



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

**POLYTECHNIQUE
MONTREAL**

UNIVERSITÉ
D'INGÉNIERIE



AOÛT 2020

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



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

ANALYSE ET RÉDACTION

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

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

Jamal Chaouki, ing. PhD
Professeur titulaire,
Polytechnique Montréal

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

Oumarou Savadogo
Professeur titulaire
Polytechnique Montréal

RÉVISION

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

Martin Simoneau, PhD, Chercheur
Électrification 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
Transition énergétique Québec

© Polytechnique Montréal et Transition énergétique Québec, 2020

Référence à citer

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

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

Dépôt légal

Bibliothèque nationale du Québec
ISBN : 978-2-550-74637-9 (PDF)

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

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

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

**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 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

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^e 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^e 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'ICHEM (R.-U.) membre fondateur-fellow de l'académie Hassan II des sciences et technologies (Maroc), et membre de l'OIQ.

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 CO₂. Le projet est actuellement mené à Polytechnique Montréal et il y reste fortement associé.

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^e congrès mondial du génie chimique en Août 2009 et est membre du 10^e congrès mondial du génie chimique en 2017. Il a été aussi président du 15^e 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.

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 CO₂. 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^e Cycle et un Doctorat d'État ès Sciences Physiques de l'École Nationale d'ingénieurs de Caen : spécialités Matériaux 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 (IAOEES); Editorial Board of Journal of Materials; Editorial Board of Membranes.

TABLE DES MATIÈRES

1	1. DEMANDE EN HYDROGÈNE
5	2. POTENTIEL ÉCONOMIQUE DE L'HYDROGÈNE VERT POUR LE QUÉBEC
8	3. FEUILLE DE ROUTE QUÉBÉCOISE
10	4. PROPOSITION D'UN PLAN D' ACTIONS POUR LE QUÉBEC
10	4.1 DÉVELOPPEMENT DES COMPÉTENCES
11	4.2 ÉLECTRIFICATION DU TRANSPORT INTENSIF
14	4.3 DÉCARBONATION DE LA SIDÉRURGIE ET DU RAFFINAGE
15	4.4 CHIMIE VERTE
15	4.4.1 Contexte économique et environnementale
22	4.4.2 Méthanol, DME et PTA carboneutres
22	4.4.3 Carburants synthétiques
24	4.4.4 Ammoniac vert
25	4.4.5 Alimentation des réseaux autonomes
25	4.5 ÉTUDE DE L'ÉCONOMIE DE L'HYDROGÈNE VERT
26	5. CONCLUSION
28	6. RÉFÉRENCES

LISTE DES FIGURES

- 1 **Figure 1** : Consommation mondiale d'hydrogène par application
- 2 **Figure 2** : Projection de croissance de la demande en hydrogène
- 3 **Figure 3** : Éventail des principaux projets « Hydrogène » dans le monde
- 4 **Figure 4** : Recensement des pays producteurs d'hydrogène
- 6 **Figure 5** : Étude de sensibilité de coûts de production de l'hydrogène vert pour les technologies alcalines et PEM
- 9 **Figure 6** : Feuille de route du Japon dans le domaine de la mobilité
- 13 **Figure 7** : Impact de l'hydrogène vert sur la réduction d'émissions de CO₂
- 15 **Figure 8** : Fabrication des carburants et liquides de synthèse
- 16 **Figure 9** : Coûts de production du gaz naturel de synthèse
- 17 **Figure 10** : Projection de réduction des coûts des électrocarburants
- 18 **Figure 11** : Coûts de production des électrocarburants
- 19 **Figure 12** : Chaîne de valeur du méthanol
- 23 **Figure 13** : Valorisation du syngaz
- 24 **Figure 14** : Production de carburants ou de vecteurs énergétiques verts
- 26 **Figure 15** : Membres du *Hydrogen Council*

LISTE DES TABLEAUX

- 12 **Tableau 1** : Nombre total de VÉPC pouvant être alimentés par les deux projets en cours au Québec
 - 20 **Tableau 2** : Exemples de projets de fabrication de carburants synthétiques
-

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

1. DEMANDE EN HYDROGÈNE

L'HYDROGÈNE EST CONSIDÉRÉ PAR UN NOMBRE CROISSANT DE GRANDES PUISSANCES INDUSTRIELLES TANT EN ASIE QU'EN EUROPE COMME UN VECTEUR CLÉ DANS LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE VERS UNE ÉCONOMIE À FAIBLE TENEUR EN CARBONE.

Il peut permettre en effet de décarboner des usages (transport, industrie) et d'accroître la flexibilité du réseau électrique (stockage et déstockage d'énergie). À l'heure actuelle, l'hydrogène est employé presque exclusivement comme un gaz réactif industriel.

La Figure 1 présente la consommation mondiale d'hydrogène selon les applications. Sur les quelques 115 MT produites annuellement, 42 MT (37,5 % de la production) sont utilisées dans des applications industrielles où l'hydrogène est mélangé avec d'autres gaz (hydrogène captif). Les 73 MT restantes

(63,5% de la production) correspondent à des usages où l'hydrogène est pur, dont près de 70 MT sont consacrées au raffinage des hydrocarbures et à la production d'ammoniac pour les engrais.

Chaînes de valeurs de l'hydrogène estimées en 2018

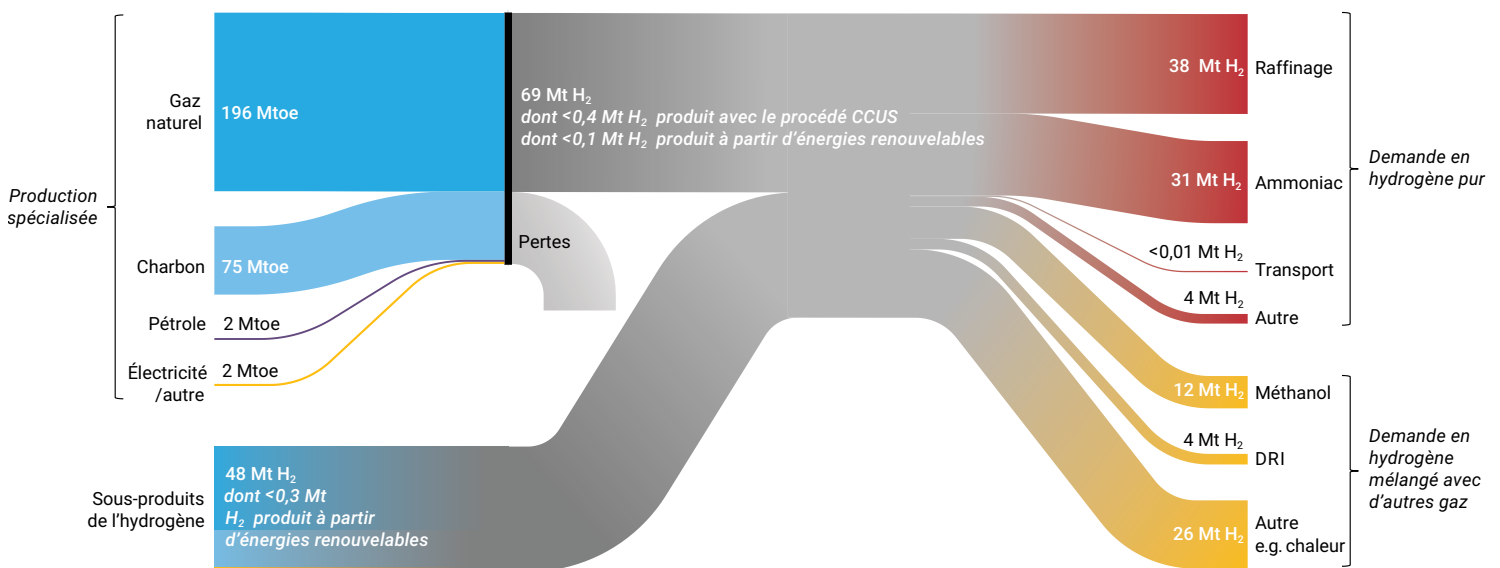


Figure 1 : Consommation mondiale d'hydrogène par application © 2019 IEA; modifié par Polytechnique Montréal [1].

- Mtoe : million de tonnes équivalent pétrole
- Mt H₂ : million de tonnes d'hydrogène

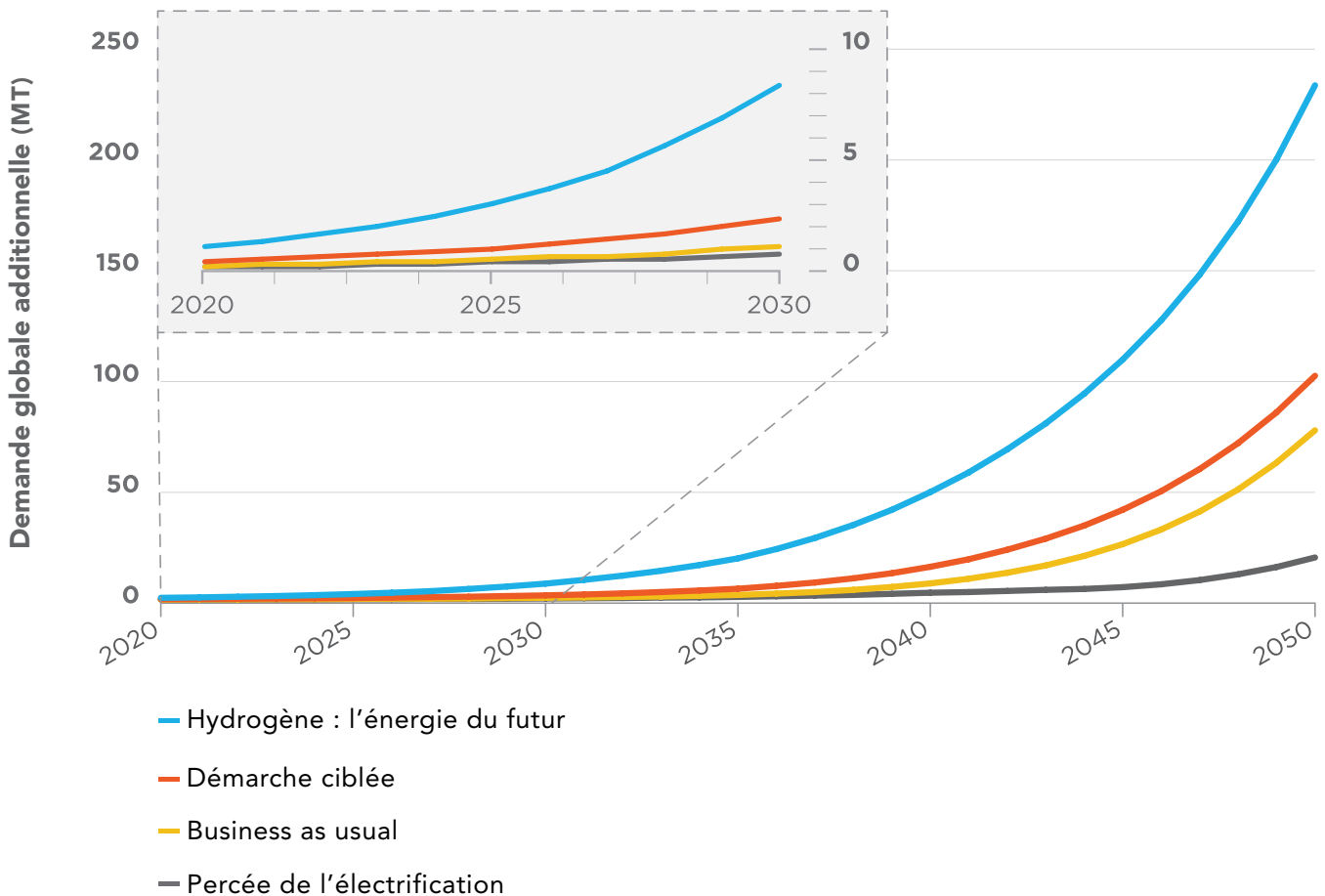


Figure 2 : Projection de croissance de la demande en hydrogène © 2019 COAG Energy Council Hydrogen [2].

Il n'y a pas de chiffres officiels concernant la demande en hydrogène au Canada. Les estimations obtenues lors du séminaire du 15 août 2019 organisé à Ottawa par Ressources Naturelles Canada sont de 3 MT/an (environ 4 % de la production mondiale) en comptant l'hydrogène pur et l'hydrogène captif. Si l'on considère que la demande au Canada est bien reflétée en proportion par les données de la Figure 1, la production d'hydrogène pur représenterait donc environ 1,9 MT. Notons qu'en se basant sur la production nationale d'ammoniac, soit 4,8 MT/an (production canadienne entre juillet 2018 et juin 2019 selon Statistiques Canada), 845 kT/an par an d'hydrogène pur sont nécessaires pour sa fabrication. Si maintenant l'on considère que la production d'ammoniac utilise 42,5 % de l'hydrogène pur produit (selon les données de la Figure 1), on obtient une

production d'hydrogène pure de 1,98 MT soit à 5 % près les estimations obtenues lors du séminaire. Compte tenu du développement accéléré des technologies propres et au vu des initiatives de *Power-to-Gas* qui se mettent en place dans de nombreux pays développés, l'électrification de l'économie, un élément essentiel de la transition énergétique, va entraîner une augmentation importante de la demande en hydrogène.

