

Une perspective élargie pour mieux encadrer
la stratégie québécoise sur l'hydrogène

Sébastien Prince-Richard, M.Sc.A.

Janvier 2022

Une perspective élargie pour mieux encadrer la stratégie québécoise sur l'hydrogène

Mémoire préparé dans le cadre de la
« Consultation sur l'hydrogène vert et les bioénergies »
du gouvernement du Québec

21 janvier 2022

Par : **Sébastien Prince-Richard**

M.Sc.A. génie mécanique,

Spécialisation technologies de l'hydrogène et systèmes énergétiques intégrés

Formation d'analyste financier (CFA)

Préambule:

Comme beaucoup de gens préoccupés par les changements climatiques, je suis avec intérêt les développements technologiques, économiques et politiques qui affecteront inévitablement le succès relatif avec lequel nous réussirons à gérer ce défi à l'échelle planétaire.

Cet intérêt pour la lutte aux changements climatiques a fortement influencé mon parcours d'études et d'expériences professionnelles depuis 25 ans^a. J'ai eu l'opportunité d'analyser un vaste éventail de technologies d'énergie propre – notamment avec le Conseil National de Recherches du Canada et au sein de Technologies du développement durable Canada – dans des postes à Vancouver, Ottawa et Québec, offrant des perspectives variées (gouvernement, entreprise, académique). C'est donc avec ce bagage que j'ai suivi les développements menant à une stratégie québécoise sur l'hydrogène: du livre blanc (2019), à l'étude sur son potentiel technico-économique (2020), aux consultations (2021).

La démarche m'apparaît sérieuse, bien structurée et d'un niveau comparable à ce qui s'est fait au niveau fédéral et dans d'autres provinces, comme la Colombie-Britannique en particulier, qui a une longueur d'avance en raison de la grappe technologique de l'hydrogène et des piles à combustibles qui s'y est développée depuis la fin des années 1990.

En tant qu'observateur informé, je me suis demandé à quel niveau mes suggestions pourraient bonifier la stratégie. À ce stade de la réflexion collective, je me serais attendu à fournir des suggestions plus pointues permettant de raffiner les opportunités. Pourtant, c'est à un niveau plus élevé, plus fondamental que j'ai cru pertinent de formuler certains commentaires. Ceux-ci vont généralement dans le sens des objectifs avancés dans le document de consultation¹, mais visent à recadrer les principes qui doivent guider la stratégie de l'hydrogène (et des bioénergies dans une certaine mesure). Mes commentaires s'adressent particulièrement aux acteurs impliqués dans cette stratégie dont la formation ou l'expérience n'est pas du domaine scientifique.

^a Résumé parcours professionnel à l'Annexe IV

SOMMAIRE

Alors que la stratégie québécoise sur l'hydrogène prend forme, suivant une démarche rigoureuse et inclusive, j'ai cru bon d'y ajouter une perspective « élargie ». Cette perspective élargie vise à compléter les grandes lignes proposées dans la stratégie (vision, principes directeurs, objectifs).¹ Elle ajoute un nouveau filtre à travers lequel il est possible de réévaluer la pertinence et l'importance relative de chaque élément de la stratégie avant qu'elle soit cristallisée, puis mise en action.

La perspective élargie que je propose s'appuie sur mon expérience personnelle, acquise via ma formation d'ingénieur en systèmes énergétiques et d'analyste financier, ainsi que les opportunités que j'ai eues d'approfondir divers aspects pertinents à la stratégie de l'hydrogène. L'une des influences qui a marqué ma façon de voir et d'analyser les systèmes énergétiques est le professeur David Sanborn Scott, fondateur de l'*Institute for Integrated Energy Systems* à l'Université de Victoria, où j'ai complété mes études graduées. Il réussit à transmettre des concepts profonds en énergie, dans un style coloré s'appuyant sur des anecdotes et des exemples qui marquent l'imagination, mais sans négliger la rigueur des principes sous-jacents. Il a d'ailleurs rédigé un livre largement cité de près de 500 pages sur le rôle de l'hydrogène dans la lutte aux changements climatiques sans aucune équation.³

C'est dans ce livre qu'il raconte une anecdote qui m'a inspiré en lien avec la stratégie sur l'hydrogène. Suite à la crise de l'énergie dans les années 1970, les gouvernements ont commencé à encourager fortement la conservation d'énergie. Ontario Hydro, en citoyen corporatif responsable, a aussi lancé des campagnes d'information encourageant les entreprises à réduire leur consommation énergétique. Tous les édifices du centre-ville de Toronto se sont donc mis à fermer leurs lumières la nuit. Or, environ 5% de l'électricité fournie à une ampoule incandescente est transformé en lumière, mais 100% est ultimement transformé en chaleur dans la pièce où se trouve l'ampoule. Le résultat a été une augmentation importante de la consommation d'huile à chauffage dans ces édifices, pour compenser la perte de chaleur causée par le fait d'éteindre les lumières la nuit. Désigner « crise de l'énergie » ce qui était en réalité une « crise du pétrole » a donc résulté en des actions qui ont exacerbé le problème plutôt qu'en réduire l'impact. David Sanborn Scott en tire la leçon suivante: « *Words shape actions* » (*Les mots façonnent les actions*).

De retour à la stratégie québécoise sur l'hydrogène, j'ai poussé ma réflexion sur les implications de « l'hydrogène vert ». J'ai essayé de mieux comprendre si ces mots, à l'instar de la « crise de l'énergie » ci-dessus, risquaient de produire des dérives indésirables, des résultats non-optimaux. Qu'entend-on par vert? De source 100% renouvelable? Sobre en carbone? (si oui, sous quel seuil?); Est-ce qu'une stratégie axée entièrement sur l'hydrogène vert maximise les objectifs du Québec?

Je me suis donc lancé dans un exercice visant : 1) à préciser ce qu'on désigne comme le marché de l'hydrogène, la taille de l'opportunité; et 2) à clarifier des aspects fondamentaux qui influencent l'opportunité pour le Québec, à savoir l'utilisation optimale de son énergie renouvelable, les implications technico-économiques des alternatives à l'hydrogène vert, et les influences de ce qui se fait à l'international, tant au niveau de l'hydrogène que des émissions de gaz à effet de serre (GES). Indépendamment de « l'hydrogène vert », j'ai tenté de revenir à l'essence de ce que le Québec veut accomplir avec sa stratégie sur l'hydrogène et j'ai produit une liste de 9 suggestions/recommandations qui résument les résultats de l'analyse faite dans ce mémoire (voir tableau de la page suivante).

Le Québec est dans une position enviable pour profiter des opportunités à long terme offertes par l'hydrogène. Il possède l'expertise et les ressources nécessaires, notamment avec son électricité renouvelable, ses acteurs bien établis dans l'énergie comme Hydro-Québec et Énergir, ses universités et établissements de recherche, ses leviers financiers comme Investissement Québec et la Caisse de dépôt, ses connaissances non seulement dans l'hydrogène, mais aussi dans le captage et la valorisation du CO₂, le marché des crédits carbone et l'intelligence artificielle. Il faut s'assurer que sa stratégie de l'hydrogène soit aussi lucide et visionnaire que possible pour tirer pleinement avantage de ces atouts.

Objectif 1 : **Maximiser la réduction des GES – à l'échelle planétaire;**

Objectif 2 : **Maximiser les retombées économiques pour le Québec et ses entreprises;**

Objectif 3 : **Minimiser les risques d'investissement et d'orientations dans un contexte en évolution.**

Suggestions / Recommandations	Objectif 1	Objectif 2	Objectif 3
1) Moins d'emphase sur l'hydrogène vert, élargir à l' hydrogène « décarboné » , se référant à la norme européenne CertifHy (citée dans la stratégie du Canada et d'autres provinces). (Sachant que ~ <u>99,8%</u> de l'hydrogène utilisé dans le monde dans les prochaines décennies ne sera pas de l'hydrogène vert du Québec)	✓	✓	✓
2) Moins d'emphase sur l'exportation de grands volumes d'hydrogène vert, mais plus sur la production/exportation de produits à valeur ajoutée qui utilisent l'hydrogène. (ex: hydrogène pour la synthèse de biocarburants / carburants synthétiques)		✓	✓
3) Plus d'emphase sur l'intégration aux chaînes de valeur et infrastructures existantes . (ex : expertise et infrastructure de production/distribution de la pétrochimie conventionnelle, de même que du gaz naturel – en particulier Énergir)		✓	✓
4) Plus d'emphase sur la R&D de pointe qui présente un important potentiel de création de richesse, via la valorisation par des entreprises dérivées et/ou des joueurs majeurs. (ex : matériaux, procédés, stockage d'hydrogène, valorisation du carbone, intégration de procédés hydrogène/CO ₂ /biomasse, fabrication de pointe)	✓	✓	✓
5) Intégrer la notion d' exergie (qualité/potentiel de l'énergie) en complément à l'analyse technico-économique et à l'analyse de cycle de vie pour optimiser les choix. (Particulièrement important pour l'électricité – qualité d'énergie supérieure)	✓	✓	✓
6) Mettre Hydro-Québec au centre de la valorisation de l'hydrogène vert. (C'est l'acteur le mieux placé pour bénéficier de la valorisation économique de son électricité – qui représente 50-75% du coût de l'hydrogène vert – et qui peut utiliser l'électrolyse comme outil de gestion de son réseau / ses surplus, flexible dans le temps)		✓	✓
7) Encourager clairement l' adoption de l'hydrogène comme combustible au Québec dans les applications où les batteries ou autres alternatives ne sont pas compétitives. (L'hydrogène comme carburant sera adopté à grande échelle indépendamment du Québec, et les piles à combustible ont un avantage clair d'efficacité vs. la combustion)	✓	✓	✓
8) Maximiser les réductions de GES et la capacité du Québec de « monétiser » la pleine valeur de son électricité sobre en carbone, en se tenant à la fine pointe des outils transactionnels pour les crédits carbone et de la technologie des chaînes de blocs .	✓	✓	
9) Diversifier le risque de manière à minimiser les pertes économiques en cas de changements imprévus, en particulier dus à l'émergence de technologies de rupture. (Cela s'applique entre autres à l'utilisation optimale de l'électricité sobre en carbone; on doit prévoir la flexibilité nécessaire en fonction de l'évolution de sa position compétitive.)		✓	✓

CONTENU

Introduction	1
De l'énergie à l'exergie	2
Le rôle de l'hydrogène – qu'il soit « vert » ou « décarboné »	6
Les implications de la nature planétaire des GES et de l'hydrogène	18
Opportunités et risques pour le Québec – une perspective élargie	25
Annexe I : Exergie vs. énergie planétaire et cycle carbone planétaire	46
Annexe II : Électricité pour les centre de données et chaînes de blocs	49
Annexe III : Analyse de l'innovation dans les technologies d'atténuation des changements climatiques au Canada	52
Annexe IV : Résumé parcours professionnel S. Prince-Richard	55

1) Introduction

Lorsqu'on lit/écoute ce qui se dit à propos du potentiel de l'hydrogène au Québec (dans la presse, les cercles politiques et même académiques), on constate que le sujet est polarisant. Il semble y avoir un manque de connaissances et de faits objectifs permettant de discuter du sujet de façon impartiale.

Par rapport à d'autres endroits, cette situation semble amplifiée au Québec où :

- Il y a une certaine fierté et une familiarité associée à l'électricité, en particulier à l'hydroélectricité et à l'expertise de calibre mondial développée chez Hydro-Québec;
- L'hydrogène est perçu par plusieurs comme une distraction par rapport à l'électrification des transports et du secteur industriel, et généralement moins mature que les bioénergies.
- Il y a une tension historique avec l'Ouest canadien, notamment par rapports à l'exploitation des combustibles fossiles, à leurs émissions polluantes et à la péréquation qui y est associée;

Il apparaît donc primordial de mettre l'emphase sur la diffusion d'information objective par rapport au rôle et aux opportunités potentielles de l'hydrogène au Québec, tant au niveau des décideurs que de la population en générale (en accord avec les *Objectifs #3* et *#6* du document de consultation).

C'est dans cet esprit que je propose trois aspects à considérer plus en profondeur dans l'élaboration de la stratégie de l'hydrogène du Québec.

- 1) L'analyse de la valeur utile de l'énergie – l'exergie;
- 2) Le caractère « vert » de l'hydrogène;
- 3) La nature internationale des émissions de gaz à effet de serre et de l'hydrogène.

L'influence de ces trois aspects est considérée et par la suite traduite en suggestions pour la stratégie de l'hydrogène du Québec, dans la dernière section de ce mémoire.

2) De l'énergie à l'exergie

Lorsque j'ai débuté ma carrière en 1996-97, l'électrification des transports semblait offrir un potentiel fabuleux, notamment en réponse aux contraintes imposées pour des véhicules « zéro-émission » par certains états comme la Californie. Je travaillais alors au niveau des communications pour une compagnie minière québécoise (Lithos) impliquée dans le développement du lithium. La compagnie détenait les droits sur plusieurs propriétés à fort potentiel au Québec pour l'exploitation du lithium (dont certaines contrôlées aujourd'hui par la compagnie Sayona). Elle développait aussi un procédé plus compétitif pour la production de lithium métal avec un chercheur reconnu, ancien vice-président d'Alcan, et avait conclu une entente de partenariat avec Hydro-Québec pour sa mise au point.

À la même période, les médias rapportaient que les constructeurs automobiles Daimler, Chrysler et Ford investissaient 1 milliard \$ dans une compagnie canadienne de Vancouver (Ballard Power Systems) développant une technologie de piles à combustible à l'hydrogène. Cette technologie devait permettre de surmonter plus rapidement les contraintes technologiques liées aux piles électriques (autonomie limitée, longue période de recharge, dégradation des batteries), bien que les véhicules seraient aussi des véhicules électriques dont l'électricité serait produite à bord à partir de l'hydrogène. J'ai alors choisi de faire ma maîtrise en génie à l'Université de Victoria en Colombie-Britannique, qui était la plus avancée au Canada dans le domaine de l'hydrogène et axée sur l'analyse des systèmes énergétiques.

J'ai alors eu la chance d'étudier avec le professeur David Sanborn Scott, fondateur de « l'Institute for Integrated Energy Systems » à l'Université de Victoria et vice-président émérite de l'Association Internationale de l'Énergie Hydrogène (IAHE). Dr. Scott était également président du Comité consultatif des perspectives de l'hydrogène, qui a présenté en 1987 au gouvernement Canadien un rapport audacieux et avant-gardiste intitulé « *L'hydrogène: une mission nationale pour le Canada* »². Il avait à ses côtés Lionel Boulet^b (président fondateur de l'Institut de Recherche d'Hydro-Québec – IREQ) comme vice-président du Comité.

L'un des concepts les plus importants enseignés par Dr. Scott est l'**exergie**; il en parle d'ailleurs abondamment dans son ouvrage phare³ de 2007 sur le rôle de l'hydrogène dans la lutte aux changements climatiques. La façon dont il introduit le concept fait ressortir la contradiction qui existe entre : 1) ce qu'on désigne généralement comme la « consommation d'énergie »; et 2) la première loi de la thermodynamique qui stipule que l'énergie totale d'un système isolé n'est ni créée ni détruite, elle reste constante (loi de la conservation de l'énergie).

Par exemple, l'énergie chimique contenue dans le carburant d'un véhicule est simplement convertie en d'autres formes d'énergie lors de sa combustion (essentiellement cinétique pour le déplacement du véhicule et thermique dû au freinage, à la friction et à l'inefficacité du cycle de combustion), mais elle n'est pas consommée. Si l'énergie totale est conservée dans le processus, la question devient alors « qu'est-ce qui est consommé? ». La réponse est de l'**exergie**.

L'exergie est une grandeur physique qui permet de mesurer l'énergie utile maximale qu'il est possible d'extraire d'un système^{4,5}. C'est une mesure de la qualité d'une énergie. Lorsque l'énergie perd en qualité, il y a destruction d'exergie. Contrairement à l'énergie, la valeur de l'exergie dépend non seulement de l'état du système, mais aussi de l'état de l'environnement de référence. Lorsqu'un système est en équilibre complet avec son environnement (même température, pression, concentration, etc.), il n'a plus d'exergie. L'exergie peut être associée à la deuxième loi de la thermodynamique qui stipule que la quantité d'entropie (dégradation de l'énergie) dans l'univers a tendance à augmenter. Il y a donc un aspect d'irréversibilité de certains processus. L'un des experts canadiens dans le domaine parle de changer la mentalité de gestion de l'énergie à gestion de l'exergie.⁶

^b Le prix Lionel-Boulet fait maintenant partie des Prix du Québec. Il est décerné chaque année par le gouvernement du Québec à une personne qui a mené une carrière remarquable en recherche dans le domaine industriel.

Sans se perdre dans les concepts de thermodynamique, le point important à retenir ici est la notion de « qualité » de l'énergie. Toutes les formes d'énergie ne s'équivalent pas. L'exergie d'une forme d'énergie peut s'exprimer de manière simplifiée par un facteur de qualité (ratio exergie/énergie) entre 0 et 1. On voit dans le tableau ci-dessous que l'électricité en particulier est une énergie de haute qualité (par rapport à d'autres formes comme la chaleur). Il est donc spécialement important d'en maximiser la valeur économique, un élément à prendre en compte dans l'élaboration de la stratégie de production d'hydrogène vert au Québec.

Forme d'énergie	Ratio Exergie/Énergie
Travail mécanique transmis par un arbre/essieu	1
Électricité	1
Vapeur à 600 °C	0,6
Eau chaude à 90 °C	0,2
Chaleur à la température de l'environnement ambiant, T_0	0
Énergie chimique pour la plupart des hydrocarbures	0,85-1,1

Tableau 1: Facteurs de qualité correspondant à certaines formes d'énergie (adapté de Rosen ⁷)

Sachant que l'exergie est ce qui est réellement « consommé » plutôt que l'énergie (qui se transforme mais est conservée), une analyse de l'exergie à l'échelle de la planète peut se révéler particulièrement éclairante. C'est ce qui a été fait à l'Université Stanford ^{8,9} dans le cadre du projet « Global Climate and Energy Project » (2003-2018). Une version simplifiée et traduite librement pour ce mémoire est présentée à la Figure 1. Pour en faciliter la compréhension, certains éléments non-critiques ont été omis. La version intégrale traduite se trouve à la Figure 20 (Annexe I). Pour bien contraster la différence entre le cycle de l'exergie et le cycle de l'énergie de la Terre, le bilan d'énergie terrestre est également fourni à la Figure 21 (Annexe I). Il s'agit d'une représentation simplifiée du bilan d'énergie de la Terre mesuré et calculé par la NASA, qui montre que l'énergie émise par la Terre vers l'espace est essentiellement égale à l'énergie solaire reçue par la Terre. Donc la Terre ne consomme pas d'énergie, au sens physique du terme, mais de l'exergie.

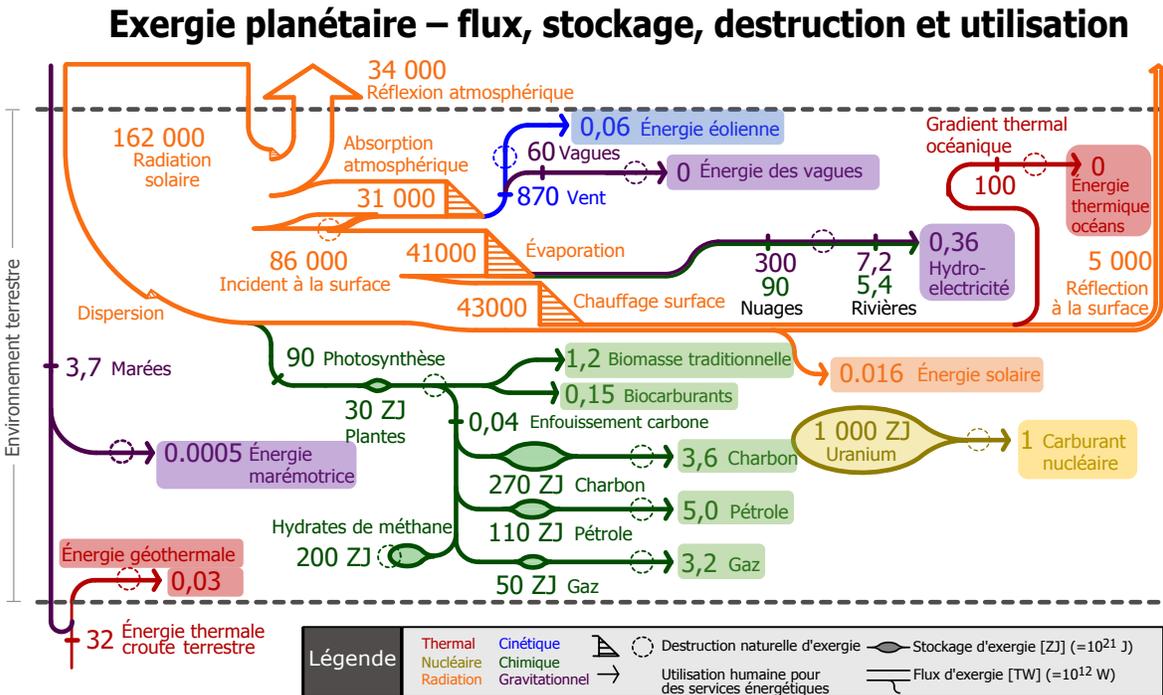


Figure 1: Représentation simplifiée des flux d'exergie de la Terre, incluant la portion extraite pour l'utilisation humaine en texte surligné. (adapté de l'Université Stanford ⁸)

Voici quelques observations sur la Figure 1 :

- Les unités utilisées pour mesurer les **flux d'exergie** (TW; 1 Téra watt = 10^{12} W) et le **stockage d'exergie** (ZJ; 1 Zétajoule = 10^{21} joule) peuvent être difficiles à apprécier. ^c
 - 1 TW = environ **50X** la puissance moyenne d'Hydro-Québec
 - 1 ZJ = environ **1500 ans** de la production d'Hydro-Québec
- La radiation solaire (162 000 TW) constitue ~ 99,98% des flux d'exergie entrant dans l'environnement terrestre. C'est la source d'exergie commune à tous les combustibles fossiles, les bioénergies, et toutes les formes d'énergie renouvelables – à l'exception de l'énergie géothermale et de l'énergie gravitationnelle qui cause les marées (qui complètent le 0,02% restant).
- Le mécanisme principal de stockage de l'exergie solaire est sous forme chimique, via la photosynthèse, commune à tous les combustibles fossiles et aux bioénergies. En simplifiant grandement, toutes ces substances sont essentiellement composées d'hydrogène (provenant de l'eau) et de carbone (provenant ultimement de CO₂ dans l'air).
- L'humanité consomme environ 15 TW d'exergie pour ses divers services énergétiques, dont près de 12 TW proviennent encore des combustibles fossiles. Les valeurs de la Figure 1 pour les énergies renouvelables ont augmenté depuis sa publication initiale; l'exergie actuelle des énergies renouvelables « consommée » par l'humanité est de l'ordre de 1 TW; tout comme celle des bioénergies (biomasse traditionnelle et biocarburants) et du nucléaire.
- Hydro-Québec exploite 0,021 TW, soit environ 4% du total mondial de 0,50 TW d'exergie valorisée par l'hydroélectricité (valeur ajustée pour 2020¹⁰ vs. 0,36 TW dans la Figure 1). [Approvisionnement d'Hydro-Québec ¹¹ = 185 TWh/an; divisé par 8760h/an = 0,021 TW]
- L'exploitation humaine de l'exergie stockée chimiquement par la photosynthèse a rapidement augmenté depuis la révolution industrielle, d'abord à partir du charbon, puis du pétrole et du gaz naturel. Le ratio du contenu en hydrogène par rapport au carbone (H/C) dans ces combustibles fossiles a continuellement augmenté, ainsi que la diversité et la complexité des produits énergétiques et chimiques qu'ils génèrent (via la pétrochimie).
- Les bioénergies et biomatériaux ont évolué plus récemment afin de générer les mêmes produits ou des substituts comparables (via la chimie) avec une approche carboneutre.
- De grandes quantités d'hydrogène sont requises dans les procédés de raffinage pour augmenter le ratio hydrogène/carbone insuffisant des combustibles fossiles (ex : sables bitumineux) afin de générer tous les produits souhaités. La même dynamique émerge maintenant dans les bioénergies, comme dans le projet de bioraffinerie à Varennes (Enerkem, Suncor, Shell) où Hydro-Québec exploitera un électrolyseur de 88 MW fournissant l'hydrogène requis. Cette progression du rôle de l'hydrogène avait été anticipée dans le rapport de 1987 « L'hydrogène : une mission nationale pour le Canada »².
- Par rapport à la « branche verte » (photosynthèse) de la Figure 1 et suivant la même logique de carboneutralité que les bioénergies, il y a maintenant une tendance marquée dans la R&D à travailler en amont, sur le mécanisme même du stockage chimique de l'exergie, qu'on peut désigner au sens large comme la « photosynthèse artificielle ». Il s'agit essentiellement de combiner le carbone du CO₂ (issu de l'air ou des émissions industrielles) avec de l'hydrogène décarboné pour la production de carburants synthétiques et autres produits chimiques pouvant se substituer aux produits issus de la pétrochimie.

