliques sous l'effet de la température et de la pression (S. Niaz, 2015). La molécule d'hydrogène est d'abord dissociée sur la surface solide, puis ses atomes diffusent dans le métal hôte, formant des hydrures métalliques. L'hydrure métallique est constitué de deux éléments différents : l'élément A et l'élément B. L'élément A forme un hydrure stable et est souvent constitué d'un métal de terre rare ou d'un métal alcalin, tandis que l'élément B forme un hydrure instable et est souvent constitué d'un métal de transition. Pour l'élément B, on utilise généralement le nickel car il présente d'excellentes propriétés catalytiques pour la dissociation de l'hydrogène (S. Fukuzumi, 2018). La majorité des hydrures métalliques ont une capacité de stockage de l'hydrogène de 5 à 7 % en masse, mais seulement lorsqu'ils sont chauffés à une température d'au moins 2 500 C (R. Schulz, 1999). L'étape de déshydrogénation est une réaction endothermique qui se produit à des températures modérées de 120 à 200 C et à des pressions relativement basses (T. Nejat Veziroglu, 2005). L'énergie totale néces-

saire au processus de stockage dans des hydrures métalliques est utilisée à l'étape de déshydrogénation et pour la compression de l'hydrogène à l'étape d'hydrogénation. Cependant, comme les pressions appliquées pendant l'hydrogénation des hydrures métalliques sont généralement modestes (la pression la plus élevée nécessaire pour le  $\text{NaAlH}_4$  est de 100 bar), la consommation d'énergie est principalement liée à l'étape de déshydrogénation (M.V Lototsky, 2014). En fonction de l'énergie et de la température de déshydrogénation, certains hydrures métalliques peuvent être déshydrogénés à basse température en utilisant la chaleur résiduelle ou même en échangeant de la chaleur avec l'environnement. De plus, certains hydrures intermétalliques peuvent être utilisés pour générer de l'hydrogène à haute pression.

Les avantages de la méthode de stockage par hydrures comprennent l'effet de filtre du stockage métallique qui permet la récupération d'hydrogène à haute pureté, et le faible potentiel de rejet accidentel. Enfin, la possibilité de pouvoir disposer d'une très large gamme de propriétés thermodyna-

miques pour le système métal/hydrogène en faisant varier la composition du matériau hôte permet une flexibilité exceptionnelle du système de stockage/approvisionnement en hydrogène, qui peut être aligné sur les conditions de fonctionnement de l'utilisateur final (températures et pressions d' $\text{H}_2$ ). Les hydrures  $\text{NaAlH}_4$ ,  $\text{AlH}_3$ ,  $\text{LiBH}_4$ ,  $\text{Mg}(\text{BH}_4)_2$  et les systèmes amides/imides,  $\text{Li}_2\text{NH}$ ,  $\text{Li}_3\text{NH}_3$ ,  $\text{LiAlH}_4$ ,  $\text{MgH}_2$  et  $\text{NaBH}_4$  sont actuellement les seuls systèmes capables d'atteindre le cible gravimétrique de 9 % en masse fixée pour la capacité de stockage de l'hydrogène ( $\text{kg H}_2/\text{kg}$  de matériau) par le DOE (Klebanoff, 2012), (S. Niaz, 2015). Il est important de mentionner qu'en comparaison avec les autres hydrures métalliques, les produits hydrogénés obtenus avec le  $\text{AlH}_3$  et le  $\text{NaBH}_4$  sont très stables; comme leur déshydrogénation n'est pas directement réversible, leurs procédés de régénération sont très demandeurs en énergie. Le Tableau 26 résume les enthalpies de déshydrogénation et les températures de traitement des hydrures sélectionnés.



Hybride métallique	Densité gravimétrique hydrogène (%m)	Enthalpie de Déshydrogénation (kWh/kg H <sub>2</sub> )	Température Hydrogénation(°C)	Température Déshydrogénation(°C)	Références
MgH <sub>2</sub>	7.7	10.3	300	350	(Y.Sun, 2018)
LiBH <sub>4</sub> -MgH <sub>2</sub>	10	6.4	350	350	(L.H. Jespen, 2014)
2 LiNH <sub>2</sub> -MgH <sub>2</sub>	4.3	5.6	150	150	(C.Liang, 2011)
NaAlH <sub>4</sub>	3.73	5.1	125	160	(KT Møller, 2017)
AlH <sub>3</sub>	10.1	1	<70	100	(J.Graetz, 2011)

Tableau 26 : Enthalpies de déshydrogénation pour 1 bar de pression d'hydrogène et températures d'hydrogénation et de déshydrogénation de certains hydrures métalliques.

Les inconvénients majeurs du stockage des hydrures sont la lenteur du chargement/récupération de l'hydrogène et la grande quantité d'énergie thermique utilisée lors de l'étape de déshydrogénation et pour garantir que la chaleur fournie est efficacement transférée vers et à travers le matériau d'hydrure métallique. Le transfert de la chaleur à l'échelle industrielle reste un défi pour les applications d'hydrures métalliques. L'utilisation des micro-ondes et des radiofréquences a été étudiée pour améliorer la cinétique des réactions d'hydrogénation et de déshydrogénation. Les résultats ont montré que tous les hydrures n'étaient pas actifs aux micro-ondes et qu'ils devaient donc être chargés avec un matériau sensible aux micro-ondes pour convertir l'énergie des micro-ondes en chaleur et produire une température élevée, comme les monolithes céramiques en nid d'abeille (Ni-HCM) (H.Zhang, 2011), (Yartys, 2019).

Un autre inconvénient des hydrures métalliques, en particulier pour les applications dans le secteur de la mobilité, est leur masse élevée. Les hydrures souffrent de graves limitations car ils réagissent violemment à l'exposition à de l'air humide, ce qui les rend difficiles à manipuler et à recycler. La sécurité est une autre préoccupation car ils provoquent une irritation de la peau ou des yeux.

#### • BORANE D'AMMONIAC

Le borane d'ammoniac (H<sub>3</sub>NBH<sub>3</sub>), synthétisé pour la première fois en 1955, est une matière première synthétique ayant une très faible pression de vapeur, une capacité gravimétrique en hydrogène élevée et une faible densité et donc une capacité volumétrique en hydrogène élevée, une bonne stabilité thermique à des températures inférieures à 70 °C et une excellente stabilité dans l'eau. Il se compose de trois hydrogènes protiques et de trois hydrogènes hydriques qui sont capables de réagir sous l'effet de la chaleur pour générer de l'H<sub>2</sub> à des températures à

partir de 100 °C. Il peut libérer deux équivalents d'H<sub>2</sub> en dessous de 200 °C (H. Li, 2014). Toutefois, en l'état actuel, le borane d'ammoniac ne convient pas au stockage chimique de l'hydrogène. Le problème principal est le procédé de déshydrogénation : il est en effet exothermique et les résidus de déshydrogénation ne peuvent pas être réhydrogénés dans des conditions raisonnables (par exemple <200 °C) (Demirci, 2017). La seule façon de fermer le cycle de l'hydrogène est le recyclage chimique, c'est-à-dire la régénération/synthèse du borane à partir des résidus. L'ammoniac borane se décompose plus qu'il ne perd son hydrogène, ce qui entraîne la formation de sous-produits tels que la borazine, l'ammoniac, le diborane et des résidus complexes polymériques. Toutefois, les progrès significatifs réalisés ces dernières années montrent qu'il est encore possible de considérer le borane d'ammoniac comme un candidat pour le stockage de l'hydrogène pour des applications de niche (M. Grasemann, 2012), (A.A. Shukla, 2010), (J. Eppinger, 2017).

## • STOCKAGE PAR SORBANT

Les sorbants constituent une autre méthode de stockage de l'hydrogène par des matériaux. Contrairement aux autres formes de stockage à base de matériaux, l'hydrogène conserve sa forme moléculaire tout au long du cycle d'adsorption/désorption. Les matériaux sorbants présentent un grand potentiel pour les applications de mobilité. Ils permettent des vitesses de chargement et de récupération rapides de l'hydrogène, il sont faciles à mettre en œuvre en terme d'ingénierie et ont des exigences mineures en matière de gestion thermique pendant le ravitaillement.

Le principal inconvénient de l'utilisation de sorbants est l'énergie de liaison relativement faible de l'hydrogène avec les interfaces, contrairement à la liaison chimique dans les hydrures métalliques ou d'autres méthodes de stockage basées sur des matériaux. En outre, la dimension de van der Waals de l'hydrogène moléculaire est importante par rapport à l'hydrogène atomique, ce qui limite la densité volumétrique globale que le système peut atteindre.

Les matériaux de sorption comprennent, entre autre, des composés organométalliques microporeux (MOF), des aluminosilicates cristallins microporeux (zéolites) ou des nanotubes de carbone de taille microscopique.

Ces matériaux possèdent les exigences initiales requises en termes de densité gravimétrique élevée, car l'adsorption repose sur un nombre élevé de sites sur lesquels les molécules de gaz peuvent s'adsorber. Pour les charbons actifs, on peut généralement s'attendre à ce que la quantité absolue de molécules de gaz adsorbées varie en fonction de la surface et du volume des micropores (R.Chahine, 1996). En raison de leur faible liaison avec l'hydrogène, les sorbants doivent stocker l'hydrogène à des températures d'azote liquide peu pratiques.

Les adsorbants les plus efficaces, basés sur des charbons actifs spécifiques et des MOF, ont permis d'obtenir un excès d'adsorption d'hydrogène de 8 à 10 % en mass) d'hydrogène à  $-196\text{ }^{\circ}\text{C}$  (DP. Broom, 2016). Cependant, en raison de la faible densité de la plupart

des adsorbants et de la nécessité d'utiliser des additifs pour améliorer la conductivité thermique, les densités de stockage volumétrique ont tendance à se dégrader (P. García-Holley, 2018).

Le Consortium de recherche avancée sur les matériaux à base d'hydrogène (HyMARC) a travaillé sur plusieurs programmes de R&D axés sur les propriétés fondamentales de ces matériaux, y compris la modélisation théorique, numérique et les approches expérimentales, dans le but d'identifier le meilleur matériau sorbant qui puisse atteindre les capacités volumétriques et gravimétriques requises ainsi qu'un coût de système compétitif.

Les matériaux de stockage par adsorption comme les matériaux de stockage de l'hydrogène se sont améliorés au cours de la dernière décennie et de nombreux objectifs du DOE ont été atteints. Cependant, ils sont encore loin de pouvoir être commercialisés.

## HISTORIQUE DES PILES À COMBUSTIBLE

L'invention de la première pile à combustible est attribuée à Sir William Grove en 1838-1839 (W.R. Grove, 1839), (W.R. Grove, 1839). À l'époque, cependant, la pile à combustible ne se démarque pas par rapport à la combinaison machine à vapeur/générateur. La première pile à combustible pratique de type alcalin est produite par F. Bacon (P. Brackley, 2019). Avec son équipe et ce qui allait devenir UTC Power par la fusion de Pratt and Whitney et International Fuel Cell (IFC), ils développent une centrale électrique à pile à combustible pour le programme Apollo dans les années 1960, et dans les années 1970 une pile à combustible plus puissante pour répondre à tous les besoins en électricité et en eau potable de la navette orbitale de la NASA (P.Brackley, 2019).

Parallèlement dans les années 1960, la Russie conçoit certaines des premières piles à combustible basées dans l'espace avec la société de recherche et développement Energia. Puis Energia développe la pile à combustible du premier satellite russe, et celle de la station spatiale Mir dans les années 1980 (Behling, 2012).