La Figure 2 illustre la croissance spectaculaire que devrait connaître cette demande dans les 30 prochaines années [2]. Elle s'explique à la fois par une augmentation des besoins dans les secteurs déjà établis (raffinage et engrais) et par l'émergence de nouveaux usages.

On note sur cette figure une grande diversité de scénarios possibles :

- **UN SCÉNARIO OPTIMISTE** (courbe en bleu) dans lequel l'hydrogène est considéré comme « l'énergie du futur »;
- **UN SCÉNARIO CONSERVATEUR** (courbe en noir) dans lequel la demande en hydrogène croît faiblement en raison d'une rupture technologique dans la performance des batteries qui permettrait une électrification massive de tous les pans de l'économie (transports et industrie);
- **DEUX SCÉNARIOS INTERMÉDIAIRES**, proches l'un de l'autre, prévoyant une croissance modérée de la demande, l'un basé sur une approche *business as usual* (courbe en jaune) et l'autre décrivant une démarche plus volontariste ciblée sur des domaines porteurs (courbe en rouge).

Projets en vue pour un investissement total de 90 G\$ US

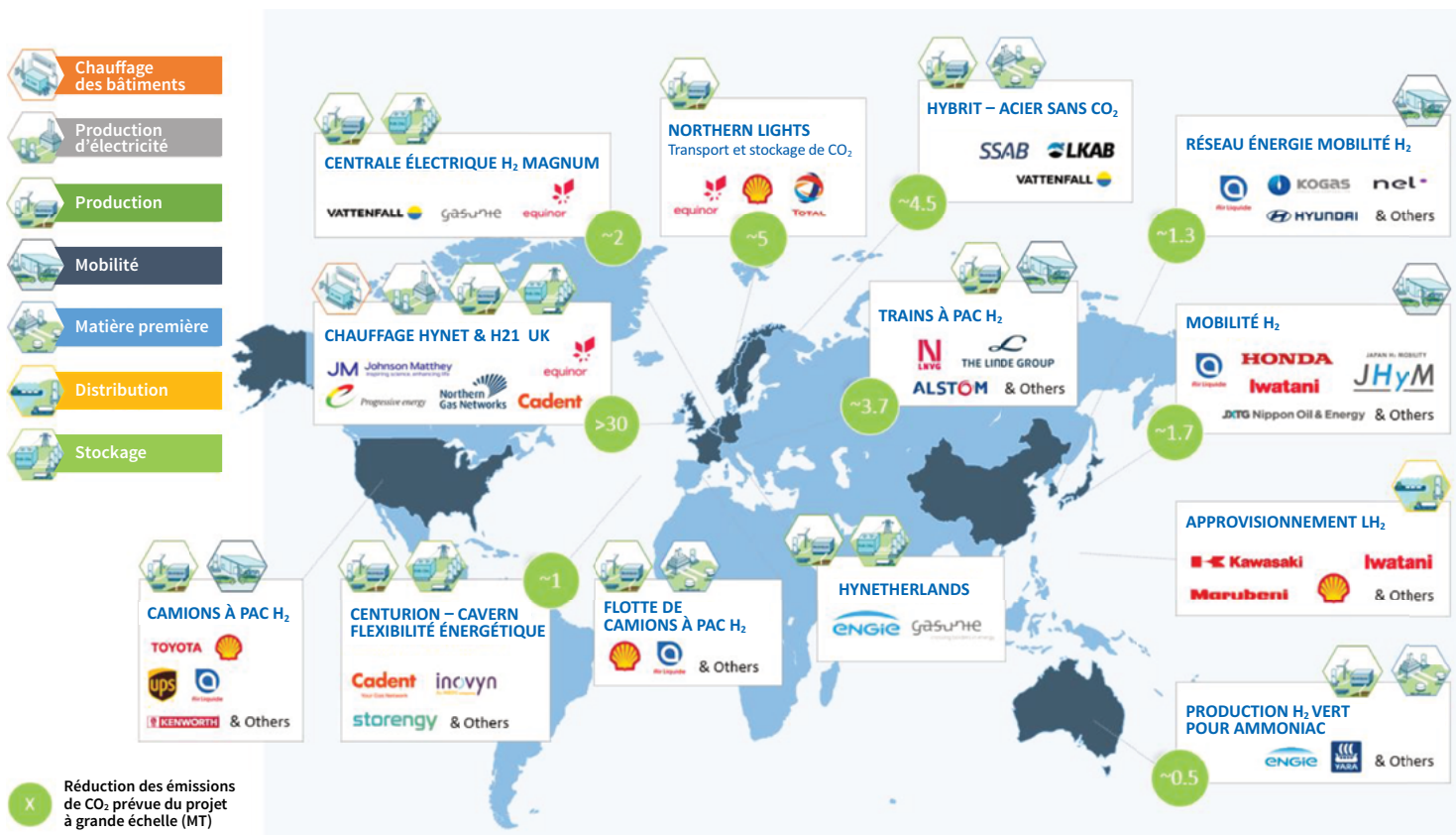


Figure 3 : Éventail des principaux projets « Hydrogène » dans le monde © 2019 Hydrogen Council [4].

Mentionnons par ailleurs que dans son scénario de réduction de gaz à effet de serre le plus favorable, le *Hydrogen Council* [3] prévoit en 2050 une demande en hydrogène deux fois supérieure à celle du scénario le plus optimiste de la Figure 2.

Le déploiement d'une « économie de l'hydrogène » dans le cadre de la transition énergétique mondiale en est à son début. Pour soutenir ce déploiement, une vingtaine de gouvernements nationaux ou régionaux ont déjà établi des feuilles de route le plus souvent en association avec l'industrie.

La Figure 3 illustre les principaux projets de démonstration de « l'économie de l'hydrogène » en cours. Ceux-ci concernent la mobilité hydrogène, le *Power-to-Gas*, le transport en pipeline, le stockage en caverne d'hydrogène, la fabrication de méthanol vert, la sidérurgie décarbonée, la génération d'électricité et la cogénération dans les bâtiments à partir de gaz naturel réformé localement ou alimentée en hydrogène pur.

Ils font intervenir le plus souvent un groupe d'entreprises souvent multinationales et bénéficient d'aides publiques. Ces projets visent collectivement l'évitement de 50 MT de CO₂ pour un investissement de l'ordre de 90 G\$ US.

Chaînes d'approvisionnement internationales : Pays partenaires possibles

PAYS	CARACTÉRISTIQUES COMMUNES
Canada, États-Unis, Australie, Chine	Futur fournisseur de technologies et futur producteur d'hydrogène vert ou bleu
Arabie Saoudite, Russie	Pays riches en ressources avec un potentiel de production d'hydrogène vert ou bleu
Pérou, Islande, Éthiopie	Fournisseur potentiel d'hydrogène vert à faible coût, pas d'incitatif à utiliser l'hydrogène au niveau national, permettant l'exportation d'hydrogène vert
Irlande, Chili, Royaume-Uni	Fournisseur potentiel d'hydrogène vert à faible coût, nécessité d'améliorer l'autosuffisance énergétique, donc probablement confronté à la concurrence entre la consommation au niveau national et l'exportation d'hydrogène vert
Pays-Bas, Royaume-Uni, Suisse, France, Allemagne, Espagne, Portugal, Israël, Italie, Belgique, Corée, Japon	Demande potentielle d'hydrogène à faible teneur en carbone, revenus élevés, forte dépendance aux importations d'énergie primaire, et futurs utilisateurs potentiels ayant des compétences technologiques

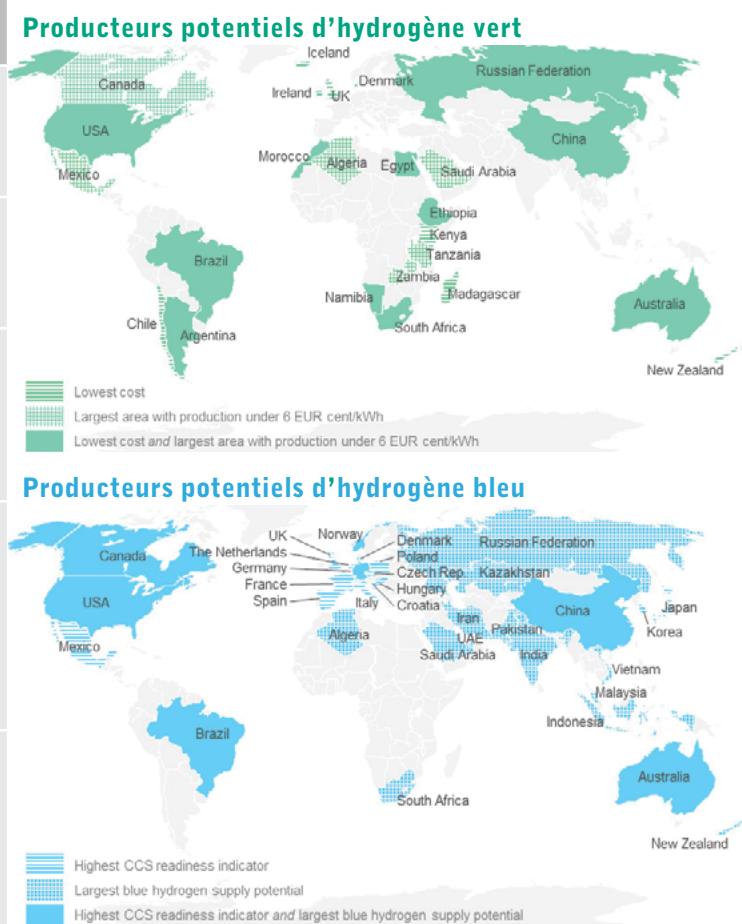


Figure 4 : Recensement des pays producteurs d'hydrogène © 2019 Adelphi; modifié par Polytechnique Montréal [5].

Par ailleurs, un recensement des pays potentiellement producteurs d'hydrogène vert ou d'hydrogène bleu (utilisant la technologie SMR avec captage et séquestration géologique du CO₂) vient d'être réalisé [5]. Les résultats sont présentés à la Figure 4.

On peut noter que le Canada apparaît clairement à la fois comme futur fournisseur de technologies et comme futur producteur d'hydrogène vert ou bleu.

2. POTENTIEL ÉCONOMIQUE DE L'HYDROGÈNE VERT POUR LE QUÉBEC

TOUT COMME POUR LE CANADA, AUCUNE DONNÉE OFFICIELLE N'EST DISPONIBLE POUR LA PRODUCTION D'HYDROGÈNE AU QUÉBEC. À L'ÉCHELLE MONDIALE, L'HYDROGÈNE MARCHAND REPRÉSENTE 11 % DE L'HYDROGÈNE PRODUIT.

Si l'on utilise cette valeur moyenne et que l'on considère que la part du Québec est de 20 % de celle du Canada, on estime que la borne supérieure de la demande en hydrogène marchand au Québec serait de près de 40 kT/an.

La production d'hydrogène marchand au Québec est assurée par deux entreprises, soit Air Liquide à Bécancour et Messer (anciennement Linde) à Magog. Les données de production sont de 7,1 kT/an pour Air Liquide (technologie de vaporeformage du méthane (SMR) et achat d'hydrogène coproduit par Olin) selon les données du parc industriel de Bécancour [6] et de 5,06 kT/an pour Messer (hydrogène coproduit avec les chlorates), soit une production maximum de plus de 12 kT/an [7]. La production d'hydrogène marchand au Québec est probablement beaucoup plus proche de cette valeur que de la borne supérieure de 40 kT/an mentionnée précédemment. Notons que, selon Statistique Canada [8], le Québec aurait exporté 5,7 kT d'hydrogène en 2018.

