



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



SOMMAIRE EXÉCUTIF

**POLYTECHNIQUE
MONTREAL**

UNIVERSITÉ
D'INGÉNIERIE



AOÛT 2020



Ce document ne devrait pas être cité directement.

Référence à citer

Philippe A. Tanguy, Louis Fradette, Jamal Chaouki, Mania Neisiani, Oumarou Savadogo, 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 A : Portrait régional, canadien et international actuel de l'économie de l'hydrogène*. Rapport préparé pour Transition énergétique Québec. Polytechnique Montréal, 80 p.

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, 150 p.

Philippe A. Tanguy, Louis Fradette, Jamal Chaouki, Mania Neisiani, Oumarou Savadogo, 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 C : Propositions pour le déploiement de l'hydrogène vert au Québec*. Rapport préparé pour Transition énergétique Québec. Polytechnique Montréal, 30 p.

Centre international de référence sur le cycle de vie des produits, procédés et services (CIRAIG), 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 D : Propositions pour le déploiement de l'hydrogène vert au Québec*. Rapport préparé pour Transition énergétique Québec. Polytechnique Montréal, 46 p.

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

Dépôt légal
Bibliothèque nationale du Québec
ISBN : 978-2-550-78545-3 (PDF)

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

SOMMAIRE EXÉCUTIF

**POLYTECHNIQUE
MONTREAL**

UNIVERSITÉ
D'INGÉNIERIE



SOMMAIRE

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.

LISTE DES ABRÉVIATIONS ET SIGLES

ACV	Analyse du cycle de vie
ASME	<i>American Society of Mechanical Engineers</i>
BNQ	Bureau de normalisation du Québec
CAPEX	<i>Capital expenditure</i> (dépenses d'investissement de capital)
CCTT	Centres collégiaux de transfert de technologie
CO₂	Dioxyde de carbone
GES	Gaz à effet de serre
H₂	Hydrogène
IRH	Institut de recherche sur l'hydrogène
Kg	Kilogrammes
KWH	Kilowatt-heure
MEI	Ministère de l'Économie et de l'Innovation
MERN	Ministère de l'Énergie et des Ressources naturelles
MW	Mégawatt
O₂	Oxygène
OPEX	<i>Operating expense</i> (frais d'exploitation)
TEQ	Transition énergétique Québec
ULC	<i>Underwriters Laboratories of Canada</i>
UQTR	Université du Québec à Trois-Rivières
VÉPC	Véhicules électriques à pile à combustible

VOLET A : PORTRAIT RÉGIONAL, CANADIEN ET INTERNATIONAL ACTUEL DE L'ÉCONOMIE DE L'HYDROGÈNE

L'accroissement de la demande en énergie, en particulier dans les pays en développement, la pression des enjeux climatiques et le développement d'une plus grande conscience environnementale entraînent une évolution profonde du système énergétique actuel. Cette transition énergétique qui privilégie l'utilisation d'énergies renouvelables déployables à grande échelle et à un coût abordable, est un phénomène mondial et couvre de nombreux usages dont la mobilité surtout en milieu urbain, le chauffage et les activités du secteur tertiaire. Dans le domaine industriel, la décarbonation du système énergétique par électrification directe est plus complexe en l'état actuel des technologies en particulier dans les procédés de l'industrie lourde qui font appel à des températures élevées.

Dans tout système énergétique, la faculté de pouvoir stocker l'énergie est indispensable pour assurer la sécurité d'approvisionnement et l'équilibre entre l'offre et la demande. La gestion du réseau électrique est une autre dimension à prendre en considération, la production devant s'adapter instantanément à la demande voire l'anticiper. L'hydrogène est considéré comme une solution à l'ensemble de ces enjeux, en jouant à la fois le rôle de vecteur énergé-

tique comme substitut aux hydrocarbures et de moyen de stockage d'énergie.

L'hydrogène n'existant quasiment pas à l'état pur sur la planète, il faut donc le produire par transformation de ressources naturelles contenant des molécules d'hydrogène. Ce n'est donc pas une énergie au sens littéral du terme mais bien un vecteur énergétique au même titre que l'électricité. Sa nature chimique le rend très attrayant car il peut être stocké massivement pendant plusieurs mois si nécessaire et transporté sous forme liquide ou gazeuse de manière très semblable au gaz naturel. Sa nature moléculaire lui permet également de réagir avec d'autres éléments tels le carbone et l'azote (ou leurs dérivés) pour fabriquer des produits à valeur ajoutée, des carburants synthétiques (électrocarburants), du gaz naturel de synthèse et des intermédiaires en chimie industrielle.

POWER-TO-X

Le concept de *Power-to-X* décrit le principe de la conversion de l'électricité d'origine renouvelable en un vecteur énergétique ou un produit chimique. Suivant la voie utilisée, *X* peut être :

- **UN GAZ**
(*Power-to-Gas*)
comme l'hydrogène pur ou le méthane;
- **UN CARBURANT LIQUIDE DE SYNTHÈSE**
(*Power-to-Liquid* ou *Power-to-Fuels*)
comme le diesel, le kérosène ou le méthanol;
- **L'AMMONIAC** (*Power-to-Ammonia*);
- **DES INTERMÉDIAIRES**
ou des produits chimiques
pour l'industrie (*Power-to-Chemicals*).

Le *Power-to-Gas* permet techniquement de coupler un réseau de distribution d'électricité à un réseau de distribution de gaz naturel, ce qui rend les réseaux interopérables (*Sector Coupling*).

Sauf à se limiter à la production d'hydrogène pur, le *Power-to-X* nécessite une source de carbone qui réagissant avec de l'hydrogène permettra de synthétiser *X* (l'ammoniac nécessite pour sa part de l'azote). C'est en fait tout l'intérêt de cette approche qui permet de recycler et de valoriser en produits utiles du CO₂ généré par les activités industrielles qui autrement serait émis dans l'atmosphère.

MARCHÉ DE L'HYDROGÈNE

Le Québec s'est doté d'objectifs ambitieux de décarbonation de son économie. Dans ce contexte, l'hydrogène vert pourrait jouer un rôle important dans la réalisation des objectifs de transition énergétique. Compte tenu du bilan en gaz à effet de serre du Québec, les secteurs suivants devraient être ciblés en priorité :

- **LES TRANSPORTS LOURDS ET LA MOBILITÉ INTENSIVE;**
- **LA PRODUCTION D'ÉLECTROCARBURANTS OU DE GAZ DE SYNTHÈSE;**
- **LA DÉCARBONATION DES PROCÉDÉS INDUSTRIELS;**
- **LE STOCKAGE DE L'ÉNERGIE;**
- **L'ALIMENTATION ÉNERGÉTIQUE DES SITES ISOLÉS NON CONNECTÉS AU RÉSEAU ÉLECTRIQUE.**

Il existe une grande variété de ressources énergétiques capables de produire de l'hydrogène :

- **LES COMBUSTIBLES FOSSILES** (hydrocarbures, charbon) en utilisant le vaporeformage ou la pyrolyse;
- **LES COMBUSTIBLES RENOUVELABLES** (biomasse, cultures non alimentaires, déchets organiques) en utilisant la voie thermochimique (gazéification ou pyrolyse);
- **LES ÉNERGIES RENOUVELABLES INTERMITTENTES** (éolienne ou solaire) **OU CONTINUES** (géothermique, hydraulique) en association avec l'électrolyse.

Seuls le vaporeformage, la gazéification de la biomasse ou de déchets organiques urbains ou agricoles et l'électrolyse de l'eau sont des technologies industrielles ou très proches de leur phase de commercialisation qui permettent de produire de l'hydrogène à grande échelle. En chimie industrielle, certains procédés (par ex. chlore-soude et chlorates) coproduisent également de l'hydrogène qui peut donc être valorisé.

En 2019, la production mondiale d'hydrogène s'est établie à 119 MT/an dont environ 3MT/an pour le Canada. Une partie de cette production soit 45 MT/an n'est pas constituée d'hydrogène pur mais de mélanges de gaz contenant de l'hydrogène et est utilisée exclusivement dans les unités de raffinage du pétrole. Les 74 MT/an d'hydrogène restantes sont utilisées sous forme pure dans le raffinage (25 %) pour valoriser les bruts lourds et répondre à la demande en carburants plus propres, dans la chimie (65 %) pour la production de l'ammoniac et du méthanol, et dans divers autres secteurs industriels (10 %) dont la sidérurgie. La demande en hydrogène a connu une croissance de l'ordre de 40 % ces dix dernières années.

Ce sont les secteurs pétroliers et chimiques (méthanol et ammoniac) qui vont continuer à soutenir l'augmentation prévue de la demande en hydrogène. Ce sont donc de bonnes cibles pour la valorisation de l'hydrogène vert. Dans le domaine chimique, de nouveaux marchés sont aussi envisageables, en particulier la fabrication de carburants synthétiques liquides carboneutres, de diméthylether (DME) qui est un substitut du propane, et d'éthanol à partir de méthanol.

Dans ces trois cas, une source de CO₂ est requise ce qui permet d'envisager une captation massive de CO₂ industriel dans une perspective de fermeture du cycle du carbone (économie circulaire).

L'intérêt du *Power-to-Gas* est de pouvoir décarboner le méthane utilisé pour la production de chaleur et d'électricité. Cependant, la fabrication de gaz naturel synthétique par la réaction de Sabatier n'est pas encore compétitive par rapport au prix du gaz. C'est une option de long terme. Il est en revanche possible d'injecter de l'hydrogène pur dans les réseaux de gaz naturel en respectant les contraintes techniques liées à l'intégrité des gazoducs.