^c Approvisionnement d'Hydro-Québec = 185 TWh/an; divisé par 8760 h/an = 0,021 TW. Donc 1 TW = 47X H-Q.
185 TWh/an x $3,6 \times 10^{15}$ J/TWh = $6,7 \times 10^{17}$ Joules/an. Donc 1 ZJ = 10^{21} Joules = 1492 ans de production H-Q.

- Par des procédés électrochimiques (ex : électrolyse de l'eau), thermochimiques, biologiques et photocatalytiques, il est maintenant **possible de produire l'hydrogène requis à partir de tous les flux d'exergie et de toute source de stockage d'exergie** de la Figure 1. L'hydrogène peut être utilisé en quantités massives comme intermédiaire dans le raffinage de carburants et de produits chimiques – (c'est déjà le cas); comme carburant directement dans des piles à combustible générant de l'électricité ou pour la combustion; ou comme médium de stockage de l'électricité sous forme chimique.

Certains peuvent croire que l'analyse des flux d'exergie plutôt que les flux d'énergie n'est qu'une question de sémantique. Pourtant cela peut avoir des implications importantes dans les décisions prises pour optimiser l'utilisation des ressources énergétiques.

Par exemple, le chauffage électrique très répandu au Québec peut être considéré très efficace énergétiquement puisque qu'il transforme en principe 100% de l'électricité en chaleur utile. Par contre, une thermopompe permettra d'utiliser une partie de l'exergie de l'électricité pour extraire de la chaleur de l'environnement. Ainsi, la quantité d'énergie contenue dans la chaleur utile générée sera nettement supérieure à la quantité d'énergie contenue dans l'électricité qui alimente le système. Dans le cas où la chaleur générée est 3 fois supérieure à l'électricité utilisée, l'efficacité énergétique semblera être de 300 % (ou on dira que la thermopompe a un coefficient de performance (COP) = 3). Cette analyse énergétique des deux systèmes de chauffage est comparée à leur analyse exergétique à la Figure 2. Dans le cas du chauffage électrique, 95% de l'exergie initiale est utilisée (« consommée »), laissant 5% du contenu exergétique initial dans la chaleur basse température produite. Dans le cas de la thermopompe, c'est 15% du contenu exergétique initial de l'électricité qui se retrouvera dans la chaleur basse température produite. Il est donc possible en principe de fournir trois fois plus de chaleur utile avec la même quantité d'électricité. Il se peut qu'en fonction du coût des thermopompes, l'analyse économique favorise malgré tout le chauffage électrique direct, mais l'analyse exergétique permet de voir plus clairement les implications de ce choix.

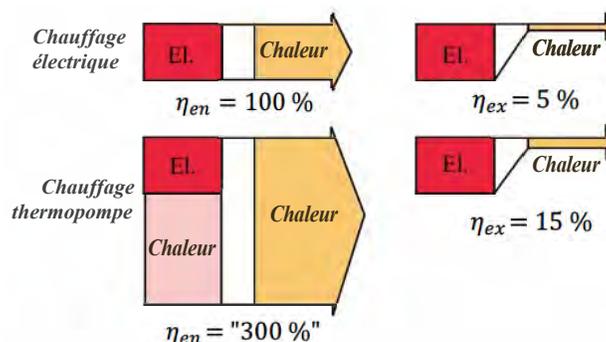


Figure 2: Comparaison de l'efficacité énergétique $[\eta_{en}]$ et exergétique $[\eta_{ex}]$ (adapté de Wall¹²)

En lien avec la stratégie québécoise sur l'hydrogène vert et les bioénergies, ma suggestion serait d'**intégrer l'analyse exergétique** à l'analyse de cycle de vie mentionnée dans l'un des cinq principes directeurs proposés de la stratégie. Combiner la rigueur de l'analyse : 1) exergétique; 2) technico-économique; et 3) de cycle de vie (GES); permettra de renforcer les choix importants à faire pour assurer une valorisation optimale de l'électricité et des ressources naturelles du Québec. L'Annexe II de ce mémoire présente un exemple particulièrement pertinent pour le Québec de ces trois perspectives d'analyse : les centres de données et le minage de chaînes de blocs.

L'autre cycle important pour la macro-analyse de l'énergie et ses impacts sur les changements climatiques est le **cycle du carbone**. Avec le **cycle de l'exergie**, ce sont les deux bases utilisées par le *Global Climate and Energy Project* à l'Université Stanford pour orienter les solutions aux changements climatiques⁸. L'Annexe I présente aussi une représentation simplifiée du cycle du carbone planétaire.

3) Le rôle de l'hydrogène – qu'il soit « vert » ou « décarboné »

L'hydrogène bien établi

Un commentaire qu'on entend fréquemment est qu'on est encore très loin d'une « économie de l'hydrogène », considérant qu'on voit peu d'exemples de son utilisation, outre les projets de démonstration çà et là (ex : véhicules à pile à combustible et station d'hydrogène, injection modeste dans le réseau de gaz naturel). Pourtant, il faut rappeler que le marché existant de l'hydrogène s'élève déjà à quelque 119 millions de tonnes par an (incluant 45 Mt/an mélangé à du gaz de synthèse)¹³, avec une valeur économique de plus de 150 milliard US\$/an. Pour donner un ordre de grandeur, si tout cet hydrogène était utilisé comme carburant dans des véhicules électriques à piles à combustible, ce serait suffisant pour alimenter la moitié des 1,4 milliard de véhicules légers (voitures et camions légers) de la planète^d. Et malgré une réduction anticipée du raffinage des carburants fossiles à long terme, peu d'études prévoient une diminution de la taille du marché de l'hydrogène dans le futur, plutôt l'inverse.

La raison principale pour laquelle plusieurs n'ont pas conscience de la taille du marché de l'hydrogène est qu'il est utilisé actuellement presque exclusivement comme vecteur intermédiaire à grande échelle. Soit pour des applications à des fins énergétiques (dans le raffinage de combustibles fossiles) ou dans la production de fertilisants et composés chimiques (ex : ammoniac, polymères), ou dans des secteurs industriels comme la sidérurgie. On ne voit l'hydrogène ni comme une ressource – contrairement à l'industrie minière, du pétrole ou du gaz naturel, ni comme un produit final (ex : diesel, kérosène, électricité). La taille du marché perçu dépend de ce à quoi on se réfère. En partant du diagramme utilisé dans l'étude du potentiel technico-économique de l'hydrogène et repris à la Figure 3 comme référence, la taille du marché perçu peut être soit :

- ~ 0,01% du marché total si on considère seulement son usage comme carburant direct (transport)
- ~ 3-4% du marché total si on considère seulement l'hydrogène par électrolyse
- ~ 8% du marché total si on considère seulement l'hydrogène marchand
- ~ 33% du marché total si on considère seulement ses usages énergétiques (via raffinage surtout)
- ~ 60% du marché total si on considère seulement l'hydrogène pur vs. mélangé au gaz de synthèse
- ~ 100% du marché total de 119 Mt/an si on considère tous ces usages.

Je crois personnellement qu'il est important de considérer l'ensemble de ces marchés et leurs trajectoires de croissance/décroissance possibles, dans le cadre de la stratégie québécoise.

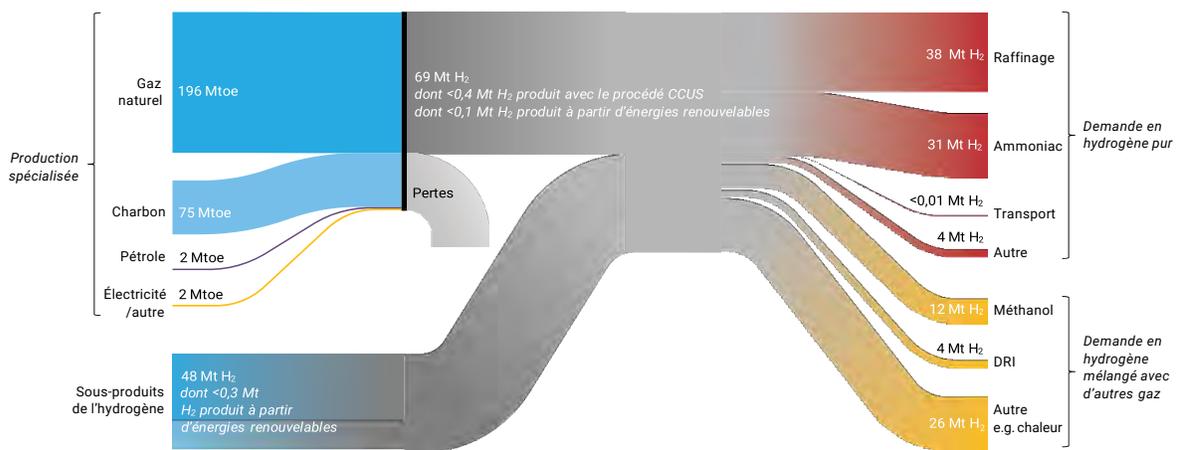


Figure 3: Consommation mondiale d'hydrogène par application.¹³
(Mtoe : million de tonnes équivalent pétrole; Mt H₂ : million de tonnes d'hydrogène; données 2018 : 115 Mt H₂/an)

^d Utilisant une consommation moyenne de 1,4 kg d'hydrogène/100 km et un kilométrage moyen de 12 000 km/an représentatif de la moyenne internationale. (la Toyota Mirai II affiche une consommation de 0,76 kg H₂/100 km)

Le contenu énergétique^e de la production mondiale d'hydrogène à son niveau actuel (119 Mt/an) équivaut à plus de 70% de la production mondiale d'électricité renouvelable.^h On peut donc garder en tête que la taille du marché de l'hydrogène, en terme de contenu énergétique, est du même ordre de grandeur que celui de l'électricité renouvelable (toutes sources confondues : hydro, éolien, solaire, etc.). Environ les 2/3 du marché actuel de l'hydrogène sont pour des usages autres qu'énergétiques. La croissance du marché mondial de l'hydrogène au cours des dix dernières années était de l'ordre de 4%/an. Or, avec une croissance moyenne de 3-6%/an d'ici à 2050, le marché de l'hydrogène atteindra 300-700 Mt/an. Donc, même si l'hydrogène prend une part de marché plus faible que prévue dans les applications énergétiques, il est fort probable qu'on se retrouve néanmoins dans cette fourchette.

Les avantages de l'hydrogène

Revenons sur les avantages et différentiateurs importants de l'hydrogène par rapport aux batteries. Comme le montre la Figure 4, bien que la densité énergétique des batteries ait augmenté significativement au cours des dernières décennies, elle reste fondamentalement près de 300X plus faible que celle de l'hydrogène pur (0,5 vs. 142 MJ/kg). Même s'il est difficile actuellement de stocker l'hydrogène dans des systèmes où il représente plus de 5-10% du poids total, et même si l'efficacité de conversion des piles à combustible est inférieure à celle des batteries, l'hydrogène demeure et demeurera un médium de stockage de l'énergie 10-20X plus dense que les batteries, un avantage considérable pour le transport de marchandise. Déjà avec la technologie d'aujourd'hui, le système moteur-réservoir pour un camion lourd (18 tonnes) à l'hydrogène représente un allègement de ~25% par rapport au moteur diesel courant, alors que le système de batteries est > 100% plus lourd¹³.

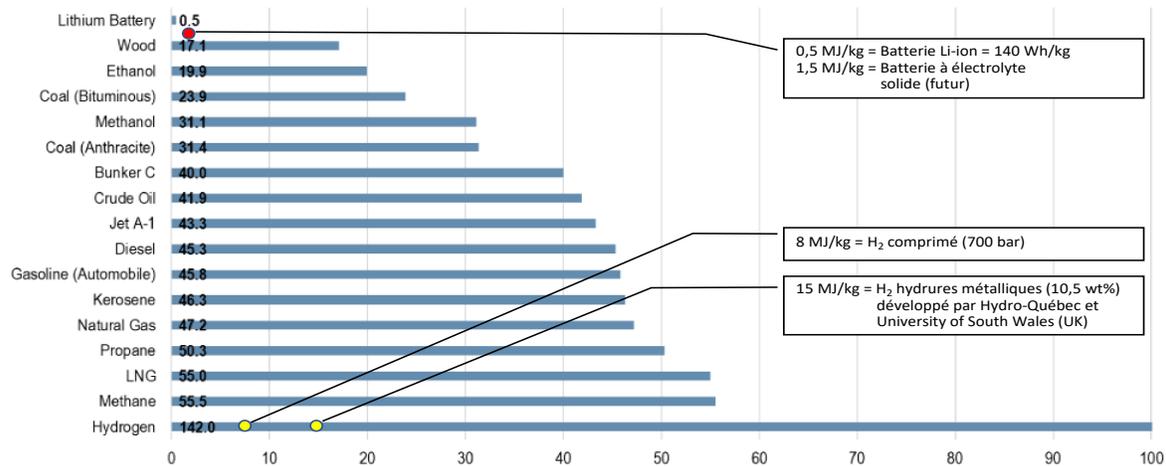


Figure 4: Densité énergétique de divers combustibles (MJ/kg) comparée à celle des batteries au lithium¹⁴

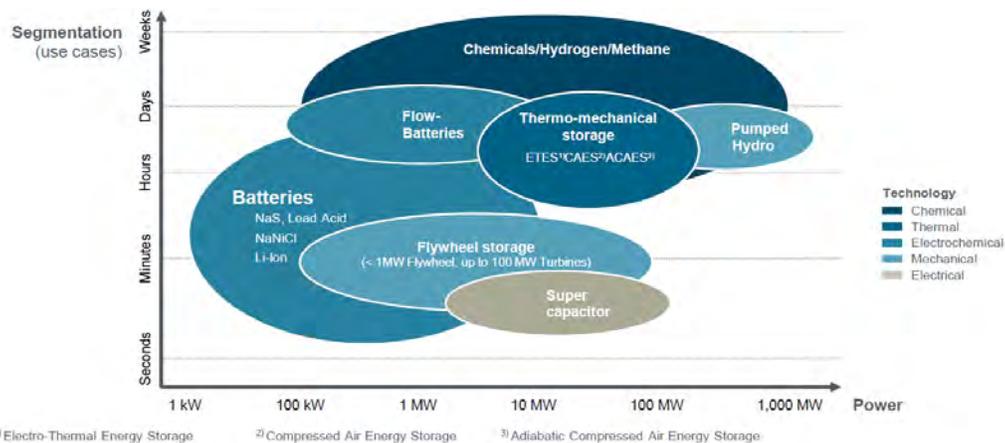


Figure 5: Comparaison des capacités de stockage de l'électricité par technologie (Source: Siemens (2017))

^e (39,4 kWh/kg H₂ – pouvoir calorifique supérieur (HHV : higher heating value))

La capacité nettement supérieure de l'hydrogène (et autres options de stockage chimique de l'énergie) à stocker de grandes quantités d'électricité est aussi reflétée à la Figure 5. Alors que les batteries sont utilisées pour des besoins typiques de 1 kilowatt à 10 mégawatts, et des durées allant de quelques secondes à quelques heures, l'hydrogène peut être utilisé pour des échelles de puissance et de temps environ 100X supérieures (100 kW à 1000 MW; heures à semaines/mois).

De plus, l'hydrogène peut être utilisé dans une multitude d'applications où la puissance requise est très élevée et doit être soutenue pendant un certain temps. La Figure 6 montre que l'hydrogène peut en principe rivaliser et même surpasser la puissance des systèmes à combustible fossiles, que ce soit par sa combustion (*Gas turbines, Internal combustion engines*, système de propulsion de la navette spatiale) ou via des piles à combustibles (*PEM fuel cell - proton exchange membrane, SOFC - solid oxide fuel cell*). Les technologies récentes de batteries à haute puissance et de supercondensateurs peuvent approcher ces niveaux de puissance, mais seulement pour de très brèves durées (typiquement quelques secondes).

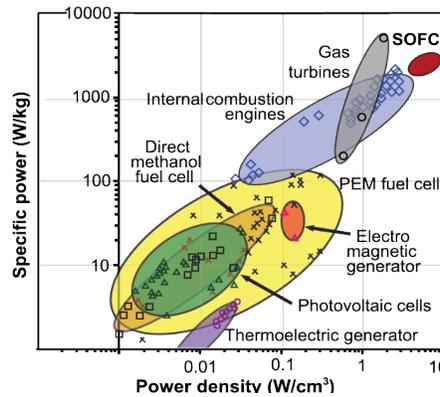


Figure 6: Comparaison de la puissance (Watt/kg et Watt/cm³) de diverses technologies.¹⁵

La Figure 7 résume bien le rôle important que l'hydrogène joue déjà, et qui est appelé à croître dans la conversion des sources d'exergie (flux et stockage) en services (applications). Je crois que ce rôle est comparable en importance et complémentaire à celui de l'électricité. Quant à la part de marché que prendra ultimement l'hydrogène « vert », produit de l'électricité renouvelable, cela dépendra en grande partie de l'évolution : 1) des technologies de captage, utilisation et stockage du carbone (CUSC); et 2) des technologies moins matures utilisant des aspects encore sous-exploités des flux d'exergie renouvelable (ex : lumière, chaleur), mais offrant un plus grand potentiel d'amélioration.

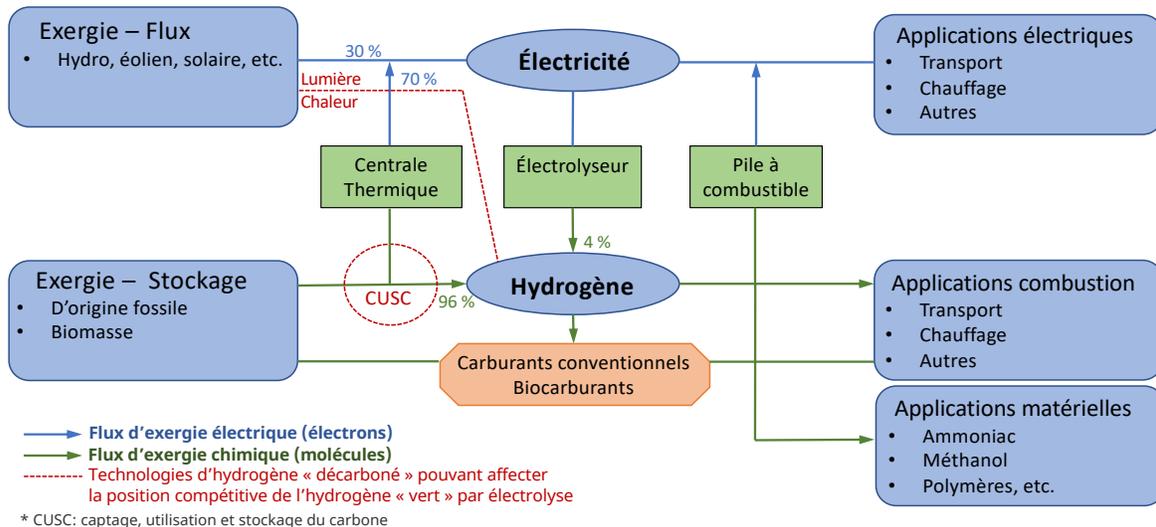


Figure 7: Le rôle central de l'hydrogène dans la conversion des sources d'exergie en services (applications)

Enfin, un autre point qui sème souvent la confusion dans le public par rapport au potentiel de l'hydrogène est son prix. Si on considère une valeur du marché estimée à environ 150 milliard \$US pour 74 Mt/an d'hydrogène pur ¹³, cela représente un prix moyen de 2,00 \$US/kg. Par contre, il y a de grandes variations selon la quantité, la pureté, la localisation et l'application. À grande échelle en Alberta, le coût moyen actuel est < 1,00 \$US/kg ²⁹. Converti en ¢/kWh sur la base du contenu énergétique de l'hydrogène (39,4 kWh/kg), 1,00-2,00 \$US/kg correspond à 2,5-5,0 ¢US/kWh. Lorsque produit par électrolyse et distribué à faible volume comme carburant à la station du coin, l'hydrogène peut se vendre 12,75 \$CAN/kg (ex : prix station Shell Vancouver) et déjà être compétitif aujourd'hui avec la gasoline. Des variations semblables existent pour l'électricité (ex : tarif grande puissance moyen au Québec : 5,2 ¢/kWh vs. tarif résidentiel moyen à New York : 33 ¢/kWh – source : MERN ¹⁶).