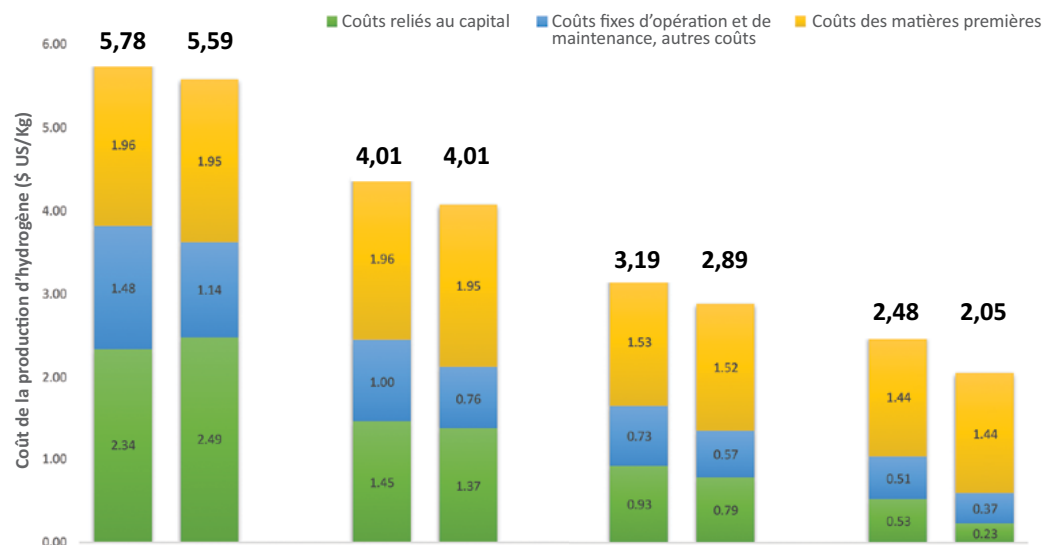
Par souci d'exhaustivité, mentionnons que la production de la raffinerie Suncor de Montréal-Est pour ses besoins propres est de 106 T/j d'hydrogène et celle de Valero à Lévis aux environs de 150 T/j compte tenu du rapport de taille entre les deux sites, pour un total d'environ 90 kT/an. Comme dans l'ensemble du secteur du raffinage, l'hydrogène est produit par vaporeformage du gaz naturel et les émissions de GES associés sont considérables.

Au total, le Québec produit donc un peu plus de 100 kT/an d'hydrogène soit 0,1 % de la production mondiale.

Si l'on se fie aux projections de la Figure 2, d'ici 30 ans, la demande supplémentaire en hydrogène sera comprise entre 30 et 250 MT, voire près de 500 MT selon le *Hydrogen Council*. Pour répondre à l'augmentation attendue de la demande en hydrogène, le contexte économique actuel privilégie la fabrication d'hydrogène par SMR, et ce particulièrement en Amérique du Nord où le gaz naturel est abondant et bon marché. Ce n'est clairement pas une option soutenable à long terme compte tenu de son impact environnemental (environ 10 T de CO₂ émis par T d'hydrogène produite).

Plusieurs options sont envisageables pour décarboner la production d'hydrogène dont la plus prometteuse est l'électrolyse de l'eau. Le vaporeformage de biogaz et la gazéification de biomasse agricole ou forestière ou encore de déchets organiques sont aussi des filières intéressantes au niveau technologique mais leur déploiement se heurte à la disponibilité de ressources abondantes, bon marché et sécurisées dans le temps. Mentionnons qu'il est aussi possible de décarboner partiellement la technologie SMR par la capture et la valorisation des émissions de CO₂ issus des fours de vaporeformage.

La possibilité de produire au Québec de l'hydrogène vert à un coût attractif compte tenu de nos coûts de production d'électricité propre très compétitifs (hydroélectricité et électricité d'origine éolienne) et la valorisation de cet hydrogène pour favoriser l'électrification des transports et de l'industrie (fabrication de produits chimiques verts) sont deux leviers importants pour appuyer nos efforts de transition énergétique tout en nous permettant de structurer de nouveaux pans de notre économie.



	CAS 1 (PEMEC/AEC)	CAS 2 (PEMEC/AEC)	CAS 3 (PEMEC/AEC)	CAS 4 (PEMEC/AEC)
Coût de production (\$ US/kg)	5,78/5,59	4,1/4,01	3,19/2,89	2,48/2,05
Coût de production (\$ CA/kg)	7,63/7,38	5,82/5,30	4,21/3,81	3,27/2,7
Facteur d'utilisation (%)	90%	90%	90%	90%
Coûts des électrolyseurs (\$ US/kW)	1800/1400	1100/800	700/500	385/200

Figure 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 c/kWh, le cas 3 à un tarif d'électricité de 3,5 c/kWh et le cas 4 à un tarif de 3,3 c/kWh.

Si l'on se base sur la part de marché actuelle du Québec et les scénarios de la Figure 2, il faudrait donc construire des capacités de production entre 30 kT/an et 500 kT/an supplémentaires (soit entre 10 fois et 162 fois la capacité du projet d'électrolyseur annoncé par Air Liquide à Bécancour)

d'ici 2050. Ces chiffres correspondraient à une demande en électricité comprise entre 1,79 TWh et 29,9 TWh. Pour ce calcul, nous avons utilisé un rendement de 59,8 kWh/kg d'hydrogène (électrolyseur HySTAT de Hydrogenics).

La production d'hydrogène par électrolyse a fait l'objet de simulation de coûts dans le Volet B (volet technique) de cette étude. La Figure 5 résume les principaux résultats.

Les cas 1 et 2 donnent un estimé du coût de l'hydrogène vert actuel au Québec, le cas 3 un scénario de coût réaliste sur un horizon de 5-10 ans et le cas 4 un scénario de coût en 2050. Ces scénarios tiennent compte de la baisse anticipée du coût des électrolyseurs (une réduction d'un facteur 2 d'ici 2025 à 2030 et un autre facteur 2 par la suite) et de la baisse des coûts anticipée d'électricité à partir d'énergie éolienne. Ces coûts d'hydrogène vert sont à mettre en perspective par rapport au coût de fabrication de l'hydrogène par SMR, qui est de l'ordre de 2 à 3\$/kg sans fiscalité du carbone ou sans capture du carbone. Le potentiel économique de l'hydrogène vert à long terme est donc bien réel. Dans un scénario où la réglementation imposerait la possibilité d'utiliser de l'hydrogène décarboné produit par SMR, le coût de production de l'hydrogène augmenterait de 0,35 à 0,85\$ par kg selon une étude sur les gaz à effet de serre réalisée par l'IEA [9]. Comme aucune installation majeure de fabrication d'hydrogène n'est actuellement équipée d'unités de capture et de séquestration géologique de CO₂, nous pensons que cette plage de coût hypothétique est très optimiste.

En 2019, l'IEA a publié une étude sur les secteurs de croissance de l'hydrogène marchand à l'horizon 2030 et à plus long terme [1]. Plusieurs des secteurs mentionnés sont porteurs de développement pour l'économie du Québec, à savoir :

LA MOBILITÉ

avec un fort potentiel à long terme pour les véhicules lourds et le transport intensif;

LA DÉCARBONATION PARTIELLE

de l'industrie lourde, à savoir le raffinage des hydrocarbures, la pétrochimie et la sidérurgie;

LE DÉVELOPPEMENT

D'UNE CHIMIE VERTE

basée sur la valorisation du CO₂ industriel capté et comprenant en particulier les carburants et le gaz naturel de synthèse et d'autres produits chimiques à haute valeur ajoutée comme le méthanol;

1. LA FABRICATION D'AMMONIAC VERT

2. LE STOCKAGE DES ÉNERGIES

renouvelables intermittentes dans les réseaux isolés non connectés au réseau électrique (installations industrielles, mines, villages, îles).

Le déploiement industriel de ces différentes options est encore très timide en raison principalement des coûts de production d'hydrogène vert élevés par rapport à l'hydrogène carboné, et du risque économique associé à un déploiement massif que les entreprises ne sont pas prêtes à assumer face à une demande encore incertaine. Ainsi les investissements privés sont limités à des marchés de niche tel ceux d'Air Liquide qui vise un marché d'export vers le nord-est des États-Unis. Même si la solution à ces enjeux passe par un engagement beaucoup plus fort de la part de l'industrie privée, l'État a un rôle à jouer en termes de promoteur et de soutien compte tenu de la nature émergente de l'hydrogène vert. Pour élargir le marché et diminuer les coûts, une action gouvernementale vigoureuse doit se poursuivre dans la durée. Des mesures accompagnatrices de type réglementaire, financière et/ou fiscale peuvent se justifier pour accélérer la dynamique de substitution en fonction de la création de valeur économique.

3. ÉTABLIR UNE FEUILLE DE ROUTE QUÉBÉCOISE

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 CAPITALS.

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 (voir la feuille de route sectorielle sur la mobilité du Japon à la Figure 6), 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.

En effet, l'hydrogène vert peut être un moyen de décarboner au moins partiellement le secteur des transports et les gros émetteurs industriels de GES dans le cadre de notre transition énergétique. Il peut être un vecteur important de création de richesse pour le Québec (production d'hydrogène vert, développement d'une nouvelle industrie chimique verte, mise en place d'une industrie de fabrication d'équipements) et peut également contribuer à améliorer le bilan économique de l'État via la diminution des importations d'hydrocarbures.

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 et devrait inclure :

- **UN VOLET PRODUCTION** (objectifs chiffrés de volume et de coûts, quantité de CO₂ évitée) par technologie (électrolyse, gazéifieur, SMR décarboné);
- **UN VOLET CONSOMMATION** chiffrée par application (mobilité, chimie verte, sidérurgie) incluant les émissions évitées grâce à l'utilisation de l'hydrogène;
- **L'IDENTIFICATION DES PARTENAIRES POSSIBLES** et des propositions de mécanismes de support.

En outre, nous proposons que cette feuille de route recommande les instruments d'actions publiques à mettre en place pour prendre en compte les influences macro-environnementales et sociétales pouvant impacter le développement de l'hydrogène vert.

		Objectifs de la stratégie de base de l'hydrogène	Ensemble des cibles à atteindre	Approches pour atteindre les cibles
Utilisation	Mobilité	VÉPC 200 K d'ici 2025 800 K d'ici 2030	2025 <ul style="list-style-type: none"> Différence de prix entre un VPÉC et un VH (3 m¥ → 0,7 m¥) Coût du système principal d'un VÉPC (Pile à combustible 20 ¥ k/kW → 5 ¥ k/kW) Stockage hydrogène 0,7 m¥ → 0,3 m¥) 	<ul style="list-style-type: none"> Réforme réglementaire et développement technologique
		HRS 200 K d'ici 2025 800 K d'ici 2030	2025 <ul style="list-style-type: none"> Coût de construction et d'opération (Coût construction 350 m¥ → 200 m¥) Coût d'opération 34 m¥ → 15 m¥) Coût des composantes d'une station de ravitaillement H₂ (Compresseur 90 m¥ → 50 m¥) Accumulateur 50 m¥ → 10 m¥) 	<ul style="list-style-type: none"> Envisager la création d'un réseau national de stations de ravitaillement H₂ Prolongation des heures d'opération
		BUS 1200 d'ici 2030	Début 2020 <ul style="list-style-type: none"> Coût de véhicule d'un bus à PAC (105 m¥ → 52,5 m¥) <p>※ Promouvoir également l'élaboration de lignes directrices et le développement technologique afin d'accroître l'utilisation de l'hydrogène dans le domaine des PAC pour les camions, navires et trains.</p>	<ul style="list-style-type: none"> Augmentation des stations de ravitaillement H₂ pour les bus à PAC
	Énergie	Commercialisation d'ici 2030	2020 <ul style="list-style-type: none"> Efficacité énergétique générée par l'hydrogène (26% → 27%) ※ À l'échelle 1 MW 	<ul style="list-style-type: none"> Développement d'une chambre de combustion à haut rendement, etc.
	PAC	Réalisation anticipée de la parité réseau	2025 <ul style="list-style-type: none"> Réalisation de la parité réseau pour les utilisations commerciales et industrielles 	<ul style="list-style-type: none"> Développement d'une unité de pile à combustible/pile technologique
Approvisionnement	Combustible fossile + CCS	Coût de l'hydrogène 30 ¥/Nm ³ d'ici 2030 20 ¥/Nm ³ prochainement	Début 2020 <ul style="list-style-type: none"> Production : Coûts de production de la gazéification de la lignite (plusieurs centaines ¥/Nm³ → 12 ¥/Nm³) Stockage/ Transport : Mise à l'échelle d'un réservoir d'hydrogène liquide (milliers de m³ → 50 000 m³) Meilleure efficacité de liquéfaction (13,6 kWh/kg → 6 kWh/kg) 	<ul style="list-style-type: none"> Mise à l'échelle et amélioration de l'efficacité de la gazéification de la lignite Mise à l'échelle et amélioration des propriétés d'isolation thermiques
	H ₂ vert	Coût du système de l'électrolyse de l'eau 50 000 ¥/kW prochainement	2030 <ul style="list-style-type: none"> Coût d'un électrolyseur (200 000 m ¥/kW → 50 000 m¥/kW) Efficacité de l'électrolyse de l'eau (5 kW/Nm³ → 4,3 kW/Nm³) 	<ul style="list-style-type: none"> Régions désignées pour le déploiement public de projets de démonstration utilisant les résultats du projet de Namie à Fukushima Développement d'électrolyseurs avec une efficacité accrue et une plus grande durabilité

Figure 6 : Feuille de route du Japon dans le domaine de la mobilité © 2019 METI; modifié par Polytechnique Montréal [10].

Sans présumer du contenu de la feuille de route, nous pensons que quatre priorités se dégagent en termes de politiques publiques :

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'application les plus porteurs.

4. PROPOSITION D'UN PLAN D' ACTIONS POUR LE QUÉBEC

LA SUITE DE CE RAPPORT EST CONSACRÉE À LA PRÉSENTATION D'UNE SÉRIE DE PROPOSITIONS DESTINÉES À CONSTRUIRE UNE EXPERTISE PRATIQUE EN RECHERCHE TECHNOLOGIQUE/INNOVATION DANS LE DOMAINE DE L'HYDROGÈNE VERT AU QUÉBEC.