La mobilité électrique à base d'hydrogène vert est l'application de l'hydrogène la plus médiatisée en raison de son impact potentiel important sur la décarbonation des transports, un secteur en émergence rapide. Selon une étude du *Hydrogen Council*, la mobilité hydrogène s'avère particulièrement intéressante dans les situations suivantes :

- **TRANSPORT ROUTIER LONGUE DISTANCE;**
- **TRANSPORT LOURD** (véhicules/machinerie dans les secteurs miniers ou forestiers);
- **TRANSPORT À HAUTE INTENSITÉ** (autobus urbains, flottes de taxis, chariots élévateurs pour entrepôts, ports et aéroports);
- **TRANSPORT FERROVIAIRE;**
- **TRANSPORT MARITIME.**

Pour le transport individuel sur de courtes distances (par ex. l'aller-retour domicile-travail), les véhicules électriques à batterie sont pour le moment les mieux adaptés. Notons cependant que dans le contexte du Québec, la réduction notoire de l'autonomie des véhicules à batteries en climat hivernal pourrait justifier l'électrification des véhicules légers par l'hydrogène, tout au moins dans les cas de mobilité intensive (flottes de taxis ou de camionnettes de livraison).

TECHNOLOGIES DE PRODUCTION D'HYDROGÈNE

Pour satisfaire les engagements de l'Accord de Paris de 2015, la croissance du marché de l'hydrogène va devoir s'appuyer sur une production décarbonée. Au Canada, quatre options sont considérées :

- **LA PRODUCTION D'HYDROGÈNE PAR VAPOREFFORMAGE DU GAZ NATUREL** avec captage et séquestration géologique du carbone (hydrogène bleu);
- **LA PRODUCTION DE GAZ DE SYNTHÈSE PAR COMBUSTION IN SITU DE SABLES BITUMINEUX** avec captage et séquestration géologique du carbone (hydrogène bleu);
- **L'UTILISATION DES EXCÉDENTS D'ÉLECTRICITÉ ÉLECTRONUCLÉAIRE** (hydrogène jaune);
- **LA PRODUCTION D'HYDROGÈNE À PARTIR D'HYDROÉLECTRICITÉ ET D'ÉOLIENNES** (hydrogène vert).

Au Québec, le potentiel de valorisation de notre patrimoine hydroélectrique et éolien sous forme d'hydrogène est incontestable. Pour ce faire, considérons un site de production tel le complexe hydroélectrique de la Romaine d'Hydro-Québec, soit 8 TWh/an. 1 kg d'hydrogène requiert de 55 à 60 kWh d'électricité et 10 litres d'eau, soit une production possible avec 8 TWh d'environ 140 kT d'hydrogène vert, soit environ 25% de plus que la production actuelle d'hydrogène au Québec. Dans le domaine éolien, la puissance installée du parc de la Seigneurie de Beaupré de la société Boralex est de 365 MW soit une production de l'ordre de 1 TWh considérant un facteur d'utilisation de 0,35. 8 TWh correspondraient donc à huit parcs de ce type.

La production annoncée par Air Liquide à Bécancour dans son projet d'installation d'un électrolyseur de 20 MW est de 8 T/j soit 2,8 kT/an pour un facteur d'utilisation estimé de 97 %. Il faudrait 50 projets de taille semblable pour produire 140 kt/an.

Si on prend l'exemple de la mobilité hydrogène, 140 kT/a d'hydrogène correspondraient aux besoins annuels de 4 666 camions de transport lourd (environ la moitié du parc du Québec). Dans les applications de chimie industrielle, l'utilisation de 140 kT/an d'hydrogène correspondrait à une usine d'ammoniac de classe mondiale de plus de 700 kT/an.

Il existe trois technologies d'électrolyse : l'électrolyse alcaline, l'électrolyse à membrane échangeuse de protons et l'électrolyse à oxyde solide.

L'électrolyse alcaline est une technologie commerciale utilisée depuis les années 1920, en particulier pour la production d'hydrogène dans les industries des engrais et du chlore. La capacité de production d'hydrogène des électrolyseurs alcalins non pressurisés peut atteindre plus de 200 T/jour.

Les systèmes à membrane échangeuse de protons ont été introduits par General Electric il y a environ 60 ans pour pallier les inconvénients des électrolyseurs alcalins. Ils sont peu encombrants et sont en mesure de produire de l'hydrogène à quelques dizaines de bars sans compresseur. La capacité courante de ces électrolyseurs est de 5 MW.

Les électrolyseurs à oxyde solide, qui sont encore en phase de préindustrialisation, utilisent des céramiques comme électrolyte et ont de faibles coûts de matériaux. Ils fonctionnent à haute température et avec un degré élevé d'efficacité électrique.

PILES À COMBUSTIBLE

L'industrie des piles à combustible peut être segmentée en 3 marchés :

- **LES APPLICATIONS PORTABLES ;**
- **LES APPLICATIONS STATIONNAIRES ;**
- **LES APPLICATIONS EN MOBILITÉ.**

Le marché mondial des piles à combustible a atteint une valeur de 4,5 G\$ US en 2018. On prévoit une croissance de 20,9 % pour atteindre 11,54 G\$ américains d'ici 2026. Les systèmes stationnaires ont jusqu'à présent dominé le marché mais la croissance future devrait être assurée par les applications en mobilité.

Les technologies des piles à combustible peuvent être classées en fonction de l'électrolyte utilisée et de la source d'énergie qui les alimente :

- **LES PILES MCFC** utilisent comme électrolyte des carbonates fondus (tel les mélanges de sels de lithium et de potassium) à haute température (jusqu'à 650°C). Typiquement la puissance de ces systèmes est de quelques MW ;
- **LES PILES PAFC** utilisent comme électrolyte l'acide phosphorique. Elles fonctionnent à plus basse température que les MCFC (de l'ordre de 200°C). Les puissances sont en général de quelques centaines de kW;

- **LES PILES À MEMBRANE PEM** fonctionnent selon un principe semblable aux PAFC : l'électrolyte d'acide phosphorique y est remplacé par une membrane qui permet le passage des protons d'une électrode à l'autre. Ces piles sont alimentées en hydrogène pur ;
- **LES PILES À OXYDE SOLIDE** utilisent des céramiques comme électrolyte à l'instar des électrolyseurs à oxyde solide (le système peut être utilisé en principe à la fois comme électrolyseur et comme pile à combustible). Comme elles fonctionnent à très haute température (800°C), elles ont besoin d'une source de chaleur pour fonctionner. Les puissances typiques sont de quelques centaines de kW.

DÉPLOIEMENT DE L'HYDROGÈNE

À l'instar du marché des matières premières, le marché de l'énergie est globalisé depuis plusieurs décennies. Compte tenu du rôle que l'hydrogène marchand est appelé à jouer dans le futur et que la plupart des acteurs de l'écosystème hydrogène sont des gaziers industriels internationaux, le marché de l'hydrogène marchand a donc toutes les chances de se mondialiser aussi.

À l'heure actuelle, les premiers déploiements à l'échelle industrielle de l'hydrogène vert dans les nouveaux marchés exposés précédemment sont appuyés par des politiques d'investissements et d'aide publics. De nombreux pays avancés se sont dotés de plans d'action ou de feuilles de route, dont le Japon, l'Allemagne, les États-Unis, la Corée du Sud, la Chine et l'Union européenne.

Le Canada n'a pas de feuille de route sur l'hydrogène. Les enjeux que le Canada doit relever pour développer l'économie de l'hydrogène dans le futur sont les suivants :

- **LA MISE EN PLACE D'UNE CHAÎNE D'APPROVISIONNEMENT** qui puisse à la fois couvrir les besoins pour les applications stationnaires et la mobilité, et faire baisser les coûts ;
- **LA CONSTRUCTION D'UNE INFRA-STRUCTURE DE DISTRIBUTION** (en particulier les gazoducs) qui permette de diminuer les coûts de transport ;
- **L'INSTAURATION D'UN CADRE POLITIQUE**, légal et réglementaire cohérent et incitatif favorisant la mobilisation des investisseurs ;
- **LA SENSIBILISATION DU PUBLIC SUR L'INTÉRÊT DE L'HYDROGÈNE** dans le cadre de la transition énergétique et la mise en place de mesures pour en favoriser l'adoption.

Par ailleurs, dans le cadre de la transition énergétique, le gouvernement fédéral prévoit l'instauration d'un cadre législatif encadrant les carburants propres (taxation et marché du carbone) et ce dès 2021.

Le Québec réfléchit actuellement à son positionnement dans l'économie de l'hydrogène. Il peut s'appuyer à la fois sur une expertise industrielle établie (Hydro-Québec, Energir), des acteurs économiques prêts à s'investir (Air Liquide, Hydrogenics, Harnois Énergie), et un écosystème actif et de haut niveau en recherche dans le secteur de l'hydrogène vert.

Pour conclure, un certain nombre d'enseignements se dégagent de cette analyse économique du marché de l'hydrogène :

1.

LE DÉPLOIEMENT DE L'HYDROGÈNE DANS LE CADRE DE LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE

devrait d'abord se produire dans les pays ayant un avantage compétitif dans la production électrique renouvelable et un marché intérieur réceptif et capable d'absorber une production d'hydrogène verte pour la mobilité ou l'industrie.

2.

LA LOGIQUE INDUSTRIELLE DU DÉPLOIEMENT DEVRAIT S'INSPIRER DE CELLE QUE LES GAZIERS INDUSTRIELS ONT UTILISÉS,

c'est-à-dire se concentrer sur l'installation de capacités significatives pour des applications captives répondant à une demande établie. Une telle approche privilégie soit les gros utilisateurs industriels (pétrochimie, sidérurgie), soit les applications en mobilité intensive (flottes de camions, autobus ou taxis), soit les deux si la production est suffisamment dimensionnée.

3.

LA RAPIDITÉ AVEC LAQUELLE CE DÉPLOIEMENT S'EFFECTUERA

est liée à la baisse anticipée des coûts de production et à la mise en place de chaînes d'approvisionnement rentables et efficaces. L'incertitude sur un calendrier réaliste de déploiement doit être prise en compte dans la formulation d'une stratégie, qui se doit d'être flexible et neutre sur le plan technologique, et en phase avec l'environnement international et les stratégies hydrogène d'autres pays.