L'hydrogène décarboné

Considérant que l'hydrogène constitue déjà un énorme marché mondial, que sa production actuelle génère 830 millions de tonnes de CO₂/an ¹⁷ (~ **10 X les émissions GES totales du Québec**), et qu'il est appelé à jouer un rôle croissant, il est impératif de tendre vers la production d'hydrogène décarboné. C'est là que la « couleur » de l'hydrogène entre en jeu. Le document de consultation de la stratégie¹ simplifie la palette à l'hydrogène vert (à partir de sources renouvelables d'énergie comme l'électricité renouvelable ou la biomasse) vs. l'hydrogène gris et l'hydrogène bleu à partir du gaz naturel essentiellement non-renouvelable. On mentionne par ailleurs que « *d'autres présentent plutôt les types d'hydrogène selon leur intensité carbone* » considérant qu'il existe « *tout un arc-en-ciel de couleurs de l'hydrogène définies selon la méthode de production et son intensité carbone* ». C'est ma préférence, comme plusieurs impliqués depuis longtemps dans les technologies de l'hydrogène. J'explique mes raisons ci-dessous.

Revenons d'abord à la définition du développement durable. Au Québec, le développement durable s'entend « *d'un développement qui répond aux besoins du présent sans compromettre la capacité des générations futures à répondre aux leurs. Le développement durable s'appuie sur une vision à long terme qui prend en compte le caractère indissociable des dimensions environnementale, sociale et économique des activités de développement.* »^f Par rapport aux combustibles fossiles, deux aspects principaux vont à l'encontre de cette définition, particulièrement la notion de ne pas compromettre la capacité des générations futures :

- 1) les émissions de GES qui y sont associées (et autres impacts environnementaux négatifs);
- 2) la nature finie des combustibles fossiles qui sont non-renouvelables.

Or, au cours des 20 dernières années, l'urgence des changements climatiques n'a cessé de s'accroître à la lumière de nouvelles données confirmant les scénarios les plus pessimistes. Inversement, les scénarios de hausse des prix du pétrole et du gaz naturel en raison d'une baisse des réserves économiques ne se sont pas matérialisés. Autour de l'an 2000, les conférences sur l'hydrogène auxquelles je participais référaient souvent au « pic de Hubbert », prédisant le maximum de production du pétrole de sources conventionnelles vers 2001. Bien que cette prédiction se soit avérée, les développements technologiques au niveau de l'exploitation (sables bitumineux, gaz de schiste, etc.) ont permis non seulement de garder les prix à un niveau relativement bas, mais d'augmenter le niveau des réserves prouvées, tant de pétrole que de gaz naturel, d'environ 35%, entre 2000 et 2020 ¹⁸. Elles s'établissent respectivement à 53 ans et 49 ans d'exploitation au rythme actuel.

Ce qui m'amène à conclure à l'importance nettement accrue de l'aspect « décarboné » de l'hydrogène versus l'aspect « renouvelable ». C'est une évolution importante à considérer qui aura une influence certaine sur le positionnement de l'hydrogène vert par rapport à l'hydrogène bleu, turquoise, etc. La prime accordée à l'aspect décarboné est reflétée dans la valeur croissante des crédits CO₂ à travers le monde et au Canada (prix sur le CO₂ passant de 50\$/tonne en 2022 à 170\$/tonne en 2030).

^f Site web du Ministère de l'environnement et de la lutte contre les changements climatiques (<https://www.environnement.gouv.qc.ca/developpement/definition.htm>)

Il est nécessaire de bien distinguer trois éléments indépendants dans la génération d'hydrogène:

- 1) La **source d'exergie** : c'est la source de l'énergie utile (ex : énergie cinétique du vent, énergie chimique du charbon). C'est l'essentiel de la valeur économique.
- 2) La **source d'hydrogène** : l'hydrogène est le médium chimique dans lequel est stockée l'exergie pour en maximiser la valeur. Par exemple, si l'hydrogène est produit à partir du charbon (lequel est composé jusqu'à 90-95% de carbone), la quasi-totalité de l'hydrogène provient de l'eau avec laquelle le charbon réagit au terme du procédé de gazéification. Donc, l'exergie de l'hydrogène vient du charbon, mais la molécule hydrogène provient de l'eau essentiellement. Pour le gaz naturel, 50%, 20% ou 0% de l'hydrogène produit provient de l'eau selon le procédé.
- 3) Ce qui advient du **carbone** : lorsque la source d'exergie est un combustible fossile, son exergie chimique est libérée et le carbone se retrouve soit i) émis à l'atmosphère, largement sous forme de CO₂; ii) capté en CO₂ et stocké sous terre; iii) capté sous forme solide¹⁹ et valorisé ou enfoui; iv) maintenu sous terre (jamais extrait) au lieu de production de l'hydrogène.^{20, 21}

Ces éléments sont importants parce qu'ils viennent découpler dans une certaine mesure la source d'exergie (énergie) de l'hydrogène, la source matérielle de l'hydrogène et les émissions GES associées à divers modes de production de l'hydrogène. (Voir Tableau 2)

Mode de Production	Source d'exergie	Source d'hydrogène	Coproduit Carbone	Réactions simplifiées
Électrolyse de l'eau	Électricité (selon la source)	100% eau	Selon les émissions GES de la production d'électricité	$H_2O \Rightarrow H_2 + \frac{1}{2} O_2$
Réformage du méthane à la vapeur (RMV)	Gaz naturel	50% gaz naturel 50% eau	CO ₂ à l'atmosphère	$CH_4 + 2H_2O \Rightarrow CO_2 + 4H_2$
RMV + Captage et stockage du carbone (CSC)	Gaz naturel	50% gaz naturel 50% eau	CO ₂ capté et stocké sous terre principalement	$CH_4 + 2H_2O \Rightarrow CO_2 + 4H_2$
Réformage autotherme (ATR) + CSC	Gaz naturel	80% gaz naturel 20% eau	CO ₂ capté et stocké sous terre principalement	$4CH_4 + 2H_2O + 3O_2 \Rightarrow 4CO_2 + 10H_2$
Pyrolyse du méthane par combustion pulsée	Gaz naturel	100% gaz naturel	Carbone solide valorisé ou enfoui	$CH_4 \Rightarrow C + 2H_2$
Pyrolyse du méthane par plasma	Électricité + gaz naturel	100% gaz naturel	Carbone solide valorisé ou enfoui	$CH_4 \Rightarrow C + 2H_2$
Gazéification	Charbon	~ 90-100% eau	CO ₂ à l'atmosphère	$C + 2H_2O \Rightarrow CO_2 + 2H_2$
Gazéification	Biomasse	~ 60% biomasse ~ 40% eau	CO ₂ à l'atmosphère, mais carboneutre	$C_6H_{12}O_6 + O_2 + 4H_2O \Rightarrow 6CO_2 + 10H_2$
Gazéification in-situ	Pétrole / bitume	Majoritairement pétrole / bitume	CO ₂ capté et stocké, ou maintenu sous terre dès la production ²¹	Diverses réactions, mais seulement l'hydrogène est extrait

Tableau 2: Production d'hydrogène – source d'exergie, d'hydrogène et destination du carbone coproduit.

Si la carboneutralité de l'hydrogène devient l'aspect dominant dans le choix de s'approvisionner à une source plutôt qu'à une autre, et que ceci est bien internalisé dans le prix de l'hydrogène – la valeur des émissions GES (\$/t CO_{2eq}) et les mécanismes d'échange continuent de se formaliser – alors la sélection du type d'hydrogène demeurera essentiellement économique. C'est-à-dire que le contraste entre la perception de l'hydrogène vert (« propre et renouvelable ») et l'hydrogène bleu/turquoise (« plus polluant et non-renouvelable ») pourrait s'estomper, ainsi que la prime « verte » qui y est associée.

Des pistes pour clarifier ce qui influence la compétitivité de l'hydrogène vert

Ma thèse de maîtrise visait justement à clarifier le potentiel de l'hydrogène produit par électrolyse pour remplacer les carburants fossiles dans un modèle décentralisé. La technologie des batteries était alors encore très loin de répondre aux contraintes d'autonomie et de temps de recharge nécessaires pour compétitionner avec le moteur à combustion – cela aura effectivement pris un autre 20 ans – et les grands manufacturiers automobiles venaient de valider la technologie des piles à combustibles (avec plus de 1 milliard \$ en investissement R&D dans Ballard Power Systems à Vancouver). Je cherchais à mieux comprendre à quel niveau se trouvaient les principaux obstacles empêchant l'hydrogène de prendre le relais des carburants fossiles dans le transport.

J'ai donc tenté d'établir un outil commun qui permettrait aux ingénieurs, aux gens d'affaires et aux législateurs de s'entendre sur les aspects ayant objectivement le plus d'impact sur la position compétitive de l'hydrogène par électrolyse²² (Figure 8). Le prix de l'hydrogène (\$/kg) était utilisé comme paramètre commun pour ces trois perspectives dans un modèle quantitatif.

Une analyse de sensibilité révélait l'importance relative d'un éventail de facteurs sur la compétitivité de l'hydrogène électrolytique. L'Agence Internationale de l'Énergie citait d'ailleurs ma thèse pour résumer le statut des technologies d'électrolyse et certaines de mes conclusions dans son analyse du secteur en 2005.²³ La compagnie HTEC (stations d'hydrogène), active au Québec aujourd'hui, poursuit un modèle semblable à celui que ma thèse étudiait. Des projets de démonstration avec HTEC et la compagnie dont elle est issue, Sacré-Davey Engineering, étaient d'ailleurs supportés par Technologies du développement durable Canada, alors que je faisais partie de l'équipe d'évaluation (2007-11).

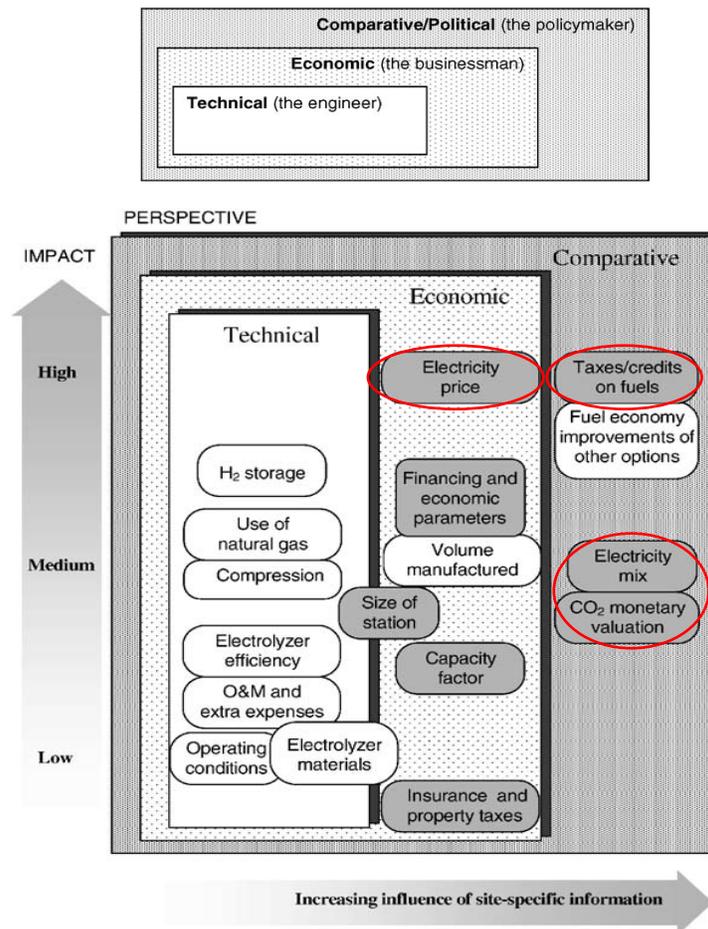


Figure 8: Trois perspectives analysées et impact relatif de divers facteurs affectant la position compétitive de l'hydrogène généré par électrolyse, comme carburant ²²

L'aspect « décentralisé » de ma thèse visait à explorer le potentiel d'utiliser l'infrastructure existante d'électricité, d'eau et de gaz naturel pour générer de l'hydrogène le plus près possible de son point d'utilisation par des véhicules. L'hydrogène est un vecteur énergétique intermédiaire :

- 1) « d'électricité à électricité » dans la chaîne *électrolyse – pile à combustible – moteur électrique*;
- 2) « de gaz naturel à électricité » dans la chaîne *réformage du méthane à la vapeur – pile à combustible – moteur électrique*. Ou toute autre alternative de production d'hydrogène à partir de gaz naturel.

Il y avait donc la possibilité d'explorer quel scénario serait le plus attrayant/économique entre la production très centralisée dans de grands électrolyseurs, des électrolyseurs intermédiaires à la station d'essence du voisinage, ou des électrolyseurs résidentiels (l'équivalent des bornes de recharge électriques résidentielles). Ma thèse s'appuyait entre autres sur une étude conjointe de la compagnie canadienne Stuart Energy et de la compagnie Ford étudiant ce scénario résidentiel très décentralisé. La même logique de décentralisation pouvait aussi s'appliquer au gaz naturel.

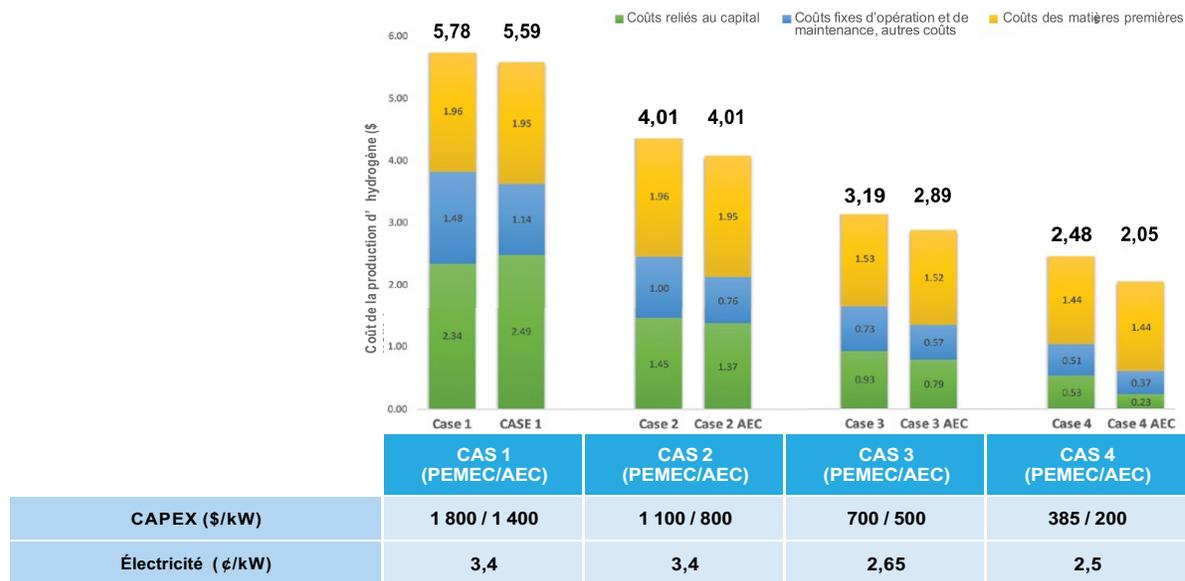
Quelques remarques sur la Figure 8 en lien avec la stratégie québécoise de l'hydrogène :

- L'impact potentiel des améliorations technologiques de l'électrolyse est assez limité dans l'ensemble. Le prix de l'électricité et les taxes/crédits appliqués aux carburants (incluant un prix sur les émissions de CO₂) ont un impact supérieur – encadrés en rouge sur la Figure 8. Or, ce sont ces deux paramètres qui bougent plus rapidement ces dernières années. Les coûts de l'électricité renouvelable (solaire en particulier et éolien dans une moindre mesure) baissent de façon appréciable et le prix des émissions de GES augmente régulièrement et de manière prévisible (50\$/tonne en 2022 à 170\$/tonne en 2030 au Canada). Le Québec a déjà un avantage avec le faible coût de son hydroélectricité et a acquis une expérience importante dans la valorisation des crédits GES via son système d'échange de droits d'émissions.
- On peut représenter le coût de l'hydrogène électrolytique comme étant proportionnel au coût de l'électricité requise plus une valeur additionnelle correspondant aux autres coûts (capital, exploitation, entretien). Sachant que 1 kg d'hydrogène nécessite environ 55 kWh, une variation de 0,55 \$/kg correspond à une variation de 1 ¢/kWh dans le prix de l'électricité. **L'ensemble des améliorations technologiques prévisibles à long terme aura un impact limité, équivalent à une baisse du coût de l'électricité de l'ordre de 1 ¢/kWh.**

Ceci est dû à la thermodynamique de l'électrolyse de l'eau, qui demande un minimum théorique de 39 kWh/kg d'hydrogène (il est difficile d'envisager moins de 45-50 kWh/kg en pratique). À grande échelle, la consommation d'électricité des électrolyseurs a d'ailleurs très peu baissé en 50 ans, comme le suggère l'électrolyseur de 160 MW d'Aswan en Égypte, construit dans les années 1960 (consommation nominale de 55 kWh/kg H₂)²⁴. Dans l'étude sur le potentiel technico-économique de l'hydrogène au Québec ²⁵ (Figure 9), on voit que les coûts autres que l'électricité pour l'électrolyse alcaline (AEC) passent de 1,36 \$/kg à 0,60 \$/kg entre le cas 3 et le cas 4, soit l'équivalent d'une baisse du coût de l'électricité de 1,4 ¢/kWh, en grande partie due à l'augmentation du volume d'électrolyseurs produits plutôt qu'à des améliorations technologiques.

- L'augmentation du prix des émissions GES a un impact important sur la position compétitive de l'hydrogène décarboné (qu'il soit vert, bleu, turquoise, etc.). Par exemple, la hausse annuelle de 15\$/tonne CO₂ imposée par le gouvernement fédéral au cours des 8 prochaines années aurait un **effet comparable à une baisse du coût de l'électricité de 1,7 ¢/kWh** pour l'hydrogène vert par rapport à l'hydrogène gris produit par réformage du méthane à la vapeur (RMV).^g **C'est donc un impact supérieur à l'ensemble des améliorations technologiques prévisibles pour l'hydrogène électrolytique à long terme.**

^g Considérant que les émissions du réformage de méthane à la vapeur sont supérieures d'environ 10 kg CO₂/kg H₂ à celles de l'hydrogène produit par électrolyse de l'eau à partir d'énergie renouvelable. 8 ans x 15\$/tonne CO₂ = 120 \$/tonne CO₂. 10 kgCO₂ @ 120 \$/tonne CO₂ = 1,20 \$CAN/kg H₂ = 0,95 \$US/kg. Divisé par 55 kWh/kg = 1,7 ¢/kWh.



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.

Figure 9: Coûts de production de l'hydrogène par électrolyse²⁵
 (le cas 3 correspond à un scénario à court terme vers 2025, et le cas 4 à plus long terme)

La compétitivité de l'hydrogène vert vs. l'hydrogène bleu

La position compétitive de l'hydrogène vert par rapport à l'hydrogène bleu est un enjeu crucial pour déterminer l'ampleur de son potentiel dans la stratégie québécoise sur l'hydrogène. De nombreuses études sèment la confusion à ce sujet. Néanmoins, l'une d'elles publiée récemment par un collectif de chercheurs très crédibles²⁶ me semble indiquer une voie objective pour mieux identifier les conditions dans lesquelles l'hydrogène bleu pourrait avoir un impact climatique comparable à l'hydrogène vert.

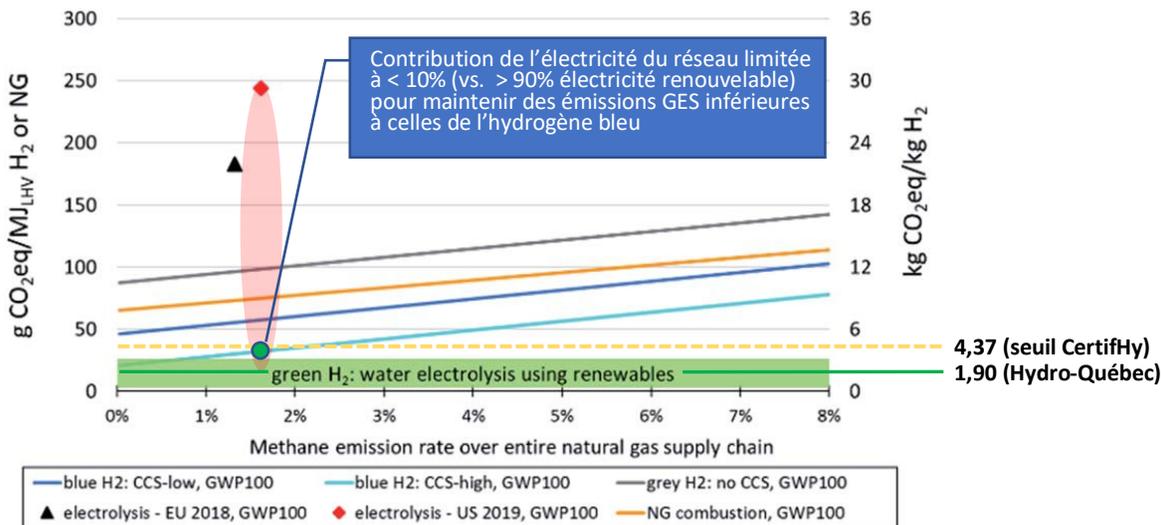


Figure 10: Émissions GES associées à l'hydrogène produit par électrolyse et à l'hydrogène bleu (adapté de Bauer et al.²⁶)

Source d'électricité	kg CO ₂ /kg H ₂
Charbon	> 50
Moyenne États-Unis (61% combustibles fossiles, 20% nucléaire, 19% renouvelables)	29
Moyenne Europe	22
Seuil CertifHy (norme européenne d'hydrogène sobre en carbone : 36,4 g CO _{2e} /MJ H ₂)	4,37
Hydroélectricité (Hydro-Québec : 34,5 gCO _{2e} /kWh ²⁷)	1,90

Tableau 3: Émissions GES associées à l'hydrogène produit par électrolyse de l'eau en fonction de la source d'électricité. (valeurs correspondant à celles de la Figure 10)

La Figure 10 contient beaucoup d'information, mais voici les points qu'elle vise à faire ressortir :

- Les chercheurs ont identifié trois facteurs principaux responsables de la grande variabilité dans la littérature quant aux émissions GES associées à la production d'hydrogène bleu.
 - 1) Les **émissions de méthane** le long de la chaîne d'approvisionnement en gaz naturel (estimée entre 0,2% et 8%). La moyenne en Europe est de 1,3%; elle a été estimée à 1,5% aux États-Unis. Il y a véritablement une variabilité importante selon la région et le gisement, mais certains pays comme le Royaume-Uni, la Norvège et le Qatar ont des taux inférieurs à 0,5%. C'est l'axe horizontal du graphique de la Figure 10.
 - 2) Le **potentiel de réchauffement planétaire (GWP) du méthane**, qui est généralement exprimé comme un facteur de 30X celui du CO₂ sur un horizon de 100 ans. Il est par contre estimé à 85X sur un horizon de 20 ans, en raison de la courte durée de vie du méthane dans l'atmosphère (~ 12 ans vs. plusieurs centaines d'années pour le CO₂). Il y a des arguments pour l'utilisation de l'une ou l'autre de ces valeurs, selon le contexte. Les courbes montrées à la Figure 10 sont celles pour la valeur de 100 ans (GWP100).
 - 3) Le **taux de capture du CO₂** à être stocké, qui varie selon le procédé et qui est évalué entre 55% et 93% (CCS-low et CCS-high à la Figure 10), correspondant à une plage de scénarios réalistes selon la technologie de production d'hydrogène utilisée.
- Pour présenter des émissions GES comparables à l'hydrogène vert, ou inférieures à la norme européenne d'hydrogène sobre en carbone (CertifHy) – correspondant à 4,37 kg CO₂/kg H₂ – les émissions de méthane de l'hydrogène bleu doivent être faibles (< 1%) et le taux de capture en CO₂ élevé (~ 90%). L'impact du choix du facteur de réchauffement climatique (20 ans vs. 100 ans) devient alors modeste.
- Pour l'hydrogène produit par électrolyse de l'eau, la Figure 10 et le Tableau 3 montrent que les émissions GES correspondantes varient énormément, entre < 1kg et > 50 kg CO₂/kg H₂ (pour de l'électricité produite à partir de charbon). Pour demeurer en-deçà du seuil CertifHy de 4,37 kg CO₂/kg H₂, la plupart des réseaux électriques dans le monde ne pourraient contribuer à plus de 10% de l'électricité requise par un électrolyseur alimenté en électricité renouvelable. Ceci a un impact important sur l'hydrogène vert généré par de l'électricité solaire ou éolienne, puisque l'électrolyseur ne pourrait alors pas augmenter de beaucoup son utilisation au-delà de 20-35% de sa capacité, étant donné la nature intermittente de l'électricité qui l'alimente, sans dépasser le seuil CertifHy sobre en carbone.