Les propositions ont été établies à partir de deux idées maîtresses :

- **LA DÉCARBONATION** des secteurs économiques où l'électrification directe n'est pas adaptée (transport intensif, industrie lourde);
- **LE DÉVELOPPEMENT D'UNE NOUVELLE INDUSTRIE CHIMIQUE VERTE** basée sur des technologies propres.

4.1 DÉVELOPPEMENT DES COMPÉTENCES

La 1^{ère} priorité est sans nul doute la création d'une main d'œuvre québécoise qualifiée dans le domaine de l'hydrogène. 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 est un facteur limitant pour pouvoir développer ce secteur. Une initiative gouvernementale forte est donc nécessaire en termes de formation technique au niveau CEGEP et de formation en ingénierie au niveau universitaire à tous les cycles ainsi qu'en terme de coordination des efforts afin de maximiser les synergies entre les acteurs.

Nous pensons 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.

4.2 ÉLECTRIFICATION DU TRANSPORT INTENSIF

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 [11]. Selon l'étude du *Hydrogen Council* sur la décarbonation des transports [3], ces deux sous-secteurs sont particulièrement mal adaptés à l'électrification par batterie :

- **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.

C'est dans ces trois cas que la mobilité hydrogène présente tout son intérêt. Notons que dans le contexte québécois, on pourrait ajouter à cette liste les véhicules ou la machinerie utilisés dans les secteurs miniers ou forestiers, les véhicules lourds municipaux ainsi que les systèmes de manutention (chariots élévateurs) pour entrepôts, ports et aéroports.

Le remplacement d'un véhicule à essence ou diesel par un véhicule électrique à pile à combustible (VÉPC) se traduit par un effacement net immédiat de ses émissions au pot d'échappement mais aussi des émissions liées au raffinage des hydrocarbures. Citons quelques chiffres pour caler les ordres de grandeur de ces émissions :

- Une **AUTOMOBILE PARTICULIÈRE** consomme en moyenne 1300 L/an d'essence (13000 km/an à 10 L/100 km). Sachant que la combustion d'un litre d'essence correspondant à 2,3 kg de CO₂ [12], une automobile émet en moyenne **3 T/an** de CO₂. Pour un **TAXI** (base 200 km/j et 300 j/an soit 60000 km/an), les émissions sont d'environ **14 T/an**. Ce dernier chiffre a été établi en multipliant par 1,5 la distance moyenne parcourue par

un taxi du centre-ville de Montréal, soit 140 km/j [13] pour tenir compte de la diversité des trajets. Notons qu'en 2018, selon la SAAQ, il y avait 6,61 millions de véhicules en circulation au Québec, dont 5 millions de véhicules privés (véhicules légers, VUS, deux-roues) et environ 8300 taxis [14];

- Selon la STO [15], un **AUTOBUS URBAIN HYBRIDE** consomme en moyenne 45,5 L d'essence l par 100 km. Ainsi un autobus hybride émet **62,8 T/an** de CO₂ (base de 200 km/j pour 300 jours d'opération);
- Dans le cas des **CAMIONS**, il existe une très grande variabilité qui dépend de la motorisation, de la charge transportée et de la saison. Nous utiliserons donc la valeur moyenne proposée par NRcan [16] de 39,5 L de diesel par 100 km. Sachant que 1 litre de diesel correspondant à 2,64 kg de CO₂ [12], on peut estimer que les émissions moyennes des camions sont de l'ordre de 1 kg de CO₂/km. Ainsi un camion émet **100 T/an** de CO₂ (base de 100000 km/an).

En 2017, le parc de transport au Québec comptait près de 19 000 autobus (urbains et scolaires) et 86 000 camions lourds [14]. Sur la base des données mentionnées, les émissions associées aux autobus et aux camions se chiffrent à 1,14 MT pour les autobus et 8,6 MT pour les camions, soit près de 30 % des émissions reliées aux transports pour la province.

En considérant les déplacements ci-dessus, la consommation d'hydrogène nécessaire pour assurer les besoins de mobilité est en ordre de grandeur :

- 99 kg/an d'hydrogène par **VÉHICULE PRIVÉ** ou 456 kg/an par **TAXI** (base de 0,76 kg/100 km [17];
- 4,8 T/an sur une base de 8 kg/100 km pour un **AUTOBUS HYBRIDE** [18];
- 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 [19] pour un **CAMION DE CLASSE 8**.

Mentionnons que dans le cas du camionnage, il n'y a pas actuellement de camion lourd à pile à combustible de disponible sur une base commerciale. Les divers projets en cours (dont le projet AZETEC en Alberta) sont réalisés dans le cadre de partenariats R&D avec des constructeurs (Freightliner, Ballard et Nordresa dans le cas du projet AZETEC).

Pour mettre ces consommations en perspective, nous présentons dans le Tableau 1 le nombre de VÉPC que pourraient alimenter en théorie les deux projets actuels du Québec, soit la station de ravitaillement en hydrogène de Harnois Energie de Québec dimensionnée pour 73 T/an (200 kg/j) et les unités d'électrolyse de 8 T/j (3 000 T/an) d'Air Liquide en construction à Bécancour.

Dans un autre ordre d'idées, nous présentons à la Figure 7 l'impact d'un électrolyseur de 10 MW (consommant 84,97 GWh d'électricité annuellement) sur la réduction des émissions de CO₂ dans le secteur des transports. Nous avons utilisé comme base de calcul une consommation électrique de 59,8 kWh/kg d'hydrogène et un facteur d'utilisation de 97%.

PRODUCTION D'H ₂ (T/an)		CONSOMMATION D'H ₂ (T/an)		NOMBRE DE VÉHICULES DESSERVIS
HARNOIS + AIR LIQUIDE	3073	VÉHICULE PRIVÉ	0,099	31 313
		TAXI	0,456	6 798
		AUTOBUS	4,8	646
		CAMION DE CLASSE 8	10	310

Tableau 1 : Nombre total de VÉPC pouvant être alimentés par les deux projets en cours au Québec.

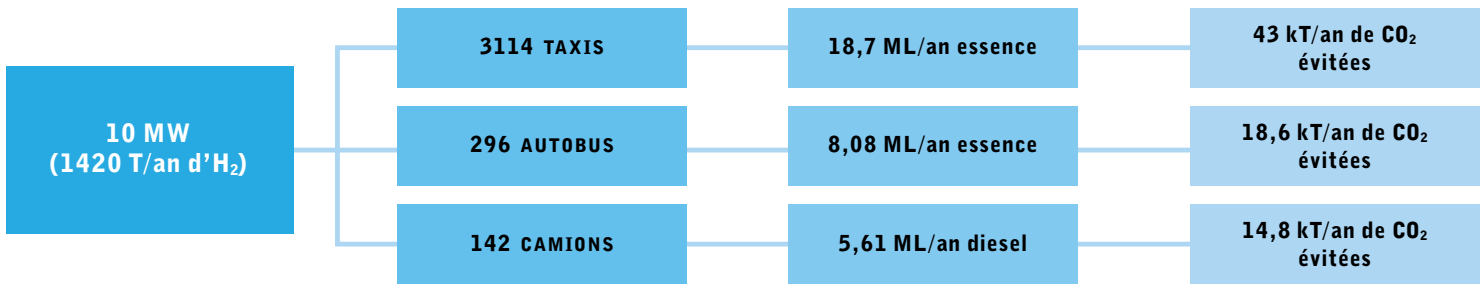


Figure 7 : Impact de l'hydrogène vert sur la réduction d'émissions de CO₂.

Donc, une telle unité d'électrolyse de 10 MW permettrait d'éviter entre 14,8 kT/an et 43 kT/an de CO₂ émis à l'échappement suivant le type de véhicules. De plus, cela permettrait d'économiser l'importation et la vente au Québec de 18,7 ML/an d'essence ou de 5,61 ML/an de diesel (ou l'équivalent en pétrole brut si le raffinage est effectué au Québec).

Pour ce qui est de la consommation d'électricité, chaque TWh d'électricité permettrait de fabriquer annuellement 16,7 kT d'hydrogène. Ceci correspond à la consommation de 168 687 véhicules de tourisme (3 % du parc), 3 479 autobus (50 % du parc des autobus urbains) ou 1 670 camions (5 % du parc des camions lourds).

En terme de coût, en utilisant le tarif L d'Hydro-Québec, le coût de production de l'hydrogène serait de l'ordre de 7,38 \$ par kg (cf. Fig. 5) auquel il faudrait rajouter environ 2,5013 \$ par kg pour le transport, la compression et la distribution, soit environ 10 \$ à la pompe. Ces derniers chiffres obtenus de Harnois Énergie sont semblables à ceux de la dernière étude du *Hydrogen Council* [20] pour le transport d'hydrogène comprimé par camion.

Si l'on décidait de remplacer l'ensemble des carburants consommés (et importés) au Québec, soit 369 000 barils/j [21] par leur équivalent en hydrogène (le facteur de conversion est de 47,3 kg/baril [22]), 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 (coûts fixes pour un électrolyseur PEM du cas 2 de la Figure 5), l'investissement nécessaire serait de 47 G\$ canadiens.

Une autre application porteuse de l'hydrogène concerne les chariots élévateurs. L'utilisation de chariots élévateurs électriques dans les entrepôts et les usines est maintenant bien établie en remplacement des systèmes au propane. Pour les chariots électriques à batterie, une logistique d'échange de batteries est requise pour fonctionner en continu à moins d'immobi-

liser le chariot élévateur plusieurs heures pour recharger la batterie. Quant à eux, les chariots électriques à pile à combustible présentent un double intérêt : la recharge est remplacée par le plein en hydrogène, qui ne prend que quelques minutes, et la pile à combustible du chariot est insensible aux changements de température, un point critique si le chariot effectue des allers et retours entre l'intérieur et l'extérieur durant les mois d'hiver. Un site équipé (entrepôt de Walmart par exemple) correspond typiquement à une consommation de 35 T/an d'hydrogène (environ 250 kW d'électrolyse consommant 2 GWh annuellement).

Finalement, il pourrait être intéressant de lancer une étude sur la décarbonation de la circulation des navires sur la voie maritime, ainsi que des installations portuaires du Saint-Laurent tout comme de l'aéroport de Montréal. Au Québec, le transport maritime a émis 740 kT de CO₂ en 2016 [23]. L'immense majorité des navires fonctionnant au mazout, on peut donc estimer la consommation des navires à environ 237 kT/an en utilisant le facteur d'émission de 3,12 T de CO₂ par T de mazout. Un calcul de conversion (basé sur les moteurs diesel de camion) donnerait une consommation équivalente de 70,68 kT/an d'hydrogène

qui nécessiterait 4,2 TWh d'électricité. En ce qui concerne le développement de ports verts, les ports de Sorel, Bécancour, Contrecoeur, Baie-Comeau tout comme de l'éventuel port en eau profonde dans la baie d'Hudson pourraient faire l'objet d'études d'opportunités.

Plusieurs pistes de décarbonation des transports par l'hydrogène vert se dégagent de ce qui précède, en particulier dans le domaine de la mobilité urbaine (taxis, autobus). Le déploiement d'un secteur particulier sera grandement conditionné par l'infrastructure du réseau de distribution et devra être établi en concertation avec les parties prenantes (sociétés de transport, compagnies de taxis, etc.). Deux stratégies s'affrontent :

- **LE MAILLAGE DU TERRITOIRE**
avec des stations de ravitaillement en hydrogène; c'est le cas de l'Allemagne, du Japon, de la Corée et dans une moindre mesure des États-Unis;
- **UNE APPROCHE DE HUB**
basée sur la construction de quelques stations de capacité importante concentrées géographiquement, souvent à l'échelle d'une ville; c'est l'approche utilisée en France, dans quelques villes allemandes (Hambourg, Berlin, Munich et Düsseldorf) et dans la région de Londres.

La deuxième stratégie est souvent couplée à une stratégie d'alimentation de flottes captives (taxis, autobus ou camions). Elle a l'avantage de privilégier la construction d'une infrastructure de production et de distribution réduite et donc d'éviter la construction de stations distribuées géographiquement et difficilement rentabilisables en raison d'un nombre insuffisant de VÉPC.

La même stratégie de centralisation (un seul point de fabrication d'hydrogène et de ravitaillement) est aussi appliquée pour le transport ferroviaire, aussi bien dans le cas du déploiement du train Coradia iLint d'Alstom en Allemagne que du tramway hydrogène de Sifang mis en service à Foshan en Chine, début décembre 2019. On peut penser que, dans ce contexte, les projets de tramways de Montréal et de Québec ainsi que l'extension du REM pourraient profiter de la technologie hydrogène, une alternative moins invasive sur le plan urbain que les systèmes d'alimentation par caténaires et plus robuste que les batteries notoirement sensibles au climat hivernal.