C'est dans les années 1970 que General Motors teste un Electrovan alimenté par pile à hydrogène et que Shell met au point la pile à méthanol directe (DMFC). Dans les années 1970, plusieurs constructeurs automobiles allemands, américains et japonais commencent le développement des véhicules électriques à pile à combustible (FCEV). Des moteurs à combustion interne alimentés à l'hydrogène sont également expérimentés. Ces activités dans le domaine du transport se poursuivent dans les années 1980 (M. Evans, 2001), (FuelCellToday, 2019).

En 1983, la société canadienne Ballard Power Systems lance des recherches dans le domaine des PEMFC, et devient dans les années suivantes, un acteur majeur dans la fabrication de piles et de systèmes pour les transports et les applications stationnaires. De grandes piles à combustible fixes à acide phosphorique (PAFC) comprenant une unité de 1 MW sont développées dans les années 1970 par IFC. Son développement technique et commercial est considérablement amélioré dans les années 1980 pour les applications stationnaires, mais seules des centaines d'entre elles apparaissent pour les applications des centrales électriques municipales à la fin du 20<sup>e</sup> siècle.

Le financement par la Défense américaine et les producteurs d'électricité permet de poursuivre le développement de la MCFC, mise au point dans les années 1950, et alimentée au gaz naturel dans les années 1970. Les progrès commerciaux importants réalisés dans les années 1990 ont permis la vente d'unités par FuelCell Energy et MTU (Motoren- und Turbinen-Union Friedrichshafen) en Allemagne pour les grandes applications stationnaires.

Dans les années 1990, l'attention se porte sur le développement des PEMFC et des SOFC pour les petites applications stationnaires comme l'alimentation de secours dans le secteur résidentiel. C'est à la même époque que le California Air Resources Board (CARB) introduit pour la première fois une norme d'émissions pour les véhicules, appelée « Zero Emission Vehicle (ZEV) Mandate ». Cela permet de stimuler les investissements des constructeurs automobiles (General Motors, Toyota, DaimlerChrysler, Honda, etc.) dans la PEMFC. Ballard fournit les premières PEMFC à Daimler et Ford. Une amélioration significative de la densité de puissance et de la durabilité est également obtenue avec la SOFC. De nombreuses sociétés fabriquant des piles à combustibles apparaissent dans les années 1990 et certaines disparaîtront avec le crash boursier.

Ballard Power, Hydrogenics, Plug Power, Proton Power Systems, ITM Power, AFC Energy, Fuel Cell Energy, Ceres Power, Ceramic Fuel Cells figurent parmi ces sociétés et certaines d'entre elles connaissent un vif succès.

En 1993, le premier autobus à pile à combustible au monde est inauguré à Vancouver basé sur la technologie PEMFC de Ballard. Depuis les années 2000, les gouvernements, les entreprises et les consommateurs envisagent d'utiliser des piles à combustible car elles sont capables de fournir une haute densité d'énergie sans émissions de CO<sub>2</sub>. Plusieurs pays, dont le Canada, le Japon, la Corée du Sud, l'Union européenne et les États-Unis, soutiennent des projets de démonstration (applications stationnaires, mobilité, infrastructures de ravitaillement). Des autobus à pile à combustible sont déployés dans ces pays car ils sont considérés comme un marché prometteur pour les piles à combustible. Cependant, leur coût élevé (5 fois celui d'un moteur à combustion interne) et le surcoût de l'infrastructure de l'hydrogène limitent leur déploiement dans le monde entier. En 2010, 20 autobus à pile à combustible alimentés par Ballard sont déployés à Whistler, en Colombie britannique, pour les Jeux olympiques et paralympiques d'hiver. En 2011, la flotte a parcouru plus d'un million de kilomètres. En raison des coûts d'exploitation élevés, le programme sera arrêté en 2015. En 2015,

Ballard Power Systems annonce un accord avec Guangdong Synergy Hydrogen Power Technology pour la livraison de 300 autobus à pile à combustible pour les villes de Foshan et Yunfu en Chine (Communiqué de presse Ballard, 2015).

Dans le secteur du transport, les gouvernements de l'Union européenne, du Canada, du Japon et de la Corée du Sud soutiennent le déploiement de véhicules de maintenance à piles à combustible pour utilisation dans les entrepôts et les aéroports. En 2009, des technologies de l'hydrogène ont été installées à l'aéroport international Pierre-Elliott-Trudeau de Montréal. Elles comprennent une infrastructure d'hydrogène pour alimenter les navettes, et des piles à combustible pour les voitures particulières et les véhicules commerciaux, ainsi que des générateurs de piles à combustible pour des applications portables ou stationnaires.

Des véhicules légers à pile à combustible PEMFC sont disponibles en location dans les années 2000. Les PEMFC et DMFC constituent ainsi la partie la plus importante du marché à cette époque. Cette évolution est facilitée par l'adoption de codes, normes et politiques par les gouvernements. En 2017, près de 2 500 véhicules électriques à pile à combustible sillonnent les routes au Japon.

Sur la base des performances actuelles des batteries et des piles à combustible, un véhicule à pile à combustible (FCEV) a un temps de charge plus court (3 minutes), une distance de conduite deux fois plus longue et une densité énergétique volumique trois fois plus élevée qu'un véhicule électrique à batterie (BEV). Le Mirai de Toyota, un FCEV lancé en 2014, a une autonomie estimée par l'Agence américaine de protection de l'environnement (EPA) à 500 km et le Clarity de Honda Clarity, un FCEV lancé en 2016, a une autonomie de 590 km. En comparaison, le modèle 2018 de la Leaf de Nissan Leaf qui est un BEV a une autonomie de 270 km et un temps de recharge de 7 heures à domicile (EPA, 2019), (Nissan, 2018). En 2018, Toyota est en tête des expéditions de FCEV avec au moins 3000 véhicules électriques à pile à combustible de type Mirai livrés aux clients.

Dans les situations d'urgence, les piles à combustible pour le transport peuvent servir de centrales électriques portables. Par exemple, pour un hôpital consommant 963 kWh/jour, soit 10 % de sa consommation pour alimenter les équipements d'urgence uniquement, il faudrait respectivement 2 autobus à pile à combustible de 455 kWh, 8 FCEV de 120 kWh ou 40 BEV de 24 kWh.

En 2018, le nombre de véhicules électriques au Canada est de 17 FCEV, 1 camion, 2 autobus, plus de 400 chariots élévateurs (M.Smith, 2019). Les États-Unis comptent plus de 5 000 FCEV et 20 autobus à piles à combustible.

Plus de 100 autobus à pile à combustible devraient être introduits par Toyota pour les Jeux olympiques de 2020 à Tokyo. Chaque bus aura une autonomie de 200 km, un réservoir d'hydrogène de 600 litres. Chaque bus sera équipé d'un système de pile à combustible de 224 kW et pourra transporter 79 passagers (REUTERS, 2019). Un camion lourd d'une capacité de 36 tonnes est actuellement testé par Toyota. Un petit camion de 3 tonnes à pile à combustible est également testé à Tokyo, avec une autonomie de 200 km pour les livraisons locales. Des piles à combustible comme source d'énergie pour la réfrigération dans les magasins sont également testées.

La Chine produira 74 autobus à pile à combustible pour les Jeux olympiques d'hiver de Pékin en 2022. Ils seront équipés d'un système FC de 60 kW et d'un système de batteries d'une autonomie de 500 km. Au cours des deux prochaines années, la Chine compte fabriquer 3000 autobus à pile à combustible d'une capacité de 56 passagers et d'une autonomie de 450 km.

Aux États-Unis et dans le monde entier, la fiabilité de l'alimentation électrique de secours pour les réseaux de télécommunications, y compris les antennes de téléphonie mobile et les opérations de sauvetage, stimulé le développement des piles stationnaires. C'est aussi le cas en Inde et de l'Afrique de l'Est où l'infrastructure du réseau conventionnel ne peut répondre aux demandes croissantes d'énergie. Des recherches plus récentes sur les piles à combustible en Russie se concentrent sur les nouvelles technologies à membrane, les catalyseurs, les matériaux d'anode et de cathode et l'équilibre des installations, qui sont peu coûteux.

Avec environ 4 000 systèmes de piles à combustible supplémentaires vendues dans le monde en 2018 par rapport à 2017, la puissance installée a cru d'environ 145 MW. Plus de 800 MW sont actuellement utilisés, ce qui correspond à 74 000 unités. Le Japon, avec son système énergétique domestique Ene-Farm, est le pays où se trouvent environ les deux tiers de ces unités, avec un rendement énergétique global (chaleur et électricité) de 95 %. Les unités Ene-Farm sont basées sur une technologie de cogénération utilisant des SOFC ou des MCFC.

## CARACTÉRISTIQUES ÉLECTRIQUES DES PILES À COMBUSTIBLE

La valeur théorique du potentiel disponible ou potentiel à circuit ouvert (OCP) d'une pile à combustible hydrogène/oxygène est de 1,23 V si c'est de l'eau liquide qui est produite et de 1,18 V si c'est de la vapeur.

La cinétique d'une pile à combustible en fonctionnement avec des courants très élevés est décrite par la relation classique entre la densité de courant ( $i$ ) de la réaction et sa surtension totale ( $\eta_{\text{total}}$ ). La densité de courant correspond au courant délivré par la pile sur sa surface occupée. Cela permet de classer les empilements par catégorie.

La surtension est la différence entre le potentiel de fonctionnement ( $V_{\text{op}}$ ) de la pile à combustible et son potentiel à circuit ouvert ou potentiel au repos ( $V_{\text{ocp}}$ ). La résistance de l'électrolyte est la limitation de la perte totale de potentiel de la sortie de la pile. Un électrolyte mince fournit une tension de sortie élevée (O'Hayre, 2017).

Un exemple de la variation de la tension de sortie de la pile à combustible ou de la puissance de sortie en fonction du courant dans la pile est présenté à la Figure 69. Les échelles de la tension de sortie et de la puissance de sortie sont arbitraires. La courbe sur cette figure est caractérisée par les principaux paramètres de fonctionnement de la pile à combustible, à savoir :

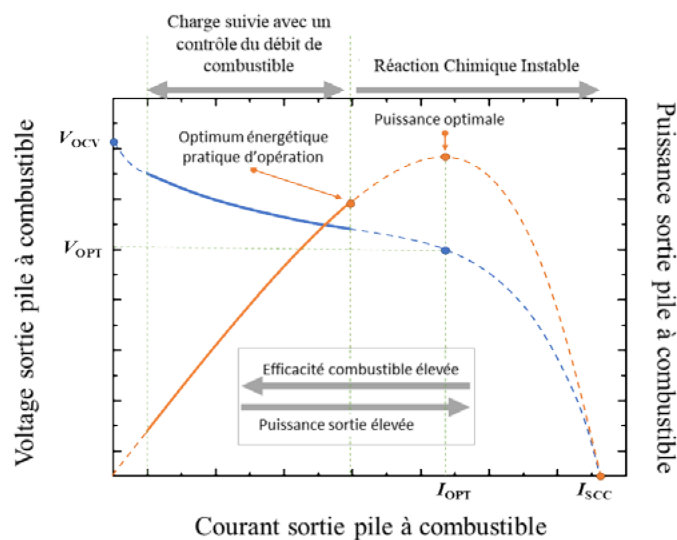


Figure 69 : Variation de la tension de sortie ou de la puissance de sortie de la pile à combustible en fonction du courant de la pile.

- La tension de circuit ouvert (OCV) ( $V_{\text{ocv}}$ ) qui est la tension maximale de la pile lorsque son courant est nul;
- le courant de court-circuit ( $I_{\text{sc}}$ ) qui est le courant maximal de la pile lorsque sa tension est nulle;
- la tension optimale ( $V_{\text{opt}}$ ) et le courant optimal ( $I_{\text{opt}}$ ) qui sont respectivement la tension et le courant de fonctionnement de la pile.