La conclusion générale est que **tant l'hydrogène à partir de gaz naturel que l'hydrogène à partir de l'électrolyse de l'eau présentent des limitations strictes qui limitent les conditions où l'un et l'autre peut être considéré sobre en carbone ou « décarboné ».**

Si la production mondiale d'hydrogène au niveau actuel (119 millions de tonnes/an) était entièrement produite à partir de l'électrolyse de l'eau, elle nécessiterait la totalité de l'électricité renouvelable générée sur Terre (!), basé sur les données de l'Agence Internationale de l'Énergie^h. Considérant qu'il y a déjà une pression pour accélérer la décarbonation de l'électricité (> 60% de l'électricité au niveau mondial provient toujours de sources fossiles) et qu'il existe une tendance forte à l'électrification de divers secteurs, il est certain que l'hydrogène de sources fossile (décarboné, incluant l'hydrogène bleu) continuera à jouer un rôle très important, au moins jusqu'en 2050.

Quant à la contribution du Québec à la production mondiale d'hydrogène décarboné, supposons que le gouvernement concrétise l'option mise de l'avant par l'étude de HEC Montréal sur les surplus électriques au Québec²⁸ : 4 TWh seraient dédiés à la production d'hydrogène par électrolyse de l'eau dans des électrolyseurs industriels d'une capacité totale de 500 MW. Le Québec produirait alors 80 000 tonnes d'hydrogène vert par an, soit 2% de la production d'hydrogène au Canada (~4 million de tonnes/an anticipé en 2030 vs. 3 Mt/an aujourd'hui) et moins de 0,1% de la production mondiale.

Si le Québec choisissait à long terme de décupler cette production en y consacrant 40 TWh/an (~20% de la production actuelle d'Hydro-Québec) d'ici 2050, il produirait environ 4% de la production canadienne anticipée de 20 Mt/an²⁰ et 0,2% de la production mondiale. Ces scénarios montrent que **même en étant relativement agressif, le Québec n'aura qu'un impact marginal sur la décarbonation de l'hydrogène au Canada (< 5%) et dans le monde (< 0,2%)** à partir de son énergie renouvelable.

Ce constat ne diminue en rien les opportunités économiques du Québec dans l'hydrogène vert, mais il porte à réfléchir aux autres façons de profiter du marché international de l'hydrogène et des technologies qui y sont associées. Afin de clarifier la taille réelle de l'opportunité pour l'hydrogène vert, il est également important de suivre de près l'évolution technico-économique des technologies et projets de production d'hydrogène décarboné à partir de sources fossiles.

La stratégie de l'hydrogène de l'Alberta, rendue publique en novembre 2021, fournit un bon résumé des technologies et projets qui s'y développent. La Figure 11 extraite de la stratégie²⁹ suggère entre autres que la production d'hydrogène par réformage autotherme (ATR) et par pyrolyse du méthane, combinées au captage, stockage et/ou utilisation du carbone (CCUS) pourraient rencontrer la norme CertifHy d'hydrogène décarboné. Ce sont des voies potentiellement plus prometteuses que le réformage du méthane à la vapeur (SMR+CCUS) pour la production d'hydrogène décarboné. D'autres études présentent une intensité en carbone plus élevées pour la pyrolyse du méthane, mais cela dépend surtout des hypothèses de fuite de méthane en amont et du recours ou non au CCUS³⁰.

D'ailleurs, l'un des projets majeurs pour la production d'hydrogène décarboné en Alberta, annoncé en juin 2021, s'appuie sur la technologie ATR plutôt que le réformage du méthane à la vapeur.³¹ Dirigé par la compagnie Air Products, le projet prévoit la production de 525 000 tonnes/an d'hydrogène bleu dont 95% des émissions GES seront captées et stockées. Une faible proportion de l'hydrogène produit servira à la génération d'électricité, en partie vendue au réseau albertain, ce qui compensera pour le 5% d'émissions GES restants afin de rendre la production d'hydrogène carboneutre, donc **présentant en principe un niveau de GES inférieur à l'hydrogène vert produit à partir d'hydroélectricité au Québec (1,9 kg CO_{2e}/kWh)**.

^h 119 Mt/an H₂ x 55 kWh/kg H₂ = 6 545 TWh/an. La production mondiale d'électricité renouvelable était de 6 541 TWh en 2019, incluant hydroélectricité, éolien, solaire, géothermique (<https://www.iea.org/fuels-and-technologies/renewables>)

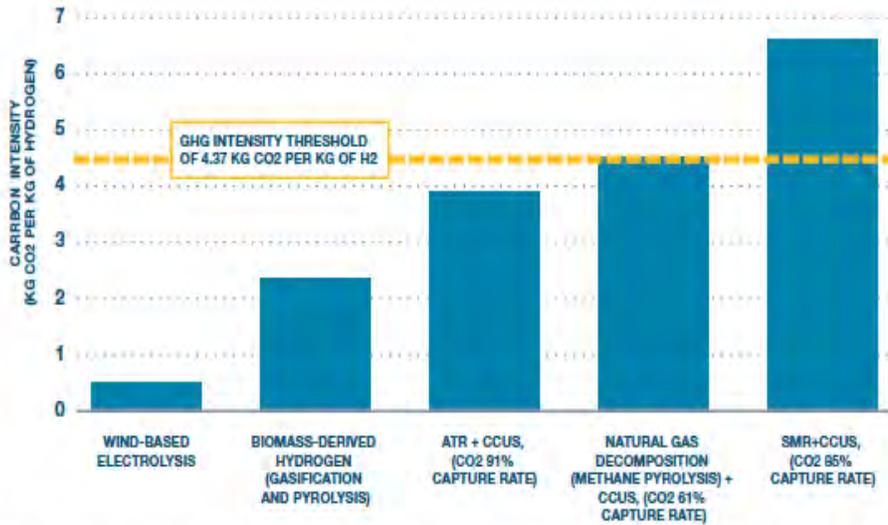


Figure 2. Comparison of carbon intensity by production technology in Alberta (2020). The carbon intensity data is sourced from the University of Alberta Report (2021) and includes upstream and hydrogen production emissions.

Figure 11: Comparaison des émissions GES par technologie de production de l'hydrogène en Alberta ²⁹

La production d'hydrogène décarboné de ce seul projet, dont la mise en service est prévue en 2024, équivaut à la **capacité d'un électrolyseur de 3000 MWⁱ** – soit **34X la capacité de l'électrolyseur de 88 MW d'Hydro-Québec** annoncé en décembre 2020. Entre juillet 2020 et octobre 2021, Air Products a annoncé deux autres mégaprojets d'hydrogène décarboné avec des mise en service prévues en 2026³¹. Un en Arabie Saoudite pour 2000 MW d'électrolyseurs visant la production d'hydrogène vert (solaire et éolien) et un en Louisiane pour la production d'hydrogène bleu (95% du CO₂ capté et stocké) équivalant à la capacité de 3700 MW d'électrolyseurs. La valeur de ces projets excède 10 milliards US\$.

Il faut aussi considérer l'aspect économique de la production d'hydrogène vert envisagée au Québec en comparaison avec la production à grande échelle d'hydrogène décarboné. Bien sûr, une comparaison au premier niveau avec l'hydrogène de l'Alberta est boiteuse et simpliste sans considérer tous les éléments nécessaires à une juste comparaison. Néanmoins, la Figure 12 tirée de la stratégie de l'hydrogène de l'Alberta invite tout au moins à la prudence et à des analyses détaillées avant de se lancer dans des grands projets d'hydrogène vert au Québec. Particulièrement par rapport à la production d'hydrogène par réformage autotherme (ATR) combinée au captage/stockage de CO₂ avec un coût de production estimé à moins de 2,00 \$CAD/kg (~ 1,60 \$US/kg).

ⁱ Considérant un facteur de capacité de 100% (3000 MW x 365 j/an x 24 h/j x = 26,28 TWh @ 50 kWh/kg H₂ = 525 000 t. H₂/an)

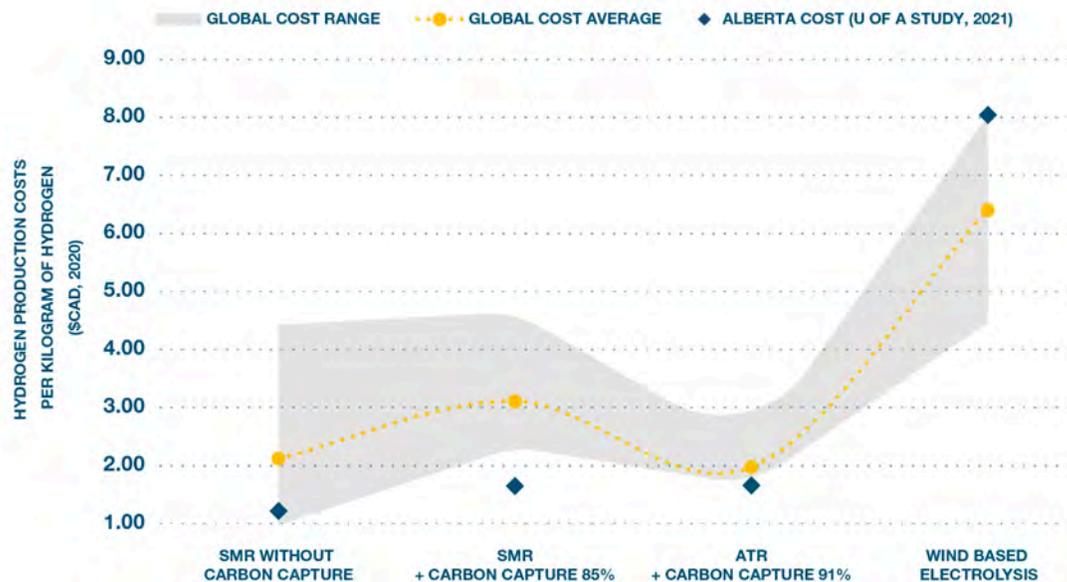


Figure 12: Coûts estimés pour la production d'hydrogène à grande échelle en Alberta ²⁹

Des percées technologiques peuvent aussi changer la donne et modifier la position compétitive de l'hydrogène vert produit au Québec. J'ai été impliqué plus récemment avec un programme national de recherche collaborative du Conseil national de recherches du Canada d'une durée de sept ans, lancé en 2019. Intitulé « Matériaux pour combustibles propres » ³², la recherche se concentre sur le développement de matériaux, accéléré par l'intelligence artificielle, pour la production économique d'hydrogène sobre en carbone et la conversion de CO₂ en produits à valeur ajoutée, dont des carburants synthétiques. Une portion du budget total de 60 M\$ est utilisée pour supporter financièrement des collaborateurs de recherche. Dans la première ronde de projets collaboratifs du programme, une dizaine d'universités canadiennes sont impliquées (dont trois au Québec), deux collaborateurs internationaux (en Allemagne et au Royaume-Uni) et seulement trois entreprises. Or deux de ces trois entreprises viennent d'être nommées sur la liste 2022 du Global Cleantech 100 ³³, toutes deux actives dans des technologies de production d'hydrogène décarboné. Ekona travaille sur la pyrolyse du méthane à un coût compétitif avec le réformage du méthane à la vapeur; et Ionomr sur des membranes alcalines qui pourraient être aussi performantes que les membranes acides (PEM), mais plus économiques, sans l'utilisation de métaux précieux comme catalyseurs.

Une étude comparative des alternatives de combustibles gazeux (ex : gaz naturel, hydrogène) avait été préparée pour ce programme et partagée avec Transition Énergétique Québec en 2019.

Ma suggestion principale en lien avec cette section serait donc d'**élargir le thème de la stratégie d'hydrogène vert du Québec à l'hydrogène « décarboné »**, tout en gardant l'hydrogène vert au cœur de la stratégie. Concrètement, la norme européenne CertifHy (36,4 g CO_{2e}/MJ H₂ = 4,37 kg CO_{2e}/kg H₂) pourrait être utilisée pour déterminer ce qui est considéré « décarboné ». On fait d'ailleurs référence à cette norme dans la stratégie de l'hydrogène du Canada, de la Colombie-Britannique et de l'Alberta.

4) Les implications de la nature planétaire des GES et de l'hydrogène

L'impact des émissions de gaz à effet de serre (GES) est ressenti à l'échelle planétaire. C'est une notion qui semble évidente. Pourtant, les gens ont parfois de la difficulté à intégrer les implications qui en découlent, tout comme les gouvernements dans leur prise de décisions.

Rappelons d'abord que la pollution atmosphérique a des impacts très différents selon le type de contaminants. La zone affectée et le temps requis pour éliminer les émissions polluantes varient considérablement.

Exemple de pollution atmosphérique	Portée géographique de l'impact	Temps de résidence dans l'air/atmosphère
Smog (particules fines et ozone)	Local	heures / jours
Pluies acides (SO ₂ , NO _x)	Régional	jours / semaines
Émissions de GES (CO ₂ , CH ₄ , ...)	Planétaire	plus de 100 ans

Tableau 4: Comparaison de divers types de pollution atmosphérique

Les émissions de GES sont dominées par le CO₂ qui a une durée de vie moyenne dans l'atmosphère de plus de 100 ans. Il y a donc un délai du même ordre entre le moment où le CO₂ est émis et le moment où l'effet de serre qu'il cause commence à diminuer de manière significative. Avec un tel délai, les GES de sources anthropogéniques ont amplement le temps de se mélanger dans l'atmosphère, de sorte que leur concentration est toujours à peu près égale partout sur la planète. Puisque l'atmosphère agit comme des vases communicants pour les GES, la coordination internationale devient donc une condition indispensable pour limiter les changements climatiques. La complexité de cette coordination entre tous les pays (ou tout au moins les plus importants émetteurs), avec une foule de considérations, explique l'extrême difficulté d'en arriver à des ententes contraignantes, de Kyoto à l'Accord de Paris.

Concrètement, les gouvernements sont mieux équipés pour comptabiliser la pollution et gérer des normes d'émission à l'intérieur de leur juridiction. Il peut en découler des perceptions erronées ou des effets pervers. On peut l'illustrer avec l'exemple de la cimenterie McInnis au Québec, qui est souvent décriée dans les médias ³⁴ comme un énorme émetteur qui annule les efforts de réductions de GES faits dans d'autres secteurs. Ce qui est vrai et sans ambiguïté, c'est que la cimenterie alourdit le bilan des émissions GES du Québec d'un point de vue comptable. Ce qui est moins clair, c'est si la cimenterie a réellement un impact net négatif ou plutôt positif sur les émissions de GES à l'échelle planétaire (la seule échelle qui compte réellement) et donc sur les changements climatiques. Voici trois scénarios qui aident à réfléchir à la question.

Scénario 1: Si on présume que l'ajout de la cimenterie McInnis ne fait pas augmenter la consommation de ciment dans le monde ni le nombre de projets utilisant du ciment, alors elle ne fait que réduire la part de marché d'autres cimenteries. Et si les émissions GES de la cimenterie McInnis (par tonne de ciment) sont inférieures à celles des autres cimenteries dont elle s'approprie la part de marché, alors l'effet réel est une réduction nette des émissions mondiales de GES.

Scénario 2: Par contre, si l'ajout d'un nouveau joueur sur le marché met une pression à la baisse sur les prix, il est possible que plus de projets choisissent le ciment comme matériau de construction, résultant en une hausse nette des émissions GES de l'industrie du ciment au niveau mondial (malgré les émissions inférieures par tonne de ciment de McInnis).

Scénario 3: Considérant que la cimenterie McInnis est déjà en opération, imaginons qu'elle soit simplement déplacée de 40 kilomètres, de l'autre côté de la Baie des Chaleurs au Nouveau-Brunswick. Le bilan GES du Québec s'en trouverait instantanément amélioré, alors que l'impact réel sur les changements climatiques serait nul.

Le déménagement ou la fermeture de la cimenterie McInnis aurait donc un impact favorable significatif au niveau comptable des réductions de GES du Québec, mais aucun effet net sur les GES au niveau mondial. En revanche, une augmentation du prix de la tonne de CO₂ pourrait influencer à la baisse la quantité de ciment utilisée au Québec, résultant en une réduction nette réelle des GES au niveau mondial. Ce que cet exemple fait ressortir, c'est que le fait de comptabiliser sur une base régionale des émissions dont l'impact est planétaire peut induire beaucoup de distorsions.

Dans la même veine, il existe souvent une certaine confusion sur la façon dont sont comptabilisées les émissions GES. Intuitivement, on tend à croire que les émissions polluantes doivent être captées ou traitées au point d'émission pour avoir l'effet désiré de réduction de l'impact sur l'environnement. C'est vrai pour les émissions dont l'impact est local ou régional, mais pas pour les émissions GES dont l'impact est planétaire. On n'a qu'à penser aux émissions de particules fines et à l'ozone causant le smog. Il est clair qu'une réduction de ces émissions dans la région de Québec pour réduire le smog dans la région de Montréal serait complètement inefficace.

Pourtant, dans le cas des émissions GES, **que le CO₂ soit capté à 10 mètres, à 10 kilomètres ou à 10 000 kilomètres du point d'émission, cela ne fait pas de différence.** Et les molécules de CO₂ captées n'ont pas à être celles générées au point d'émission. Il n'y a pas de différence entre capter une molécule de CO₂ générée 30 secondes plus tôt à la sortie d'une cheminée ou une molécule de CO₂ présente dans l'air depuis 50 ans. Donc la compensation des émissions GES d'un émetteur donné, par la captation de CO₂ ou autre type de réduction de GES à une localisation différente que le point d'émission, est aussi légitime et efficace en principe qu'une captation au point d'émission. De la même façon qu'un montant d'argent retiré à un guichet automatique en Chine a une valeur identique au même montant retiré du même compte à un guichet au Québec.

Les protocoles de certification d'émissions GES selon des normes rigoureuses et les mécanismes de transactions de crédits carbone / droits d'émission (ex : Western Climate Initiative à laquelle participe le Québec et la Californie) permettent de se rapprocher progressivement de la situation idéale où les réductions d'émissions GES sont faites au moindre coût. L'atteinte d'un résultat visé au moindre coût est à la base même de l'économie de marché; cela laisse plus de ressources pour les autres missions de l'État dans le cas des gouvernements et augmente les marges de profit dans le cas des entreprises.

Le cas de la Chine

Comme les émissions GES ont un impact planétaire et que nous partageons tous le même réservoir commun (l'atmosphère), il est d'autant plus important de comprendre la dynamique internationale. J'ai eu la chance entre 2002 et 2007 d'être impliqué de près dans l'analyse du secteur de l'hydrogène et des énergies propres en Chine, ainsi que de participer à des missions technologiques dans ce pays, alors que je travaillais pour le Conseil national de recherches du Canada (CNRC) à Vancouver. Depuis 2002, la situation de la Chine a évolué drastiquement. Ce que le pays fera dans les années à venir, tant au niveau de ses émissions GES que dans le domaine de l'hydrogène, influencera grandement la suite des choses.

Pour bien comprendre la position de la Chine, la Figure 13 est un bon point de départ. Entre 2000 et 2020, la proportion des importations nettes de pétrole en Chine est passée de 20% à 70% (<1M à 10M barils/jour), alors que celle des États-Unis est passée de 50% à 0% (10M à 0 barils/jour). Il faut dire que le nombre de véhicules en Chine a explosé durant la même période, avec une croissance de plus de 1000%, passant d'un nombre inférieur à celui du Canada en 2000 jusqu'à surpasser le total des États-Unis en 2020 (plus de 300 millions de véhicules). La forte dépendance de la Chine aux importations de pétrole était déjà anticipée au début des années 2000, mais le niveau actuel représente un risque à la sécurité énergétique du pays. C'est une raison importante pour laquelle la Chine s'est engagée fermement depuis 20 ans dans le développement de véhicules électriques (#1 mondial, 45% des véhicules électriques en service) et le développement d'énergies renouvelables (#1 mondial, 29% de l'électricité renouvelable générée). Pendant ce temps, les États-Unis ont regagné leur autonomie énergétique liée au pétrole, en raison du boom des technologies du pétrole de schiste.



Data source: U.S. Energy Information Administration.