Notons que cette logique de déploiement de type *hub* s'inspire de celle que les gaziers industriels utilisent, soit se concentrer sur l'installation de grosses capacités de production pour des applications captives répondant à une demande établie.

4.3 DÉCARBONATION DE LA SIDÉRURGIE ET DU RAFFINAGE

La décarbonation de la sidérurgie est une voie à considérer dans la transition énergétique du Québec. Actuellement, plus de 1 MT de CO₂ sont émises sur l'ensemble des sites de Contrecoeur [24]. En pratique, une partie voire l'ensemble de la production d'Arcelor-Mittal en Montérégie pourrait être décarbonée grâce à de l'hydrogène vert. Arcelor-Mittal utilise actuellement le procédé Midrex-NG (syngaz fabriqué à partir de gaz naturel) dont les variantes les plus récentes permettent d'augmenter la teneur en hydrogène dans le syngaz [25].

Le dimensionnement de l'électrolyseur serait à établir en fonction des objectifs de décarbonation. Une fabrication basée à 100 % sur l'utilisation d'hydrogène vert nécessiterait la production d'environ 135 kT/an d'hydrogène, soit 900 MW d'électrolyse (consommant environ 7,88 TWh). À l'échelle pilote, une unité de 10 MW fabriquant 1420 T/an d'hydrogène vert serait suffisante pour tester cette option de décarbonation. Elle permettrait de décarboner environ 26,2 kT/an d'acier à raison de 54 kg d'hydrogène par tonne d'acier [25]. Un tel projet pilote permettrait d'éliminer 48,6 kT de CO₂, 1 T d'acier correspondant à environ 1,85 T de CO₂.

Le raffinage du pétrole émet une grande quantité de gaz à effet de serre (environ 1,2 MT/an de CO₂ pour Suncor et 1,3 MT de CO₂ pour Valero au Québec [24], dont environ 50 % provient de l'utilisation du vaporeformage pour produire l'hydrogène nécessaire aux opérations de traitement du brut. Il serait possible de décarboner partiellement cette production, soit en utilisant de l'hydrogène vert, soit en capturant et en valorisant le CO₂, ou les deux en simultané. Ceci permettrait de réduire de manière indirecte l'empreinte carbone du carburant lors de son utilisation dans les véhicules à combustion interne.

Plusieurs projets sont déjà en cours en Europe dont celui de la raffinerie de Preem en partenariat avec Vattenfall en Suède qui consiste à remplacer partiellement l'hydrogène produit par vaporeformage par de l'hydrogène vert (20 MW d'électrolyse) et le projet REFHYNE de Shell à Wesseling. Pour ce qui est de la capture du CO₂, on peut mentionner le projet norvégien Northern Lights d'Equinor, Shell et Total dont l'objectif final est la séquestration géologique du CO₂ capté.

4.4 CHIMIE VERTE

4.4.1 Contexte économique et environnementale

La réduction de l’empreinte environnementale de la chimie ouvre des perspectives larges en matière d’innovation et de création de valeur. La Figure 8 illustre les principales voies de synthèse chimique pouvant être obtenues en combinant l’hydrogène vert et une source de CO₂ recyclée. Les différentes options schématisées portent soit sur des carburants

gazeux comme l’hydrogène, le méthane ou le propane qui sont obtenus par des procédés relativement simples mais qui s’adressent à des véhicules à la motorisation adaptée, soit sur des carburants liquides conventionnels de type essence, diesel ou kérosène (appelés électrocarburants ou efuels) mais dont la fabrication est cependant beaucoup plus

complexe (synthèse Fischer-Tropsch). En termes de maturité technologique, les procédés de la Figure 8 ont tous atteint la phase commerciale ou sont proches de l’être. La problématique de leur déploiement est en fait d’ordre économique.

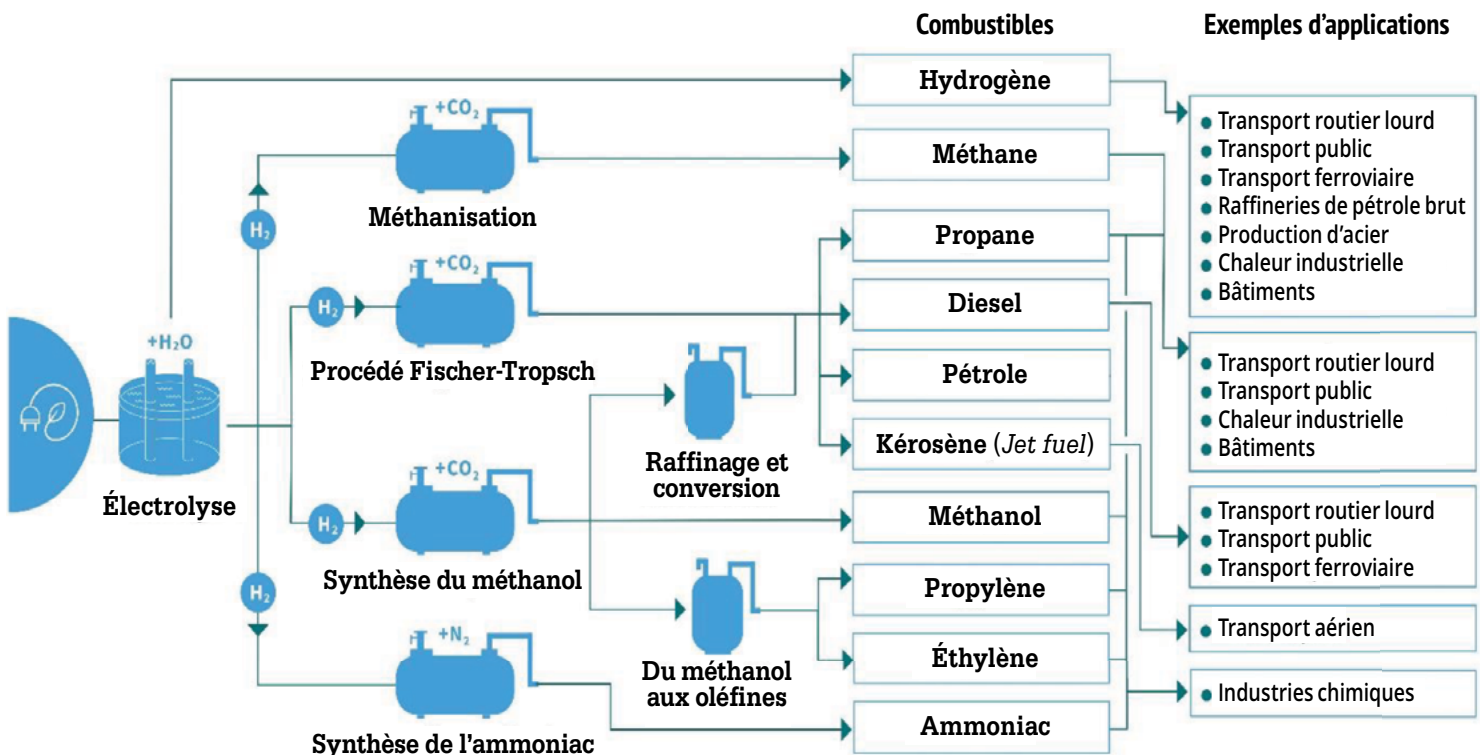


Figure 8 : Fabrication des carburants et liquides de synthèse © 2019 DENA [26].

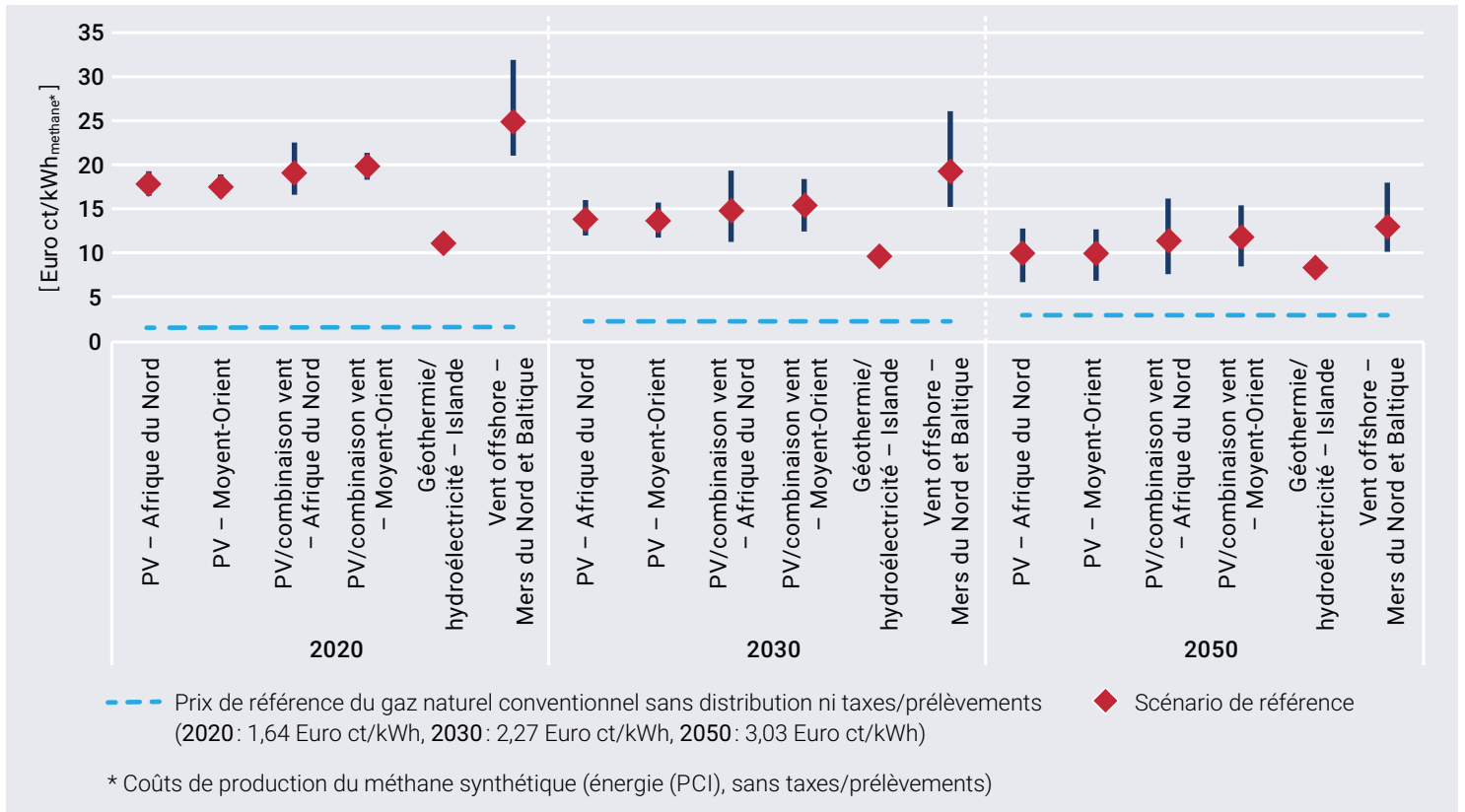


Figure 9 : Coûts de production du gaz naturel de synthèse © 2018 frontier Economics; modifié par Polytechnique Montréal [27].

Regardons tout d'abord le cas de la méthanisation. La Figure 9 présente l'évolution des coûts de production du gaz naturel de synthèse en fonction de l'origine de l'électricité renouvelable [27]. Le coût le moins élevé – qui correspond à celui de l'utili-

sation de la géothermie en Islande – est actuellement plus de 10 fois le coût du gaz naturel fossile. Sauf rupture technologique, son coût serait encore 7 fois plus élevé en 2050. Cette voie ne nous semble pas pertinente pour le Québec.