La puissance optimale de fonctionnement est :  $P_{\text{opt}} = V_{\text{opt}} \times I_{\text{opt}}$

Pour atteindre un rendement énergétique élevé, il est possible de faire fonctionner la pile à combustible à une valeur inférieure à la puissance optimale, car à la puissance optimale, les réactions chimiques sont instables et la puissance ne varie pas linéairement avec le débit du combustible. D'après l'expression de la puissance ci-dessus, la Figure 69 montre que le fonctionnement de la pile à combustible à haute tension et à courant élevé est un gage de succès pour la mise en œuvre des piles à combustible.

## RENDEMENT DES PILES À COMBUSTIBLE

Le rendement global d'une pile à combustible est le produit des rendements suivants :

- Le rendement thermodynamique ou théorique, défini comme  $n_{\max} = \text{énergie utile} / \text{énergie totale}$ , qui est de 83 % pour les piles à combustible à hydrogène/oxygène et de 97 % pour les piles à combustible à méthanol/oxygène;
- Le rendement potentiel  $V_{op}/V_{ocp}$  et se situant dans une fourchette de 50 à 60 %;
- Le rendement en courant supérieur à 95 % ;
- Le rendement de la consommation de combustible (par exemple, supérieur à 80 % lorsque 2 grammes sont consommés pour 2,4 grammes introduits dans la pile; et
- Le rendement du système qui est de plus de 95 %.

Le rendement potentiel est le plus faible de tous les rendements et constitue le facteur limitant l'efficacité globale. Il est donc important de se concentrer sur l'amélioration du rendement potentiel de la cellule en travaillant à la mise au point d'un nouveau catalyseur électrique efficace pour la réaction de réduction de l'oxygène (ORR).

Les carburants qui nécessitent un stockage important, lourd ou coûteux peuvent réduire l'espace disponible pour transporter des personnes et des marchandises, et alourdir un véhicule. Sur une base énergétique équivalente, l'essence (qui contient jusqu'à 10 % d'éthanol) représentait 99 % de la consommation de carburant des véhicules légers en 2012. Sur une base équivalente, les véhicules électriques équipés de piles à combustible fonctionnant à

l'hydrogène peuvent doubler l'économie de carburant d'un véhicule à essence de taille similaire, tandis que les véhicules électriques à batterie peuvent quadrupler l'économie de carburant, mais les coûts des piles à combustible, du stockage de l'hydrogène et des batteries sont prohibitifs pour la plupart des consommateurs et la disponibilité des installations de ravitaillement et de rechargement est extrêmement limitée. En outre, l'amélioration de l'économie de carburant de ces véhicules ne compense pas les densités de carburant plus faibles de l'hydrogène et de divers types de batteries comme les batteries lithium-ion, lithium-polymère et nickel-hydrure métallique, ce qui entraînent une autonomie limitée par rapport aux véhicules à essence.



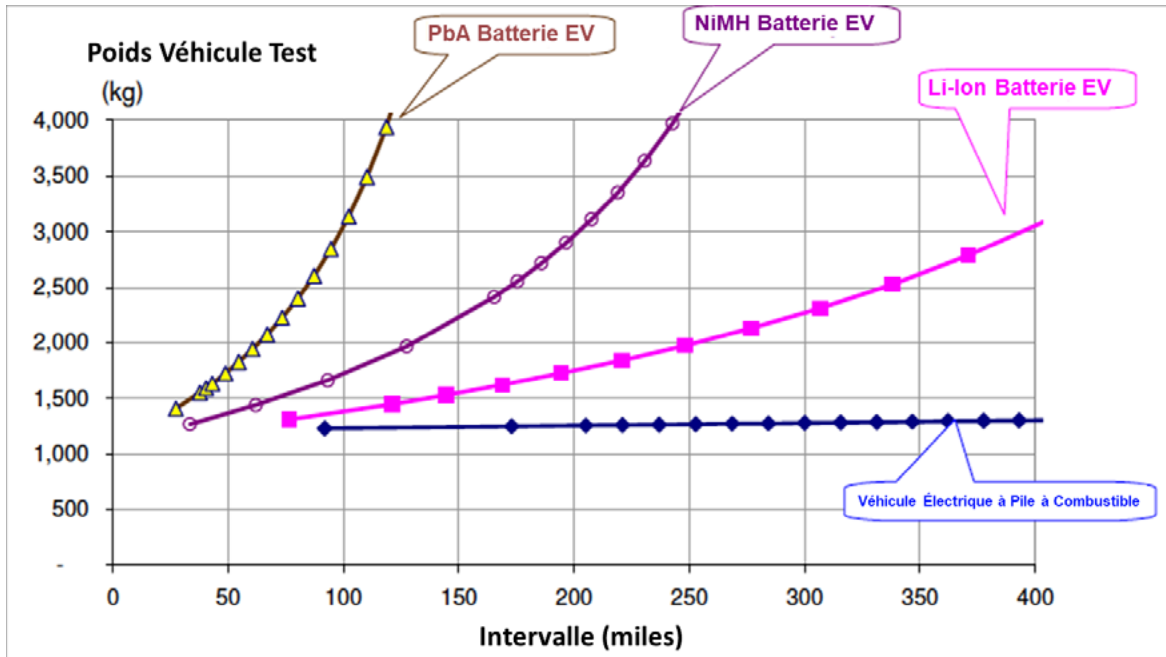


Figure 70 : Masse calculé d'un véhicule à pile à combustible et d'un véhicule électrique à batterie en fonction de l'autonomie du véhicule (C. E. Thomas, 2009).

L'hydrogène présente des avantages en termes de densité énergétique par rapport aux batteries. L'espace disponible pour stocker l'énergie d'une batterie au plomb pour une voiture de cinq passagers permettra une autonomie d'environ 150 miles, tandis qu'une batterie NiMH permettra une autonomie de moins de 250 miles. Une batterie Li-ion permettra d'atteindre une autonomie maximale de 300 miles, mais occupera un espace équivalent à celui de 400 à 600 litres d'essence. Le système de pile à combustible avec le réservoir d'hydrogène n'occupera qu'un volume de 100 litres pour une autonomie de 300 miles (Figure 70).

Les coûts des piles à combustible, de l'hydrogène pur et des systèmes de stockage de l'hydrogène sont encore élevés pour la plupart des consommateurs et la disponibilité de l'hydrogène pur dans les systèmes de ravitaillement est encore très limitée. Seule une industrialisation massive des technologies de l'hydrogène permettra de baisser les coûts dans le monde entier.

## PILES À COMBUSTIBLE MICROBIENNES (MFC)

Une MFC convertit l'énergie disponible dans un substrat biodégradable comme le glucose ou autres types d'alcools ou encore les acétates en électricité. Ce type de pile à combustible également appelé système bio-électrochimique permet de fournir du courant électrique et de la puissance en utilisant des bactéries et en imitant les interactions bactériennes présentes dans la nature (Gude, 2016), (A. Ebrahimi, 2018).

Ce processus fait appel aux besoins en énergie des bactéries pour se développer. Dans la première étape, les bactéries retirent des électrons du substrat biodégradable (oxydation) et donnent des protons. Ces protons voyagent à travers l'électrolyte du MFC jusqu'à la cathode. Dans la deuxième étape, les bactéries donnent ces électrons à

une substance qui doit les accepter (réduction) comme le nitrate, le proton, l'oxygène, le dioxyde de carbone, etc. Si les bactéries se développent dans des conditions anaérobiques (sans oxygène à l'anode et à la cathode), les électrons qu'elles transfèrent de l'anode passeront par le circuit externe à la cathode où ils se combineront aux protons et donneront de l'hydrogène (E. Martin, 2011). Si la cathode est alimentée en oxygène, la réaction de la cathode donnera de l'eau. Mais si elle est alimentée par du dioxyde de carbone, la réaction donnera du méthane ou d'autres hydrocarbures légers. Le flux d'électrons vers la cathode génère un courant et une tension pour produire de l'électricité.

Il existe deux types de MFC : avec et sans médiation. La MFC avec médiation a été introduite au début des années 1900. Le médiateur est un produit chimique qui transfère les électrons des bactéries de la cellule vers l'anode. Les MFC sans médiation, qui ont été mis en évidence dans les années 1970, utilisent des bactéries qui possèdent des protéines redox électrochimiquement actives, telles que des cytochromes sur leur membrane externe, qui peuvent transférer des électrons directement à l'anode (Badwal P. S Sukhvinder & Hollenkamp, 2014).

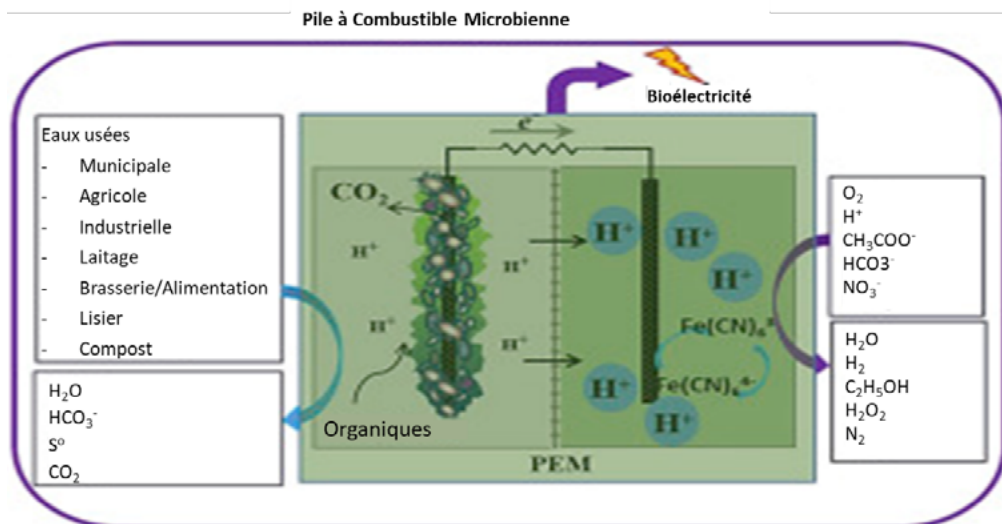


Figure 71 : Principe des piles à combustible microbiennes (Gude, 2016).

Ce n'est que récemment que les MFC ont trouvé une utilité commerciale dans le traitement des eaux usées. Cette approche peut aider à résoudre les problèmes environnementaux liés à l'assainissement de l'eau dans le monde entier, car les technologies actuelles de traitement de l'eau ne répondent pas aux besoins croissants en matière de traitement en raison de la croissance démographique (S. Dharmalingam, 2019).

Les développements dans la production d'énergie étant également intéressants, d'importants travaux de recherche doivent être menés sur les matériaux d'électrode, de nouvelles configurations de procédés intégrées ainsi que sur la mise à l'échelle (E. Martin, 2011). Cela permettra de déterminer si la technologie MFC peut fournir des systèmes durables et à énergie positive pour le traitement des eaux usées.

TOUTES LES RÉFÉRENCES À UN SITE WEB ÉTAIENT ACTIVES AU 9 AVRIL 2020.

Hydrogen Council, 2020. *Path to hydrogen competitiveness – A cost perspective*, s.l.: Hydrogen Council.

K. Müller, 2016. *Clean Hydrogen in European Cities*, s.l.: s.n.

A. Mayyas & M. Ruth, 2019. *Manufacturing Cost Analysis for Proton Exchange Membrane Water Electrolyzers*, s.l.: National Renewable Energy Laboratory.

A. Abdulrasheed, et al., 2019. A review on catalyst development for dry reforming of methane to syngas: Recent advances. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Volume 108, pp. 175-193.

A. Afif, N. R., 2016. *Ammonia-fed fuel cells: a comprehensive review*. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Volume 60, pp. 822-835.