4.

LA COLLABORATION INTERNATIONALE SUR LES NORMES TECHNOLOGIQUES ET LA CERTIFICATION DU CARACTÈRE VERT DE L'HYDROGÈNE

est certainement utile, autant pour les pays qui ont des avantages compétitifs en matière de développement de l'hydrogène, que pour les utilisateurs potentiels des technologies qui sont ou seront développées. Pour le Québec et le Canada, il est particulièrement critique d'établir une réglementation harmonisée avec celle des États-Unis pour assurer le succès du déploiement de l'hydrogène vert sur le marché nord-américain.

5.

LA MISE EN PLACE DE PROGRAMMES DE SOUTIEN FINANCIER

à l'innovation, à la commercialisation et au déploiement de plateformes technologiques en mode partenarial mixte public-privé est la voie privilégiée par de nombreux pays pour faire avancer la pénétration de l'hydrogène décarboné dans le marché.

6.

LE SOUTIEN DE TOUTES CES POLITIQUES

est conditionné par la disponibilité d'une expertise et d'une main d'œuvre hautement qualifiée. Il s'agit d'un défi majeur à traiter en priorité.

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

PRODUCTION PAR ÉLECTROLYSE

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.

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. Selon ce critère, le rendement des électrolyseurs est de 43-53 kWh/kg ou 50-82 %.

Les technologies des électrolyseurs se différencient par le matériau utilisé pour l'électrolyte et la température de fonctionnement. L'électrolyse à basse température comprend l'électrolyse alcaline (AEC) et l'électrolyse à membrane échangeuse de protons (PEMEC). L'électrolyse à haute température comprend pour sa part principalement les cellules d'électrolyse à oxyde solide (SOEC).

La technologie d'électrolyse alcaline 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%. 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. Des séparateurs à base de poudre d'oxyde de zirconium dans une matrice polysulfonée sont également disponibles pour pallier les problèmes de santé liés à l'utilisation de l'amiante.

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^-). 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^- 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_2 et O_2 produits de se remélanger mais permet le passage des ions OH^- . 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.

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. Le problème de corrosion est le principal défi de cette technologie en raison de l'utilisation d'une solution alcaline. 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. 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. À l'heure actuelle, les électrolyseurs AEC peuvent produire de l'hydrogène à 10 bars et l'augmentation de la pression de fonctionnement est à l'étude.

La technologie d'électrolyse à membrane échangeuse de protons PEMEC a été introduit pour la première fois dans les années 1960 par General Electric pour surmonter certains des inconvénients opérationnels des électrolyseurs alcalins. Les électrolyseurs PEMEC 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. Ils exigent généralement une eau beaucoup plus pure que pour les AEC (résistivité minimum de 1 M Ω .cm).

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.

L'utilisation d'une membrane solide permet une conception beaucoup plus compacte des PEMEC. 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 bars sans compresseur supplémentaire et jusqu'à 100-200 bars dans certains systèmes, contre 1-30 bars pour les électrolyseurs alcalins). Cependant, une pression supérieure à 30 bars nuit considérablement aux performances économiques. Les électrolyseurs PEMEC 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. 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. Les électrolyseurs SOEC fonctionnent à des températures aussi élevées que 1000°C, ce qui se traduit par une plus grande efficacité de l'électrolyseur, mais cette technologie n'est pas suffisamment mature pour un déploiement commercial à grande échelle.

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. Cette méthode est également utilisée dans les piles à combustible à oxyde solide (SOFC).

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. Cependant, la température de fonctionnement élevée influence la stabilité des matériaux, qui ont tendance à se dégrader lors du cyclage. 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.

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.

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, 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, des fabricants chinois ont pu fabriquer des électrolyseurs alcalins à un CAPEX très bas de 200 \$ US/kW. Les SOEC étant encore au stade précommercial, il existe un niveau élevé d'incertitude sur les CAPEX. La littérature mentionne des coûts de 1500 \$ US/kW d'ici 2030 et de 330 \$ US/kW à plus long terme.

En moyenne, la partie empilement des électrolyseurs représente environ 50 % des CAPEX des AEC et 60 % de ceux des PEMEC. 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 repré-

sentant 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.

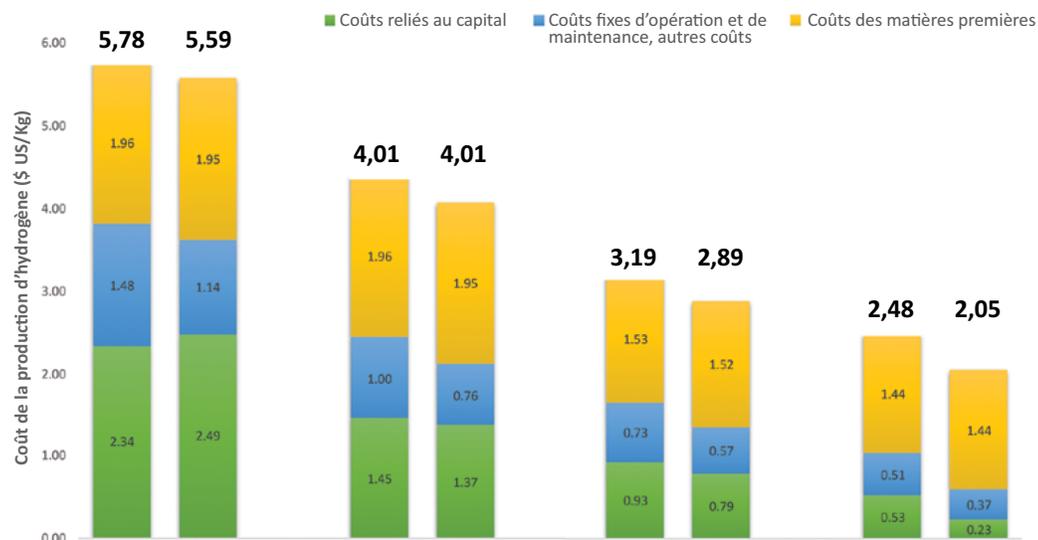
On s'attend à ce que l'expérience acquise en production aura un effet plus important sur la réduction des coûts pour les SOEC, encore en phase de développement, que pour les AEC et PEMEC déployés commercialement. En effet, pour les systèmes AEC et PEMEC, les gains en efficacité issus de l'industrialisation 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.

Selon l'*Hydrogen Council*, les principaux critères qui permettront de réduire les coûts de l'hydrogène dans l'avenir sont 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 H₂ à 0,50 \$ UD/kg H₂ d'ici 2030. 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 H₂. 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.

Un modèle maison a été développé pour déterminer le coût de l'hydrogène (hors stockage et distribution) produit par les technologies PEMEC et AEC en se basant sur les coûts actuels et futurs des technologies, du prix de l'électricité, des facteurs d'usage de 90 % et 97 %, et d'un taux de rendement interne (TRI) de 10 % avec 100 % de capitaux propres. Les revenus provenant de l'oxygène ne sont pas inclus dans l'évaluation.



	CAS 1 (PEMEC/AEC)	CAS 2 (PEMEC/AEC)	CAS 3 (PEMEC/AEC)	CAS 4 (PEMEC/AEC)
CAPEX (\$/kW)	1800/1400	1100/800	700/500	385/200
Électricité (¢/kW)	3,4	3,4	2,65	2,5

Étude de sensibilité de coûts de production de l'hydrogène vert pour les technologies alcalines et PEM (\$ US).

– Les cas 1 et 2 correspondent au tarif L d'Hydro-Québec soit 4,55 ¢/kWh, le cas 3 à un tarif d'électricité de 3,5 ¢/kWh et le cas 4 à un tarif de 3,3 ¢/kWh.

Les résultats du modèle économique sur la figure ci-dessous indiquent que le paramètre d'entrée le plus sensible est le CAPEX du système, soit les coûts de l'électrolyseur et

du BOP. Le deuxième facteur le plus sensible est le coût d'alimentation de l'électrolyseur en électricité.

PRODUCTION PAR VOIES THERMOCHIMIQUES ET BIOLOGIQUES

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 H₂ et de CO, suivi d'un traitement supplémentaire pour produire du H₂. 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 bars). Le processus de gazéification peut s'effectuer à l'aide d'air, d'oxygène pur, de vapeur ou d'eau supercritique. La gazéification 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 de type *water-gas shift* 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.

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. Le biogaz brut est principalement composé de méthane (CH₄) et de dioxyde de carbone (CO₂) et est saturé en eau (H₂O). Cependant, il contient également des contaminants corrosifs qui constituent un défi pour son intégration dans l'infrastructure du gaz naturel. Le biogaz brut doit donc subir un processus de nettoyage pour éliminer les contaminants. 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 vaporeformage. 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.