Figure 13: volution des importations nettes de pétrole de la Chine et des tats-Unis

Pour mieux mesurer l’ampleur du défi auquel fait face la Chine, j’ai choisi de l’exprimer en « unités du Québec ». D’abord, la Chine est maintenant le plus grand émetteur de GES au monde, de loin avec des émissions totales de 12 400 millions de tonnes de CO_{2e}/an dont 9 900 Mt CO_{2e}/an proviennent du secteur de l’énergie, ce qui correspond à plus de 30% des émissions mondiales de ce secteur.¹⁸ Le président Xi Jinping s’est engagé devant l’assemblée des Nations Unies à la fin de 2020, puis dans le cadre de la COP 26, à ce que les émissions de CO₂ de la Chine plafonnent avant 2030 et que le pays atteigne la carboneutralité avant 2060.³⁵ Pour atteindre cet objectif d’ici 2060, la Chine devra maintenir un rythme moyen de réduction des GES de plus de 300 Mt CO_{2e}/an pendant 38 ans.

C’est un **rythme équivalent à rendre le Québec carboneutre en 15 semaines (!)** ...pendant 38 ans.

L’ajout d’énormes quantités d’électricité renouvelable sera nécessaire, mais ne suffira pas. Depuis les 10 dernières années, la Chine a maintenu un rythme soutenu, en ajoutant à tous les 18 mois en moyenne une quantité d’électricité renouvelable équivalente à la production totale d’Hydro-Québec (~ 200 TWh/an). Mais le charbon couvre encore 50% de la croissance de la demande durant cette période.³⁶ Pour convertir toute sa production d’électricité en électricité renouvelable et répondre à la demande croissante, la Chine devrait tripler et maintenir son rythme d’ajout de nouvelle capacité électrique renouvelable – l’équivalent de construire 1 Hydro-Québec à tous les 5 mois, jusqu’en 2050.

- 1 H-Q à tous les 18 mois – rythme actuel comble 40% (130 TWh/an) de la croissance de la demande
- 1 H-Q à tous les 7 mois pour combler toute la croissance de la demande d’électricité (350 TWh/an)
- **1 H-Q à tous les 5 mois pour remplacer toute la production d’électricité** d’ici 2050 (475 TWh/an)
- 1 H-Q à tous les 2 mois pour substituer l’ensemble des besoins en énergie de la Chine.

En 2021, une feuille de route détaillée pour que la Chine atteigne la carboneutralité en 2060 a été déposée à l’Agence Internationale de l’Énergie.³⁷ Ce plan prévoit que l’hydrogène jouera un rôle important dans l’atteinte de cet objectif. Il prévoit une capacité de production de 70 Mt/an d’hydrogène par électrolyse d’ici 2060, provenant de 750 GW d’électrolyseurs utilisant 3300 TWh/an (20% du total de l’électricité prévue alors en Chine). Pour mettre cette capacité en contexte, imaginons qu’Hydro-Québec choisisse d’allouer tous ses surplus (~32 TWh/an, 15% de sa production) à la production d’hydrogène par électrolyse, cela comblerait **seulement 1% des besoins d’hydrogène vert de la Chine à l’horizon 2060.** Pour atteindre son objectif, la Chine devra mettre en service:

- **1 électrolyseur équivalent à celui de 88 MW d’Hydro-Québec en moyenne à toutes les 40 heures** ...pendant les 38 prochaines années.

Tous ces chiffres permettent de relativiser les ambitions du Québec dans l'hydrogène vert. On constate en outre l'importance d'investir dans le développement de technologies, en dehors de la production québécoise d'hydrogène vert, puisque celle-ci ne couvrira au mieux que 0,2% du marché mondial de l'hydrogène. Cette proportion correspondrait à une production de 240 000 tonnes/an d'hydrogène aujourd'hui (0,2% de 119 Mt/an), nécessitant environ 2000 MW de capacité d'électrolyseurs, utilisant 6% de la production électrique du Québec^j. En 2050, 0,2% du marché de l'hydrogène correspondrait à une production de 1,2 Mt/an d'hydrogène (0,2% de 600 Mt/an), nécessitant environ 10 000 MW de capacité d'électrolyseurs, utilisant ~20% de la production électrique du Québec.

Ces chiffres permettent aussi de comprendre le sérieux de la Chine dans les technologies de l'hydrogène et que ces technologies émergeront à grand volume, indépendamment du fait que le Québec participe ou non à cette évolution.

Lors de ma première mission en Chine en 2002, avec une délégation canadienne dans le domaine de l'hydrogène et des piles à combustibles, il y avait déjà un grand intérêt. Le secrétaire général du ministère de la science et de la technologie en Chine de même que l'ambassadeur canadien étaient présents. Les compagnies canadiennes du secteur venaient de lever plus de 1 milliard \$ sur le marché l'année précédente (incluant Ballard (500 M\$), Hydrogenics (130 M\$) et Stuart Energy (150 M\$)). Ballard Power Systems ne participait pas à cette mission en raison de craintes liées à la propriété intellectuelle.

Parmi les gens que nous avons rencontrés à cette occasion, Dr. Wan Gang, ingénieur mécanique et directeur du « New Energy Automobile Engineering Center » à l'Université Tongji de Shanghai, a fait une présentation visionnaire du futur secteur automobile chinois où coexisteraient les véhicules électriques à batterie et les véhicules électrique à piles à combustible (hydrogène). Il était alors en charge de développer le premier prototype d'une voiture à piles à combustibles chinoise. Il faut savoir que Wan Gang a complété son doctorat en Allemagne, puis travaillé chez Audi aussi en Allemagne dans les années 1990 avant de soumettre sa vision pour le futur du transport au Conseil d'État de la Chine en 2000. C'est sur la base de cette vision qu'il a été invité par le gouvernement chinois à revenir s'établir en Chine, pour débiter sa mise en œuvre.

Par la suite, il a connu une ascension fulgurante jusqu'à devenir ministre de la science et de la technologie de la Chine de 2007 à 2017 – unique ministre qui n'a jamais été membre du Parti Communiste. Dans les mois précédant sa nomination, j'ai participé à une autre mission en Chine avec les représentants d'une coalition de compagnies canadiennes impliquées dans l'hydrogène et les piles à combustible, avec l'objectif d'établir des partenariats mutuellement profitables. Le constat alors était que les brevets de Ballard (et autres) commenceraient à arriver à expiration à partir de 2012 et qu'il fallait capitaliser sur cet avantage avant que la Canada ne perde sa position enviable dans le domaine. Wan Gang est encore aujourd'hui au centre de la vision de la Chine pour l'hydrogène et l'électrification.^{38,39} C'est lui qui représentait la Chine à l'Accord de Paris en 2015 et à la création de Mission Innovation, initiative internationale clé pour accélérer le développement de l'énergie propre.

La Chine a poursuivi son développement des technologies de l'hydrogène, lentement mais sûrement au cours des 20 dernières années. Et les technologies canadiennes ont aussi trouvé leur chemin. La compagnie Westport Innovations (participant à la mission de 2002), issue de recherches à l'Université de la Colombie-Britannique permettant de convertir des moteurs diesel au gaz naturel, était le plus grand fournisseur d'autobus propres en Chine en 2002, en partenariat avec la compagnie Cummins. Il

^j 240 000 t H₂/an X 1000 kg/t X 55 kWh/kg H₂ = 13 TWh/an (~6% de la production d'Hydro-Québec de ~200 TWh/an). Facteur d'utilisation de 70% estimé pour les électrolyseurs (moyenne de 95% pour ceux alimentés à l'hydroélectricité et de 45% pour ceux alimentés à l'éolien); 13 TWh/an divisé par 8760 h/an divisé par 0,70 = 2150 MW => ~ 2000 MW
1,2 Mt H₂/an en 2050 multiplie par 5 ces chiffres (66 TWh/an = ~ 20% de la production future d'Hydro-Québec de 300-400 TWh/an) et ~ 10 000 MW d'électrolyseurs.

faut comprendre qu'en Chine, l'utilisation du gaz naturel dans le transport représentait une option préférable à l'hydrogène ou à l'électricité puisque les émissions GES associées à la production d'électricité (dominée par le charbon) – et donc à l'électrolyse de l'eau aussi – étaient supérieures à celles du gaz naturel; et que tout ajout de capacité d'électricité renouvelable était dédié en priorité à la consommation électrique du pays. Westport a par la suite formé un partenariat avec Weichai (compagnie d'État chinoise), l'équivalent de Cummins en Chine. Westport a plus récemment entrepris d'adapter sa technologie de moteur à combustion pour l'hydrogène plutôt que le gaz naturel, avec des partenaires solides.⁴⁰

Avec la maturation de l'hydrogène, Weichai est aussi devenu partenaire stratégique et plus important actionnaire de Ballard Power Systems en 2017. Weichai /Ballard (51/49) exploitent maintenant une entreprise conjointe qui produira plusieurs gigawatts de piles à combustibles en Chine⁴¹. L'expertise canadienne dans l'électrolyse a pour sa part trouvé son chemin via Stuart Energy, acquise par Hydrogenics en 2004, elle-même acquise en 2019 par Cummins (81%; l'autre 19% étant détenu par Air Liquide), qui annonçait en décembre 2021 un partenariat avec Sinopec, plus grande compagnie pétrolière chinoise et mondiale (revenus plus élevés que Saudi Aramco, Exxon, Shell, BP, etc.), pour la production d'électrolyseurs avec une capacité initiale de 500 MW/an, augmentant à des GW ensuite.⁴²

Enfin, la Chine envoie aussi des messages claires de ses ambitions par rapport à l'hydrogène. Par exemple, une entrevue diffusée à la télé chinoise en avril 2021 avec les chefs d'entreprises clés de la Chine discutant de la faisabilité technique et économique de mégaprojets dans l'hydrogène.⁴³ L'entrevue incluait respectivement le président de : 1) la plus grande compagnie pétrolière de Chine (*Sinopec* – entreprise d'État); 2) l'une des trois plus grandes compagnies d'électricité en Chine (*SPIC* – State Power Investment Corp, entreprise d'État, 3X la capacité installée d'Hydro-Québec); 3) le numéro un mondial dans le solaire (*LONGi* – avec une production de panneaux solaires excédant 15 GW/an); et 4) l'un des plus grands manufacturiers d'éoliennes au monde (Mingyang – 6 des 10 plus grands manufacturiers mondiaux d'éoliennes sont chinois). Soulignons que Sinopec produit déjà à elle seule plus d'hydrogène gris (3,5 Mt/an) que toute la production du Canada⁴⁴. Mentionnons aussi que LONGi a annoncé à l'automne 2021 qu'elle augmentait sa capacité de production d'électrolyseurs alcalins de 500 MW en 2021 à 2 GW en 2023, et à 5-10 GW d'ici 5 ans.^{45,46} LONGi prévoit installer 60% de tous les électrolyseurs à l'échelle mondiale en 2022. Autre signe du sérieux de l'hydrogène, l'Alliance de l'Hydrogène de la Chine est dirigée par Guanhua Xu, ex-ministre de la science et de la technologie pendant 6 ans (juste avant Wan Gang) et ancien vice-président de l'Académie des sciences de la Chine.

Lorsque j'ai débuté dans le domaine de l'hydrogène, les influences les plus importantes étaient la Californie, avec ses lois forçant l'introduction de véhicules zéro-émissions (et les États-Unis en général en raison de leur dépendance au pétrole importé), ainsi que le Japon en raison de sa dépendance à l'importation d'énergie de toutes catégories. Aujourd'hui, la situation a énormément changé. La Chine représente réellement un point d'inflexion pour les technologies de l'hydrogène, avec son poids économique, démographique, et l'importation de 70% de son pétrole qui rend le pays vulnérable au niveau de sa sécurité énergétique. L'autre nation qui influence fortement la direction de l'hydrogène est l'Allemagne, qui a misé fortement sur les énergies renouvelables depuis plus de 20 ans pour réduire sa dépendance au charbon tout en se retirant du nucléaire, et qui doit aujourd'hui gérer les implications à grande échelle des énergies renouvelables intermittentes.

La Chine (en Asie) et l'Allemagne (en Europe) ont chacune à leur façon peser de manière décisive sur la direction des technologies de l'hydrogène et leur déploiement massif anticipé, en raison d'impératifs stratégiques à long terme. Les autres principaux pays impliqués dans l'hydrogène ont soit une importance secondaire sur leur continent respectif (ex : Japon, Corée du Sud, Royaume-Uni, Espagne) ou ils suivent plutôt une logique d'opportunité (ex : France, États-Unis, Canada, Australie) en fonction de leurs ressources naturelles ou de leur avantage technologique.

La dynamique du secteur privé a aussi changé rapidement depuis quelques années, passant d'un écosystème dominé par les développeurs de technologies (généralement de taille modeste) à une dynamique compétitive de grandes sociétés, que ce soit les compagnies de gaz industriels, les multinationales du secteur pétrolier et gazier, les grands constructeurs automobiles, les producteurs et distributeurs d'électricité, etc. Cette transition s'est plus clairement amorcée avec la formation du Conseil de l'Hydrogène en 2017 et s'est accélérée par la suite. Le Conseil attirait d'ailleurs l'attention en juillet 2021 sur le fait que plus de 500 milliards \$ en projets d'hydrogène avaient été annoncés.⁴⁷

Les centres de données, les cryptomonnaies et les émissions GES

Autant la Chine a une influence forte sur la direction mondiale de l'hydrogène, autant l'accélération de l'ère digitale a une influence majeure sur la consommation d'électricité. Elle continue de s'accélérer avec le télétravail, les transactions en ligne, le stockage de quantités toujours plus grandes d'information dans le cloud informatique, la 5G, etc. Les centres de données consomment aujourd'hui plus de 250 TWh/an et sont en voie de faire augmenter cette consommation entre 500-2000 TWh/an d'ici 2030.^{48,49} Des projections précises sont difficiles à confirmer dû à la croissance exponentielle de la quantité de données, qui est compensée en partie par des avancées technologiques permettant de réduire la consommation énergétique. Ces projections sont néanmoins en ligne avec les hypothèses utilisées par l'Institut du Québec pour la demande des centres de données, s'appuyant sur une croissance moyenne de 6,7%/an, menant à environ 800 TWh/an en 2030.⁵⁰

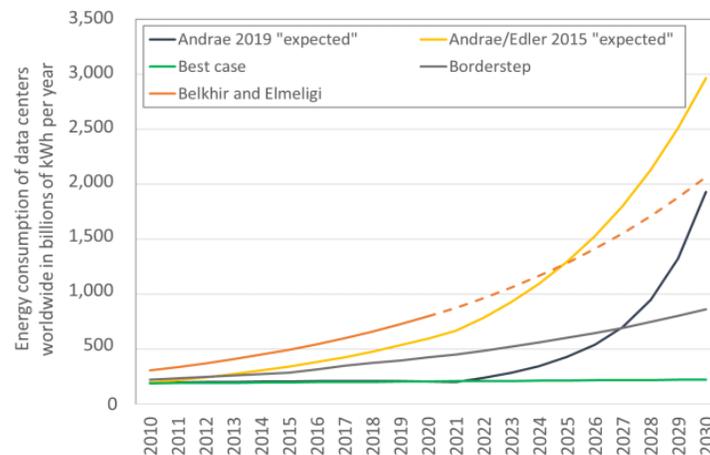


Figure 14: Projections de la demande mondiale en électricité (TWh/an) des centres de données.⁴⁸

Les émissions GES associées aux centres de données ont déjà été comparées à celles du secteur de l'aviation il y a quelques années.^{51,52} Cette comparaison semble exagérée, mais elle est tout-à-fait plausible d'ici 2030. En utilisant le facteur moyen d'émissions GES pour l'électricité (475 g CO_{2e}/kWh) au niveau mondial⁵³, il faudrait que la consommation des centres de données s'élève à environ 2000 TWh/an pour que les émissions GES surpassent celles du secteur de l'aviation (915 Mt CO_{2e}/an).⁵⁴

Le phénomène des cryptomonnaies quant à lui est là pour rester, et les chaînes de blocs qui y sont associées ont créé une hausse de la demande en électricité encore plus rapide que celle des centres de données. L'industrie du Bitcoin consomme aujourd'hui autour de 132 TWh/an en électricité, avec des émissions GES élevées estimées à 69 MtCO_{2e}/an.⁵⁵ C'est un niveau d'émissions GES comparable à l'exploitation des sables bitumineux du Canada (83 Mt/an⁵⁶) et similaire aux émissions GES totales du Québec (84 Mt/an). Si on inclut toutes les autres cryptomonnaies, bien qu'elles soient généralement moins énergivores selon le mécanisme de consensus qu'elles utilisent, on double le total. L'industrie des cryptomonnaies a donc réussi l'exploit peu enviable, en seulement quelques années, de surpasser nettement les émissions GES des sables bitumineux du Canada. Cette tendance se poursuit malgré les efforts pour réduire la consommation d'électricité; une étude prévoit que la consommation d'électricité du Bitcoin atteindra près de 300 TWh/an en 2024, la mettant au 12^e rang mondial des pays en en terme de consommation d'électricité comparable (Figure 15).⁵⁷

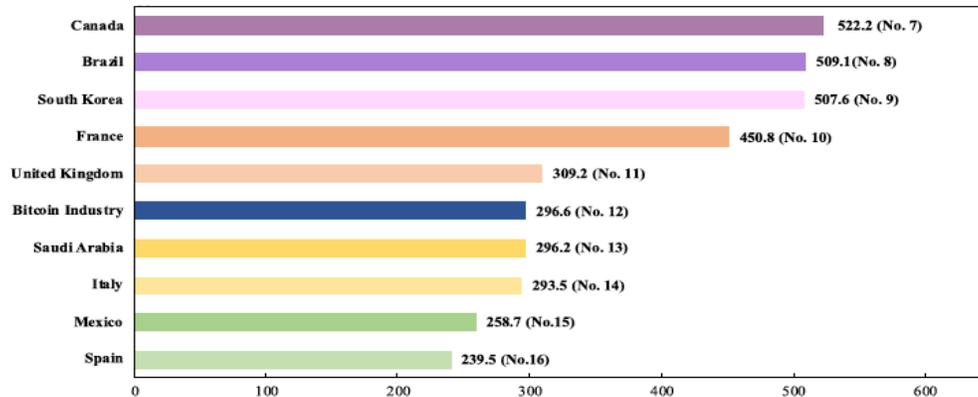


Figure 15: Consommation d'électricité (TWh/an) de divers pays comparée à la consommation annuelle prévue de l'industrie du Bitcoin en 2024.

L'évolution rapide des technologies digitales doit être intégrée dans l'approche de réduction des GES :

- **Les cryptomonnaies ont déjà des émissions GES supérieures aux sables bitumineux du Canada**
- **Les centres de données ont des émissions GES en voie de rejoindre celles du secteur de l'aviation**

Ces développements sont importants dans la stratégie de développement de l'hydrogène parce qu'ils créent des demandes importantes d'électricité au niveau mondial, qui entrent en compétition avec l'hydrogène par électrolyse. Les centres de données et le minage de chaîne de blocs sont des industries qui sont vraisemblablement plus élastiques au prix de l'électricité que l'hydrogène. Pour preuve, l'appel d'offre d'Hydro-Québec de 2019⁵⁸, visant 300 MW dédié aux chaînes de blocs prévoit un tarif de l'ordre de 5-6 ¢/kWh^k, alors que l'hydrogène par électrolyse peut difficilement rester compétitif au-delà de 4 ¢/kWh. Par ailleurs, les émissions GES semblent généralement plus élevées pour ces industries digitales que pour la production d'hydrogène, même lorsqu'il s'agit d'hydrogène gris.

Fait important à noter, les centres de données et le minage de chaînes de blocs créent une opportunité qui n'existait tout simplement pas dans le passé pour valoriser l'électricité sobre en carbone. Jusqu'à maintenant, il fallait acheminer l'électricité jusqu'au lieu de consommation via des lignes électriques existantes ou en construire de nouvelles si nécessaire. Les centres de données et le minage de chaînes de blocs permettent de substituer les lignes électriques par des réseaux internet haute vitesse. L'information peut donc être acheminée au Québec, où l'électricité sobre en carbone est valorisée dans des serveurs, avant de retourner l'information traitée/stockée à l'utilisateur.

Ma suggestion principale en lien avec cette section serait donc de s'assurer que la stratégie de l'hydrogène du Québec **prend la pleine mesure des risques et des opportunités associés avec la nature planétaire des GES et de l'hydrogène.** Ceci inclut :

- La vulnérabilité de l'hydrogène vert du Québec à devenir moins compétitif vis-à-vis les alternatives, qui peuvent en principe devenir tout aussi décarbonées, par une réduction de GES à moindre coût à une distance aussi grande que nécessaire du lieu de production de l'hydrogène.
- La difficulté de compétitionner les économies d'échelle comme celles de la Chine ou de l'Alberta.
- La possibilité que des applications alternatives, comme les centres de données et le minage de chaînes de blocs, offrent un potentiel de valorisation supérieur de l'électricité sobre en carbone d'Hydro-Québec, tant d'un point de vue économique que de l'impact sur la réduction des GES.

Dans le cas du Québec, maximiser la valeur de son électricité sobre en carbone implique de se tenir à la fine pointe des outils transactionnels de crédits carbone et des technologies des chaînes de blocs. Il faudra s'assurer que les choix politiques maximisent la réduction de GES au niveau planétaire, plutôt qu'au niveau comptable au Québec seulement, afin de limiter les effets des changements climatiques.

^k Hydro-Québec, Tarif CB de grande puissance : exemple pour une puissance de 10 MW, facteur d'utilisation de 90%.
 Tarification mensuelle typique : [(10 000 kW x 13,342 \$/kW) + (10 000 kW x 24 h/j x 30j/mois x 90% x 3,505 ¢/kWh)]
 = 360 544 \$/mois. Divisé par (10 000 kW x 24 h/j x 30j/mois x 90%) = **5,6 ¢/kWh**

5) Opportunités et risques pour le Québec – une perspective élargie

Des fondations de plus de 40 ans

Le Québec a déjà un historique important concernant le potentiel de l'hydrogène, comme vecteur énergétique et comme intermédiaire chimique dans la production d'une multitude de produits à la base de l'économie. Les documents menant à l'ébauche de la stratégie de l'hydrogène en font état.

Dans les années 1980, le Conseil de l'industrie de l'hydrogène du Canada⁵⁹ a été fondé à Montréal par Richard Champagne⁶⁰, ancien vice-président de la Société de développement de la Baie-James. L'organisation, composée de partenaires industriels majeurs (ex : Air Liquide, Esso, Shell et Ballard Power Systems), a été impliquée dans plus de 600 M\$ de projets industriels dont la liquéfaction d'hydrogène au Québec. Le Conseil a répliqué son modèle aux États-Unis, au Japon et en Russie et organisé le premier sommet mondial sur l'hydrogène.