A. Buttler, H. S., 2018. Current status of water electrolysis for energy storage, grid balancing and sector coupling via power-to-gas and power-to-liquids: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, pp. 2440-2454.

A. Ebrahimi, et al., 2018. Performance of microbial desalination cell for salt removal and energy generation using different catholyte solutions. *Desalination*, Volume 432, pp. 1-9.

A. Kirubakaran, et al., 2009. A review on fuel cell technologies and power electronic interface. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 13(9), pp. 2430-2440.

A. Lahnaoui, et al., 2019. Optimizing hydrogen transportation system for mobility via compressed hydrogen trucks. *International Journal of Hydrogen Energy*, 44(35), pp. 19302-19312.

A. Mayyas, et al., 2014. *Fuel Cell Forklift Deployment in the US*, s.l.: NREL.

A. A. Shukla, et al., 2010. Efficient hydrogen supply through catalytic dehydrogenation of methylcyclohexane over Pt/metal oxide catalysts. *International journal of hydrogen energy*, 35(9), pp. 4020-4026.

A. Abuşoğlua, et al., 2016. Energy and economic analyses of models developed for sustainable hydrogen production from biogas-based electricity and sewage sludge. *International Journal of Hydrogen Energy*, pp. 13426-13435.

A. Elgowainy, et al., 2015. 2015 DOE Hydrogen and Fuel Cells Program Annual Merit Review, *Hydrogen Delivery Infrastructure Analysis*, s.l.: DOE.

A. Iulianelli, P. A., 2014. Methanol steam reforming for hydrogen generation via conventional and membrane reactors: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Volume 29, pp. 355-368.

A. M. Abdalla, et al., 2018. Hydrogen production, storage, transportation and key challenges with applications: a review. *Energy Conversion and Management*, Volume 165, pp. 602-627.

A. Ohnsman, 2017. *Toyota Rolls Out Hydrogen Semi Ahead Of Tesla's Electric Truck*. [En ligne]. Disponible : <<https://www.forbes.com/sites/alanohnsman/2017/04/19/toyota-rolls-out-hydrogen-semi-ahead-of-teslas-electric-truck/#7c513f70582b>>

Abdul Hadi Abdol Rahim, A. T., 2015. Simulation Analysis of the Effect of Temperature on Overpotentials in PEM Electrolyzer System. *Journal of Mechanical Engineering*, 12(1), pp. 47-65.

- Iacovangelo, C. et al., 1985. *Coated Powder for Electrolyte Matrix for Carbonate Fuel Cell*. US, Patent No. 4526812.
- AFHYPAC, 2014. *Rapport d'activités de la France sur l'hydrogène et les piles à combustible*. [En ligne]. Disponible : <[http://www.afhypac.org/documents/publications/rapports/AFHYPAC\\_RA\\_bd.pdf](http://www.afhypac.org/documents/publications/rapports/AFHYPAC_RA_bd.pdf)>
- Agora Energiewende, 2019. s.l.: s.n.
- Air Liquide, 2017. *Air Liquide*. [En ligne].
- Air Liquide, 2018. *Hydrogen Mobility*, s.l.: s.n.
- Alstom, 2016. Alstom unveils Coradia iLint hydrogen fuel cell powered train for European regional market. 2016(9), p. 1.
- Anon., 2013. Chapter 6 - History of Solid Oxide Fuel Cells, Fuel Cells,. In: s.l.:s.n., pp. 223-421.
- Anon., 2016. *Hydrogen filling station: With hydrogen to sustainable mobility*. [En ligne]. Disponible : <<https://www.enbw.com/unternehmen/konzern/forschung/smart-digitale-energiwelt/wasserstofftankstelle.html>>
- Anon., 2017. *Shell Hydrogen Study*, s.l.: s.n.
- Anon., 2019. *CleanTechnica*. [En ligne].
- Anon., 2019. <https://www.japan.go.jp/>. [En ligne].
- Areum Jun, et al., 2015. Perovskite as a Cathode Material: A Review of its Role in Solid-Oxide Fuel Cell Technology. *ChemElectroChem*, 3(4).
- B. Madden, 2016. *London hydrogen buses and the CHIC project*. Glasgow, s.n.
- B. Olateju, et al., 2016. A techno-economic assessment of large scale wind-hydrogen production with energy storage in Western Canada. *International Journal of Hydrogen Energy*, 41(21), pp. 8755-8776.
- B. Sakintuna, et al., 2007. Metal hydride materials for solid hydrogen storage: A review. *International Journal of Hydrogen Energy*, 32(9), p. 1121-1140.
- B. D. James, et al., 2014. *Mass Production Cost Estimation of Direct H<sub>2</sub> PEM Fuel Cell Systems for Transportation Applications: 2014 Update*, s.l.: DOE.
- B. Gerrard, 2018. *French train giant Alstom set to make UK's first hydrogen fleet at British site*. [En ligne]. Disponible : <<https://www.telegraph.co.uk/business/2018/05/14/french-train-giant-alstom-set-make-uks-first-hydrogen-fleet/>>
- Badwal S. P. S, et al., 2014. Emerging electrochemical energy conversion and storage technologies. *Frontiers in Chemistry*.
- Baldassari, E., 2016. *Hydrogen-powered ferry? National lab says it's possible, though costly*. [En ligne]. Disponible : <<https://www.eastbaytimes.com/2016/11/14/hydrogen-powered-ferry-national-lab-says-its-possible-though-costly/>>
- Baldwin, D., 2013. *Development of High Pressure Hydrogen Storage Tank for Storage and Gaseous Truck Delivery*. s.l., Hexagon Lincoln.
- Ball M., et al., 2009. *The Hydrogen Economy: Opportunities and Challenges*. Cambridge: Cambridge University Press.
- Ballard Press Release, 2015. *Ballard*. [En ligne]. Disponible : <[https://www.ballard.com/about-ballard/newsroom/news-releases/2015/09/25/ballard-lands-\\$17m-deal-for-deployment-of-300-fuel-cell-buses-in-china](https://www.ballard.com/about-ballard/newsroom/news-releases/2015/09/25/ballard-lands-$17m-deal-for-deployment-of-300-fuel-cell-buses-in-china)>
- Ballard Press Release, 2015. *Ballard Signs Framework Agreement for Fuel Cell Module Development to Power Trams in China*. [En ligne]. Disponible : <<https://www.ballard.com/about-ballard/newsroom/news-releases/2015/06/10/ballard-signs-framework-agreement-for-fuel-cell-module-development-to-power-trams-in-china>>
- Ballard Press Release, 2019. [En ligne]. Disponible : <<https://www.ballard.com/about-ballard/newsroom/news-releases/2019/07/24/ballard-announces-order-from-wrightbus-for-15-fuel-cell-modules-to-power-aberdeen-buses>>
- BASF, 2006. Basf, tekion collaborate on formic acid fuel cells. *Fuel Cells Bulletin*, 2006(5), p. 5.

- Battelle, 2017. *Manufacturing Cost Analysis of 100 and 250 kW Fuel Cell Systems for Primary Power and Combined Heat and Power Applications*, s.l.: Battelle Memorial Institute.
- BC Hydro, 2010. Bella Coola pioneers hydrogen for energy storage at remote sites. *Fuel Cells Bulletin*, 2010(10), pp. 6-7.
- Behling, N. H., 2012. *Chapter 3 – History of Alkaline Fuel Cells*. In: *Fuel cells – current technology challenges and future research needs*. s.l.: Newnes.
- Behling, N. H., 2012. *Chapter 4 – History of Phosphoric Acid Fuel Cells*. In: *Fuel Cells – Current Technology Challenges and Future Research Needs*. s.l.: Newnes, pp. 53-135.
- Berry, G., 2004. *Hydrogen production*. Encyclopedia of Energy. s.l.: Elsevier Science.
- Bertuccioli, L., 2014. *Study on Development of Water Electrolysis in the European Union*, Lausanne/London: E4tech.
- Bhandari R., et al., 2014. Life Cycle Assessment of Hydrogen Production via Electrolysis Review. *Journal of Cleaner Production*, Volume 85, pp. 151-163.
- Bloom Energy, 2019. *Bloom Energy*. [En ligne]. Disponible : <<https://www.bloomenergy.com/company>>
- BNFE, 2019. *Hydrogen's Plunging Price Boosts Role as Climate Solution*. [En ligne].
- Brian Cook, et al., 2002. *An Introduction to Fuel Cells and Hydrogen Technology*. s.l.: IET.
- Brian D. J., et al., 2017. s.l.: National Renewable Energy Laboratory (NREL) under Prime Contract Number DE-AC36-08G028308 to the US department of Energy.
- Brinner, A., 2013. *Power-to-Gas Technischer Stand und Potentiale*. s.l., Windenergie Expo & Congress.
- Brown, T., 2019. *Green Ammonia Plants in Chile, Australia, New Zealand*, s.l.: s.n.
- Brudermüller, M., 2019. *Carbon Management at BASF – R&D strategies to reduce CO<sub>2</sub>*, s.l.: BASF.
- C. Krieger, et al., 2016. Coupling of a Liquid Organic Hydrogen Carrier system with industrial heat. *Chem Eng Technol*, 39(8), pp. 1570-1574.
- C.E. Thomas, 2009. Fuel cell and battery electric vehicles compared. *International Journal of Hydrogen Energy*, 34(15), pp. 6005-6020.
- C.Hemme, W. B., 2018. Hydrogeochemical Modeling to Identify Potential Risks of Underground Hydrogen Storage in Depleted Gas Fields. *Applied Sciences*, 8(11), p. 2282.
- C. Liang, Y. H., 2011. Li–Mg–N–H-based combination systems for hydrogen storage. *Journal of Alloys and Compounds*, Volume 509, pp. 7844–7853.
- C.Y. Chen, W. L., 2010. Effects of temperature and humidity on the cell performance and resistance of a phosphoric acid doped polybenzimidazole fuel cell. *Journal of Power Sources*, 195(21), pp. 7152-7159.
- C. Ziems, 2012. *Project presentation: Design and installation of advanced high pressure alkaline electrolyzer-prototypes*, s.l.: Elsevier.
- Ceramic Industry, 2004. *CERAMIC ENERGY: Advances in SOFC Materials and Manufacturing*. [En ligne]. Disponible : <<https://www.ceramicindustry.com/articles/86115-ceramic-energy-advances-in-sofc-materials-and-manufacturing>>
- Chen, T., 2010. *Hydrogen Delivery Infrastructure Option Analysis*, s.l.: DOE.
- Crolius, S., 2018. *Ammonia Positioned for Key Role in Japan's New Hydrogen Strategy*, s.l.: s.n.
- CSIRO, 2018. *National Hydrogen Roadmap-Pathways to an economically sustainable hydrogen industry in Australia*, s.l.: CSIRO.
- D. Becker, M. P. P. S. A. F. U. B. S. S. H. W. M. K. a. H.-H. T., 2018. *Global Automotive Executive Survey 2018*, s.l.: KPMG.
- D. Hart, J. H. B. M. a. E. B., 2016. *Hydrogen and Fuel Cells: Opportunities for Growth. A Roadmap for the UK*, s.l.: E4Tech and Element Energy.