STOCKAGE ET TRANSPORT DE L'HYDROGÈNE

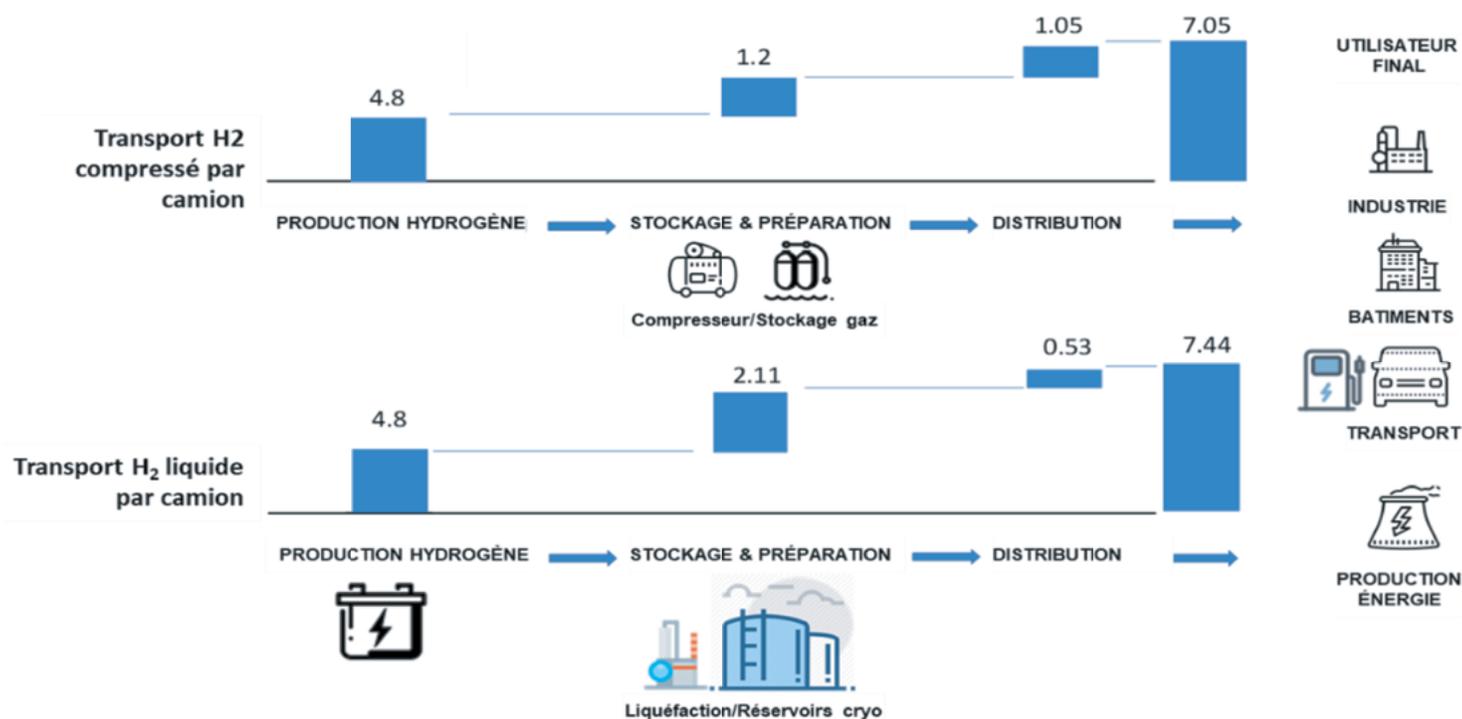
Pour que l'hydrogène joue un rôle essentiel dans la transition énergétique mondiale vers un système propre et flexible, il est crucial qu'il puisse être stocké en grandes quantités sur de longues périodes et transporté sur de longues distances de manière compétitive.

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 technologies de stockage de l'hydrogène peuvent être classées en deux groupes principaux : 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. 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).

Le transport de l'hydrogène s'effectue actuellement par gazoduc (hydrogène gazeux) lorsque l'infrastructure existe ou par camion (hydrogène gazeux ou liquide). L'*Hydrogen Council* qui a examiné ces trois options, 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 Figure ci-dessous présente le coût estimé le plus bas disponible pour la production, le stockage et la distribution de 1 kg d'hydrogène pur sous forme comprimée ou liquide en dollars canadiens sur la base d'une production de 50 T/j et une distance de 600 km.



PILES À COMBUSTIBLE

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. 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. Dans le cas de la pile à combustible hydrogène/oxygène, 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. 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 dispositifs 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 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)** qui utilisent une membrane polymère solide comme électrolyte ionique, des protons (H^+) comme porteurs de charge, un catalyseur à base de Pt et un combustible à base d'hydrogène; elles peuvent être employées pour l'alimentation de secours, l'alimentation portable et la production distribuée;
- **LES PILES À COMBUSTIBLE À ALCOOL DIRECT (DAFC)** qui font appel à une membrane polymère solide comme électrolyte ionique, des protons (H^+) comme porteurs de charge, un catalyseur à base de Pt et de l'hydrogène comme combustible. Elles peuvent être utilisées pour des applications dans les marchés non matures (phase de lancement);
- **LES PILES À COMBUSTIBLE À ACIDE PHOSPHORIQUE (PAFC)** qui sont basées sur un gel de H_3PO_4 comme électrolyte avec des protons comme porteurs de charge, un catalyseur à base de Pt et un combustible à base d'hydrogène. Elles peuvent être utilisées pour la production distribuée;

- **LES PILES À COMBUSTIBLE ALCALINES (AFC)** qui font appel à un électrolyte de potassium liquide, des ions hydroxyde (OH^-) comme porteurs de charge, des catalyseurs à base de nickel et de l'hydrogène comme combustible. On les retrouve dans les applications militaires ou spatiales, l'alimentation de secours et les transports;
- **LES PILES À COMBUSTIBLE À CARBONATE FONDU (MCFC)** qui utilisent un sel de carbonate fondu comme électrolyte, du CO_3^{2-} comme support de charge, un catalyseur à base d'alliage de nickel et des combustibles à base d' H_2 , de CH_4 et de CO. Elles peuvent être employées pour les services électriques et la production décentralisée;
- **LES PILES À COMBUSTIBLE À OXYDE SOLIDE (SOFC)** qui sont basées sur un électrolyte à oxyde céramique, des ions O_2^- comme porteurs de charge, un catalyseur à base de pérovskite, des combustibles à base d' H_2 , de CH_4 et de CO ou des hydrocarbures. Elles peuvent être utilisées pour les services électriques et la production décentralisée;
- **LES PILES À COMBUSTIBLE RÉVERSIBLES (RFC)** qui 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. On les retrouve dans les alimentations électriques de secours et la production d'électricité distribuée. Ces systèmes peuvent aussi fonctionner en mode inversé pour la production d'hydrogène par électrolyse de l'eau.

Les avantages des piles à combustible peuvent se résumer ainsi :

- **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**

Avec l'hydrogène comme combustible, le sous-produit de la réaction principale de la pile à combustible est 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 CO₂ sont presque toujours présentes dans la production des combustibles, hydrogène ou autres;

- **SILENCE**

les piles à combustible fonctionnent quasiment sans bruit, 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 crée 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.

VOLET C : PROPOSITIONS POUR LE DÉPLOIEMENT DE L'HYDROGÈNE VERT AU QUÉBEC

Les chaînes de valeur de l'hydrogène vert sont encore mal connues et immatures. Elles sont complexes du fait de leur nature multi-sectorielle et risquées en terme économique car très demandeuses en capitaux. À l'instar de plusieurs pays qui ont pris la décision d'introduire une composante hydrogène dans leur mix énergétique de manière planifiée par l'entremise d'une feuille de route, nous proposons l'établissement d'une feuille de route québécoise sur l'hydrogène vert à partir de cibles à atteindre, cibles qui seraient conjointement fixées par le Gouvernement et appuyées par des experts universitaires et l'industrie.

L'établissement d'une feuille de route est à notre sens une étape indispensable à réaliser dans les prochains mois car elle orienterait les investisseurs sur les actions futures et créerait une assise sur laquelle la confiance pourrait s'établir afin d'amorcer des initiatives structurantes. Ainsi, cette feuille de route aurait pour objectif de baliser et d'harmoniser les différentes phases de développement de l'hydrogène vert au cours du temps. Sans présumer du contenu de la feuille de route, nous pensons que quatre priorités se dégagent en termes de politiques publiques à savoir :

PRIORITÉ 1

**L'INSTAURATION
D'UN CADRE POLITIQUE,**
légal et réglementaire,
cohérent et incitatif
pour aider à dé-risquer
les investissements privés.

PRIORITÉ 2

**LA MISE EN PLACE
D'INCITATIFS FINANCIERS**
(subventions, réduction
de taxes, réglementation,
facilitation de projets
de démonstration) pour
favoriser les investissements.

PRIORITÉ 3

**LA SENSIBILISATION
DU PUBLIC** sur l'intérêt
de l'hydrogène dans le cadre
de la transition énergétique
et la mise en place de mesures
pour encourager son adoption.