Hydro-Québec était impliquée dès 1986 avec Air Liquide dans une entreprise conjointe (HydrogenAL)⁶¹ pour la liquéfaction d'hydrogène produite par un électrolyseur de 7 MW à Bécancour⁵⁹. Hydro-Québec était également impliquée dans une autre entreprise conjointe complémentaire (Electrolyser inc.) pour le développement d'électrolyseurs, avec Noranda et la compagnie ontarienne Electrolyser Corp. Cette dernière est plus tard devenue Stuart Energy Systems, avant de fusionner avec Hydrogenics et d'être acquise par Air Liquide et Cummins. C'est à la même époque, en 1990, qu'a germé le projet Euro-Québec en collaboration avec l'Allemagne, visant à étudier la faisabilité de produire à grande échelle (projet pilote de 100 MW) de l'hydrogène par électrolyse de l'eau à partir de l'hydroélectricité du Québec destiné à l'exportation vers l'Allemagne⁶²; une idée qui ne date pas d'hier donc.

En 1987, le Québec était bien représenté sur le Comité consultatif des perspectives de l'hydrogène qui a rédigé le rapport « *L'hydrogène: une mission nationale pour le Canada* »², entre autres par Lionel Boulet, vice-président du Comité et fondateur de l'IREQ (Institut de Recherche d'Hydro-Québec). La vision du rôle élargi de l'hydrogène a aussi inspiré la création de l'Institut de recherche sur l'hydrogène (IRH) par le professeur Tapan Bose à l'Université du Québec à Trois-Rivières au début des années 1990.

C'est aussi au Québec, dans l'Est de Montréal qu'a eu lieu le premier projet au monde à l'échelle industrielle de pyrolyse du méthane (et autres hydrocarbures) par plasma, pour la production de noir de carbone et d'hydrogène à l'usine Karbomont⁶³, entre 1997 et 2003. Le procédé développé par la multinationale norvégienne Kvaerner visait principalement à produire du noir de carbone, et de l'hydrogène comme co-produit. Malheureusement, l'usine a connu plusieurs problèmes et la production n'a jamais été à la hauteur des attentes, ce qui a laissé une mauvaise impression de cette approche en général. Pourtant, aujourd'hui la compagnie Monolith aux États-Unis propose une version améliorée de cette approche, qui lui a valu de se retrouver sur la liste « Global Cleantech 100 » en 2022, parmi les innovations les plus prometteuses en technologies propres. C'est aussi le cas de la compagnie canadienne Ekona¹⁹, qui propose également un procédé de pyrolyse du méthane, mais sans utilisation de plasma. Au Québec, la compagnie Pyrogenesis a annoncé en décembre 2021 qu'elle poursuivait à son tour la production d'hydrogène décarboné via la pyrolyse du méthane par plasma.⁶⁴

On voit donc qu'il y a déjà longtemps que le Québec explore des avenues technologiques et commerciales qui pourraient lui permettre de tirer avantage du potentiel de l'hydrogène pour valoriser son hydroélectricité et ouvrir de nouvelles opportunités. Malgré les succès commerciaux plutôt modestes de la filière de l'hydrogène au Québec, il s'est créé une accumulation de connaissances et d'expertise (au niveau académique, chez Hydro-Québec, etc.) qui permettent au Québec de se positionner avantageusement, au-delà de ses atouts en termes d'électricité renouvelable, pour la phase d'expansion majeure des technologies de l'hydrogène qui s'amorce.

La Colombie-Britannique au cœur des technologies de l'hydrogène

À la fin des années 1990, le centre de gravité de l'hydrogène au Canada s'est déplacé clairement vers l'Ouest du pays. D'une part, la production industrielle a connu un essor majeur en Alberta avec l'exploitation des sables bitumineux, lesquels nécessitent un apport important en hydrogène afin être valorisés (upgrading). D'autre part, la Colombie-Britannique est rapidement devenu un pôle mondial des technologies de l'hydrogène grâce à l'investissement de 1 milliard \$ en R&D dans la firme Ballard Power Systems par des acteurs de premier plan du secteur automobile (Daimler, Ford, Chrysler).

Ces développements faisaient suite à des progrès lents et décevants dans le domaine des piles au lithium depuis plusieurs années, en particulier par le US Advanced Battery Consortium (fondé en 1991), une entité regroupant General Motors, Ford et Chrysler avec le support du Département de l'énergie américain, pour avancer la recherche précompétitive dans le domaine des batteries pour les véhicules électriques. Toute cette attention envers Ballard a fait grimper l'action de la compagnie à des niveaux stratosphériques en 2000, sa capitalisation boursière approchant celle des grandes banques canadiennes. Les fonds alors injectés dans la compagnie ont aussi créé une forte demande pour de la main d'œuvre spécialisée dans ce nouveau domaine et stimulé l'émergence de plusieurs PME dans la grande région de Vancouver, souvent des fournisseurs de Ballard ou des entreprises dérivées.

Dr. Geoffrey Ballard, co-fondateur de la compagnie, était à la base un géologue canadien expatrié aux États-Unis pour travailler dans le secteur pétrolier, lorsqu'est survenue la crise du pétrole de 1973. C'est ce qui l'a motivé à se lancer dans la R&D de solutions alternatives au pétrole. Après 7 ans de recherches dans le domaine des piles au lithium, qui se sont soldées par la faillite de son entreprise, il s'est alors lancé dans une autre alternative en 1987 : les piles à combustible à hydrogène, qui ont démontré un progrès plus rapide et un meilleur potentiel que les piles au lithium. Dr. Ballard était proche du Dr. David Scott, fondateur de l'Institute for Integrated Energy Systems (IESVic) à l'Université de Victoria en 1989 et auteur principal du rapport « *Hydrogen: National Mission for Canada* » en 1987. Dr. Scott s'était lui-même expatrié de l'Ontario; après que la province ait coupé son support financier à l'Institute for Hydrogen Systems, qu'il avait fondé et qu'il dirigeait à l'Université de Toronto.

Alors que l'activité autour des piles à combustible et de l'hydrogène était en pleine effervescence, le Conseil national de recherches du Canada (CNRC) a décidé de convertir son institut de recherche de Vancouver, axé principalement sur la foresterie, en « Institut d'innovation sur les piles à combustible » et d'ajouter un support spécialisé aux PME clientes de son programme d'aide à la recherche industrielle (PARI). J'ai été le premier analyste spécialiste de l'hydrogène et des piles à combustibles embauché par le CNRC en support au PARI, sur la recommandation du directeur d'IESVic à l'époque, Gerard McLean. Ce dernier est maintenant directeur exécutif du « B.C. Centre for Innovation and Clean Energy »⁶⁵, créé en 2021 avec un budget de 105 M\$ provenant à part égale des gouvernements provincial, fédéral et de Shell Canada. L'Université de la Colombie-Britannique s'est aussi mise à recruter des experts du domaine dont Walter Mérida d'IESVic (aujourd'hui vice-doyen et directeur d'un projet de 23 M\$ pour l'intégration d'un micro-réseau réseau hydrogène/ électricité renouvelable/ véhicules zéro-émission à UBC) et David Wilkinson, ancien vice-président technologie de Ballard.

Avec l'émergence d'une véritable grappe des technologies de l'hydrogène, d'autres compagnies de la Colombie-Britannique ont également connu un certain succès. C'est le cas de Cellex, formée par d'ex-étudiants gradués d'IESVic (dont la compagnie précédente s'appelait « General Exergy »), qui avait ciblé dès 1999 le créneau des chariots élévateurs comme marché initial où les piles à combustible et l'hydrogène auraient un avantage économique clair. La compagnie a été acquise quelques années plus tard (pour 45 M\$US) par PlugPower, aujourd'hui la plus importante compagnie de piles à combustible aux États-Unis. PlugPower a aussi fait l'acquisition la même année de General Hydrogen, compagnie fondée par Dr. Ballard (suivant son départ de Ballard Power Systems) qui s'était tourné vers le même créneau, après que son focus initial sur une infrastructure de l'hydrogène (semblable à HTEC aujourd'hui) se soit révélé prématuré. L'équipe de Cellex est maintenant à la tête d'Ekona, qui vient de lever 79 M\$ en financement pour la production d'hydrogène turquoise à l'échelle industrielle¹⁹.

Autre cas notable, la compagnie QuestAir avait développé un système rapide et économique de séparation/purification de l'hydrogène pour les piles à combustible. La compagnie (dont le président à l'époque était Jonathan Wilkinson – actuel ministre des ressources naturelles) a connu un succès commercial modeste avant de fusionner avec la compagnie québécoise Xebec, qui a vu sa valeur sur le marché dépasser 1 milliard \$ au cours de la dernière année. La même invention développée par QuestAir a été reprise par certains de ces ex-employés quelques années plus tard pour la capture du CO₂ à l'échelle industrielle avec la création de la compagnie Svante. Celle-ci est maintenant sur la liste Global Cleantech 100; elle est dirigée par le Québécois Claude Létourneau et compte sur son conseil Stephen Chu, ancien secrétaire à l'énergie américain sous Obama et récipiendaire d'un prix Nobel.

Après une période d'effervescence de plusieurs années, l'intérêt des investisseurs s'est mis à décliner vers la fin des années 2000, alors que les succès commerciaux tardaient à se matérialiser. S'en est suivi des années plus modestes, de survie pour plusieurs compagnies, où l'activité se concentrait sur la R&D appliquée pour augmenter la fiabilité des systèmes et en réduire les coûts. J'étais alors avec Technologies du développement durable Canada à Ottawa (TDDC, 2007-2011), où j'ai aidé à structurer des projets de R&D et de démonstration à l'échelle industrielle dans les technologies de l'hydrogène, d'une valeur de 140 M\$ (incluant 37 M\$ en contributions de TDDC). Environ 80% de ces projets étaient menés par des consortiums de la Colombie-Britannique. Cela a permis dans plusieurs cas de conserver l'expertise au Canada, de sorte que ces compagnies peuvent aujourd'hui profiter de l'opportunité renouvelée par l'expansion majeure des technologies de l'hydrogène. Plus récemment, de nouvelles entreprises formées par des vétérans du secteur développent des projets à grande échelle, comme Renewable Hydrogen Canada, qui propose des projets d'hydrogène vert et de méthanol à partir de CO₂ en partenariat avec des joueurs importants de l'énergie tels Enbridge et Fortis.

La Colombie-Britannique a donc réussi, non sans heurts, à bâtir une solide grappe des technologies de l'hydrogène depuis une vingtaine d'années et un écosystème qui en assure la continuité, incluant :

- la contribution des institutions universitaires (ex: UBC, Université de Victoria, Simon Fraser);
- le support dans le temps des gouvernements provincial et fédéral (dont le CNRC);
- un bassin de main d'oeuvre spécialisée/expérimentée et des entreprises bien établies;
- une culture du capital de risque adaptée, dont Chrysalix (établi en 2001 – premier fonds de capital de risque au monde dédié aux technologies de l'hydrogène à ses débuts) et Evok Innovations (établi en 2016 – 100 M\$ pour la décarbonation industrielle, via les technologies de l'hydrogène et du captage de CO₂; les partenaires commanditaires incluent Suncor et Cenovus – deux grands joueurs des sables bitumineux – et la « BC Cleantech CEO Alliance »)
- l'implication de BC Hydro (équivalent d'Hydro-Québec) et de Fortis BC (équivalent d'Énergir);
- l'association canadienne de l'hydrogène et des piles à combustible (CHFCA) à Vancouver;
- les firmes professionnelles qui ont acquis une connaissance approfondie du secteur pour mieux le supporter (ex : PwC, Ernst&Young, Gowling, etc.), incluant la propriété intellectuelle.

À cela s'ajoute une profondeur d'analyse acquise au fil des ans, comme en témoignent la firme *Zen* (*Zen and the Art of Clean Energy Solutions*) – fondée par des vétérans de Ballard Power Systems, et *IBET* (*Institute for Breakthrough Energy + Emission Technologies*) – composée aussi de vétérans du secteur et d'ex-gradués d'IESVic. *Zen* est l'auteur principal de la stratégie de l'hydrogène du Canada²⁰, au nom du gouvernement canadien, en collaboration avec *IBET* pour la modélisation de la demande en hydrogène afin de préciser l'opportunité pour le pays. *Zen* et *IBET* ont également produit l'analyse qui a servi de base pour la stratégie de l'hydrogène de la Colombie-Britannique.^{66,67}

À noter qu'*IBET* a aussi produit l'analyse stratégique des combustibles gazeux pour le programme de recherche collaborative « *Matériaux pour combustibles propres* » du CNRC, dont je supervisais la mise sur pied en 2019-20. Cette analyse a été partagée avec le Ministère de l'énergie et des ressources naturelles (MERN) du Québec en 2019.

L'opportunité pour le Québec

Aujourd'hui, le Québec a de nouveau l'opportunité de tracer une voie qui lui correspond afin de maximiser les retombées économiques et environnementales liées à l'hydrogène, à un moment charnière où l'hydrogène intensifie son rôle à l'échelle mondiale, particulièrement dans ses applications énergétiques. Cette voie doit être résolument tournée vers l'avenir. Elle doit intégrer et tirer avantage de tous les éléments nouveaux qui n'existaient pas ou dont l'impact était marginal dans les années 1980, 1990 ou 2000. On pense entre autres :

- Aux applications énergétiques, notamment au niveau des transports, qui n'existaient pas avant que la technologies des piles à combustibles ait suffisamment évolué et mûri;
- Aux possibilités qui s'ouvrent à l'hydrogène comme ingrédient essentiel dans la production de biocarburants (stade commercial), de carburants synthétiques (stade pré-commercial) et autres produits fabriqués à partir de CO₂;
- À la valeur des émissions de CO₂ qui ne faisait pas partie de l'équation jusqu'à très récemment, ou si peu en raison d'un prix négligeable;
- Au déploiement commercial des énergies renouvelables intermittentes, qui ont accéléré le besoin de solutions de stockage d'électricité à grande échelle, incluant l'hydrogène;
- À la maturation des solutions de captage et de stockage/utilisation du CO₂ qui a nécessité des années et des milliards \$ en investissement pour la démonstration de projets pilotes;
- À l'évolution des technologies de batteries , dont les performances se sont beaucoup améliorées, en faisant clairement l'option la plus compétitive pour certains marchés;
- À l'internet, aux technologies digitales et à l'intelligence artificielle , qui permettent toutes sortes d'optimisations et facilitent les transactions, tant d'énergie que de crédits carbone.

C'est pourquoi la stratégie de l'hydrogène du Québec en 2022 doit être très différente de ce qui était envisagé dans les années 1980-90. Et malgré les succès relatifs observés en Colombie-Britannique dans l'hydrogène et les piles à combustible depuis le début des années 2000, la stratégie de l'hydrogène du Québec ne devrait pas non plus tenter de reproduire ce qui s'y est fait depuis 20 ans. Tel que noté à la section précédente, le paysage des technologies de l'hydrogène a radicalement changé depuis 2-3 ans; on sent bien que le rythme et la direction des développements sont maintenant dictés beaucoup plus par les grands groupes industriels et les géants de l'énergie, que par les développeurs de technologies généralement de taille plus modeste. Les investissements de plus de 500 milliards \$ annoncés dans des projets d'hydrogène sont un bon indicateur de cette tendance.⁴⁷

Dans un marché avec d'aussi gros joueurs et avec des opportunités de cette taille, il est d'autant plus critique de se concentrer sur ses avantages distinctifs et de discerner les approches les plus susceptibles de traduire ces opportunités en profits pour le Québec. Au niveau de la production de produits technologiques comme des électrolyseurs ou des piles à combustible, les approches qui se contenteraient d'imiter ce qui se fait déjà ont peu de chance de réussir, surtout avec des joueurs de la taille de ce qu'on voit en Chine. Le Québec doit capitaliser sur ses atouts, comme l'électricité renouvelable à faible coût, mais aussi miser fortement sur sa capacité d'innovation. C'est peut-être la meilleure chance qu'il a de tirer pleinement avantage de la taille colossale du marché mondial de l'hydrogène décarboné et des technologies qui y sont associées.

Pour s'assurer que la stratégie québécoise sur l'hydrogène réponde à ces aspirations, je propose de la réexaminer selon trois objectifs fondamentaux :

- 1. Maximiser la réduction des GES – à l'échelle planétaire;**
- 2. Maximiser les retombées économiques pour le Québec et ses entreprises;**
- 3. Minimiser les risques d'investissement et d'orientations dans un contexte en évolution.**

Les pages qui suivent discutent 9 suggestions / recommandations pour la stratégie québécoise de l'hydrogène que j'ai formulées avec ces trois objectifs en tête.

1) Mettre moins d'emphase sur l'hydrogène vert, élargir à l'hydrogène « décarboné », se référant à la norme européenne CertifHy.

- Bien que le caractère « vert » de l'hydrogène produit à partir d'électricité renouvelable soit un élément différenciateur fort et un avantage indéniable pour le Québec, il est possible que l'opportunité économique réelle soit moins importante qu'il n'y paraît.
- L'avantage de l'hydrogène vert québécois repose surtout sur le bas coût de son électricité et sur ses très faibles émissions GES. Or il y a un risque non-négligeable que cet avantage s'effrite sur les deux fronts.
 - L'exemple d'un projet d'hydrogène bleu carboneutre comme celui d'Air Products en Alberta est préoccupant.³¹ Avec une capacité équivalente à un électrolyseur de 3000 MW, le coût de l'hydrogène projeté est de 1,50-1,60 \$US/kg, à partir de réformage autotherme (ATR) combiné au captage et stockage du CO₂ (CSC). Pour que l'électrolyse soit compétitive avec ce coût, il faut que le prix de l'électricité soit inférieur à 3 ¢US/kWh et que les coûts en capital et d'opération des électrolyseurs soient nuls (0\$). Rappelons que le coût de production anticipé de l'hydrogène vert au Québec, selon le document de consultation¹, est estimé environ 100% plus cher à l'horizon 2025-2030 (3,19 \$US/kg) et environ 50% plus cher à l'horizon 2050 (2,48 \$US/kg). Par contre, ce scénario en Alberta est dépendant de la disponibilité d'une géologie favorable pour le stockage du carbone. De tels coûts rendraient le Québec moins attractif pour des industriels internationaux à la recherche d'hydrogène décarboné bon marché. Néanmoins, l'avantage de l'Alberta pourrait ne pas être matériel pour les utilisateurs d'hydrogène au Québec, considérant les coûts élevés de transport de l'hydrogène.
 - Un autre exemple est la compagnie Ekona de Colombie-Britannique qui a développé une technologie de pyrolyse du méthane qui pourrait en principe rivaliser elle aussi avec les coûts ci-dessus (ATR + CSC).¹⁹ La compagnie en est encore au stade de démonstration, mais si les performances sont validées, il est concevable que dans quelques années, on voit apparaître des usines d'hydrogène décarboné à partir de gaz naturel – mais indépendantes de la géologie requise pour le stockage du CO₂, puisque le carbone qui est co-produit avec l'hydrogène est sous forme solide. On pourrait alors retrouver de telles usines au Québec, capables d'offrir de l'hydrogène décarboné à un prix équivalent à celui de l'électricité à ~3 ¢US/kWh. Pour compétitionner, il faudrait que l'hydrogène par électrolyse puisse être produit avec de l'électricité à ~2 ¢US/kWh, (laissant ~1 ¢US/kWh pour les coûts capital/opération); à moins d'être subventionnée.
- Sachant que ~ 99,8% de l'hydrogène utilisé dans le monde dans les prochaines décennies ne sera pas de l'hydrogène vert du Québec, il est souhaitable que le Québec puisse participer autant que possible à la création de valeur dans l'hydrogène, autre que la valeur associée à l'hydrogène vert produit ici. Si le Québec allait chercher 0,2% de cette valeur (0,2% x 99,8%), la création de richesse pourrait être comparable à 100% de la valeur de l'hydrogène vert québécois (100% x 0,2%). Ceci peut prendre toutes sortes de formes (produits, services, royalties sur propriété intellectuelle, nouvelles entreprises, etc.).
- La norme CertifHy développée en Europe pourrait servir de seuil à respecter pour s'assurer qu'on travaille toujours avec de l'hydrogène décarboné (< 36,4g CO₂/MJ = 4,37kg CO₂/kg H₂) au Québec. Pour l'hydrogène bleu et l'hydrogène vert, ce seuil se traduit grossièrement en :
 - Hydrogène bleu : stockage du carbone > 90% et émissions de méthane totales < 1%.
 - Hydrogène vert : électricité renouvelable à > 90% pour l'électrolyse de l'eau.
- Il y aura également des choix à faire pour maximiser la valeur économique et les réductions de GES qui peuvent être réalisées avec l'électricité renouvelable du Québec. La Figure 16 permet de comparer les réductions de GES potentielles avec l'électricité d'Hydro-Québec selon qu'elle est utilisée pour se substituer à la production d'hydrogène d'autres sources (kg CO₂/kg H₂) ou à de l'électricité d'autres sources (g CO₂/kWh). La Figure 17 traduit ces émissions GES en « prime décarbonée » (\$/kg H₂ ou ¢/kWh) dans un scénario idéal où les crédits carbone sont entièrement valorisés, pour divers prix du carbone (50-170 \$/t CO₂).

- On observe qu'il est possible que la production d'hydrogène vert ne maximise ni les réductions de GES, ni la valeur économique des crédits carbone associés.
- Même si une fraction seulement des crédits carbone (associés aux options ou l'électricité d'Hydro-Québec se substitue à d'autres sources d'électricité plutôt qu'à d'autres sources d'hydrogène) peuvent se traduire en valeur tangible (\$/tonne CO₂), il se pourrait que les revenus associés soient comparables.

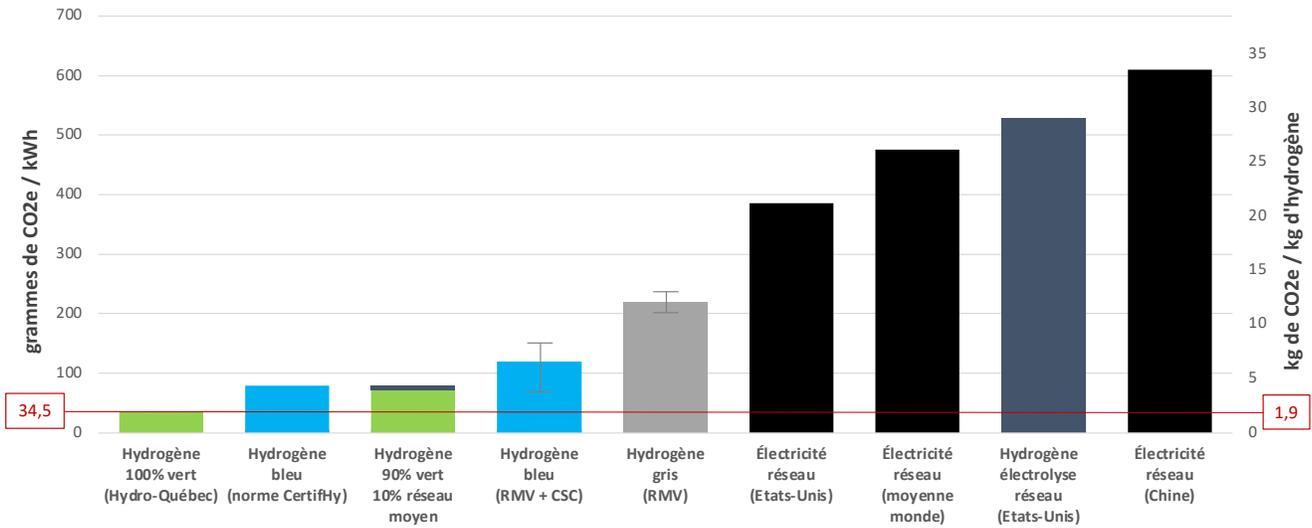


Figure 16: Comparaison de l'avantage GES de l'électricité d'Hydro-Québec pour la production d'hydrogène vert par rapport à d'autres options de production d'hydrogène¹ et d'autres sources d'électricité. Exprimé en équivalent CO₂ pour l'électricité (g CO₂/kWh) et pour l'hydrogène (kg CO₂/kg H₂).