- D. Jakobsen & V. Åtland, 2016. *Concepts for Large Scale Hydrogen*, s.l.: Norwegian University of Science and Technology.
- D. Papadias, A. S., 2012. *Biogas Impurities and Cleanup for Fuel Cells*, Golden, CO: Biogas and Fuel Cells Workshop.
- D. Steward, T. R. J. Z., 2008. *H<sub>2</sub> A production model, version 2 user guide*, Golden, CO (United States): National Renewable Energy Lab. (NREL).
- D. Stolten, R. S. N. G., 2016. *Fuel cells: data, facts, and figures*. s.l.: John Wiley & Sons.
- D. Bothe, M., 2018. *The Importance Of The Gas Infrastructure For Germany's Energy Transition*, s.l.: oft he Vereinigung der Fernleitungsnetzbetreiber.
- D. Hart, J. F. P. N. B. N. a. M., 2015. *Scenarios for deployment of hydrogen in contributing to meeting carbon budgets and the 2050 target*, s.l.: E4tech.
- D. Jakobsen, V. Å., 2016. *Concepts for large scale hydrogen production*, s.l.: Norwegian University of Science and Technology.
- Danigelis, A., 2019. *Air Liquide Canada Invests in World's Largest Hydrogen Electrolysis Plant*. [En ligne]. Disponible : <<https://www.energymanagertoday.com/hydrogen-electrolysis-0181719/>>
- DeliverHy, 2013. *Impact Of High Capacity CgH<sub>2</sub>-Trailers*, s.l.: New Energy World.
- Demirci, U., 2017. Ammonia borane, a material with exceptional properties for chemical hydrogen storage. *International Journal of Hydrogen Energy*, 42(15), pp. 9978-10013.
- Detlef Stolten, D. K. M. W., 2010. *An Overview on Water Electrolysis*, Institute for Fuel Cells, Juelich Research Center, Germany. s.l., s.n.
- Dincer I., Z. C., 2012. *Sustainable Energy Systems and Applications*. s.l.: Springer US.
- Diogo M. F. Santos, C. A. C. S. L. F., 2012. Hydrogen production by alkaline water electrolysis. *Química Nova*, 36(8), pp. 1176-1193.
- DOE, 2005. *3.1 Hydrogen Production: Fuel Cell Technologies Office Multi-Year Research, Development, and Demonstration Plan*, Washington DC: s.n.
- DOE, 2014. *Biogas Opportunities Roadmap*, s.l.: USDA, EPA, DOE.
- DOE, 2015. s.l.: US Department of Energy.
- DOE, 2015. [En ligne]. Disponible : <<https://www.energy.gov/eere/fuelcells/doe-technical-targets-onboard-hydrogen-storage-light-duty-vehicles>>
- DOE, 2016. *2016 Fuel Cells Section*, s.l.: s.n.
- DOE, 2019. *Fuel Cell R&D Overview – 2019 Annual Merit Review and Peer Evaluation Meeting*, s.l.: US Department of Energy.
- DOE, 2019. *Fuel Cells*, s.l.: DOE.
- DP. Broom, C. W. K. H. P. P. T. G., 2016. Outlook and challenges for hydrogen storage in nanoporous materials. *Applied Physics*, 122(151).
- E. A. Harvego, M. G. M. M. S. S. J. E. O. J. S. H., 2008. *Economic Analysis of the Reference Design for a Nuclear-Driven High-Temperature-Electrolysis Hydrogen Production Plant*, s.l.: Idaho National Laboratory (INL).
- E. Martin, B. T. a. O. S., 2011. Cathode materials evaluation in microbial fuel cells: A comparison of carbon, Mn<sub>2</sub>O<sub>3</sub>, Fe<sub>2</sub>O<sub>3</sub> and platinum materials. *Electrochimica Acta*, Volume 58, pp. 58-66.
- E. Schwab, A. M. S. A. S. A. B. N. S., 2015. Dry Reforming and Reverse Water Gas Shift: Alternatives for Syngas Production?. *Chemie Ingenieur Technik*, 87(4).
- E. Wolf, 2015. Chapter 9 – Large-Scale Hydrogen Energy Storage. In: *Electrochemical Energy Storage for Renewable Sources and Grid Balancing*. s.l.:s.n., pp. 129-142.
- E4tech, 2017. *Fuel Cell Industry Review 2017*, s.l.: E4tech.
- E4tech, 2018. *Fuel Cell Industry Review 2018*, s.l.: E4tech.



- edie Press Release, 2018. *World's largest brewer orders 800 hydrogen-electric trucks*. [En ligne]. Disponible : <<https://www.edie.net/news/6/World-s-largest-brewer-orders-800-hydrogen-electric-trucks>>
- Eleftherios Touloupakis, G., 2019. *Chapter 14 – Photobiological hydrogen production-Solar Hydrogen Production*. s.l.: Elsevier.
- EPA, 2011. *Opportunities for Combined Heat and Power at Wastewater Treatment Facilities:Market Analysis and Lessons from the Field*, s.l.: EPA.
- EPA, 2013. *Landfill Methane Outreach Program (LMOP)/ US EPA*. [En ligne]. Disponible : <<http://www.epa.gov/lmop/>>
- EPA, 2019. *Compare Fuel Cell Vehicles*. [En ligne]. Disponible : <[https://www.fueleconomy.gov/feg/fcv\\_sbs.shtml](https://www.fueleconomy.gov/feg/fcv_sbs.shtml)>
- EUDP, 2018. *Electrical upgrading of biogas*, s.l.: EUDO.
- F. Laurencelle, R. C., 2001. Characterization of a Ballard MK5-E Proton Exchange Membrane. *Fuel Cells*, 1(1), p. 66.
- F. Barbir, 2005. *PEM Fuel Cells: Theory and Practice*. s.l.: Elsevier Academic Press.
- F. M. Sapountzi, J. M., 2017. Electrocatalysts for the generation of hydrogen, oxygen and synthesis gas. *Progress in Energy and Combustion Science*, Volume 58, pp. 1-35.
- F. Simon, 2019. *Four energy storage projects that could transform Europe*. [En ligne]. Disponible : <<https://www.euractiv.com/section/energy/news/four-energy-storage-projects-that-could-transform-europe/>>
- F. Tietz, 2008. Solid Oxide Fuel Cells. In: *Encyclopedia of Materials: Science and Technology*. s.l.:Pergamon, pp. 1-8.
- FAO, 2017. *World fertilizer trends and outlook to 2020*, s.l.: Food And Agriculture Organization Of The United Nations.
- FuelCellToday, 2019. *Fuel Cell Today*. [En ligne]. Disponible : <<http://www.fuelcelltoday.com/history#Origins>>
- Fukui, H., 2019. *Hydrogen Tracking Clean Energy Progress*, s.l.: IEA.
- G. Bender & H.N. Dinh, 2019. *HydroGEN: Low-Temperature Electrolysis*, s.l.: 2019 DOE Annual Merit Review.
- G. Collodi, G. A. N. F., 2017. *Techno-Economics of Deploying CCS in a SMR Based Hydrogen Production using NG as Feedstock/ Fuel*, s.l.: IEAGHG.
- G. Thomas, G. P., 2006. *Potential roles of ammonia in a hydrogen economy*, s.l.: DOE.
- Ganesh, I., 2014. Conversion of carbon dioxide into methanol – a potential liquid fuel: fundamental challenges and opportunities (review). *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Volume 31, pp. 221-257.
- Gardiner, M., 2009. *Energy requirements for hydrogen gas compression and liquefaction as related to vehicle storage needs*, s.l.: DOE.
- Garvey, S., 2018. *Pursuing alternative fuels – New Holland continues development work for a world without diesel*. [En ligne]. Disponible : <<https://www.grainews.ca/2018/02/13/new-holland-pursuing-alternative-fuels-in-its-machinery/>>
- GASWORLD, 2018. *Hexagon Composites gets US DOT permit*. [En ligne]. Disponible : <<https://www.gasworld.com/hexagon-composites-gets-us-dot-permit/2016097.article>>
- Gioele Di Marcoberardino, S. F. , B. M., 2018. *Potentiality of a biogas membrane reformer for decentralized hydrogen production*. Chemical Engineering and Processing – Process Intensification, Volume 129, pp. 131-141.
- Gioele Di Marcoberardino, X. L. , D. , B. , M., 2019. Life Cycle Assessment and Economic Analysis of an Innovative Biogas Membrane Reformer for Hydrogen Production. *Processes*, 7(2), p. 86.
- Global CCS, 2019. Global CCS database. [En ligne]. Disponible : <<https://www.globalccsinstitute.com/news-media/insights/new-large-scale-ccs-facilities-added-to-global-ccs-database/>>
- Global News, 2015. [En ligne]. Disponible : <<https://www.globenewswire.com/news-release/2015/02/03/1395085/0/en/Mantra-Releases-Update-on-Demonstration-Projects.html>>

Godula-Jopek, A., W. Jehle & J. Wellnitz, 2012. 4 – Storage of Pure Hydrogen in Different States. In: *Hydrogen Storage Technologies: New Materials, Transport and Infrastructure*. s.l.:Wiley-VCH Verlag GmbH & Co, pp. 97-170.

GP Joule, 2015. Press Release. [En ligne]. Disponible : <[https://www.gp-joule.com/fileadmin/Content/Pressemitteilungen/Englisch/GP\\_JOULE\\_Press\\_Release\\_Power-to-gas\\_26052015.pdf](https://www.gp-joule.com/fileadmin/Content/Pressemitteilungen/Englisch/GP_JOULE_Press_Release_Power-to-gas_26052015.pdf)>

Grove, W. R., 1842. *Philosophical Magazine*, Volume 21, pp. 417-420.

Gude, V. G., 2016. Wastewater treatment in microbial fuel cells – an overview. *Journal of Cleaner Production*, Volume 122, pp. 287-307.

H 2 INFRASTRUCTURE, 2011. *Clean energy partnership*. [En ligne]. Disponible : <<https://cleanenergypartnership.de/h2-infrastruktur/cep-tankstellen/>>

H. Iskov, 2013. *Global screening of projects and technologies for Power-to-Gas and Bio-SNG*, s.l.: s.n.

H. Ammermann, Y. R. S. L. D. F. A. M., 2015. *Fuel Cell Electric Buses- Potential for Sustainable Public Transport in Europe*, s.l.: FCH JU.

H. Barthelemy, M. W. F. B., 2017. Hydrogen storage: recent improvements and industrial perspectives. *International Journal of Hydrogen*, 42(11), pp. 7254-7262.

H. Kawanami, Y. H. G. L., 2017. Formic acid as a hydrogen carrier for fuel cells toward a sustainable energy system. *Advances in Inorganic Chemistry*, Volume 70, pp. 395-427.

H. Li, Q. Y. X. C. S. S., 2014. Ammonia borane, past as prolog. *Journal of Organometallic Chemistry*, Volume 751, pp. 60-66.

H. Nieminen, A., 2019. CO<sub>2</sub> Hydrogenation to Methanol by a Liquid-Phase Process with Alcoholic Solvents: A Techno-Economic Analysis. *Processes*, Volume 7, p. 407.

H. Barthelemy, M., 2017. Hydrogen storage: Recent improvements and industrial perspectives. *International Journal of Hydrogen Energy*, pp. 7254-7262.

H. Zhang, H. G., 2011. Rapid microwave hydrogen release from MgH<sub>2</sub> and other hydrides. *International Journal of Hydrogen Energy*, 36(11), pp. 7580-7586.

H2KT project, 2010. *Greenland opens hydrogen plant for renewable energy storage*. [En ligne]. Disponible : <<http://www.renewableenergyfocus.com/view/8274/greenland-opens-hydrogen-plant-for-renewable-energy-storage/>>

H2Move, 2013. [En ligne]. Disponible : <<https://www.h2move.de/technik-spezifikationen/>>

H2orizon, 2013. [En ligne]. Disponible : <<https://www.h2orizon.de/die-technologie/daten-und-fakten-von-h2orizon.html>>

Hexagon Composites, 2017. *Annual Report*, s.l.: s.n.

Hino R., H. K. A. H. ., S. K., 2004. R&D on hydrogen production by high-temperature electrolysis of steam. Hexagon Composites, pp. 363-375.

Hirose, K., 2010. *Handbook of Hydrogen Storage: New Materials for Future Energy Storage*. s.l.:Wiley-VCH.