PRIORITÉ 4

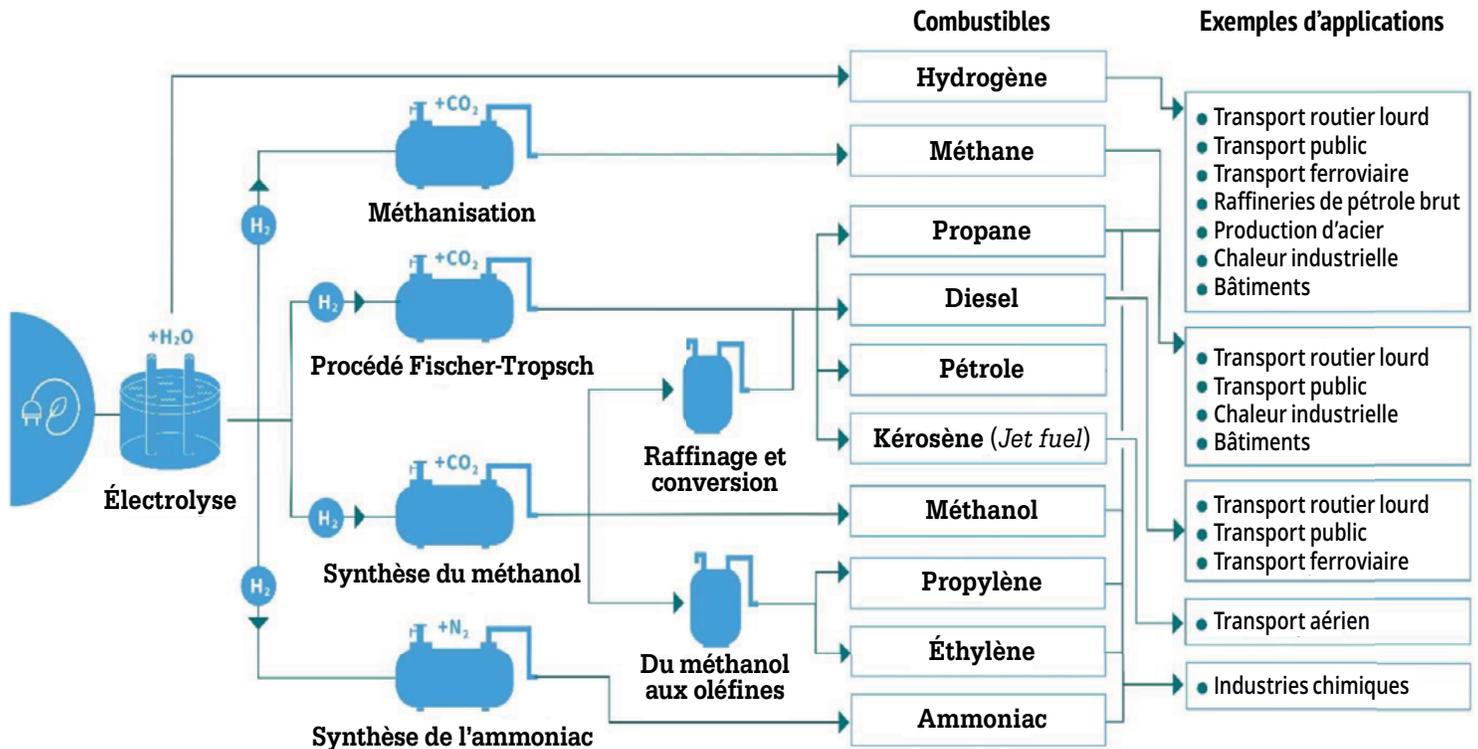
**LE DÉVELOPPEMENT
DES COMPÉTENCES**
(formations universitaires,
programmes de recherche,
plateformes d'innovation)
dans les secteurs d'appli-
cation les plus porteurs.

La création d'une main d'œuvre québécoise qualifiée dans le domaine de l'hydrogène est une priorité incontournable. En effet, même si une expertise industrielle et universitaire est déjà présente au Québec dans le secteur de la mobilité hydrogène et de l'hydrogène industriel, la quasi-absence d'ingénieurs et de techniciens qualifiés dans ces domaines est un facteur limitant pour pouvoir développer ce secteur. Une

initiative gouvernementale forte est donc nécessaire en termes de formation tant au CEGEP qu'à l'université. Nous pensons aussi que deux initiatives pourraient être dès maintenant mises de l'avant, à savoir la création de chaires d'enseignement et de recherche en hydrogène vert dans le réseau universitaire et le financement d'une grappe québécoise de l'hydrogène.

NOUVEAUX MARCHÉS DE L'HYDROGÈNE

Une étude récente de la DENA résume bien les nouveaux marchés de l'hydrogène (voir la figure ci-dessous). Dans le contexte du Québec, trois applications retiennent l'attention : la mobilité lourde ou intensive, l'industrie lourde et la chimie verte.



Au Québec, le secteur des transports émet 34 MT de CO₂ (43 % des émissions annuelles) dont la moitié provient du sous-secteur du transport intensif de marchandises ou de voyageurs. Deux sous-secteurs sont particulièrement mal adaptés à l'électrification par batterie et se prêteraient donc bien à la mobilité hydrogène :

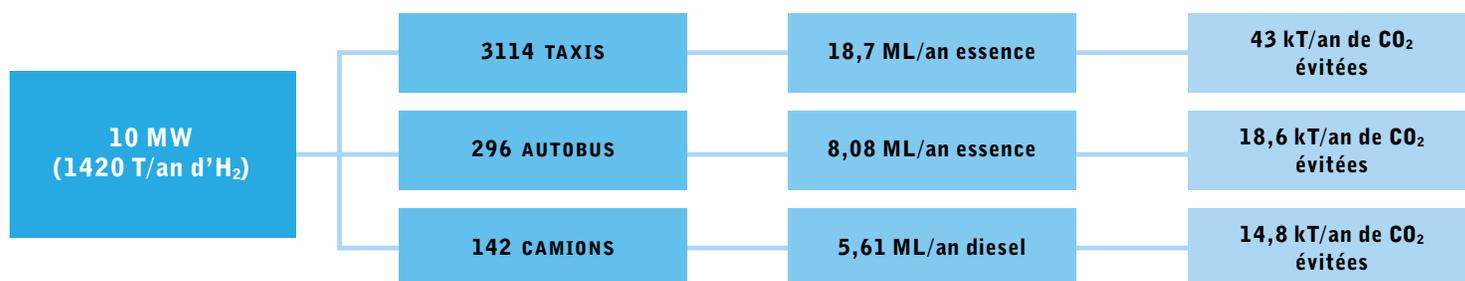
- **LE TRANSPORT ROUTIER** de marchandises sur de longues distances en raison du poids des batteries qu'il faudrait transporter pour assurer une bonne autonomie aux camions;
- **LE TRANSPORT INTENSIF PAR AUTOBUS OU TAXIS** en raison du temps d'immobilisation des véhicules pour la recharge;

- **LES VÉHICULES D'URGENCE** tel les voitures de police et les ambulances.

En considérant les déplacements moyens par type de transport, la consommation d'hydrogène nécessaire pour assurer les besoins de mobilité est en ordre de grandeur :

- 99 kg/an d'hydrogène par **VÉHICULE LÉGER** ou 456 kg/an par **TAXI** (base de 0,76 kg/100 km);
- 4,8 T/an sur une base de 8 kg/100 km pour un **AUTOBUS HYBRIDE**;
- 10 T/an (en fait entre 6,6 T/an et 16 T/an sur la base de 80 kg d'hydrogène pour 500 à 1 200 km pour un **CAMION DE CLASSE 8**.

Sur une base d'un électrolyseur de 10 MW, l'impact de l'hydrogène sur la réduction de la consommation d'essence et de diesel et sur les émissions de CO₂ s'établit comme suit :



Si l'on décidait de remplacer l'ensemble des carburants consommés (et importés) au Québec, soit 369 000 barils/j par leur équivalent en hydrogène (le facteur de conversion est de 47,3 kg/baril), il faudrait fabriquer 17 454 T/j d'hydrogène, soit une production annuelle de l'ordre de 6,37 MT. En fait, compte tenu des rendements comparatifs des moteurs à essence et diesel (35 % et 42 % respectivement) et d'une pile à combustible de type PEM de l'ordre de 50 %, il faudrait en fabriquer environ 20 % de moins soit 5,1 MT. Cela nécessiterait une capacité d'électrolyse de l'ordre de 34 GW et une consommation d'énergie proche de 300 TWh, soit près du double de la production d'Hydro-Québec. À 1500 \$ CA/kW, l'investissement nécessaire serait de 47 G\$ canadiens.

Au Québec, l'élimination des émissions de gaz à effet de serre dans les industries chimiques (incluant les cimenteries) et manufacturières qui représentent près de 20 % du total des gaz émis est un objectif plus complexe et plus long à atteindre que la décarbonation de la mobilité. La pétrochimie et la sidérurgie, deux secteurs économiques importants pour Montréal et le Québec, sont des grands émetteurs de CO₂ concentrés sur peu de sites. Leur décarbonation complète est difficile, mais en revanche le CO₂ peut être capté en sortie de procédé et valorisé. C'est la démarche innovante entreprise par CO2 Solutions avec la société Parachem dans l'est de Montréal dans le cadre du programme Valorisation Carbone Québec. Une unité de capture pilote mise au point par CO2 Solutions et dimensionnée pour 10 T/j de CO₂ a été testée avec succès sur la cheminée d'un des fours. Cette technologie de capture à un coût très inférieur à ceux des technologies concurrentes soit 28 \$ CA/T est un outil idéal pour démontrer

la faisabilité technique et économique de la transformation du CO₂ en produits d'intérêt d'usage courant, tester des technologies, déterminer les critères de mise à l'échelle industrielle et, partant, développer une expertise unique en chimie verte. Elle pourrait s'avérer un atout clé dans la décarbonation de toute l'industrie. À cette fin, la mise en place d'un site de démonstration de type plateforme technologique faisant intervenir à la fois les compétences scientifiques du milieu universitaire, l'expertise des industriels et un appui financier public est une option à considérer sérieusement.

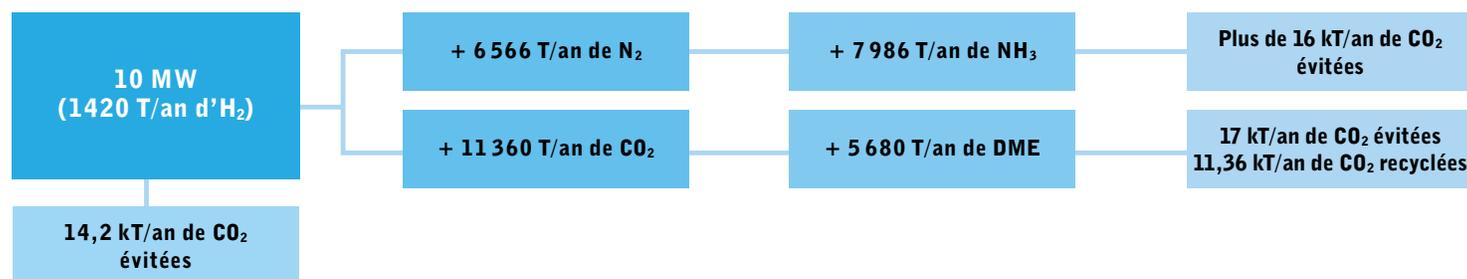
Le site de Parachem et plus globalement le secteur des raffineries de Montréal-Est est un endroit de choix pour installer une plateforme technologique de chimie verte au Québec. Il y existe en effet une culture de l'hydrogène industrielle et l'expertise sur les enjeux en santé, sécurité et environnement est déjà bien établie. De plus, ce secteur est à proximité de Varennes où est situé l'IREQ, le centre de recherches d'Hydro-Québec ainsi que d'autres développements annoncés publiquement.