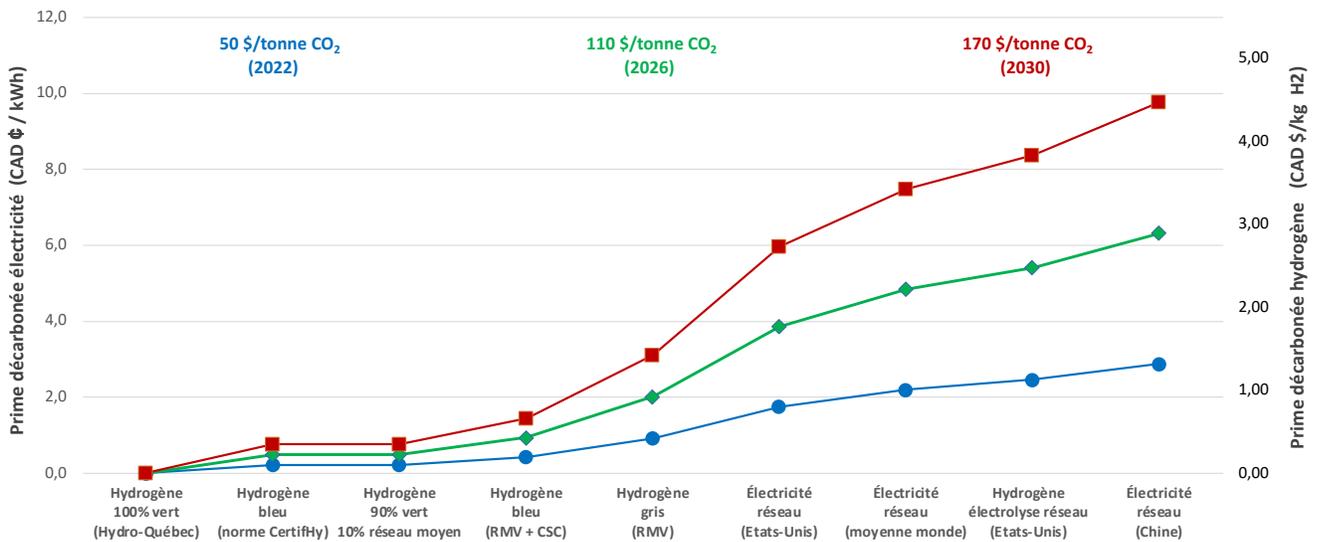


Figure 17: Comparaison de l'avantage GES de l'électricité d'Hydro-Québec pour les mêmes options, mais traduit en termes économiques pour le cas idéal où la différence d'émissions GES est pleinement valorisée. Exprimé en CAD \$/kWh pour l'électricité et en CAD \$/kg pour l'hydrogène.

¹ Les barres verticales indiquées pour les options à partir du réformage du méthane à la vapeur (RMV) indiquent les plages de valeurs obtenues en utilisant des émissions de méthane totales = 1,5%, un taux de captage du CO₂ de 55-93%, et un potentiel de réchauffement planétaire du méthane sur un horizon de 20 et de 100 ans. (Bauer et al.)²⁶

2) Mettre moins d'emphase sur l'exportation de grands volumes d'hydrogène vert, mais plus sur la production/exportation de produits à valeur ajoutée qui utilisent l'hydrogène.

- Pour les raisons indiquées au point précédent, il semble risqué de trop miser sur l'avantage économique brut de l'hydrogène vert du Québec. Des projets qui utilisent l'hydrogène vert comme un intrant pour des produits à valeur ajoutée, et qui permettent de valoriser d'autres ressources/rejets sont préférables. L'utilisation d'hydrogène par le consortium d'Energem pour la génération de biocarburants à partir de matières résiduelles (projet de 876 M\$⁶⁸) ou le projet proposé par SAF+ pour la production de carburants synthétiques (300 M\$⁶⁹) à partir des émissions de CO₂ de Parachem à Montréal sont d'excellents exemples. Un autre exemple intéressant est la production de méthanol et de gaz naturel renouvelable à partir d'hydrogène vert dans les projets de Renewable Hydrogen Canada (Colombie-Britannique et Manitoba).⁷⁰
- Tout le bagage et l'expérience du projet Valorisation Carbone Québec (VCQ)^{71,72} peut aussi être mis à contribution en ce sens.^m

3) Mettre plus d'emphase sur l'intégration aux chaînes de valeur et infrastructures existantes.

- Les grandes compagnies du secteur de l'énergie, que ce soit dans le gaz naturel, la pétrochimie ou la production de gaz industriels, ont déjà d'immenses actifs d'infrastructure dont l'hydrogène peut tirer avantage. Il ont également l'expertise et une vaste expérience dans la production et la distribution de produits énergétiques. Il faut assurément que ces acteurs soient impliqués autant que possible dans les projets l'hydrogène. Des exemples au Québec en particulier sont Énergir (projets d'injection d'hydrogène dans le réseau de gaz naturel) et Suncor dans l'est de Montréal.

4) Mettre plus d'emphase sur la R&D de pointe qui présente un important potentiel de création de richesse, via la valorisation par des entreprises dérivées et/ou des joueurs majeurs.

- La valorisation du potentiel intellectuel qui existe au Québec (dans les universités, les instituts de recherche, les entreprises, etc.) représente probablement l'un des meilleurs leviers pour profiter des opportunités du secteur de l'hydrogène. Que ce soit dans les matériaux, les procédés, le stockage d'hydrogène, la valorisation du carbone, l'intégration de l'hydrogène avec le CO₂/ la biomasse ou dans la fabrication de pointe, la taille des marchés visés peut se traduire en une importante valorisation économique. Celle-ci peut se réaliser en partenariats avec des multinationales, via la valorisation de propriété intellectuelle, ou via des entreprises dérivées. Dans un contexte où la R&D peut souvent être applicable à l'ensemble du marché international et où des grands joueurs sont activement impliqués, il est primordial de favoriser la recherche collaborative et les partenariats. Voici quelques exemples de directions R&D à considérer.
- Bien sûr capitaliser sur l'expertise établie à l'UQTR et la région de Trois-Rivières dans le domaine de l'hydrogène et des électrotechnologies. Mais aussi tout ce qui touche les procédés de chimie, de chimie verte et d'intégration du CO₂, notamment à Polytechnique (avec l'historique du projet Valorisation Carbone Québec – VCQ) et d'autres institutions (ex : l'Université Laval et le programme CIRCUIT⁷³). Le Québec a réellement développé un capital de connaissance et d'expertise dans le captage et la valorisation du CO₂ (impliquant souvent de l'hydrogène) via l'entreprise CO₂ Solutions et VCQ. L'Annexe III présente des extraits d'un rapport de l'Office de la propriété intellectuelle du Canada qui porte spécifiquement sur les technologies d'atténuation des changements climatiques au Canada.⁷⁴ Le tableau qui liste les principales familles de brevets au Canada dans le captage du carbone, à l'Annexe III, montre la position forte que CO₂ Solutions avait à ce niveau. Il est intéressant de noter que deux autres familles de brevets dans cette liste (D. Keith – *Carbon Engineering* et B. Keefer – *QuestAir* et plus tard *Svante*) ont donné naissance à deux compagnies de la Colombie-Britannique qui se retrouvent aujourd'hui sur la liste Global Cleantech 100.³³

^m Je représentais l'Université Laval au comité de direction du projet Valorisation Carbone Québec en 2017-2018.

- Le Québec a aussi des avantages distinctifs dans certains éléments stratégiques de la chaîne de valeur de l'hydrogène, comme le stockage, notamment les hydrures métalliques, où Hydro-Québec a développé une expertise de recherche depuis plus de 25 ans. L'entente de recherche collaborative entre Hydro-Québec et l'Université de South Wales au Royaume-Uni annoncée en mars 2021 est un exemple qui permet de capitaliser sur cette expertise.⁷⁵
- Le Conseil national de recherches du Canada (CNRC) offre divers leviers qui peuvent être utilisés par le Québec pour accélérer sa R&D dans l'hydrogène. Le programme « Matériaux pour combustibles propres »³² (dont j'ai supervisé la mise sur pied en 2019-20) se concentre sur le développement de matériaux – accéléré par l'intelligence artificielle – pour la production économique d'hydrogène sobre en carbone et la conversion de CO₂ en produits à valeur ajoutée. Le programme collabore d'ailleurs avec plusieurs universités canadiennes dans ce domaine (dont au moins trois au Québec), ainsi qu'avec des partenaires internationaux au Royaume-Uni et en Allemagne – pays avec lequel un programme de R&D conjoint sur la production d'hydrogène sobre en carbone a été lancé en 2021.⁷⁶ Il existe aussi une expertise dans la fabrication de pointe appliquée au domaine de l'hydrogène, notamment au CNRC à Boucherville, où la R&D a permis de développer des procédés de fabrication nettement moins chers pour les assemblages membranes-électrodes utilisées dans les piles à combustible à électrolyte polymère (PEM).⁷⁷
- L'intelligence artificielle, qui est une des forces du Québec au niveau international, est aussi un atout de choix, puisqu'elle peut permettre d'accélérer grandement la recherche de nouveaux matériaux. C'est un pilier important du programme « Matériaux pour combustibles propres » du CNRC; le directeur du programme avait d'ailleurs publié un article à ce sujet dès 2017 dans la revue *Nature* avec Yoshua Bengio comme co-auteur, bien connu dans le domaine de l'intelligence artificielle.⁷⁸
- La Colombie-Britannique offre un modèle intéressant de programme de R&D d'envergure dans le domaine avec le « B.C. Centre for Innovation and Clean Energy »⁶⁵, créé en 2021 avec un budget de 105 M\$ provenant à part égale des gouvernements provincial, fédéral et de Shell Canada. Le Québec pourrait s'inspirer d'un tel modèle combinant des sources de fonds des gouvernements ainsi que de joueurs majeurs dans le domaine de l'énergie.
- À un niveau plus fondamental, mais potentiellement déterminant à long terme, la photosynthèse artificielle permettrait d'extraire de l'énergie utile directement du flux d'exergie contenu dans la radiation solaire (Figure 1) pour la production d'hydrogène, de carburants liquides et de substance chimiques de base.^{79,80,81,82} Il faut savoir que l'efficacité de conversion de la photosynthèse dans les plantes (radiation solaire à énergie chimique) est inférieure à 1%, bien qu'elle soit pourtant à la base de toute l'exergie stockée dans la biomasse et les combustibles fossiles. En laboratoire, une efficacité de conversion aussi élevée que 19% a été observées pour la production d'hydrogène à partir de la séparation de l'eau, inspirée de la photosynthèse artificielle.⁸⁰ Toujours en laboratoire, le record observé d'efficacité de conversion de la lumière solaire en hydrogène est de 30% (combinaison photovoltaïque-électrolyse).⁸³ Ces développements sont toujours au niveau expérimental, avec des matériaux souvent onéreux et des problèmes de stabilité et de dégradation rapide. Néanmoins, ils sont indicateurs du vaste potentiel de cette approche, surtout que les défis technologiques sont similaires à ceux du domaine photovoltaïque, qui a connu des avancées spectaculaires au cours de la dernière décennie. Les États-Unis ont annoncé en 2020 un budget de 100 M\$ dédié à la poursuite de la recherche sur la photosynthèse artificielle.⁸⁴
- Enfin, pour illustrer le potentiel de création de richesse de nouvelles technologies dans ce secteur, on peut comparer la valeur de l'hydrogène vert qui serait généré avec 2000 MW d'électrolyseurs au Québec^j avec la valeur au marché de certaines compagnies québécoises. 2000 MW d'électrolyseurs générerait environ 240 000 tonnes/an d'hydrogène^j – vendu à 3,30 \$CAD/kg (~2,65 \$US/kg, moyenne des cas 3 et 4 à la Figure 9), cela représente une valeur (et non un profit) de 792 M\$/an. En comparaison, les compagnies Xebec, Pyrogenesis et Lion Électrique ont chacune atteint une capitalisation boursière > 1 milliard \$ en 2021.

5) Intégrer la notion d'exergie (qualité/potentiel de l'énergie) en complément à l'analyse technico-économique et à l'analyse de cycle de vie (GES) pour optimiser les choix.

- Ce type d'analyse est particulièrement important dans le cas de l'électricité, qui constitue une « qualité » d'énergie supérieure (voir section 2 de ce mémoire).
- Voici un exemple qui illustre bien l'impact potentiel de cette suggestion.
 - En Finlande, un centre de données de 24 MW ouvert à Helsinki en 2018 est alimenté par de l'électricité renouvelable carboneutre. La chaleur résiduelle générée par le refroidissement des serveurs est valorisée dans un réseau de chaleur qui contribue au chauffage de 20 000 résidences de la ville voisine.^{85,86} Dans ce cas, l'exergie disponible dans l'électricité est utilisée (« consommée ») partiellement par le centre de données. L'énergie contenue dans l'électricité à l'entrée du système est conservée dans le processus, mais entièrement convertie en énergie thermique basse température à la sortie. Cette énergie thermique contient moins d'exergie (c'est une forme d'énergie de moindre « qualité ») que l'électricité initiale, mais suffisamment pour être valorisée de manière très efficace dans le réseau de chaleur, pour le chauffage des résidences.
 - S'il n'y avait pas de réseau de chaleur dans cet exemple, et que les résidences étaient chauffées directement à l'électricité (plinthes électriques), il faudrait presque doubler la quantité d'électricité requise pour répondre à la fois aux besoins du centre de données (traitement et stockage d'information – 24 MW électrique) et des résidences (chauffage – 23 MW électriqueⁿ fournissant 23 MW thermique).⁸⁷ Si les résidences étaient plutôt chauffées par des thermopompes, le besoin en électricité pourrait être réduit par un facteur 3 (~8 MW électrique fournissant 23 MW thermique).^o
 - S'il n'y avait pas de réseau de chaleur dans l'exemple initial, mais que les résidences étaient chauffées par de l'hydrogène vert (plutôt que du gaz naturel), il faudrait alors prévoir suffisamment d'hydrogène vert pour fournir 23 MW thermique (ce qui nécessiterait environ 32 MW électrique pour alimenter les électrolyseurs).^p
 - Le tableau ci-dessous résume ces divers scénarios. Ils utilisent tous 100 % d'électricité renouvelable carboneutre comme source d'énergie et fournissent tous la même quantité de chaleur utile aux 20 000 résidences et la même quantité d'électricité au centre de données (sauf le scénario de référence qui exclut le centre de données). Par contre, on constate un grand écart dans la quantité d'électricité requise (24 à 55 MW_e) selon l'approche choisie.

Scénario	Électricité requise (MW _e)	Réductions de GES vs. scénario de référence
Centre de données + chauffage réseau de chaleur	24	Oui
Centre de données + chauffage électrique/thermopompes	32	Oui
Centre de données + chauffage électrique/plinthes	47	Oui
Centre de données + chauffage hydrogène vert	55	Oui
Scénario de référence : Pas de centre de données + chauffage électrique/plinthes	23	Non

Tableau 5: Comparaison de divers scénarios, utilisant tous 100% d'électricité renouvelable.

ⁿ Le projet prévoit 200 000 MWh thermique / an. Divisé par 8760 h/an = 23 MW thermique en moyenne.

^o Voir section 2 de ce mémoire pour référence.

^p Considérant 55 kWh/kg H₂ requis pour l'électrolyse et 39,4 kWh/kg H₂ (pouvoir calorifique supérieur), l'efficacité de conversion de l'énergie électrique en énergie chimique = 39,4/55 = 72%. 23 MW thermique divisé par 0,72 = 32 MW_e

Aussi, tous les scénarios qui incluent le centre de données ont un effet supérieur de réduction des GES, puisque de l'électricité carboneutre remplace celle qui aurait été utilisée ailleurs (d'une intensité carbone plus élevée) dans un autre centre de données. Le premier scénario permet de toucher les revenus de la vente d'électricité et de la vente de chaleur avec seulement 24 MW. Le scénario excluant le centre de données est celui qui a le moins d'impact sur la réduction des GES au niveau planétaire, malgré qu'il nécessite sensiblement la même quantité d'électricité que le premier scénario.

- Ce que cet exemple fait ressortir, c'est l'importance d'analyser les divers scénarios afin d'optimiser l'utilisation de l'exergie disponible (analyse exergetique). L'analyse technico-économique peut ne pas favoriser le scénario optimal du point de vue de l'exergie, mais au moins la prise de décision est plus claire, plus transparente. Aussi, il peut y avoir des cas où l'hydrogène vert est plus adapté pour le chauffage; par exemple si les 20 000 résidences sont déjà chauffées au gaz naturel, l'injection d'hydrogène dans le réseau peut être la meilleure option pour la réduction des GES, malgré la perte d'exergie liée à l'électrolyse.

6) Mettre Hydro-Québec au centre de la valorisation de l'hydrogène vert.

- Hydro-Québec s'est déjà positionnée par rapport au rôle proactif que la société d'État entend jouer dans la filière de l'hydrogène vert.⁸⁸ Je souhaite simplement renforcer l'opportunité qui existe pour Hydro-Québec non seulement d'être activement impliqué à ce niveau, mais possiblement d'agir comme « chef d'orchestre » dans le développement et la coordination de l'hydrogène vert.
- La quasi-totalité des projets potentiels d'hydrogène vert utiliseraient l'électricité d'Hydro-Québec, seul fournisseur d'électricité au Québec. Avec l'expansion rapide prévue de la production d'électrolyseurs alcalins à grands volumes, notamment en Chine^{45,46}, on peut s'attendre à ce que le coût des électrolyseurs baisse plus rapidement qu'anticipé. Le cas 4 de la Figure 9 pourrait donc devenir une réalité à plus court terme, ce qui implique que le coût de l'électricité représenteraient 65-75% du coût de l'hydrogène vert (à 2,5-3 ¢US/kWh). Autrement dit, l'ensemble des autres coûts (capital + opération) représenteraient l'équivalent de 1-1,5 ¢US/kWh. Hydro-Québec serait donc le premier bénéficiaire de la vente d'hydrogène vert au Québec, récoltant indirectement environ 70% des revenus générés. Un exploitant d'électrolyseurs devrait compter uniquement sur le 30% de la valeur restante générée par les ventes d'hydrogène pour justifier son retour sur l'investissement.
- L'un des résultats de ma thèse, portant sur la production d'hydrogène par électrolyse²², était qu'un producteur/distributeur d'électricité comme Hydro-Québec serait l'acteur le mieux placé dans l'écosystème pour financer et gérer un parc d'électrolyseurs :
 - Comme l'intérêt principal d'Hydro-Québec est la vente d'électricité, un rendement sur l'investissement inférieur à celui exigé par un exploitant d'électrolyseur pourrait être acceptable. Il en va de même pour le coût de financement, moins élevé en raison du niveau de risque inférieur, deux éléments qui réduisent le coût de l'hydrogène vert. Hydro-Québec peut voir la production d'hydrogène vert comme une extension de ses services d'électricité, avec un coût additionnel de 1-1,5 ¢US/kWh pour l'hydrogène.
 - Dans un marché émergent, Hydro-Québec aurait plus de flexibilité à substituer des petits électrolyseurs par des unités de plus grande capacité à mesure que la demande croît dans les différentes régions du Québec. Les plus petites unités pouvant être progressivement déplacées dans des régions où la demande est moins grande.
 - L'opération des électrolyseurs peut être interrompue avec très peu de préavis en périodes de pointe de la demande d'électricité. Hydro-Québec peut tirer avantage de ce caractère interruptible de l'électrolyse pour gérer la demande dans son réseau.
- La production d'hydrogène vert recoupe : 1) à des fins industrielles les activités typiques d'une compagnie de gaz industriels (ex: Air Liquide); 2) à des fins de mobilité durable les activités typiques d'un distributeur de carburant. Le développement de modèles d'affaires mutuellement avantageux pour Hydro-Québec et ces types de partenaires est souhaitable.

7) Encourager clairement l'adoption de l'hydrogène comme combustible au Québec dans les applications où les batteries ou autres alternatives ne sont pas compétitives.

- Indépendamment de ce que fera le Québec, l'hydrogène comme carburant sera adopté à grande échelle dans le monde. Ce qui reste difficile à prévoir, c'est la part qu'il occupera dans chaque marché, en fonction de plusieurs variables qui continueront à évoluer.
 - Les grandes décisions en ce sens ont déjà été prises au plus haut niveau dans certains pays, en particulier la Chine et l'Allemagne (première économie d'Asie et d'Europe respectivement). Ces décisions s'appuient sur des argumentaires économique et stratégique bien étudiés. Le cas de la Chine a déjà été discuté à la section 4, mais en lien avec l'Allemagne, j'ai cru bon de reproduire la Figure 18 ci-dessous. Elle présente une conclusion importante d'un rapport publié en 2018 par Forschungszentrum Jülich⁸⁹, l'un des plus grands centres de recherche interdisciplinaires d'Europe, sur lequel s'appuie le gouvernement allemand.

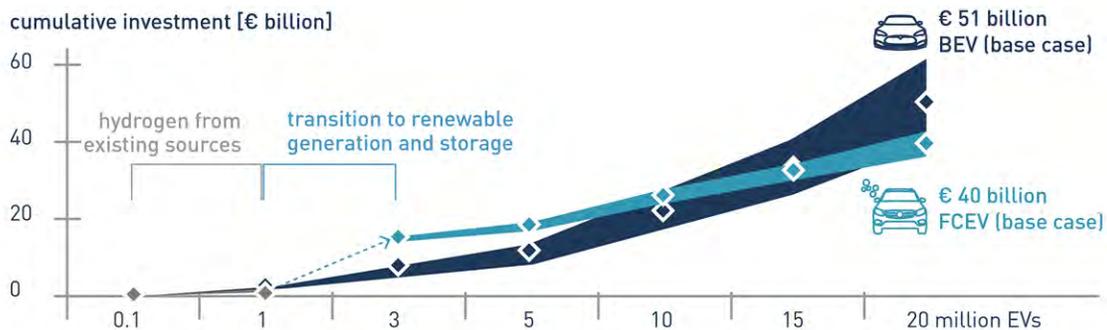


Figure 18: Comparaison des coûts cumulatifs d'investissement dans les infrastructures en Allemagne pour alimenter en électricité ou en hydrogène jusqu'à 20 millions de véhicules.