Hobson, C., 2018. *Renewable Methanol Report*, s.l.: Methanol Institute. <http://www.xinhuanet.com/>, 2019. [En ligne].

Hydrogen Council , 2017. *How hydrogen empowers the energy transition*, s.l.: Hydrogen Council.

Hydrogenics, 2019. *OnSite Hydrogen Generation-HyLYZER® PEM Electrolysis Technology*. s.l.:Hydrogenics.

Hydro-Québec, 2019. *Québec Electricity Clean Energy Par Excellence*, s.l.: Hydro-Québec.

Hypos, 2016. *Hypos develops research projects for hydrogen*. [En ligne]. Disponible : <<https://www.stefanschroeter.com/component/content/article/2-deutsche-kategorien/kurzberichte/1198-hypos-entwickelt-forschungsprojekte-fuer-wasserstoff.html#.XXAE-ChKjD5>>

I. Staffell, D. S. A. P. B. P. D., 2018. The role of hydrogen and fuel cells in the global energy system. *Energy & Environmental Science*, 12(2).

- I. Staffell, P., 2017. *The role of hydrogen and fuel cells in future energy systems*, London, UK: H2FC SUPERGEN.
- IDEALHY, 2013. *Hydrogen liquefaction report*, s.l.: IDEALHY Consortium.
- IEA, 2008. *Energy technology analysis. CO2 capture and storage: a key abatement option*, Paris: International Energy Agency.
- IEA, 2015. *Technology Roadmap-Hydrogen and Fuel Cells*, s.l.: IEA.
- IEA, 2016. *World Energy Outlook 2016*, s.l.: International Energy Agency .
- IEA, 2016. *World Energy Outlook 2016*, Paris: IEA.
- IEA, 2019. *Hydrogen, Tracking Clean Energy Progress*. [En ligne]. Disponible : <<https://www.iea.org/tcep/energyintegration/hydrogen/>>
- IEA, 2019. *The Future of Hydrogen*, s.l.: IEA.
- IEA, 2019. *The Future of Hydrogen, Seizing today's opportunities*, s.l.: IEA.
- IEAGHG, 2017. *Techno - Economic Evaluation of. SMR Based Standalone (Merchant). Hydrogen Plant with CCS*, s.l.: IEA.
- IGNEW, 2011. Hydrogen technologies in Europe. Financial and technology outlook on the European sector ambition 2014–2020.
- Iguchi, M., 2016. Simple continuous high-pressure hydrogen production and separation system from formic acid under mild temperatures. *ChemCatChem*, 8(5), pp. 886-890.
- IRENA, 2019. *Future of wind: Deployment, investment, technology, grid integration and socio-economic aspects*, Abu Dhabi.: International Renewable Energy Agency.
- IRENA, 2019. *Hydrogen: A Renewable Energy Perspective*, Abu Dhabi: International Renewable Energy Agency.
- IRENA, 2019. *Hydrogen: A Renewable Energy Perspective*.
- J. Andersson, S. G., 2019. Large-scale storage of hydrogen. *International Journal of Hydrogen Energy*, 44(23), pp. 11901-11919.
- J. Eppinger, K.-W. H., 2017. Formic Acid as a Hydrogen Energy Carrier. *ACS Energy Lett*, Volume 2, pp. 188-195.
- J. Guo, P. C., 2017. Catalyst: NH3 as an energy carrier. *Chem*, 3(5), pp. 709-712.
- J. J. Minnehan, J. W. P., 2017. *Practical Application Limits of Fuel Cells and Batteries for Zero Emission Vessels*, s.l.: Sandia National Laboratories.
- J. Klankermayer, S. W. K. B. W. L., 2016. Selective catalytic synthesis using the combination of carbon dioxide and hydrogen: catalytic chess at the interface of energy and chemistry. *Angewandte Chemie International Edition*, 55(26), pp. 7296-7343.
- J. Larminie, A. D., 2003. *Fuel cell explained*. s.l.: John Wiley and Sons.
- J. M. Ohi, N. V. G. V., 2016. *Hydrogen Fuel Quality Specifications For Polymer Electrolyte Fuel Cells In Road Vehicles*, s.l.: U.S. Department of Energy.
- J. Ren, N. M. H. L. M. M. S. L., 2017. current research trends and perspectives on materials-based hydrogen storage solutions: a critical review. *International Journal of Hydrogen Energy*, 42(1), pp. 289-311.
- J. G. Chen, R. C. L. S. K. B. R. M. B. M. D., 2018. Beyond fossil fuel-driven nitrogen transformations. *Science*, 360(6391).
- J. Graetz, J. R. V. Y., 2011. Aluminum hydride as a hydrogen and energy storage material: Past, present and future. *Journal of Alloys and Compounds*, 509(2), pp. S517-S528.
- J. Harte, 2011. *Amid Doubts, Turkey Powers Ahead with Hydrogen Technologies*. [En ligne]. Disponible : <<https://www.reuters.com/article/idUS415998482920110805>>
- J. Kurtz, S. S. G. S. a. S. O., 2019. *Fuel Cell Electric Vehicle Durability and Fuel Cell Performance*, s.l.: National Renewable Energy Laboratory. NREL/TP-5400-73011.
- J. Kurtz, S. T. B., 2019. Review of transportation hydrogen infrastructure performance and reliability. *International Journal of Hydrogen Energy*, 44(23), pp. 12010-12023.

- J. Marcinkoski, J. S. A. W. D. P., 2015. *Fuel Cell System Cost – 2015*, s.l.: DOE.
- J. R. Fekete, J. S. R. A., 2015. Economic impact of applying high strength steels in hydrogen gas pipelines. *International Journal of Hydrogen Energy*, 40(33), pp. 10547-10558.
- J. Schneidewind, R. W., 2017. Low-Temperature Hydrogenation of Carbon Dioxide to Methanol with a Homogeneous Cobalt Catalyst. *Angewandte Chemie International Edition*, 56(7), pp. 1890-1893.
- J. W. Makepeace, T. C. W. T. J., 2019. Reversible ammonia-based and liquid organic hydrogen carriers for high-density hydrogen storage: Recent progress. *International Journal of Hydrogen Energy*, 44(15), pp. 7746-7767.
- J. W. Sheffield, K. R., 2014. 5 - Electricity and hydrogen as energy vectors for transportation vehicles. In: *Alternative Fuels and Advanced Vehicle Technologies for Improved Environmental Performance*. s.l.:s.n., pp. 117-137.
- Jacobson, A. J., 2010. Materials for Solid Oxide Fuel Cells. *Chem. Mater*, 22(3), pp. 660-674.
- James, B., 2018. *Hydrogen Storage Cost Analysis*, s.l.: DOE.
- JU, F., 2012. *Urban buses: alternative powertrains for Europe*, s.l.: FCH JU.
- Juriga, J., 2012. *Hyundai Motor Group's Development of the Fuel Cell Electric Vehicle*, s.l.: Hyundai.
- K. E. Lamb, M. D. D. K., 2019. Ammonia for hydrogen storage; A review of catalytic ammonia decomposition and hydrogen separation and purification. *International Journal of Hydrogen Energy*, 44(7), pp. 3580-3593.
- K. Kunze, O. K., 2012. *Cryo-Compressed Hydrogen Storage*, s.l.: Cryo-Compressed Hydrogen StorageBMW.
- K. O'Malley, G. O. J. A. K. R., 2015. Applied hydrogen storage research and development: A perspective from the U.S. Department of Energy. *Journal of Alloys and Compounds*, 645(1), pp. S419-S422.
- K. Sordakis, C. T. L. V. H. J. P. D. M. B., 2018. Homogeneous catalysis for sustainable hydrogen storage in formic acid and alcohols. *Chemical Reviews*, Volume 118, pp. 372-433.
- K. Stolzenburg, R. M., 2013. *Integrated Design for Demonstration of Efficient Liquefaction of Hydrogen (IDEALHY)*, s.l.: New Energy World.
- K. Wipke, S. S. J. K. T. R. C. A. a. G. S., 2012. *National Fuel Cell Electric Vehicle Learning Demonstration Final Report*, s.l.: NREL.
- K. Byman, 2013. *Power to gas*, s.l.: ÅF-Infrastructure AB Energy Management.
- K. H. Ng, H. R. M. S., 2018. Review: Enhancement of composite anode materials for low-temperature solid oxide fuels. *International Journal of Hydrogen Energy*.
- K. Harrison, 2010. Wind-to-Hydrogen Project. [En ligne]. Disponible: <<https://www.nrel.gov/hydrogen/wind-to-hydrogen.html>>
- K. W. Ting, T. T., 2019. Low-Temperature Hydrogenation of CO<sub>2</sub> to Methanol over Heterogeneous TiO<sub>2</sub>-Supported Re Catalysts. *ACS Catalysis*, 9(4), pp. 3685-3693.
- Kai Zeng, D. Z., 2010. Recent progress in alkaline water electrolysis for hydrogen production and applications. *Progress in Energy and Combustion Science*, pp. 307-326.
- Karlsruhe Institute of Technology, 2015. DemoSNG: *Flexible methane production from electricity, biomass*. [En ligne]. Disponible: <<http://biomassmagazine.com/articles/11429/demosng-flexible-methane-production-from-electricity-biomass>>
- Kaur, G., 2013. *Performance Studies of Copper-Iron/Ceria-Yttria stabilized Zirconia Anode for electro-oxidation of hydrogen and methane fuels in Solid Oxide Fuels Cells*. s.l., s.n.
- Kenworth Press Release, 2016. Kenworth Receives \$8.6 Million in Grants for Low-Emission T680 Day Cab Drayage Truck Projects in California. [En ligne]. Disponible: <<https://www.kenworth.com/news/news-releases/2016/august/t680-low-emissions/>>
- Klebanoff, L., 2012. *Final Report for the DOE Metal Hydride Center of Excellence*, s.l.: Sandia National Laboratories.
- Kruck, O., 2013. *Overview on all known underground storage technologies for hydrogen*, s.l.: HyUnder.