Plusieurs projets à fort potentiel économique et permettant la décarbonation de notre industrie pourraient être entrepris autour de cette plateforme technologique dans une démarche de type économie circulaire.

La chimie verte présente un potentiel important d'utilisation d'hydrogène vert et de recyclage de CO₂, pour produire des carburants de synthèse (méthane, propane),

des électrocarburants, du méthanol ou du DME. La fabrication d'ammoniac vert est aussi intéressante si l'azote peut être obtenu sans empreinte carbone. L'enjeu est de trouver une pertinence technique, économique et environnementale pour le produit considéré. Chaque opportunité doit donc être évaluée dans son contexte et il faut se garder de toute généralisation ou éviter d'utiliser des résultats obtenus dans des contextes différents.

La figure ci-dessous illustre ce qu'il serait possible de produire en termes de DME et d'ammoniac en utilisant de l'hydrogène vert, ainsi que les quantités de CO₂ évitées à partir d'un électrolyseur de 10 MW.



La disponibilité d'une plateforme technique d'essai de 10 MW permettrait ainsi de tester en conditions réelles des technologies innovantes de capture et de valorisation de CO₂ produit par des unités industrielles.

RÉSEAUX AUTONOMES

L'alimentation des réseaux autonomes par des piles à combustible stationnaires est aussi un sujet potentiellement important pour notre économie. Nous proposons que cette approche soit testée sur un cas réel correspondant à une situation où la construction de lignes à haute tension ne peut pas se justifier.

Si on considère les Îles-de-la-Madeleine, la génération électrique est actuellement assurée hors réseau par une centrale au diesel de 11 MW très polluante. Un projet de construction de 3 éoliennes est en cours pour décarboner une partie de la production électrique. Nous proposons d'utiliser ce site pour tester le stockage d'énergie renouvelable intermittente et les technologies des piles à combustible stationnaires.

CONCLUSION

Il est impératif de développer une compréhension approfondie du développement économique de l'hydrogène en fonction des contraintes propres à sa fabrication (utilisation d'énergies renouvelables qui peuvent être intermittentes), son stockage, son transport et son utilisation dans les transports et l'industrie.

Dans ce contexte également, dans la mesure où l'hydrogène apparaît de plus en plus comme un élément majeur de la transition énergétique mondiale, il est souhaitable que le Québec se positionne comme un acteur dynamique et crédible dans ce domaine. Il est clair que le lancement de projets de démonstration dans les secteurs de la mobilité et de la décarbonation de l'industrie va attirer l'attention internationale sur le Québec. Au Québec, les acteurs de l'hydrogène sont encore peu nombreux et ne se connaissent pas bien. Il serait donc souhaitable de créer un regroupement pour faciliter les échanges et servir d'interlocuteur lorsque c'est nécessaire auprès des gouvernements. Les associations professionnelles et les différentes grappes travaillant sur les technologies propres ont un rôle moteur à jouer dans la création de ces synergies.

Au niveau national, il serait souhaitable de coordonner nos efforts avec les autres provinces et le gouvernement fédéral, en particulier pour tout ce qui a trait à la réglementation, la normalisation, la certification et l'accès aux marchés internationaux.

Le Québec jouit d'une position unique grâce à une production électrique verte, fiable, massive et bon marché. De plus, il peut compter sur un système universitaire compétent et diversifié couvrant l'ensemble des technologies de production et d'utilisation de l'hydrogène (vaporemformage, électrolyse et gazéification de la biomasse, chimie verte, piles à combustible) et qui est à même de former la main d'œuvre qualifiée manquante. Ce sont des atouts clés qui peuvent nous permettre de développer une nouvelle économie de production verte et d'attirer des partenaires et des investisseurs dans des secteurs porteurs d'avenir.

L'analyse des projets de développement d'hydrogène décarboné dans le monde montre que l'approche partenariale (et souvent internationale) est l'approche gagnante. Elle permet une coordination (avec l'aide des États) des différents acteurs qui interviennent dans de nouvelles chaînes de valeur (par ex. véhicules légers, production d'électricité). La démarche, de nature systémique, a pour objectif de créer, tester et dé-risquer collectivement les différentes briques technologiques et procédés, des jalons indispensables pour assurer la viabilité économique à long terme de cette nouvelle industrie. Compte tenu de l'importance de bien gérer les risques, nous pensons qu'une démarche inclusive faisant intervenir toutes les parties prenantes (gouvernements, industries et réseau universitaire) est la bonne approche à suivre pour le Québec.

VOLET D : PERCEPTION DES ACTEURS ÉCONOMIQUES EN LIEN AVEC L'AVENIR DE L'HYDROGÈNE VERT AU QUÉBEC

Le volet D s'inscrit plus largement dans une étude menée par Polytechnique Montréal pour le compte de Transition énergétique Québec (TEQ) et du le Ministère de l'Énergie et des Ressources naturelles (MERN) qui a pour but de produire une image réaliste ainsi qu'une analyse objective du paysage technico-économique et des enjeux de développement du secteur de l'hydrogène.

Globalement, l'étude menée par Polytechnique Montréal a pour principaux objectifs d'identifier les créneaux les plus porteurs quant à la place de l'hydrogène vert dans le contexte de la transition énergétique du Québec, d'orienter le développement éventuel d'une action publique afin de soutenir le développement de cette filière, et de dégager des pistes pour le développement de projets pilotes visant à accroître l'utilisation de l'hydrogène vert au Québec.

Pour contribuer à l'atteinte des objectifs précédemment mentionnés, le CIRAIQ a mené un processus d'information et de consultation auprès des acteurs économiques de la filière hydrogène au Québec ainsi qu'une série d'entretiens avec divers acteurs externes à l'environnement économique.

Ce dernier volet (volet D) d'une série de quatre avait quant à lui pour objectifs de sonder (à l'échelle du Québec) les perceptions, intérêts et motivations des acteurs 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.

ATELIERS CONSULTATIFS

Entre le 9 avril 2020 et le 14 mai 2020, trois ateliers consultatifs ont été tenus avec près de 50 parties prenantes internes à l'environnement d'affaires de la filière hydrogène au Québec. Afin de rassembler des parties prenantes ayant des intérêts communs, les ateliers d'une durée de 210 minutes chacun ont été découpés en regroupant des acteurs sous trois orientations :

1. **LE VOLET PRODUCTION**
2. **LE VOLET MOBILITÉ**
3. **LE VOLET USAGES INDUSTRIELS**

Voici les types d'organisations représentées dans cette série d'ateliers consultatifs :

PRODUCTEURS OU PRODUCTEURS POTENTIELS D'HYDROGÈNE (par divers procédés techniques)	REPRÉSENTANTS DE RÉSEAUX LIÉS À L'ÉLECTRIFICATION ET AUX ÉNERGIES RENOUVELABLES	DISTRIBUTEURS D'ÉNERGIE	CHERCHEURS DONT L'EXPERTISE EST CONNEXE À L'HYDROGÈNE ET/ OU AUX ÉNERGIES RENOUVELABLES
FABRICANTS DE COMPOSANTES LIÉES À L'HYDROGÈNE (piles à combustible, électrolyseurs, etc.)	REPRÉSENTANTS D'ASSOCIATIONS OU DE RÉSEAUX LIÉS À L'ÉLECTRIFICATION ET À LA MOBILITÉ	MANUFACTURIERS AUTOMOBILES OU DE COMPOSANTES DE VÉHICULES (lourds ou légers)	UTILISATEURS POTENTIELS D'HYDROGÈNE DANS LE SECTEUR DE LA MOBILITÉ
INDUSTRIELS INTÉRESSÉS À INTÉGRER L'HYDROGÈNE VERT À LEURS PROCÉDÉS INDUSTRIELS	INDUSTRIELS INTÉRESSÉS À CRÉER DES SYNERGIES INDUSTRIELLES OU À VALORISER LEURS EXTRANTS (H ₂ , CO ₂ , etc.)	REPRÉSENTANTS D'ASSOCIATIONS INDUSTRIELLES ET DE DÉVELOPPEMENT ÉCONOMIQUE RÉGIONAL	À titre d'observateurs, des représentants de TEQ, du MERN, du Ministère de l'Économie et de l'Inno- vation (MEI), d'Inves- tissement Québec et de Montréal International ont également participé aux ateliers.