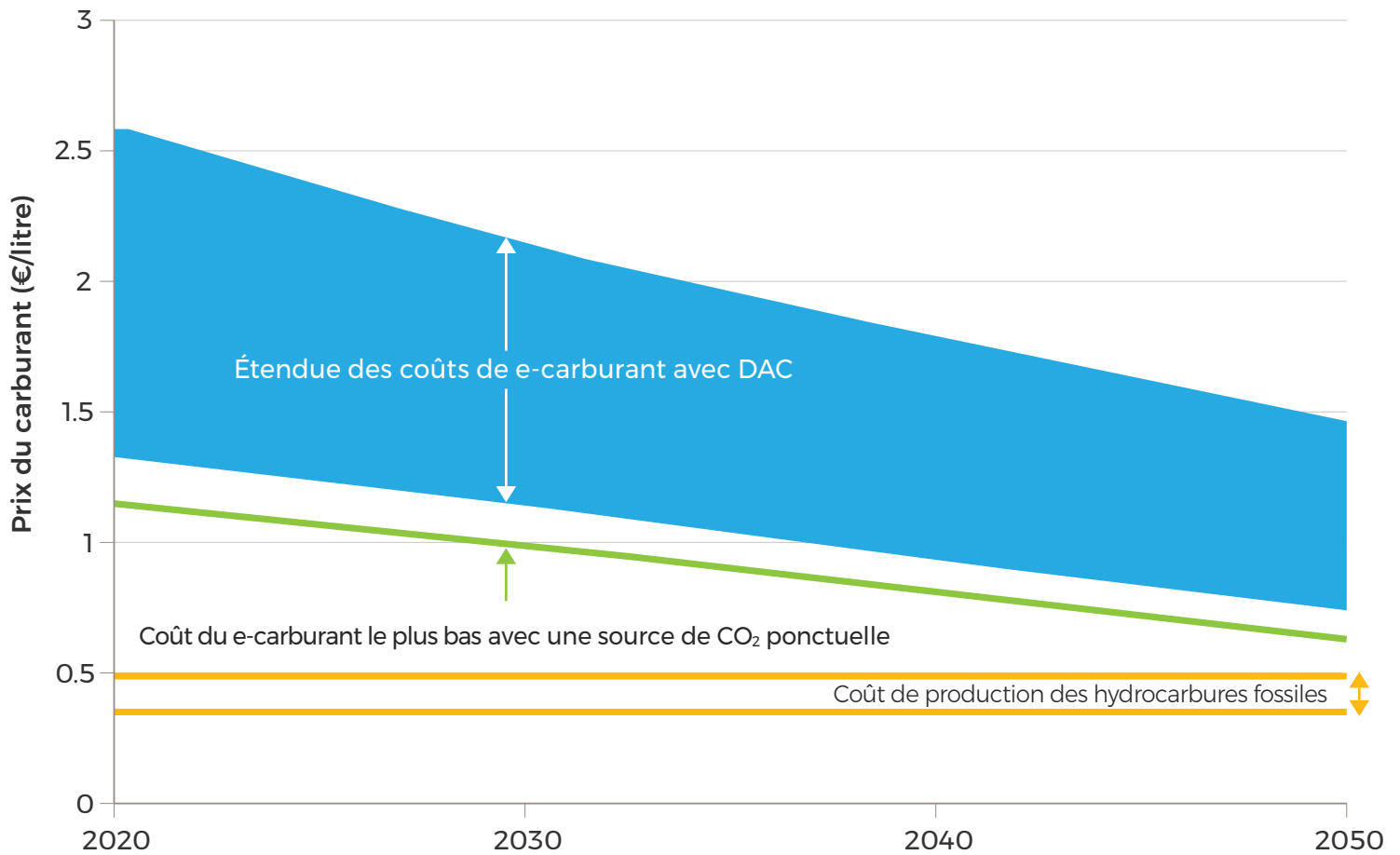


Figure 10 : Projection de réduction des coûts des électrocarburants © 2019 Royal Society ; modifié par Polytechnique Montréal [28].

Pour ce qui est de la synthèse Fischer-Tropsch, nous montrons à la Figure 10 une projection de réduction des coûts des électrocarburants en Euro/L [28] en utilisant l'énergie éolienne pour l'électrolyse. La plage en bleu correspond à la capture du CO₂ dans l'air et la courbe en vert l'utilisation

d'une source de CO₂ ponctuelle. Les lignes en orange correspondent au coût de production des hydrocarbures fossiles. On note que sans fiscalité du carbone ou d'incitatifs financiers pour diminuer les coûts des électrocarburants, il sera difficile d'obtenir une parité économique à l'horizon 2050.

Notons que l'étude allemande d'Agora [27] arrive à la même conclusion (Figure 11).

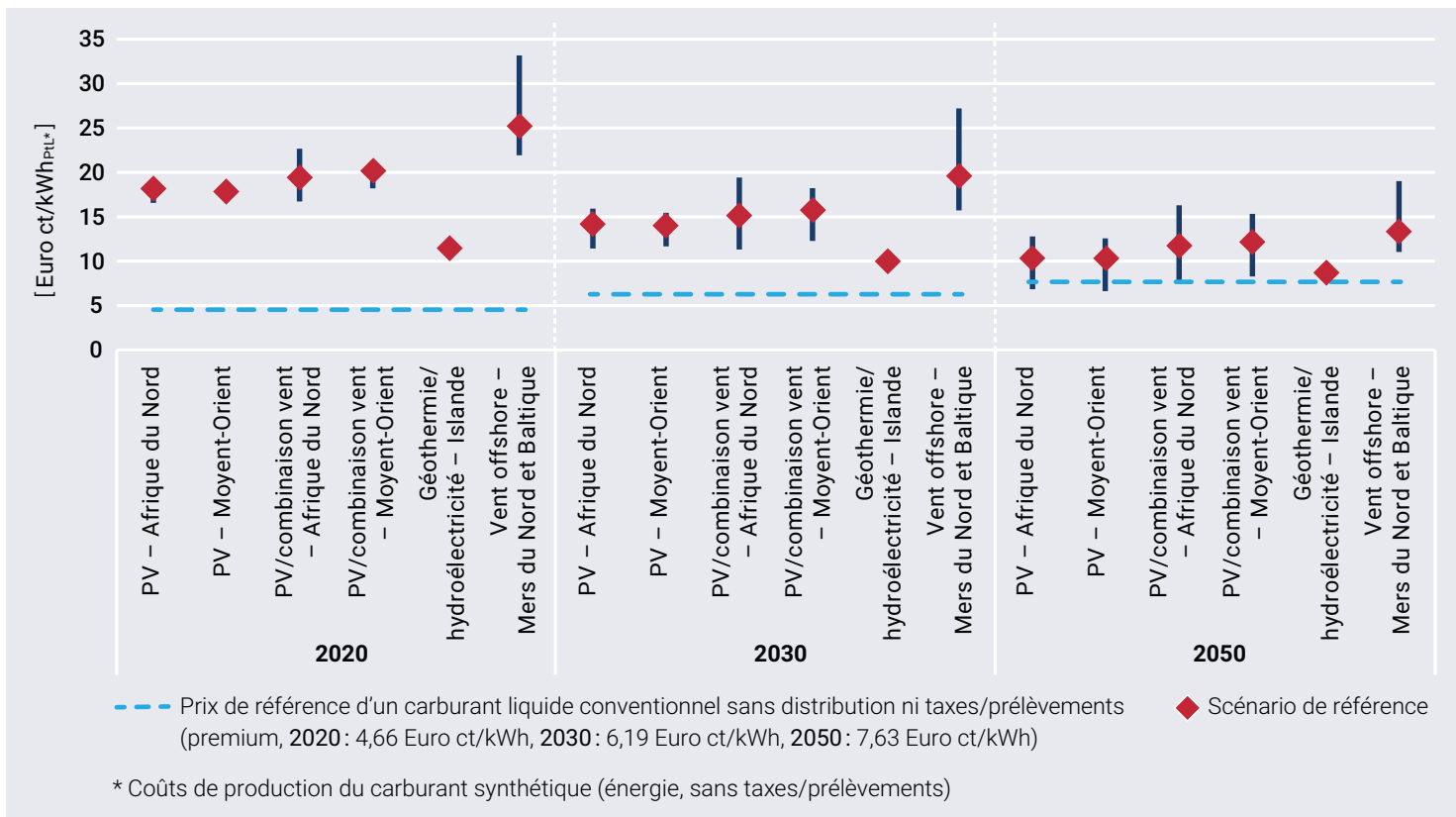


Figure 11 : Coûts de production des électrocarburants © 2018 Frontier Economics; modifié par Polytechnique Montréal [27].

Le méthanol est une charge d'alimentation très utilisée dans l'industrie chimique car il permet de fabriquer des carburants spéciaux, des additifs carburants (MTBE) et des dérivés qui entrent dans la fabrication de très nombreux produits d'usage courant (Figure 12).

Il peut aussi être mélangé à l'essence en très grande proportion dans les moteurs flexfuel comme c'est le cas en Chine. Notons que 10 % de la production mondiale de méthanol est déjà utilisée directement dans la fabrication de l'essence. Le prix du méthanol est très variable : il est actuellement de 396 USD par T sur le site de Methanex [29].

L'étude du ISE [30] montre que les coûts du méthanol vert sont de l'ordre de 1200 \$ US par T lorsque l'électrolyse est alimentée par l'énergie éolienne. Le facteur de charge des parcs éoliens au Québec qui est supérieur à ce que l'on retrouve en Europe pourrait permettre de baisser ces coûts.

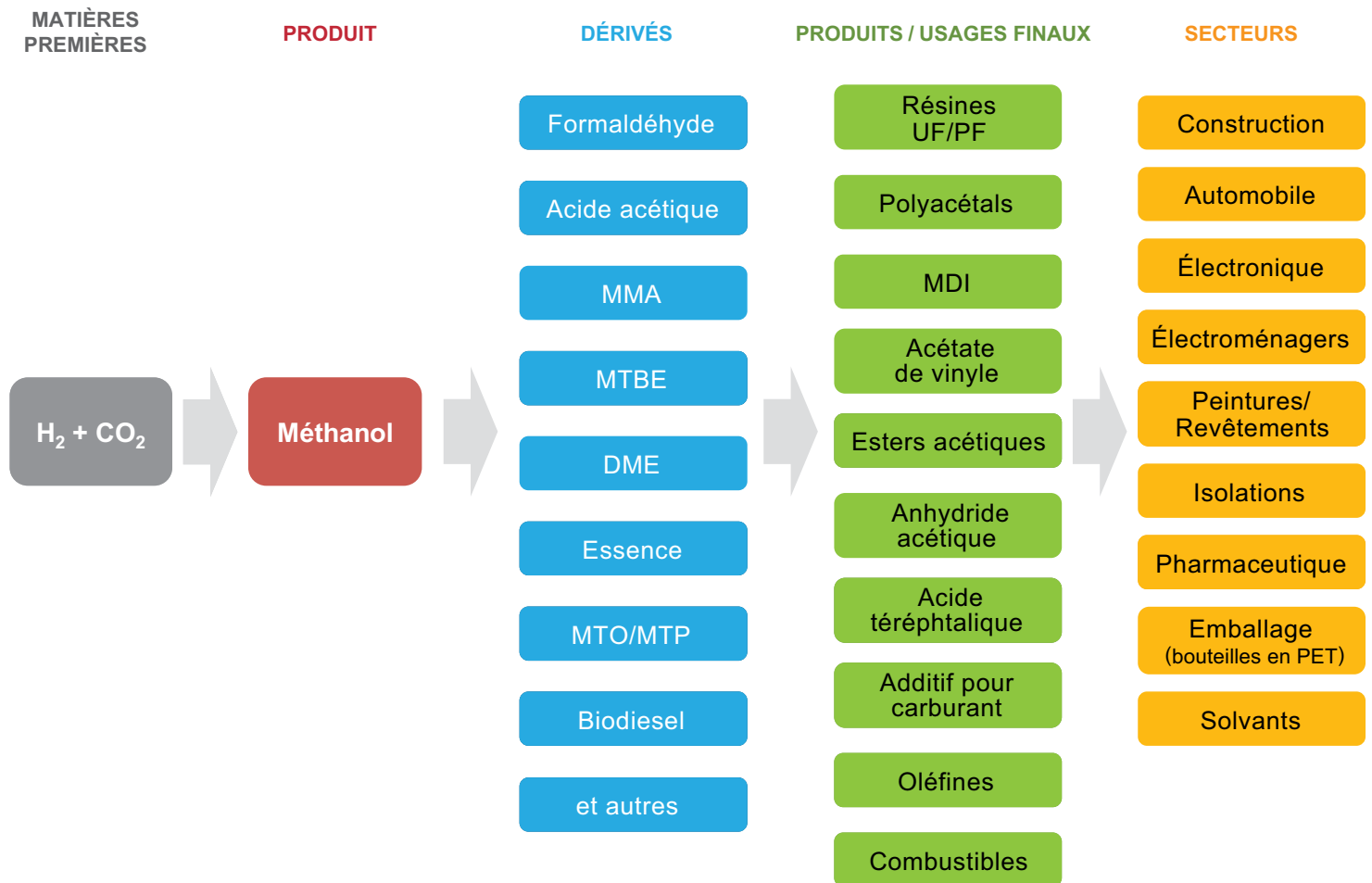


Figure 12 : Chaîne de valeur du méthanol © 2017 ChemBioEng Rev; modifié par Polytechnique Montréal [31].

NOM DE L'ÉTABLISSEMENT / EXPLOITANT	PAYS	PROVENANCE DU CO ₂	ÉLECTROCARBURANT PRODUIT	QUANTITÉ PRODUITE
Carbon Recycling International (Vulcanol) ¹¹¹	Islande	Gaz combustible de centrale géothermique	Méthanol	4 000 tonnes/an
FReSME project (2020) ¹¹²	Suède	Gaz de haut fourneau	Méthanol	50 kg/h
MefCO₂ ¹¹³ (phase finale de construction)	Allemagne	Gaz combustible de centrale électrique	Méthanol	1 tonne/jour (prévision)
Soletair ¹¹⁴	Finlande	Capture du CO ₂ dans l'air	Pétrole, Kérosène et Diesel	100 kg/h
Sunfire ¹¹⁵	Allemagne	Capture du CO ₂ dans l'air	Pétrole brut renouvelable (E-diesel)	Démonstration : 3 tonnes en 1 500 heures
Sunfire (2022) ¹¹⁶	Norvège	Capture du CO ₂ dans l'air	Pétrole brut renouvelable (E-diesel)	8 000 tonnes/an (1 ^{ère} phase prévue)

Tableau 2 : Exemples de projets de fabrication de carburants synthétiques.