- KT Møller, D. S., 2017. Complex metal hydrides for hydrogen, thermal and electrochemical energy storage. *Energies*, 10(10), p. 1645.
- Kulkarni, A., 2012. Materials issues and recent developments in molten carbonate fuel cells. *Journal of Solid State Electrochemistry*, 16(10), p. 3123-3146.
- L. Grond, P. Schulze & J. Holstein, 2013., *Systems Analyses Power to Gas: Deliverable 1: Technology Review*, Groningen: DNV KEMA Energy & Sustainability.
- L. Correas, 2014. *Elygrid Project*, s.l.: Foundation for the Development of New Hydrogen.
- L. Eudy, M. P., 2014. *Zero Emission Bay Area (ZEB) Fuel Cell Bus Demonstration Results: Third Report*, s.l.: NREL.
- L. Eudy, M. P. a. M. J., 2016. *Fuel Cell Buses in U.S. Transit Fleets: Current Status 2016*, s.l.: NREL.
- L. H. Jespen, M. L., 2014. Boron–nitrogen based hydrides and reactive composites for hydrogen storage. *Materials Today*, 17(3), pp. 129-135.
- Laursen, R. S., 2018. *Ship Operation Using LPG and Ammonia As Fuel on MAN B&W Dual Fuel ME-LGIP Engines*, s.l.: MAN Energy Solution.
- Lux, K., 2009. Design of salt caverns for the storage of natural gas, crude oil and compressed air: Geomechanical aspects of construction, operation and abandonment. *Geological Society*, Volume 313, pp. 93-128.
- M. Ball, M. W., 2015. *The hydrogen economy: opportunities and challenges*, s.l.: University Press Cambridge.
- M. Carmoa, D. L. J. M. D. S., 2013. A comprehensive review on PEM water electrolysis. *International Journal of Hydrogen Energy*, pp. 4901-4934.
- M. Comotti, S. F., 2015. Hydrogen generation system for ammonia-hydrogen fuelled internal combustion engines. *International Journal of Hydrogen Energy*, 40(33), pp. 10673-10686.
- M. Evans, I. P. A. P. L. K. V. Z., V. I. a. V. G., 2001. *Fuel Cells in Russia: An Assessment of the Market and Potential*; Advanced International Studies, s.l.: Pacific Northwest National Laboratory for the US Depart.
- M. Gautier, V. R. L. F., 2017. Direct decarbonization of methane by thermal plasma for the production of hydrogen and high value-added carbon black. *International Journal of Hydrogen Energy*, pp. 28140-28156.
- M. Grasemann, G. L., 2012. Formic acid as a hydrogen source – recent developments and future trends. *Energy & Environmental Science*, 5(8), p. 8171.
- M. Kammerer, 2015. *Issues, Trends and Opportunities for Electrolysis for Power-to-X Large Scale Energy Storage*. Tokyo, Energy Storage Summit Japan.
- M. Li, Y. B. C. Z. Y. S. S. J. D. G. M. Z., 2019. Review on the research of hydrogen storage system fast refueling in fuel cell vehicle. *International Journal of Hydrogen Energy*, 44(21), pp. 10677-10693.
- M. Niermann, S. D. M. K., 2019. Liquid organic hydrogen carriers (LOHCs) – techno-economic analysis of LOHCs in a defined process chain. *Energy & Environmental Science*, 12(1).
- M. Perez-Fortes, J. C. S., 2016. Formic acid synthesis using CO<sub>2</sub> as raw material: techno-economic and environmental evaluation and market potential. *International Journal of Hydrogen Energy*, 41(37), pp. 16444-16462.
- M. R. Shaner, H. A. A. S. L. E. W. M., 2016. A comparative technoeconomic analysis of renewable hydrogen production using solar energy. *Energy & Environmental Science*, pp. 2354-2371.
- M. W. Melaina, O. A. a. M. P., 2013. *Blending Hydrogen into Natural Gas Pipeline Networks: A Review of Key Issues*, s.l.: NREL.
- M. McGrath, 2016. *Four major cities move to ban diesel vehicles by 2025*. [En ligne]. Disponible : <<https://www.bbc.com/news/science-environment-38170794>>



- M. Panfilov, 2016. 4 – Underground and pipeline hydrogen storage. In: *Compendium of Hydrogen Energy – Vol 2: hydrogen Storage, Transportation and Infrastructure*. s.l.: Woodhead Publishing Series in Energy, pp. 91-115.
- M. Smith, 2019. *Will Canada*, s.l.: Clean Energy Canada.
- M. V. Lototsky, V. Y. B. P., 2014. Metal hydride hydrogen compressors: A review. *International Journal of Hydrogen Energy*, 39(11), pp. 5818-5851.
- Matthias Binder, M. K. M. K. a. M. L., 2018. *Hydrogen from biomass gasification*, s.l.: IEA Bioenergy.
- Mayank Kumar, A. O. O. A. K., 2019. A comparative analysis of hydrogen production from the thermochemical conversion of algal biomass. *International Journal of Hydrogen Energy*, 44(21), pp. 10384-10397.
- McPhy, 2013. *Audi*. [En ligne]. Disponible : <<https://mcphy.com/en/achievements/audi/>>
- McPhy, 2019. *2018 Full-year Results*, s.l.: s.n.
- Mehmeti, A. & S. F. & P. M. & M. S., 2016. Life cycle assessment of molten carbonate fuel cells: State of the art and strategies for the future. *Journal of Power Sources*, Volume 308, pp. 97-108.
- Mergel, J., 2013. *Hydrogen Production by Water Electrolysis: Current Status and Future Trends*. Berlin, s.n.
- Mirzababaei, J. & Chuang, S., 2014. La<sub>0.6</sub>Sr<sub>0.4</sub>Co<sub>0.2</sub>Fe<sub>0.8</sub>O<sub>3</sub> Perovskite: A Stable Anode Catalyst for Direct Methane Solid Oxide Fuel Cells. *Catalysts*, 4(2), pp. 146-161.
- Moseley, P. T., 2015. Chapter 8 – Hydrogen Production from Renewable Energies – Electrolyzer Technologies. In: *Electrochemical Energy Storage for Renewable Sources and Grid Balancing*. s.l.: Elsevier, pp. 103-128.
- Murray, B. C. G. C. S. V. T., 2014. *Biogas in the United States An Assessment of Market Potential in a Carbon-Constrained Future*, s.l.: Duke Nicholas Institute for Environmental Policy Solutions.
- N. Boufaden, R. A. B. P., 2016. Dehydrogenation of methylcyclohexane to toluene over partially reduced silica-supported Pt-Mo catalysts. *Journal of Molecular Catalysis A: Chemical*, Volume 420, pp. 96-106.
- N. Onishi, G. L. M., 2018. Recent progress for reversible homogeneous catalytic hydrogen storage in formic acid and in methanol. Volume 373, pp. 317-332.
- N. O. Pearson, 2017. *China's Buses Bolster Ballard's Three-Decade Quest for Hydrogen*. [En ligne]. Disponible : <<https://www.bloomberg.com/news/articles/2017-03-26/china-s-buses-bolster-ballard-s-three-decade-quest-for-hydrogen>>
- National Academy of Science, 2004. *The Hydrogen Economy: Opportunities, Costs, Barriers, and R&D Needs*. Washington DC: National Academies Press.
- NCE, 2018. *Norwegian future value chains for liquid hydrogen*, s.l.: NCE Maritime Cleantech.
- Nederland, N., 2018. *Future-proof gas distribution*, s.l.: s.n.
- Nel, 2012. GDF Suez, McPhy in French GRHYD project on methane, hydrogen. *Fuel Cells Bulletin*, 2012(12), p. 10.
- Nel, 2019. *Nel Hydrogen Electrolyser-Company & Product Presentation*. [En ligne]. Disponible : <<https://www.vfk.no/globalassets/vkef/dokumenter/kjorbo-12.2.2019/20190212---nel-hydrogen-electrolysers---company-presentation---asplan-viak-sendt.pdf>>
- Nikola Motor Company, 2016. *NIKOLA*. [En ligne]. Disponible : <<https://nikolamotor.com/one>>
- Nissan, 2018. *Range and charging: New Nissan LEAF Electric car*. [En ligne].
- NL Hydro, 2007. *Ramea Wind-Hydrogen-Diesel Energy Solution*, s.l.: s.n.
- Nogueira Jr E, K. M. P. S. O. A. K. A., 2018. Development of life cycle water footprints for the production of diluent and hydrogen from algae Biomass. *Water Research*, Volume 140, pp. 311-322.

- O. Kruck, f. C., 2013. *Assessment of the potential, the actors and relevant business cases for large scale and seasonal storage of renewable electricity by hydrogen underground storage in Europe*, s.l.: HyUnder.
- O. Savadogo, F. J. R. V., 2006. Ethanol-Tolerant Oxygen Reduction Reaction (ORR) Cathodes for Direct Ethanol Fuel Cell Applications. *ECS Trans*, 1(6), pp. 331-338.
- O. Savadogo, 2019. Recueil de transparents de notes de cours-Énergie Électrochimique, Ch. 4, s.l.: Polytechnique Montréal.
- O'Hayre, R. P., 2017. Fuel cells for electrochemical energy conversion. *EPJ Web of Conferences*, Volume 148.
- Øivind Wilhelmsen, D. B. A. A. P. N., 2018. Reducing the exergy destruction in the cryogenic heat exchangers of hydrogen liquefaction processes. *International Journal of Hydrogen Energy*, 43(10), pp. 5033-5047.
- Oliver Posdziech, K. S. B., 2019. Efficient hydrogen production for industry and electricity storage via high-temperature electrolysis. *International Journal of Hydrogen Energy*, 44(35), pp. 19089-19101.
- Omkar Yarguddi, D. A. A. D., 2014. *Int. J. of Innovative Research in Science Engineering and Technology*, 3(7), pp. 14668-14673.
- Owen-Jones, J., 2019. *BASF to develop emission-free H<sub>2</sub> production technology*. [En ligne].
- Ozarslan, A., 2012. Large-scale hydrogen energy storage in salt caverns. *International Journal of Hydrogen Energy*, 37(19), pp. 14265-14277.
- P. García-Holley, B. S. T. I., 2018. Benchmark study of hydrogen storage in metal-organic frameworks under temperature and pressure swing conditions. *ACS Energy Letters*, Volume 3, p. 748–754.
- P. Devlin, G. M., 2018. *Industry Deployed Fuel Cell Powered Lift Trucks*, s.l.: DOE.
- P. Brackley, 2019. *Apollo 11 mission 50 years on: The Cambridge scientist who helped put man on the moon*. [En ligne]. Disponible : <<https://www.cambridgeindependent.co.uk/news/apollo-11-mission-50-years-on-the-cambridge-scientist-who-helped-put-man-on-the-moon-9077166/>>
- P. L. Spath, M. M., 2001. *Life cycle assessment of hydrogen production via natural gas steam reforming*, s.l.: National Renewable Energy Laboratory.
- P. T. Aakko-Saksa, C. C. J. K., 2018. Liquid organic hydrogen carriers for transportation and storing of renewable energy – Review and discussion. *Journal of Power Sources*, Volume 396, pp. 803-823.
- Perez-Fortes, M., 2016. Methanol synthesis using captured CO<sub>2</sub> as raw material: techno-economic and environmental assessment. *Applied Energy*, Volume 161, pp. 718-732.
- Peterson D, M. E., 2016. *Hydrogen production cost from solid oxide electrolysis*, s.l.: DOE hydrogen and fuel cells program record.
- Pfromm, P., 2017. Towards sustainable agriculture: fossil-free ammonia. *Journal of Renewable and Sustainable Energy*, 9(3), p. 034702.
- Philibert, C., 2017. *Producing ammonia and fertilizers: new opportunities from renewables*, s.l.: IEA-Renewable Energy Division.
- Pierre Millet, S. G., 2013. Chapter 2 – Water Electrolysis Technologies. In: *Renewable Hydrogen Technologies-Production, Purification, Storage, Applications and Safety*. s.l.: Elsevier B.V., pp. 19-41.
- Polytech Nantes, 2018. *Le démonstrateur power-to-gas entre en service sur le site de la Chantrerie*. [En ligne]. Disponible : <<https://polytech.univ-nantes.fr/une-ecole-sur-3-campus/actualites/le-demonstrateur-power-to-gas-entre-en-service-sur-le-site-de-la-chantrerie--2180311.kjsp>>
- PP Kundu, K. D., 2018. *Progress and recent trends in microbial fuel cells*. s.l.: Elsevier.
- Primolyzer, 2010. *Pressurized PEM Electrolyzer*, s.l.: s.n.
- Proost, J., 2019. State-of-the art CAPEX data for water electrolyzers, and their impact on renewable hydrogen price settings. *International Journal of Hydrogen Energy*, pp. 4406-4413.