GRANDES THÉMATIQUES

Durant ces trois ateliers, les parties prenantes ont choisi de mettre l'accent sur les grandes thématiques suivantes :

1.
**LA PRODUCTION
D'HYDROGÈNE
À PARTIR DE LA
BIOMASSE**

2.
**LES BESOINS
EN TERMES
D'INFORMATIONS
CRITIQUES À OBTENIR**

3.
**LES ÉLÉMENTS CLÉS
LIÉS AU RATIONNEL
ÉCONOMIQUE**

4.
**LEURS BESOINS
EN TERMES DE
MÉCANISMES D'AIDES**

5.
**LEURS BESOINS EN
LIEN AVEC LE CADRE
RÉGLEMENTAIRE ET
SA DÉFINITION**

6.
**LEURS BESOINS
EN TERMES DE
RECHERCHE ET
COMPÉTENCES À
DÉVELOPPER**

7.
**LES ÉLÉMENTS LIÉS
À L'ACCEPTABILITÉ
SOCIALE DE
L'HYDROGÈNE**

Les discussions ont permis de faire émerger les principaux constats spécifiques synthétisés dans les tableaux suivants :

SYNTHÈSE DES PRINCIPAUX CONSTATS SPÉCIFIQUES DES ATELIERS CONSULTATIFS

ATELIER – ACTEURS DE LA PRODUCTION

- **L'électrolyse de l'eau se présente comme l'option technologique sur laquelle misent la majorité des acteurs de la production**
- **La production d'hydrogène décarboné par biomasse représente une avenue d'intérêt,** mais le caractère économiquement et techniquement soutenable de cette approche doit être approfondi
- **Les instances gouvernementales doivent clarifier les avenues qui seront priorisées**
– et potentiellement appuyées par des mécanismes fiscaux – en termes de débouchés pour l'hydrogène décarboné
- **Les producteurs doivent se concerter sur l'usage d'une méthode claire et transparente permettant de communiquer les coûts liés aux projets dans les dossiers d'affaires**
- **Le principal frein à l'adoption de l'hydrogène demeure lié aux coûts de déploiement élevé des projets** (à court terme, favoriser la consommation près du lieu de production)
- **Identification de mécanismes d'aide non réglementaire potentiels :**
 - Publier une liste publique des consommateurs d'hydrogène gris
 - Reconnaître les efforts de réduction et d'accès au marché du carbone¹ dans les initiatives liées à l'hydrogène
- **Identification de mécanismes réglementaires potentiels :**
 - Construire rapidement un cadre réglementaire favorable, clair et durable dans le temps pour permettre de développer des plans d'affaires viables
 - Imposer aux consommateurs industriels d'hydrogène gris un pourcentage progressif minimal d'utilisation d'hydrogène décarboné

1 Système québécois de plafonnement et d'échange de droits d'émission (SPEDE)

ATELIER – ACTEURS DE LA MOBILITÉ

- **L'état actuel des coûts** (carburants, véhicules et stations de recharge) **constitue un frein important à l'utilisation de l'hydrogène vert**
- Il faudrait accroître les communications pour **désamorcer l'opposition de certains à la mobilité hydrogène qui la met en opposition aux véhicules électriques à batteries** (ou conventionnels), **pour plutôt faire valoir leur complémentarité avec les VÉPC**
- **Privilégier les bons usages de l'hydrogène aux bons endroits, c'est-à-dire pour les applications suivantes :**
 - le transport lourd longue distance
 - les flottes captives
 - l'industrie ferroviaire
 - l'industrie maritime
 - l'industrie aéronautique (p. ex. syngaz et drones longue portée)
- **La structure actuelle de l'industrie du taxi au Québec n'est pas favorable à l'introduction de la mobilité hydrogène**, étant donné qu'il ne s'agit pas de flottes captives à proprement dit
- **Mise en place de mécanismes d'aides non réglementaires potentiels :**
 - Mise en place de cibles gouvernementales ambitieuses
 - Élargissement des subventions à l'ensemble des véhicules à technologies « zéro émission »
- **Mise en place de mécanismes d'aides réglementaires potentiels :**
 - Possibilité d'octroyer des dérogations des lois et règlements sur le poids des chargements aux transporteurs lourds qui font le choix de migrer vers des technologies à faibles émissions
 - Imposer l'acquisition de véhicules « zéro émission » aux autorités de transport collectif
- **Recherche et développement dans les secteurs suivants :**
 - développement de systèmes conçus pour être flexibles et modulaires suivant les besoins d'intégration spécifique à chaque projet
 - stockage de l'hydrogène à haute densité
 - performances en conditions hivernales (spécificité québécoise)

ATELIER – ACTEURS INDUSTRIELS

- **L'écart de coûts pour cette transition est trop important**, l'adoption du gaz naturel et/ou des biocarburants serait favorisée par certains dans le contexte actuel avant le passage vers l'hydrogène
- **En fonction des applications et du combustible déplacé, certains considèrent qu'il ne faudrait pas fermer la porte à l'hydrogène gris**, moins cher, afin d'aider à la transition des nouvelles infrastructures requises
- **Parmi les freins identifiés, certains avancent que le rationnel économique de l'hydrogène décarboné ne tiendra pas la route** tant que le prix de la tonne de carbone demeurera bas (c.-à-d. sous la barre des 60 \$/tonne)
- **Absence de mécanismes pour valoriser le premium qui serait associé aux produits à faible empreinte carbone** (production alimentée par de l'hydrogène décarboné)
- **Les gouvernements devraient aller au front afin d'exiger des lois internationales** et l'application mondiale des règles de plafonnement et échange (*cap and trade*)
- **Ouverture pour des mécanismes réglementaires de type :**
 - Imposition progressive sur la substitution de combustibles fossiles et d'hydrogène gris par des combustibles décarbonés
 - Imposition progressive de captation et de valorisation des émissions de CO₂
- **Recherche, développement et partenariats :**
 - Favoriser les consortiums entre le milieu industriel et le milieu de la recherche
 - Cartographie des besoins en termes d'intrants et d'extrants des grandes zones industrielles du Québec (synergies potentielles)
 - Études sur le cycle de vie des différents types d'hydrogène (ACV environnementale et coûts du cycle de vie)

Le tableau ci-dessous synthétise quant à lui les principaux constats communs à l'ensemble des types d'acteurs :

SYNTHÈSE DES PRINCIPAUX CONSTATS SPÉCIFIQUES DES ATELIERS CONSULTATIFS

PRINCIPAUX CONSTATS COMMUNS

- **À plus long terme, le rationnel économique devrait être au rendez-vous, et d'ici là, une intervention publique pourrait venir soutenir financièrement le déploiement de cette filière prometteuse** (autant du côté de la production que des usages)
- **À court terme, il faut favoriser l'usage près des lieux de production, l'injection dans le réseau gazier, la production de produits à valeur ajoutés et la valorisation des extrants de l'électrolyse** (p. ex. l'oxygène)
- **Assurer la disponibilité suffisante pour l'usage local avant de considérer l'exportation**
- **Réserver l'exportation pour des produits à valeur ajoutée qui procurent des retombées locales suffisantes**
- **Mise en place de mécanismes d'aides non réglementaires potentiels :**
 - Subventionner les coûts d'OPEX (sous conditions²) et de CAPEX
 - Rendre disponibles des prêts à faible taux d'intérêt pour les producteurs (plutôt que subventions CAPEX)
 - Mise en place d'ambitieux bancs d'essai
- **Mise en place de mécanismes d'aides réglementaires potentiels :**
 - Cadre réglementaire stable et prévisible dans le temps
 - Quotas progressifs d'usages d'hydrogène décarboné
 - Ajustement des règles afin de permettre l'injection de l'hydrogène dans le réseau gazier
- **Recherche, développement et partenariats :**
 - Stockage
 - Transport
 - Stimuler la formation de consortium entre les industriels, les universités et les gouvernements d'ici et d'ailleurs
- **Ne pas négliger l'importance de la construction de l'acceptabilité sociale³**
- **Éduquer et informer les parties prenantes externes à l'environnement d'affaires** (p. ex. enjeux sécurité, retombées économiques, etc.)

² Pour le détail des conditions, consultez la section 3.5.2 du rapport.

³ Notre conception du concept d'acceptabilité sociale est alignée sur la définition de Gendron (2014) soit l'« assentiment de la population à un projet ou à une décision résultant du jugement collectif que ce projet ou cette décision est supérieur aux alternatives connues, y compris le statu quo. »

La mise en œuvre de chacune des propositions formulées au volet C doit être évaluée au regard des forces, faiblesses, opportunités et menaces (FFOM) de l'environnement d'affaires

local dans lequel le déploiement potentiel de cette filière vient s'insérer. Le tableau ci-dessous regroupe les principales forces, faiblesses, opportunités et menaces identifiées.

FORCES, FAIBLESSES, OPPORTUNITÉS ET MENACES (FFOM) DE L'ENVIRONNEMENT D'AFFAIRES AU QUÉBEC

FORCES

- **Dynamisme** des acteurs de l'écosystème
- **Coûts d'électricité** relativement faibles
- **Engagement d'Hydro-Québec** : présence et disponibilité importantes d'électricité renouvelable
- **Accès direct** à la voie maritime et aux ports en eau profonde

FAIBLESSES

- **Coût élevé** de construction des infrastructures et des technologies de production, de stockage et de distribution
- **Immaturité** de certaines technologies de stockage et de distribution et absence de consensus sur les choix technologiques à privilégier
- **Faible vitesse** de transformation du cadre réglementaire
- **Processus d'obtention des permis** d'opération pour les producteurs
- **Important besoin d'investissement en ressources** pour permettre la mise en place des infrastructures requises
- **Absence de mécanisme de marché** permettant de valoriser le premium issu des produits à faible empreinte carbone
- **Absence d'une feuille de route** et d'un plan d'investissement et de soutien gouvernemental
- **Caractère immature** de la chaîne de valeur de l'hydrogène vert
- **Faible coût** de la tonne de carbone

OPPORTUNITÉS

- **Prévision de demande croissante** à l'échelle mondiale
- **Potentiel de diminution de la balance commerciale** via la diminution des importations d'hydrocarbures
- **Potentiel de développement** de brevets commerciaux
- **Amélioration du bilan environnemental** et contribution potentielle à l'atteinte des cibles de réduction des émissions de GES du Québec
- **Autonomie accrue** en matière d'accès de produits chimiques (réduction des importations)

MENACES

- **Incertitudes** perçues par les acteurs en lien avec l'environnement d'affaires
- **Faibles coûts** des combustibles fossiles
- **Absence** d'une bourse carbone globalisée
- **Rigidité** de certaines lois et règlements
- **Incompatibilité** des normes étrangères et locales
- **Acceptabilité sociale** : forte association de l'hydrogène au véhicule léger (uniquement) et caractère controversé de cet usage
- **Difficultés** associées à la mise à l'échelle nécessaire et à la réduction des coûts
- **Connaissances généralement faibles** des usages à fort potentiel technico-économique de l'hydrogène décarboné en contexte québécois

Au bénéfice du lecteur, nous rétablissons ci-dessous les principales propositions émises pour chacun des axes prioritaires du volet C de cette étude. Ci-dessous, il est possible d'apprécier le niveau d'adéquation des propositions initiales par rapport à la perception des parties prenantes de l'environnement économique rencontrées dans le cadre

des ateliers consultatifs. La légende des niveaux d'adéquation est présentée à la suite du tableau. Les divers niveaux d'adéquation ont été déterminés en tenant compte de l'adhésion générale des participants et de la fréquence des mentions d'éléments d'oppositions ou de bonifications émergentes du discours des acteurs interpellés.