Plusieurs projets de démonstration sont déjà en cours dans ces différents secteurs (Tableau 2).

Outre la méthanisation, la synthèse Fischer-Tropsch et la fabrication de méthanol, la chimie du CO₂ ouvre de nombreuses autres possibilités de produits à valeur ajoutée en chimie industrielle (plastiques, alcools).

Le *Dry Reforming* (réformage à sec du méthane) basé sur la réaction du CH₄ avec le CO₂ est également une option d'avenir étudiée par plusieurs grands chimistes, en particulier en Allemagne.

Selon l'IFPEN [32], l'intérêt d'une voie de valorisation chimique se mesure tout d'abord en fonction du produit ou de l'usage ciblé (chimie, énergie). On distingue des produits dont le prix unitaire est élevé mais dont le volume de marché est généralement faible (ex. chimie fine), ou dont le prix unitaire est faible mais représente un marché important (ex. carburants); les deux n'étant pas envisageables simultanément. Dans le cas d'une application chimique, et dans la catégorie « prix marché élevé », on retrouve les produits issus de la synthèse organique (polycarbonates, polyuréthanes) ainsi que, à un degré moindre, l'acide formique (utilisé en tannerie). Dans le groupe « faible valeur unitaire/grands volumes », on retrouve les produits inorganiques (carbonates) ainsi que le méthanol. La diversité de positionnement des acteurs montre bien qu'il n'existe pas de voie « universelle » pour valoriser le CO₂.

L'enjeu est donc bien 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.

Finalement, la production d'ammoniac vert est déjà une réalité sur le marché et les sociétés d'ingénierie construisant les usines (ThyssenKrupp, Haldor-Topsoe, Siemens-Gamesa) intègrent dans leur catalogue des électrolyseurs. Le surcoût de l'ammoniac vert par rapport à l'ammoniac classique qui est directement relié au différentiel de coût de fabrication de l'hydrogène (SMR

vs. électrolyseur) fait que cette filière ne se développera qu'en fonction de l'amélioration de la compétitivité de l'hydrogène vert et/ou d'une réglementation incitative. Mentionnons que selon l'étude du *Green Ammonia Consortium* (établi au Japon en 2017), un coût de production d'hydrogène à 2 USD/kg permettrait de fabriquer l'ammoniac à environ 350 USD/T, soit un prix très compétitif sur le marché japonais qui dépend actuellement des importations. Notons qu'il n'y a actuellement pas d'usines d'ammoniac au Québec mais une étude d'opportunités économiques mériterait d'être réalisée.

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 qui avait été 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 \$/T [33] est un outil idéal pour démontrer la faisabilité tech-

nique 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. A 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.

4.4.2

Méthanol, DME et PTA carboneutres

Le premier projet porte sur la fabrication de méthanol vert. Ce méthanol pourrait être introduit tel quel dans sa chaîne de valeur (additif carburant, intermédiaire chimique) ou transformé en DME (diméthyl éther). Le DME est un substitut au propane qui pourrait trouver un débouché par exemple pour le chauffage et le séchage dans les installations agricoles du Québec. Ce DME pourrait être rendu totalement carboneutre. Le marché du propane est actuellement de l'ordre de 1 MT/an au Québec, soit environ 8 % de la demande canadienne [34] [35]. Comme la majeure partie du propane est importée par train ou par camion-citerne d'Ontario ou de l'Ouest canadien, sa substitution par du DME carboneutre en tout ou en partie serait une opportunité non seulement de s'affranchir de son achat à l'extérieur du Québec et des aléas de l'approvisionnement par train, mais encore de diminuer l'empreinte carbone induite par son transport et par sa combustion.

La synthèse chimique du DME à partir de la déshydratation du méthanol est un procédé bien établi et donc à faible risque. Une étude technico-économique détaillée, qui dépasse le cadre de ce rapport, serait à réaliser pour le dimensionnement de l'unité en fonction de la quantité de DME désirée. Pour fixer les idées, en se basant sur un calcul stœchiométrique, si l'on utilisait 80 % de la capacité de capture de l'unité de CO₂ Solutions, soit 8 T/j, il serait possible de fabriquer environ 4 T/j de DME, ce qui nécessiterait la

production de 1 T/j d'hydrogène soit environ 1,25 MW d'électrolyse. La substitution complète du propane par le DME vert soit 1 MT par an, nécessiterait près de 850 MW d'électrolyse et la capture de 5,48 kT/j de CO₂. Cela permettrait d'éliminer l'émission de 5 MT/an de CO₂ (capture du CO₂ et combustion du DME [36]).

Par ailleurs, la disponibilité d'une plateforme technique de fabrication de méthanol permettrait de tester le procédé MTG (*Methanol-to-Gasoline*) d'Exxon-Mobil et de développer des variantes. Ce procédé est un procédé catalytique de transformation du méthanol en un mélange d'hydrocarbures légers (60 à 80 %) et de gaz de type oléfines (20 à 40 %). Ces oléfines sont les éléments de nombreuses matières plastiques (polyéthylène, polypropylène).

Mentionnons dans le même ordre d'idée la synthèse de l'acide acétique qui pourrait être décarbonée. L'acide acétique est actuellement utilisé par Indorama dans le secteur de Montréal-Est pour fabriquer du PTA (acide téréphtalique purifié), un intermédiaire dans la chaîne du polyester.

4.4.3

Carburants synthétiques

La plateforme proposée pourrait aussi permettre d'aborder des problématiques industrielles plus complexes à savoir la

fabrication de carburants synthétiques par synthèse Fisher-Tropsch pour remplacer le diesel, l'essence et le kérosène obtenus lors du raffinage du pétrole. La construction d'une unité de synthèse Fischer-Tropsch permettrait d'explorer sur le plan technico-économique les différentes options de fabrication de carburants synthétiques verts et de développer une expertise pratique sur les carburants du futur. Il existe plusieurs sociétés capables de construire des systèmes pilotes dont Zeton en Ontario et Velocys en Ohio. Cette technologie fait l'objet d'un regain d'intérêt car elle apparaît la seule capable de répondre à certaines applications en mobilité difficilement électrifiables par batteries (transport aérien, transport maritime).

Mentionnons que ce thème est présentement en cours de développement au sein du consortium SAF+, un des concurrents du *Green Aviation Challenge*. Le consortium regroupe des partenaires de toutes tailles dont Air Transat et Aéroports de Montréal. L'objectif du challenge est de démontrer la production de kérosène vert. Le consortium est l'un des quatre finalistes bénéficiant d'un support financier de 2 M\$.

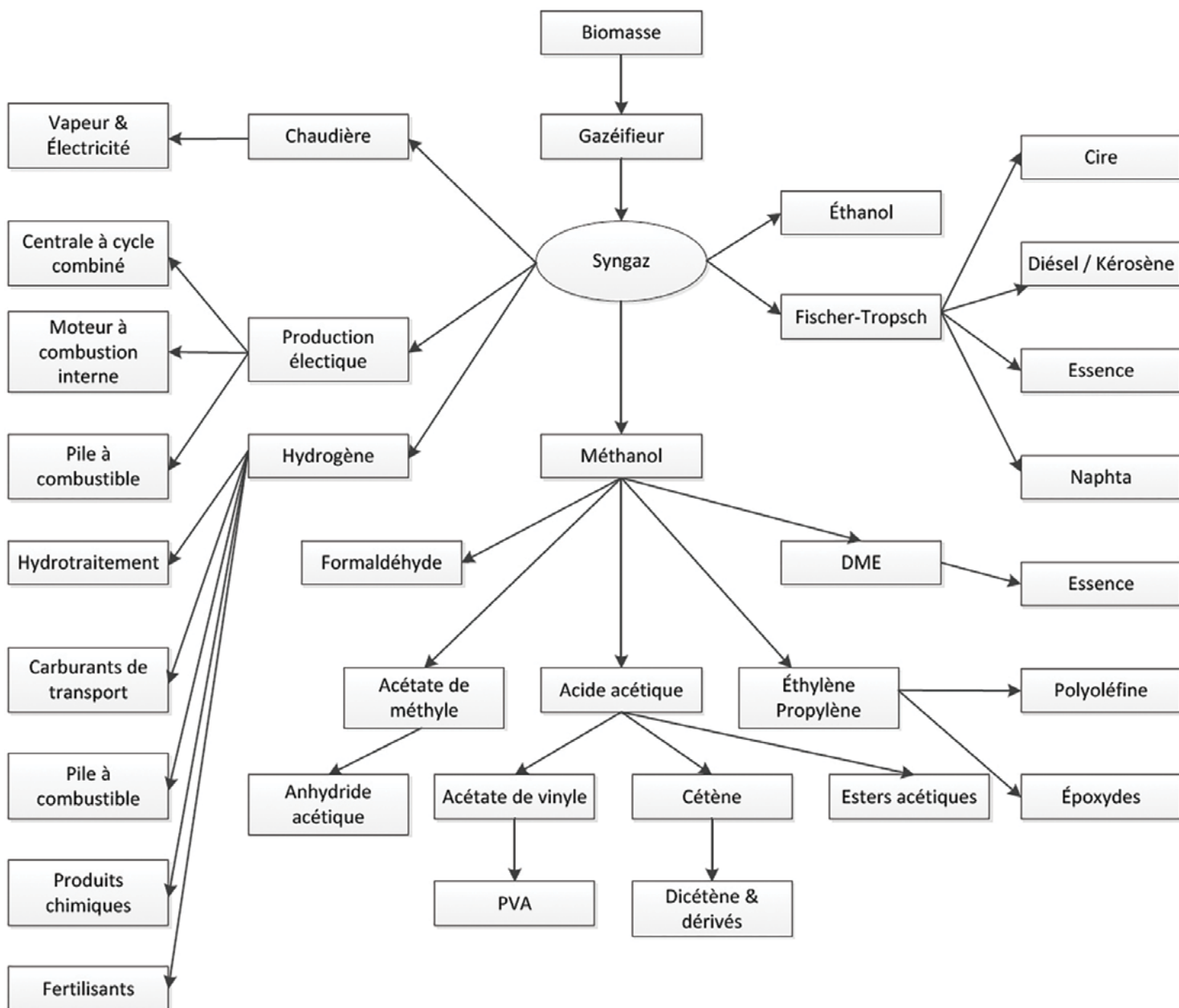


Figure 13 : Valorisation du syngaz © 2012 AIEM [37].

La 1^{ère} étape de la synthèse Fischer-Tropsch est la fabrication de syngas par réaction du CO₂ avec H₂. Mentionnons que ce syngas peut aussi être obtenu par gazéification de la biomasse (Figure 13) ou de déchets organiques, déchets qui sont actuellement envoyés à l'enfouissement par les municipalités et qui deviennent par fermentation des sources de gaz à effet de serre (méthane et dioxyde de carbone) si elles ne sont pas captées.

La gazéification de biomasse à grande échelle n'existe pas encore mais plusieurs procédés sont en phase de recherche avancée, en particulier en Finlande, un des pays les plus actifs dans le domaine. Dans le cadre du projet européen COMSYN de VTT Research, l'objectif est de produire à l'horizon 2025 du biocarburant à un coût d'environ 1,2 \$ canadien le litre dans une unité de synthèse Fischer-Tropsch

de 10 à 50 kT/an. Pour référence, 10 kT/an correspond à 0,1% de la production d'une raffinerie de pétrole de taille moyenne et nécessiterait 750 T de copeaux de bois.

4.4.4 Ammoniac vert

Outre son utilisation en tant que vecteur énergétique comme carburant et comme charge de centrale thermique (cf. Volet A de cette étude), l'ammoniac vert pourrait aussi présenter un intérêt environnemental dans le domaine agricole car il permettrait de « verdir » ou décarboner les fertilisants. Près de 175 MT d'ammoniac sont fabriqués chaque année dans le monde et sont responsables de 1% des gaz à effet de serre (360 MT de CO₂ émis). Les nouvelles usines d'ammoniac de taille mondiale ont une production de 750 kT/an. Elle nécessite donc 130 kT/an d'hydrogène. Si une telle usine s'installait au Québec pour produire de l'ammoniac vert, elle aurait besoin d'une capacité d'électrolyse de près de 900 MW consommant 7,5 TWh et elle permettrait d'éviter l'émission de 1,3 MT de CO₂ dans l'atmosphère annuellement.