- Q. Li, R. H. J.-A. G. J. O. J. a. N. J. B. J., 2003. The CO Poisoning Effect in PEMFCs Operational at Temperatures up to 200 °C. *J. Electrochem. Soc.*, 150(12), pp. 1599-A1605.
- R. Bhandari, C. A. T. P. Z., 2014. Life cycle assessment of hydrogen production via electrolysis – a review. *Journal of Cleaner Production*, pp. 151-163.
- R. Boudries, A. K., 2019. *Techno-Economic Comparison Of Nuclear-Based To Solarbased Hydrogen Production Techniques (Algeria)*, s.l.: IAEA.
- R. Moradi, K. G., 2019. Hydrogen storage and delivery: Review of the state of the art technologies and risk and reliability analysis. *International Journal of Hydrogen Energy*, 44(23), pp. 12254-12269.
- R. Schulz, R. H. G. L. S. B., 1999. Structure and hydrogen sorption properties of ball milled Mg dihydride. *Materials Science Forum*, 312(314), pp. 615-622.
- R. B. Rosli, A. B. W. D., 2016. A review of high-temperature proton exchange membrane fuel cell (HT-PEMFC) system. *International Journal of Hydrogen Energy*, 42(14), pp. 9293-9314.
- R. Chahine, T. B., 1996. *Characterization and Optimization of Adsorbents for Hydrogen Storage*. s.l., International Association for Hydrogen Energy.
- R. Grove., W., 1839. *Philosophical Magazine*, Volume 14, pp. 127-130.
- R. Jafari, J., 2018. *Hydrogen Storage feasibility study*, s.l.: Polytechnique Montreal.
- R. K. Ahluwalia, T. H. J.-K. P. S. L. K. M. J. S., 2009. *Technical Assessment of Cryo-Compressed Hydrogen Storage Tank Systems for Automotive Applications*, s.l.: U.S. Department of Energy.
- Razu M.H., H. F. K. M., 2019. Advancement of Bio-hydrogen Production from Microalgae. In: Alam M., Wang Z. (eds) . In: *Microalgae Biotechnology for Development of Biofuel and Wastewater Treatment*. Singapore: Springer, pp. 423-462.
- Reißner, R., 2015. Hydrogen from RES: *pressurised alkaline electrolyser with high efficiency and wide operating range*, s.l.: s.n.
- Release, P., 2018. Construction begins on Fukushima Hydrogen Energy Research Field. *Fuel Cells Bulletin*, 2019(9), p. 9.
- Reuters, 2019. *Exclusive: Bosch goes for platinum-light fuel cells*. [En ligne]. Disponible : <<https://www.reuters.com/article/us-platinum-week-bosch-fuelcells-exclusi/exclusive-bosch-goes-for-platinum-light-fuel-cells-idUSKCN1SJ0FG>>
- REUTERS, 2019. *Toyota banks on Olympic halo for the humble bus to keep hydrogen dream alive*. [En ligne]. Disponible : <<https://www.reuters.com/article/us-autos-hydrogen-toyota-olympics-fous/toyota-banks-on-olympic-halo-for-the-humble-bus-to-keep-hydrogen-dream-alive-idUSKBN1W22VK>>
- RH 2 -WKA, 2015. [[En ligne]. Disponible : <<https://www.rh2-wka.de/projekt.html?112,40>>
- R-K. Ahluwalia, D. P. J. P. H. R., 2019. *System Level Analysis of Hydrogen Storage Options*, Washington, D.C: U.S. DOE Hydrogen and Fuel Cells Program.
- S&P Global, 2019. *US toluene prices face pressure amid weak chemical demand*, s.l.: s.n.
- S. Dharmalingam, M. S., 2019. Membranes for Microbial Fuel Cells. s.l.:s.n.
- S. Fukuzumi, Y.-M. L. W. N., 2018. Thermal and photocatalytic production of hydrogen with earth-abundant metal complexes. *Coordination Chemistry Reviews*, 355(15), pp. 54-73.
- S. Giddey, S. B. C. M. M. D., 2017. Ammonia as a Renewable Energy Transportation Media. *ACS Sustainable Chem. Eng.*, 5(11), pp. 10231-10239.
- S. Letendre, P. D. a. P. L., 2006. *Electric & Hybrid Cars: New Load, or New Resource?*. [En ligne]. Disponible : <<https://www.fortnightly.com/fortnightly/2006/12/electric-hybrid-cars-new-load-or-new-resource>>
- S. Niaz, T. M. A. H., 2015. Hydrogen storage: materials, methods and perspectives. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Volume 50, pp. 457-469.

- S. Sarkar, A. K., 2010. Biohydrogen production from forest and agricultural residues for upgrading of bitumen from oil sands. *Energy*, Volume 35, pp. 582-591.
- S. Shiva Kumar, V., 2019. Hydrogen production by PEM water electrolysis – A review. *Materials Science for Energy Technologies*, 2(3), pp. 442-454.
- S. Hamzehlouia, J. S. & C. J., 2018. Microwave Heating-Assisted Catalytic Dry Reforming of Methane to Syngas. *Scientific Reports*, Volume 8.
- S. Mcwhorter, G. O., 2013. *Onboard Type IV Compressed Hydrogen Storage Systems – Current Performance and Cost*, s.l.: DOE Fuel Cell Technologies Office Record.
- S. Mitshushima, 2018. *The International Summer School on Advanced Studies of Polymer Electrolyte Fuel Cells*, s.l.: Graz University of Technology.
- S. Obara, 2019. Energy and exergy flows of a hydrogen supply chain with truck transportation of ammonia or methyl cyclohexane. *Energy*, Volume 174, pp. 848-860.
- S. Rieke, 2012. *Solar Fuels and Power-to-Gas technologies*, s.l.: CPE Lyon.
- Savadogo, O., 2019. *Recueil de transparents de notes de cours, Chapitre 5 : Énergie Electrochimique*, s.l.: Polytechnique Montréal.
- Shigekiyo, H., 2015. *International workshop on liquefied hydrogen technology*, s.l.: Workshop, Japan Ship Technology Research Association.
- SIP, 2019. *R&D on Hydrogen Energy Carriers toward Low Carbon Society*, s.l.: SIP.
- Sisson, P., 2018. *How a Chinese city turned all its 16,000 buses electric*. [En ligne]. Disponible : <<https://www.curbed.com/2018/5/4/17320838/china-bus-shenzhen-electric-bus-transportation>>
- Statistics Canada, 2018. *Table 23-10-0067-01 Vehicle registrations, by type of vehicle*. [En ligne].
- Steinbach, A., 2014. *High Performance, Durable, Low-Cost Membrane Electrode Assemblies for Transportation Applications*, s.l.: 2014 Annual Merit.
- Stetson, N., 2019. *H<sub>2</sub> Fuel R&D Overview*, s.l.: U.S. Department Of Energy.
- Susanjib Sarkar, A. K., 2010. Large-scale biohydrogen production from bio-oil. *Bioresource Technology*, 101(19), pp. 7350-7361.
- T. Autrey, 2018. *Hydrogen Carriers for Bulk Storage and Transport of Hydrogen*, s.l.: DOE.
- T. Schaub, R. P., 2011. A process for the synthesis of formic acid by CO<sub>2</sub> hydrogenation: thermodynamic aspects and the role of CO. *Angewandte Chemie International*, 50(32), pp. 7278-7282.
- T. Wiwchar, 2017. *Quest Carbon Capture and Storage*, s.l.: Shell International.
- T. Nejat Veziroglu, S. B., 2005. Chapter 7 – Hydrogen Energy Solutions. In: *Environmental Solutions*. s.l.: Academic Press, pp. 143-180.
- Tamhankar, S., 2014. *Terminal Operations for Tube Trailer and Liquid Tanker Filling: Status, Challenges and R&D Needs*. s.l.: DOE Hydrogen Transmission and Distribution Workshop, Golden, CO.
- Tarkowski, R., 2019. Underground hydrogen storage: Characteristics and prospects. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Volume 105, pp. 86-94.
- TCGR, 2018. *Advances In Syngas Production: Catalyst And Process Developments Update – 2018*, s.l.: TCGR.
- Tesla, 2017. [En ligne]. Disponible : <<https://www.tesla.com/semi>>
- Tikkanen, A., 2019. *William Nicholson – English Chemist And Inventor*. [En ligne]. Disponible : <<https://www.britannica.com/biography/William-Nicholson-English-chemist-and-inventor>>
- Toyota, 2016. *Toyota to Start Sales of Fuel Cell Buses under the Toyota Brand from Early 2017*. s.l.: Toyota.
- Toyota, 2019. *2019 Mirai*, s.l.: Toyota.
- Turner J., S. G. M. M. M. P.-C. K. B. G. M., 2008. Renewable hydrogen production. *International Journal of Energy Research*, pp. 379-407.

- U. Bünger, 2014. *Power-to-Gas (PtG) im Verkehr Aktueller Stand und Entwicklungsperspektiven*, s.l.: s.n.
- U. Cardella, L. D. H. K., 2017. Roadmap to economically viable hydrogen liquefaction. *International Journal of Hydrogen Energy*, 42(19), pp. 13329-13338.
- U. Cardella, L. D. J. S. H. K., 2017. Process optimization for large-scale hydrogen liquefaction. *International Journal of Hydrogen Energy*, 42(17), pp. 12339-12354.
- Uosaki, K., 2017. *Electrochemical Science for a Sustainable Society: A Tribute to John O'M Bockris*. s.l.: Springer.
- Ursua A., G. L., S. P., 2012. Hydrogen Production From Water Electrolysis: Current Status and Future Trends. *IEEE*, pp. 410-426.
- V. Tietze, S. L. D. S., 2016. 27-Bulk Storage Vessels for Compressed and Liquid Hydrogen. In: *Hydrogen Science and Engineering : Materials, Processes, Systems and Technology*. s.l.: Wiley.
- V. Contini, 2017. *Stationary and Emerging Market Fuel Cell System Cost Assessment*, s.l.: Battelle.
- V. Vartiainen, 2016. *Screening Of Power To Gas Projects*, s.l.: Lappeenranta University of Technology.
- W. G. Colella & B. D. James, 2014. *Techno-economic Analysis of PEM Electrolysis for Hydrogen Production*, s.l.: Strategic Analysis Inc.
- W. R. Grove, 1839. *Philosophical Magazine*, Volume 15, pp. 287-293.
- Witty, C., 2019. *Hydrogenics to Deliver World's Largest Hydrogen Electrolysis Plant*. [En ligne].
- Wolf, J., 2002. Liquid hydrogen technology for vehicles. *MRS Bulletin*, 27(9), pp. 684-687.
- Wrightbus, 2019. [www.wrightsgroup.com](http://www.wrightsgroup.com). [En ligne].
- X. Wang, Q. M. L. G. Z. J. J. G. C. L. W. X., 2018. Recent progress in hydrogen production from formic acid decomposition. *International Journal of Hydrogen Energy*, 43(14), pp. 7055-7071.
- Y. K. Salkuyeh, B. S. H. M., 2018. Techno-economic analysis and life cycle assessment of hydrogen production from different biomass gasification processes. *International Journal of Hydrogen Energy*, 43(20), pp. 9514-9528.
- Y. Okada, E. S. E. W. S. H. H. N., 2006. Development of dehydrogenation catalyst for hydrogen generation in organic chemical hydride method. *International Journal of Hydrogen Energy*, Volume 31, p. 1348-1356.
- Y. A. Gomez, A. O. G. L., 2018. Ammonia Contamination of a Proton Exchange Membrane Fuel Cell. *J. Electrochem. Soc*, 165(3).
- Y. Kojima, 2013. *A Green Ammonia Economy*. s.l., s.n.
- Y. Sun, C., 2018. Tailoring magnesium based materials for hydrogen storage through synthesis: Current state of the art. *Energy Storage Materials*, Volume 10, pp. 168-198.
- Yan Jiao, Y. Z., 2015. Design of electrocatalysts for oxygen- and hydrogen-involving energy conversion reactions. *Chemical Society Reviews*, pp. 2060-2086 .
- Yartys, V., 2019. Magnesium based materials for hydrogen based energy storage: Past, present and future. *International Journal of Hydrogen Energy*, 44(15), pp. 7809-7859.
- Yaser Khojasteh Salkuyeh, B. A. L., 2018. Techno-economic analysis and life cycle assessment of hydrogen production from different biomass gasification processes. *International Journal of Hydrogen Energy*, 43(20), pp. 9514-9528.

CRÉDITS PHOTOGRAPHIQUES

Couverture : iStockphoto