NIVEAU D'ADÉQUATION DES PROPOSITIONS INITIALES AVEC LA POSITION DES PARTIES PRENANTES DE L'ENVIRONNEMENT ÉCONOMIQUE

AXES PRIORITAIRES	PROPOSITIONS INITIALES	NIVEAU D'ADÉQUATION
DÉVELOPPEMENT DES COMPÉTENCES	Développement et renforcement d'une offre de formation technique (niveau collégial) et en ingénierie (niveau universitaire de 1 ^{er} , 2 ^e et 3 ^e cycle)	Adéquation forte, avec bonifications et/ou réserves
	Financement d'une grappe industrielle québécoise	Adéquation forte
ÉLECTRIFICATION DU TRANSPORT	Substitution de véhicules à essence ou diesel par des véhicules électriques à pile à combustible (VÉPC) pour le transport routier des marchandises sur de longues distances et la machinerie lourde (secteur minier et forestier)	Adéquation forte, avec bonifications et/ou réserves
	Substitution de véhicules à essence ou diesel par des véhicules électriques à pile à combustible (VÉPC) pour le transport par autobus et/ou taxis	Adéquation faible ou rejet de la proposition
	Substitution de véhicules à essence ou diesel par des véhicules électriques à pile à combustible (VÉPC) pour les véhicules d'urgence (police, ambulance, etc.), les véhicules lourds municipaux, les chariots élévateurs et le secteur maritime et ferroviaire	Adéquation forte, avec bonifications et/ou réserves
	Stratégie d'alimentation de flottes captives	Adéquation forte
	Approche de hub basée sur la construction de stations de capacité importante réparties géographiquement	Adéquation forte

■ Adéquation forte
 ■ Adéquation forte, avec bonifications et/ou réserves
 ■ Adéquation partielle, avec bonifications et/ou réserves
 ■ Adéquation faible ou rejet de la proposition

**NIVEAU D'ADÉQUATION DES PROPOSITIONS INITIALES AVEC LA POSITION
DES PARTIES PRENANTES DE L'ENVIRONNEMENT ÉCONOMIQUE**

AXES PRIORITAIRES	PROPOSITIONS INITIALES	NIVEAU D'ADÉQUATION
DÉCARBONATION DE LA SIDÉRURGIE ET DU RAFFINAGE	Substituer les carburants fossiles utilisés dans les processus industriels par des gaz de synthèse	
	Substituer l'utilisation, dans le secteur du raffinage, de l'hydrogène issue du vaporeformage par de l'hydrogène vert	
	Réaliser la captation et la valorisation du CO₂ rejeté par les processus industriels	
DÉVELOPPEMENT D'UNE CHIMIE VERTE	Combinaison des molécules d'hydrogène décarboné à d'autres molécules (p. ex. CO₂ recyclé) afin de créer des produits à valeur ajoutée (p. ex. carburants de synthèse, ammoniac, etc.)	
AUTRES	Stocker et alimenter des réseaux autonomes basés sur des technologies de piles à combustible stationnaires branchées à des énergies renouvelables intermittentes	
	Coordonner des efforts concertés avec les autres provinces canadiennes afin de développer les marchés d'exportation	
	S'impliquer dans le développement des normes techniques et de la réglementation à l'échelle internationale	
	Favoriser les occasions de synergie et de maillage entre les acteurs de l'écosystème hydrogène au Québec	

■ Adéquation forte
 ■ Adéquation forte, avec bonifications et/ou réserves
 ■ Adéquation partielle, avec bonifications et/ou réserves
 ■ Adéquation faible ou rejet de la proposition

Ici, focalisons uniquement sur les propositions n'ayant pas obtenu une adéquation forte sans bonifications ou réserves.

D'abord, les participants ont souligné l'intérêt pour le développement d'une main-d'œuvre technique qualifiée. On reconnaît que certains Centres collégiaux de transfert de technologie (CCTT) devraient être davantage mis à profit, possiblement par une révision de leurs mandats. Toutefois, en ce qui concerne le volet universitaire et la création de chaires d'enseignement et de recherche en hydrogène vert, on souligne que le réseau universitaire est déjà bien outillé et que l'Institut de recherche sur l'hydrogène (IRH) rattaché à l'Université du Québec à Trois-Rivières (UQTR) porte à bout de bras les recherches en matière d'hydrogène depuis la fin des années 1980. Puis, du point de vue du transport routier des marchandises sur de longues distances et de la machinerie lourde on reconnaît qu'il y a plusieurs éléments de bonifications à apporter surtout en ce qui a trait au cadre réglementaire. On pourrait parler par exemple de la capacité de charge des semi-remorques où des dérogations à la capacité de charge pourraient potentiellement être considérées pour les véhicules « zéro émission ». C'est surtout du côté des autobus municipaux et des flottes de taxis que la position des acteurs rencontrés diverge. On nous a indiqué qu'à court terme, il semble que les sociétés de transport public ont fait le choix de privilégier d'autres avenues technologiques que le VÉPC. La porte n'est toutefois pas entièrement fermée pour cette application d'intérêt, advenant que les mécanismes d'aides et d'accompagnement soient au rendez-vous. En ce qui concerne l'industrie du taxi, il semble que la structure actuelle ultra-fragmentée de cette industrie rend cette application difficile à opérationnaliser pour le moment. Il n'en demeure pas moins que l'avantage procuré par les VÉPC fait en sorte que la proposition ne puisse être totalement écartée malgré la position des acteurs consultés.

Ensuite, pour l'axe prioritaire de la décarbonation des secteurs classés comme de grands émetteurs de GES, les propositions seront sans doute complexes à mettre en œuvre bien qu'essentielles. Ici, c'est le rationnel économique et les logiques imposées par les marchés mondiaux qui dictent les actions des grands industriels. L'idée de substituer les carburants fossiles utilisés dans les processus industriels par des gaz de synthèse paraît difficilement envisageable pour certains en raison des coûts associés à une telle transition et du besoin d'adapter les équipements et processus, la voie de substitution par le gaz naturel ou les biocarburants étant probablement la première alternative envisagée. De manière générale, pour que cette transition se fasse, il sera impératif d'instaurer une approche « carotte et bâton » c'est-à-dire de créer des incitatifs comme des crédits carbone liés à l'usage de combustibles verts couplés à des subventions, mais tout en réglementant dans le but de déplacer graduellement les combustibles fossiles. La proposition relative à la captation et à la valorisation du CO₂ rejeté par les processus industriels est quant à elle bien accueillie puisque cette proposition est accompagnée d'un potentiel de rentabilité intéressant pour les industriels. Par exemple, les industriels qui produisent déjà de l'hydrogène et du CO₂ — comme c'est le cas pour les raffineries — sont ouverts à une telle proposition, car cela permet à la fois de convertir la production d'hydrogène gris en hydrogène bleu, de réduire leurs émissions de CO₂ et de diversifier l'offre de produits grâce des produits à valeur ajoutée qui pourraient vraisemblablement être écoulés localement ou encore exportés. Des éléments clés demeurent toutefois en suspend comme :

- **LA CAPACITÉ RÉELLE DE TRANSFORMER ET D'IDENTIFIER DES DÉBOUCHÉS** pour d'aussi importants volumes de CO₂;
- **LE BESOIN D'ACCOMPAGNEMENT PAR L'INDUSTRIE CHIMIQUE AFIN DE GÉRER LES ENJEUX DE SÉCURITÉ**, la production de produit à valeur ajoutée est une activité qui n'est souvent pas le cœur d'activité de plusieurs grands émetteurs de GES.

À la lumière des constats de notre analyse, il paraît crucial qu'une feuille de route québécoise de l'hydrogène soit préparée et qu'elle s'inscrive clairement dans le cadre plus large d'une trajectoire de transition énergétique cohérente avec les objectifs environnementaux et socio-économiques du Québec et les résultats des études éventuellement menées. Cette feuille de route devrait également être co-construite avec les parties prenantes internes et externes, et ce dans une dynamique démocratique afin d'en assurer la légitimité vis-à-vis des acteurs économiques tout autant que de la population québécoise. En ce qui a trait plus spécifiquement aux conditions du succès d'une éventuelle filière québécoise de l'hydrogène décarboné, il sera par ailleurs crucial que la feuille de route puisse susciter (voire à créer) une adéquation forte et stable entre les quantités d'hydrogène produites, d'une part, et leurs usages aux « bons endroits », d'autre part. Les participants aux ateliers l'ont énoncé clairement : cela permettrait d'atténuer l'ampleur du risque financier qui prévaut en ce moment, lequel constitue vraisemblablement un frein à l'essor de la filière au Québec en dépit de l'occasion économique largement perçue, et de l'engouement des parties prenantes économiques à son endroit.

Enfin, en vue d'une phase d'analyse subséquente, nous recommandons aux ministères et organismes responsables de la préparation de la feuille de route québécoise de l'hydrogène de :

1.

LANCER DES TRAVAUX DE RECHERCHE QUI PERMETTRAIENT DE CONTEXTUALISER LES TECHNOLOGIES À DISPOSITIONS

et les usages envisagés sur la base de leurs impacts environnementaux, sociaux et de leurs coûts dans une perspective « cycle de vie » (ACV environnementale, analyse des coûts du cycle de vie).

2.

ÉVALUER ET CONSTRUIRE L'ACCEPTABILITÉ SOCIALE DES SCÉNARIOS D'USAGE ENVISAGÉS,

sans présumer de l'adéquation entre les enjeux (ou points de débat) d'un secteur d'usage de l'hydrogène à un autre.