Le Québec est bien placé pour développer une expertise dans le domaine de l'ammoniac vert et devrait se concentrer sur le développement de procédé innovants et des usines plus petites dans des marchés de niche (mobilité maritime par exemple). Nous pensons que la plateforme technologique mentionnée précédemment pourrait héberger une unité pilote de synthèse d'ammoniac vert. Si l'on considère une unité de 10 MW d'électrolyse (consommant 80 GWh par année) produisant 4 T/j d'hydrogène et un apport de 19 T/j d'azote, il serait possible de fabriquer plus de 23 T/j d'ammoniac. De plus, de l'oxygène est obtenu conjointement avec l'azote lors de la séparation cryogénique d'air, qui pourrait servir à de nouveaux usages industriels (traitement des eaux usées, oxycombustion), induisant

ainsi d'une part une réduction du coût de la production d'hydrogène par la vente de l'oxygène coproduit et une réduction additionnelle de gaz à effet de serre. Ce type de synergie est essentiel pour supporter le succès éventuel des nouvelles installations ayant pour principal défi d'offrir des produits économiquement rentables, carboneutres, alors qu'ils doivent déplacer les produits existants, de source fossile.

Nous résumons à la Figure 14 ce qu'il est 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 (50% de la capacité du projet d'Air Liquide à Bécancour).

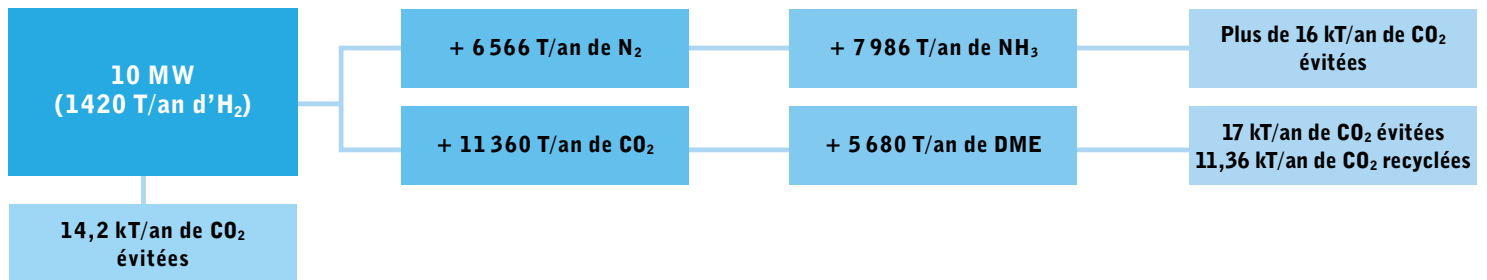


Figure 14 : Production de carburants ou de vecteurs énergétiques verts.

4.4.5 Alimentation des réseaux autonomes

L'alimentation des réseaux autonomes par des piles à combustible stationnaires sont aussi des sujets potentiellement importants 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.

4.5 ÉTUDE DE L'ÉCONOMIE DE L'HYDROGÈNE VERT

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) et à son utilisation dans les transports et l'industrie. La logique des gaziers industriels s'est développée autour de la notion de *Hub and Spoke*, une stratégie visant à desservir plusieurs marchés souvent de nature différente à partir d'installations centralisées de tailles indus-

trielles conséquentes. Il existe au moins deux raisons pour expliquer cette stratégie, à savoir l'économie d'échelle et la gestion de la sécurité. Comme pour la plupart des gaz industriels, les enjeux de sécurité exigent un traitement d'une très grande rigueur.

Les questions économiques qu'il nous semble important de traiter sont liées aux facteurs influençant le choix des *hubs*. Elles couvrent aussi bien la demande en hydrogène vert, les infrastructures de stockage, transport et distribution, l'impact sur la production électrique, le coût de l'électricité, que les facteurs environnementaux et sociétaux.

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 faut commencer par chez nous et montrer l'exemple. 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.

La participation aux travaux du *IEA Hydrogen TCP* (programme de coopération technologique sur l'hydrogène de l'Agence internationale de l'énergie) et aux activités de l'*IRENA* serait un atout supplémentaire sur lequel il convient de se pencher car la

participation se fait normalement sur invitation. Mentionnons également l'initiative *Hydrogen Global* du Conseil mondial de l'énergie (*World Energy Council*) qui pourrait permettre au Québec de se positionner. 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 l'accès aux marchés internationaux. Le succès économique de l'hydrogène vert au Québec ne se réalisera probablement que si l'on est capable de développer des marchés d'export dans le nord-est des États-Unis et peut-être en Europe (Royaume-Uni, Pays-Bas, Allemagne). Plusieurs enjeux nécessitent que l'on s'y attarde, en particulier ceux qui portent sur les normes techniques et la réglementation :

- **STANDARD DES STATIONS** de ravitaillement en hydrogène (travaux déjà en cours au BNQ);
- **AUTORISATION D'EXPLOITATION DES STATIONS;**
- **LIMITES D'INJECTION D'HYDROGÈNE** dans les pipelines de gaz naturel;
- **CERTIFICATION D'ORIGINE POUR L'HYDROGÈNE VERT** (travaux déjà en cours à au BNQ).



Figure 15 : Membres du *Hydrogen Council* © 2019 Hydrogen Council.

Les États-Unis travaillent sur une réglementation (codes, normes et sécurité) dont il est impératif de suivre les développements. L'Union Européenne est également très active tant sur le plan de la normalisation que celui des directives de décarbonation des carburants (directive RED II) à l'horizon 2030. Un suivi doit être effectué en continu pour comprendre quelles seraient les implications sur notre propre développement.

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.

Il est enfin recommandé qu'Hydro-Québec rejoigne comme membre à part entière le *Hydrogen Council* dont la liste actualisée des membres principaux est donnée à la Figure 15.

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 de l'hydrogène (SMR, électrolyse et gazéification de la biomasse). Ce sont des atouts clés qui peuvent lui permettre de développer une nouvelle économie de production verte et d'attirer des partenaires et des investisseurs dans des secteurs porteurs d'avenir.

Compte tenu du très fort potentiel de développement des énergies renouvelables au Québec et considérant la volonté politique de décarboner au maximum notre activité économique, nous disposons de l'ensemble des actifs nécessaires pour prendre le leadership mondial dans l'électrification directe et indirecte des transports intensifs et de l'industrie.

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 briques technologiques et les systèmes de production, de stockage et de distribution, des jalons indispensables pour assurer la viabilité économique à long terme de cette nouvelle industrie. Lorsque le degré de maturité d'un domaine d'application de l'hydrogène vert est peu élevé (ce qui est le cas du Québec en chimie verte), la mise en place de projets de démonstration préindustrielles s'avère une première étape essentielle. Compte tenu de l'importance de bien gérer les risques économiques, 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.

NOTE

Le sommaire exécutif du Volet D résume la réception faite par les acteurs économiques des propositions présentées dans ce rapport. Il permet de rapidement se faire une idée de la position du milieu.

6. RÉFÉRENCES

TOUTES LES RÉFÉRENCES À UN SITE WEB ÉTAIENT ACTIVES AU 3 AVRIL 2020.

- [1] *The Future of Hydrogen*. Report prepared by the IEA for the G20, Japan. International Energy Agency, Juin 2019.
- [2] *Australian and Global Hydrogen Demand Growth Scenario Analysis*. (www.industry.gov.au/sites/default/files/2019-11/australias-national-hydrogen-strategy.pdf). COAG Energy Council Hydrogen, Commonwealth of Australia, Novembre 2019.
- [3] *Hydrogen Scaling-up* (www.hydrogencouncil.com). Hydrogen Council, 2017.
- [4] *The Hydrogen Council*. Keynote speech by P-E. Franc (h2em2019.go.jp). Hydrogen Energy Ministerial Meeting 2019.
- [5] *The role of clean hydrogen in the future energy systems of Japan and Germany*. Miha Jensterle, Jana Narita, Raffaele Piria, Sascha Samadi, Magdolna Prantner, Kilian Crone, Stefan Siegemund, Sichao Kan, Tomoko Matsumoto, Yoshiaki Shibata, and Jill Thesen. Adelphi, Berlin, 2019.
- [6] www.spipb.com/en/industrial-park/business-directory/air-liquide-canada
- [7] *Merchant Hydrogen Plant Capacities in North America*. (h2tools.org/sites/default/files/imports/files/North%2520America_merchant_hydrogen_plants_Jan2016_MTD%252B.xlsx). HyARC, 2016.
- [8] *L'hydrogène, un vecteur énergétique pour la transition* (ISBN 978-2-924927-44-1). Gilles L. Bourque et Noël Fagaoga. IREC, 2020.
- [9] *Techno-Economic Evaluation of SMR Based Standalone (Merchant) Hydrogen Plant with CCS*. IEAGHG, 2017.
- [10] www.meti.go.jp/english/press/2019/pdf/0312_002a.pdf
- [11] *État de l'énergie au Québec 2020*, Chaire de gestion du secteur de l'énergie, HEC Montréal, préparé pour Transition énergétique Québec. J. Whitmore et P.-O. Pineau, 2020.
- [12] *Learn the facts: Fuel consumption and CO₂*. Natural Resources Canada, 2014.
- [13] *Méthodologie d'analyse et de suivi d'un système de transport par taxi*. Annick Lacombe. Mémoire de MSc, École Polytechnique de Montréal, 2016.
- [14] *Données et statistiques 2018 de la Société de l'assurance automobile du Québec* (ISBN 978-2-550-85385-5). SAAQ, 2018.
- [15] *Rapport technique – Technologie Hybride* (www.sto.ca/ligneverte/_download/Rapport_hybride-fra.pdf), STO, 2019).

- [16] *Analyse comparative du rendement énergétique du carburant dans l'industrie du camionnage au Canada* (www.rncan.gc.ca/energie/efficacite/transports/vehicules-commerciaux/rapports/7608). Natural Resources Canada, 2016.
- [17] [h2.live/wasserstoffautos/toyota-mirai](#) (en allemand)
- [18] [www.vanhool.be/en/news/van-hool-bouwt-40-waterstoffbussen-voor-keulen-en-wuppertal-duitsland-copy](#)
- [19] *What's Behind the Grille of the New Nikola Hydrogen-Electric Truck*. J. Park. HDT, 2019.
- [20] *Path to hydrogen competitiveness – A cost perspective*. Hydrogen Council, 2020.
- [21] *Profils énergétiques des provinces et territoires – Québec* (www.cer-ec.gc.ca/nrg/ntgrtd/mrkt/nrgsstmprfls/qc-fra.html). Régie de l'énergie du Canada, 2017.
- [22] [h2tools.org/hyarc/calculator-tools/energy-equivalency-fuels](#)
- [23] *Inventaire québécois des émissions de gaz à effet de serre en 2016 et leur évolution depuis 1990*. Ministère de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques du Québec, 2017.
- [24] *Greenhouse Gas Reporting Program*. Environnement Canada, 2018.
- [25] *Hydrogen uses in ironmaking*. V. Chevrier. Midrex, 2018.
- [26] *Powerfuels: A missing link to a successful energy transition*. Global Alliance Powerfuels. DENA, 2019.
- [27] *The Future Cost of Electricity-Based Synthetic Fuels*. Agora Verkehrswende, Agora Energiewende and Frontier Economics, 2018.
- [28] *Sustainable synthetic carbon based fuels for transport: Policy briefing*. Royal Society, 2019.
- [29] [www.methanex.com/our-business/pricing](#)
- [30] *Economics & carbon dioxide avoidance cost of methanol production based on renewable hydrogen and recycled carbon dioxide – power-to-methanol*. Christoph Hank, Svenja Gelpke, Andrea Schnabl, Robin J. White, Johannes Full, Nikolai Wiebe, Tom Smolinka, Achim Schaadt, Hans-Martin Henning and Christopher Hebling, Sustainable Energy Fuels, 2018, 2, 1244-1261.

- [31] *Energy Storage as Part of a Secure Energy Supply*. Florian Ausfelder, Christian Beilmann, Martin Bertau, Sigmar Braüninger, Angelika Heinzl, Renate Hoer, Wolfram Koch, Falko Mahlendorf, Anja Metzelthin, Marcell Peuckert, Ludolf Plass, Konstantin Raüchle, Martin Reuter, Georg Schaub, Sebastian Schiebahn, Ekkehard Schwab, Ferdi Schiüth, Detlef Stolten, Gisa Teßmer, Kurt Wagemann, and Karl-Friedrich Ziegahn. *ChemBioEng Rev* 2017, 4, No. 3, 144–210.
- [32] *La valorisation chimique du CO₂*. IFPEN, Panorama 2016.
- [33] *Carbon Dioxide Capture and Beneficial Reuse* (co2solutions.com/media/upload/2018/12/14/2016-10-14_cycle_2016.pdf). Louis Fradette, Sylvain Lefebvre, Jonathan Carley. CO2 Solutions, 2016.
- [34] *Natural Gas Liquids (NGLS) In North America: an update Part III – Market Fundamentals*. Study no. 139. CERI, 2014.
- [35] www.statista.com/statistics/485048/canadian-propane-production/
- [36] www.engineeringtoolbox.com/co2-emission-fuels-d_1085.html
- [37] *Étude des opportunités de développement stratégique du tissu industriel de l'Est de Montréal*. B. Carrier, M. Maillé, L. Fradette et J.-M. Frayret. AIEM, 2012.

CRÉDITS PHOTOGRAPHIQUES

Couverture : iStockphoto