L'analyse suggère qu'à 20 millions de véhicules, le choix de véhicules électriques à piles à combustible (FCEV) alimentés à l'hydrogène permettrait d'économiser 11 milliards € en coûts totaux d'infrastructure. Le coût pour les utilisateurs (cent €/km) revient quant à lui pratiquement au même pour les deux options, mais les émissions GES sont davantage réduites avec les FCEV (-99%) qu'avec les véhicules électriques à batteries BEV (-90%). Le contexte de l'Allemagne est bien différent du Québec, surtout par rapport à la disponibilité de larges surplus d'électricité renouvelable intermittente qui favorisent l'hydrogène vert. Mais ce résultat est un exemple clair qui permet de comprendre pourquoi le développement à grande échelle de l'hydrogène comme carburant aura lieu dans certains pays.

- Le Québec devra se positionner par rapport au rythme de ces développements, à savoir combien proactif il veut être dans l'adoption de l'hydrogène comme carburant, et le genre d'opportunités économiques qu'offrent les technologies de l'hydrogène. L'approche proposée dans les documents menant à la stratégie de l'hydrogène du Québec m'apparaît tout-à-fait appropriée, notamment la priorisation des applications les plus intéressantes d'un point de vue économique et stratégique, et le développement de « hubs » (synergies avec de multiples utilisations/applications de l'hydrogène dans une région) et de projets structurants. Le Québec devrait avancer avec confiance dans cette voie, sachant que ces technologies seront produites à grand volume et adoptées ailleurs dans le monde, indépendamment des choix du Québec. On peut aussi s'appuyer sur des analyses technico-économiques de plus en plus sophistiquées pour assister dans la priorisation des applications, comme par exemple celles faites par le Hydrogen Council.⁹⁰

- Il est important également de rappeler les avantages fondamentaux de l'hydrogène, qui font que ce n'est pas un élément marginal de la transition énergétique ou une vague passagère, comme on pourrait parfois le croire considérant l'engouement et la surenchère dont il fait l'objet depuis un certain temps.
 - L'hydrogène a une densité énergétique inégalée parmi les combustibles chimiques et environ 300X plus élevée (MJ/kg) que les batteries lithium-ion. Dans la Figure 19 (a) ci-dessous, alors que l'univers des batteries – actuelles et de prochaine génération – est confiné au premier carré du quadrillé en bas à gauche, les combustibles chimiques occupent tout le reste de l'espace. La densité énergétique supérieure des combustibles chimiques se traduit par une plus grande autonomie, un temps de recharge/ravitaillement beaucoup plus court, une charge utile plus grande (dans le cas du transport de marchandises en particulier) et une puissance soutenue bien supérieure (dans le cas de l'aviation par exemple).

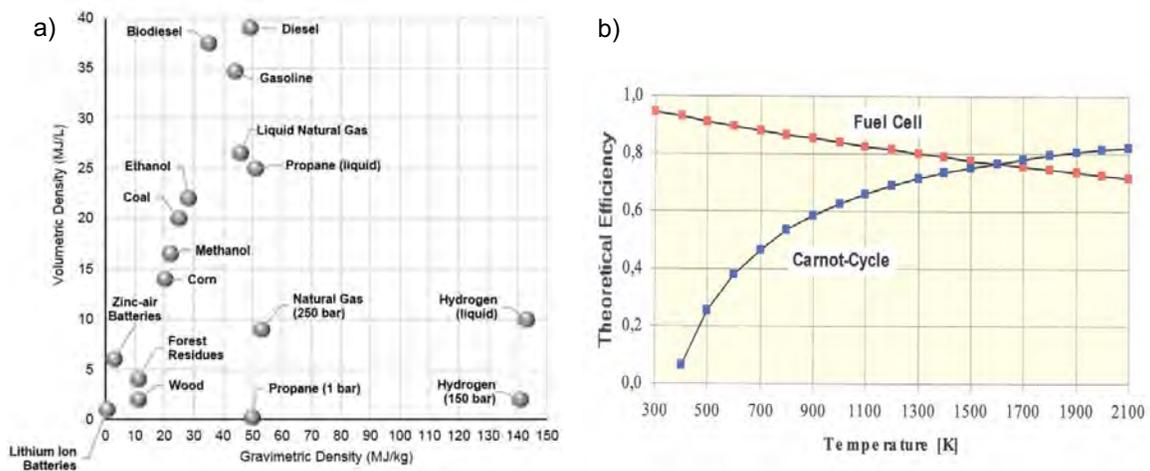


Figure 19: a) Densité énergétique de l'hydrogène vs. diverses alternatives de stockage de l'énergie ⁸⁰
 b) Comparaison de l'efficacité théorique/idéale des piles à combustible (fuel cell) à l'hydrogène vs. l'efficacité théorique des moteurs à combustion (cycle de Carnot) en fonction de la température d'opération.

- Avec les technologies actuelles de stockage de l'hydrogène, le "contenant" représente 90-95% du poids du système de stockage (ex : réservoir haute pression), ce qui réduit son avantage pratique en terme de densité énergétique par rapport aux batteries lithium-ion à 10-20X plutôt que 300X. Cela se traduit dans la Figure 19 (a) par un déplacement vers la gauche des points indiquant l'hydrogène (150 bar et liquide). Selon les progrès qui seront accomplis dans les années à venir dans les technologies de stockage de l'hydrogène, les points indiquant la position de l'hydrogène pourraient se déplacer vers la droite et vers le haut du graphique de la Figure 19 (a). Une plus grande quantité d'applications seraient alors susceptibles d'adopter l'hydrogène directement comme carburant. Si par contre l'hydrogène n'améliore pas ses caractéristiques de stockage, les autres combustibles chimiques conserveront de plus grandes parts de marché. Mais ils devront être sobre en carbone (ex : biocarburants, carburants synthétiques – diésel, kérosène, gaz naturel renouvelable synthétique, etc.), ce qui nécessite généralement de grandes quantités d'hydrogène pour leur production. Donc, l'hydrogène jouera un rôle important dans les combustibles chimiques sobres en carbone, que ce soit directement comme carburant ou indirectement comme « ingrédient » dans la production de biocarburants et de carburants synthétiques.

- La technologie des piles à combustible confère aussi à l'hydrogène un avantage important par rapport à la combustion, qui est généralement le seul mode de conversion énergétique pratique pour les autres combustibles chimiques.^q La Figure 19 (b) compare l'efficacité théorique maximale des piles à combustible à l'hydrogène et celle des moteurs à combustion (cycle de Carnot) en fonction de la température. Les piles à combustible PEM opèrent généralement à moins de 100°C (373 K), alors que les moteurs à combustion atteignent plus de 1000°C dans la chambre à combustion.

En pratique, l'efficacité de conversion énergétique des piles à combustible est presque toujours plus élevée que pour les moteurs à combustion. De plus, la haute température générée lors de la combustion cause la formation d'oxydes d'azote (NO_x), à partir de l'azote et de l'oxygène qui composent l'air. Or les NO_x sont des précurseurs importants pour la formation de smog et des pluies acides. Ainsi, même un moteur à combustion adapté à l'hydrogène produirait des NO_x et devrait prévoir un système anti-pollution correspondant.⁹¹

- Lorsque de l'électricité est utilisé comme source d'exergie pour la production d'un combustible chimique, l'hydrogène est de loin l'option la plus efficace. Pour décarboner tout le secteur des transports, il sera nécessaire de continuer à produire des substituts directs (ex : biocarburants, carburants synthétiques – diesel, kérosène) jusqu'en 2050 au moins. Que ce soit pour amortir pleinement les actifs qui utilisent ces carburants (ex : avions, transport maritime, usines) ou parce que les technologies de recharge ne sont pas suffisamment matures ou simplement inadaptées.

Mais il faut penser dès maintenant aux meilleures alternatives pour la suite. Dans une étude récente, on a analysé la demande cumulative en électricité requise pour décarboner complètement le secteur des transports en Europe d'ici à 2050, si 100% de l'énergie requise provenait d'électricité renouvelable. Indépendamment de l'aspect économique, trois scénarios ont été évalués. Le premier maximisait l'utilisation directe d'électricité; le second l'utilisation d'hydrogène (augmentation de **+16%** de la demande électrique totale); et le troisième les carburants synthétiques/"e-fuels" (augmentation de **+50%** de la demande électrique).⁹²

Alors que la production d'hydrogène par électrolyse nécessite environ 55 kWh/kg (0,39 kWh/MJ), des études récentes suggèrent que du diesel synthétique nécessiterait 0,64 kWh/MJ^r (à partir de CO₂ capté dans l'air et d'hydrogène par électrolyse)⁹³ et 0,68-0,87 kWh/MJ^s (à partir de CO₂ capté par un procédé aux amines).⁹⁴ À moins d'améliorations radicales, la production d'hydrogène par électrolyse devrait donc être favorisée à long terme, par rapport à la production de diesel synthétique, sauf pour les actifs existants (ex : flottes de camions) qui pourraient largement se décarboner à court terme sans modification au système de propulsion – un marché énorme en soi.

^q Le gaz naturel peut être utilisé directement dans des piles à combustible haute température (SOFC, MCFC), le méthanol dans un autre type de piles à combustible (DMFC - direct methanol fuel cell) et le carbone solide pourrait aussi être utilisé dans des piles à combustible haute température (DCFC - direct carbon fuel cell), mais avec une efficacité de conversion généralement plus faible que l'hydrogène.

^r L'article réfère à 0,57 kWh/kg pour un procédé carboneutre, mais utilisant du gaz naturel pour la chaleur requise dans une des étapes. Il fournit aussi l'information nécessaire pour arriver à 0,64 kWh/kg dans la version alimentée 100% à l'électricité.

^s L'article inclut le modèle Excel utilisé pour générer les résultats et les hypothèses requises afin de calculer ces valeurs. En 2027: (1086 MW x 333 j/an x 24 h/j x 1000 kW/MW) divisé par (10,02 PJ x 10⁹ MJ/PJ) = 0,87 kWh/MJ. En 2050: (855 MW x 333 j/an x 24 h/j x 1000 kW/MW) divisé par (10,02 PJ x 10⁹ MJ/PJ) = 0,68 kWh/MJ.

- Finalement, une clarification s'impose par rapport à l'efficacité de conversion de l'hydrogène. Lorsque produit par électrolyse et utilisé dans des piles à combustible, on utilise en réalité de l'électricité à la source pour fournir de l'électricité à l'application. La chaîne « *électricité–électrolyse–hydrogène–pile-à-combustible–électricité* » sert essentiellement de stratégie de stockage de l'électricité, avec les avantages et contraintes de cette approche. Même en considérant des efficacités élevées de 85% pour l'électrolyse et de 60% pour la pile à combustible, l'efficacité combinée de cette chaîne (85% x 60%) excède difficilement 50%. Il faut donc que les avantages procurés compensent nettement la baisse d'efficacité par rapport à la chaîne « *électricité–batterie–électricité* », qui peut aisément excéder 80%. La contrainte d'une efficacité de conversion élevée est significative pour les chaînes qui débutent avec l'électricité.

L'efficacité de la chaîne *électricité–électrolyse–hydrogène–pile-à-combustible–électricité*, comme celle de la chaîne *gaz-naturel-RMV–hydrogène–pile-à-combustible–électricité* (près de 50%), demeure toutefois nettement supérieure à celle de la chaîne dominante actuelle *pétrole-raffinage-gasoline-moteur-à-combustion* (plutôt 20-30%). Par contre, lorsque la source d'exergie initiale n'est pas sous forme d'électricité (ex : biomasse ou combustibles fossiles), la contrainte d'efficacité de conversion devient secondaire. C'est essentiellement la performance économique qui déterminera son succès dans le marché. Par exemple, dans la conversion de biomasse en hydrogène par gazéification, on s'intéresse au coût de l'hydrogène beaucoup plus qu'à l'efficacité de conversion de l'énergie chimique contenue dans la biomasse. Même chose pour l'approche novatrice de la compagnie Proton Technologies qui travaille sur la mise à l'échelle industrielle de son procédé de gazéification in-situ du pétrole/bitume. L'hydrogène produit, à un coût estimé entre 0,10-0,50 \$/kg⁹⁵, serait décarboné puisque c'est le seul gaz extrait des produits de la gazéification, laquelle a lieu à des centaines de mètres sous terre. Cette proposition est économiquement attrayante même si l'efficacité de conversion est plus faible, l'hydrogène ne représentant qu'une portion de l'énergie libérée par la gazéification.

8) Maximiser les réductions de GES et la capacité du Québec de « monétiser » la pleine valeur de son électricité sobre en carbone, en se tenant à la fine pointe des outils transactionnels pour les crédits carbone et de la technologie des chaînes de blocs.

- Il existe au Québec un potentiel majeur de réduction des GES à partir de l'électricité renouvelable – majeur dans la mesure où il peut réellement réduire les émissions GES au niveau planétaire. Rappelons que c'est le seul niveau qui compte vraiment dans les faits, puisque l'atmosphère constitue un réservoir commun et que le taux de CO₂ est essentiellement uniforme sur la planète.
 - Une réduction de GES qui a lieu entièrement à l'intérieur des frontières du Québec peut sembler plus efficace, du fait qu'elle est comptabilisée au Québec. C'est une distorsion liée à la façon de comptabiliser les émissions GES par juridiction plutôt qu'au niveau planétaire (voir section 4 de ce mémoire).
 - C'est le cas pour l'hydrogène vert au Québec, lorsqu'on le compare à de l'hydrogène bleu produit à l'extérieur de la province par exemple. On a l'impression que l'avantage de l'hydrogène vert est grand par rapport à l'hydrogène bleu (ou turquoise ou autre...). Or, la Figure 16 suggère plutôt que cet avantage est limité, par rapport à d'autres usages potentiels de l'électricité d'Hydro-Québec.
 - Ceci n'implique pas pour autant que la réduction de GES associée à l'hydrogène comme carburant soit marginale. Le Tableau 6 utilise l'exemple de voitures de taille similaire alimentées à la gasoline, à l'électricité ou à l'hydrogène. On observe que la réduction des GES pour une voiture à pile à combustible (PAC) alimentée par de l'hydrogène vert

permet de réduire les émissions GES presque autant qu'une voiture électrique à batteries (réduction GES de **91%** vs **96%**). La différence reflète essentiellement l'efficacité de conversion nettement plus élevée de la chaîne « *électricité–batterie–électricité* » vs. la chaîne « *électricité–électrolyse–hydrogène–pile à combustible–électricité* ».

- Par contre, si la voiture à pile à combustible est plutôt alimentée par de l'hydrogène bleu « décarboné » (qui respecte la norme CertifHy : < 4,37 kg CO₂/kg H₂), la réduction GES est tout de même de l'ordre de **80%**. On constate donc, avec ces hypothèses, que le fait de substituer la gasoline par de l'hydrogène « décarboné » comme carburant – quelle que soit sa couleur – réduit d'environ **80%** les émissions GES, alors que le fait de choisir l'hydrogène vert spécifiquement ne réduit les émissions GES que de **11%** additionnels. L'application choisie dans cet exemple (véhicule léger) n'est peut-être pas la meilleure au Québec où l'option électrique à batteries demeure la plus efficace, mais l'observation prépondérante, valide pour l'ensemble des applications, est la suivante :

Le fait de choisir de l'hydrogène « décarboné », quelle que soit sa couleur, est ce qui cause l'impact majeur pour la réduction de GES. Le fait de choisir l'hydrogène vert en particulier a alors un impact plutôt mineur sur la réduction de GES.

Scénario	Consommation au 100 km (carburant/électricité) ^t	Émissions au 100 km (kg CO ₂) ^t	Réductions de GES vs. scénario de référence
Véhicule électrique / batteries – Tesla 3 Électricité (Hydro-Québec)	19 kWh	0,7 kg	- 96 %
Véhicule électrique / pile à combustible – Toyota Mirai II Hydrogène vert (Hydro-Québec)	0,76 kg H ₂	1,4 kg	- 91 %
Véhicule électrique / pile à combustible – Toyota Mirai II Hydrogène bleu (norme CertifHy)	0,76 kg H ₂	3,3 kg	- 80 %
Véhicule électrique / pile à combustible – Toyota Mirai II Hydrogène gris (Réformage du méthane à la vapeur)	0,76 kg H ₂	9,1 kg	- 45 %
Scénario de référence : Véhicule moteur à combustion – Honda Civic Gasoline	7,1 litres	16,5 kg	0 %

Tableau 6: Comparaison des réductions de GES associées à diverses options dans le transport.

- Les réductions de GES associées à l'hydrogène dans le secteur des transports bénéficient non seulement des réductions de GES selon la façon dont l'hydrogène est produit, mais aussi de l'efficacité de conversion nettement plus élevée des piles à combustible par rapport au moteur à combustion. Si on regarde maintenant les réductions de GES associées à la simple substitution de l'hydrogène gris par de l'hydrogène vert ou bleu « décarboné » dans des applications industrielles, on constate des réductions de GES de l'ordre de **84%** et de **64%** respectivement (plutôt que 91% et 80% respectivement dans l'application transport ci-dessus).
- Si on applique maintenant ces hypothèses à un scénario de grand déploiement de l'hydrogène vert au Québec d'ici 2030-2035 (équivalent à 10 000 MW de capacité d'électrolyseurs et l'utilisation de 66 TWh/an^j), on peut évaluer son impact potentiel en termes de réductions GES totales. Selon qu'on utilise l'hydrogène vert dans des applications industrielles ou dans le transport ou un mélange des deux, on obtient des réductions GES annuelles de **12 à 24 millions de tonnes de CO₂** (Mt CO₂/an).

^t Données de consommation et d'émissions GES compilées par Ressources Naturelles Canada (Guide de consommation de carburant 2022), excepté la consommation de la Toyota Mirai II (source : Toyota). Les émissions de GES associées à l'hydrogène sont les mêmes que celles utilisées à la Figure 16, soit : 1,9 kg CO₂/kg H₂ pour l'hydrogène vert d'Hydro-Québec, 4,37 kg CO₂/kg H₂ pour l'hydrogène bleu (norme CertifHy) et 12,0 kg CO₂/kg H₂ pour l'hydrogène gris.

Scénario ^u	Électricité requise (TWh/an)	Potentiel de réduction GES vs. scénario de référence (Mt CO ₂ /an)	Valeur théorique crédits carbone @ 110 \$CAD/tCO ₂ (milliard \$CAD)
100% hydrogène vert (Hydro-Québec / 10 000 MW d'électrolyseurs ^j) <i>pas de centres de données</i>	66	12 - 24	1,3 - 2,6
100% hydrogène bleu/turquoise « décarboné » (norme CertifHy) <i>pas de centres de données</i>	0	9 - 21	1,0 - 2,3
100% hydrogène bleu/turquoise « décarboné » (norme CertifHy) <i>+ centres de données / minage de chaînes de blocs</i>	66	32 - 44	3,5 - 4,8
Scénario de référence : 100% statu quo (carburants gasoline/diésel + hydrogène gris par RMV) <i>pas de centre de données</i>	0	0	0

Tableau 7: Comparaison des réductions de GES potentielles futures associées à diverses options de grand déploiement d'hydrogène vert ou bleu/turquoise « décarboné » au Québec.

- Par contre, si on compare ces réductions GES à ce qui pourrait être réalisé dans un scénario où 100% de l'hydrogène utilisé au Québec est de l'hydrogène bleu « décarboné » (**9 à 21 Mt CO₂/an**), on constate que la différence est modeste, tout en laissant une grande quantité d'électricité renouvelable disponible pour d'autres applications avec un impact potentiellement plus en grand termes de réductions GES.^u Par exemple, si la même quantité d'électricité que celle requise dans le scénario d'hydrogène vert (66 TWh) était utilisée pour exploiter des centres de données et le minage de chaînes de blocs, une réduction additionnelle nette de 23 Mt CO₂/an serait possible^v. Ce qui implique une réduction totale de **32 à 44 Mt CO₂/an** en combinant le potentiel de l'hydrogène bleu décarboné et les centres de données. C'est-à-dire potentiellement le double des réductions GES du scénario hydrogène vert seulement. Rappelons que les émissions GES totales du Québec sont d'environ 84 Mt CO₂/an. Les réductions potentielles du Tableau 7 correspondent à des hypothèses et scénarios simplifiés, mais les résultats suggèrent clairement une analyse plus approfondie.
- Les réductions GES présentées ci-dessus peuvent être considérées comme « réelles » en ce sens que chaque véhicule à l'hydrogène réduit d'autant la consommation de gasoline ou de diésel sur la planète. Par opposition, les réductions GES associées à une fermeture hypothétique de la cimenterie McInnis seraient plutôt de nature « comptable », réduisant le bilan GES du Québec, mais n'ayant aucun impact sur la consommation mondiale de ciment. Les émissions GES seraient simplement déplacées à l'extérieur de la juridiction du Québec (voir section 4 du mémoire). Dans le cas des centres de données et du minage de chaîne de blocs, ces réductions GES peuvent aussi être considérées comme « réelles » dans la mesure où elles réduisent directement la production d'électricité dans des juridictions où l'intensité des émissions GES est beaucoup plus élevée. Le Tableau 7 simplifie l'hypothèse des émissions GES de référence en utilisant la moyenne de la production d'électricité aux États-Unis. Il faut en réalité s'assurer que des mécanismes formels permettent de confirmer le taux d'émissions GES de référence (« les GES qui auraient été émis en l'absence du choix de transférer ces activités au Québec ») pour que les réductions deviennent « réelles ». Un défi tout indiqué pour le marché des crédits carbone.

^u Hydrogène vert + voiture PAC: réductions GES = (16,5 - 1,4)/(55 kWh/kg H₂ x 0,76kg) = 360 gCO₂/kWh... x 66 TWh = **24 MtCO₂/an**
Hydrogène bleu + voiture PAC: réductions GES = (16,5 - 3,3) / 0,76 kg H₂ = 17,3 kgCO₂/kg H₂... X 1,2 Mt H₂ = **21 MtCO₂/an**
Hydrogène vert industriel: réductions GES = (12 - 1,9 kgCO₂/kg H₂) = 10,1 kgCO₂/kg H₂... X 1,2 Mt H₂ = **12 MtCO₂/an**
Hydrogène bleu industriel: réductions GES = (12 - 4,37 kgCO₂/kg H₂) = 7,6 kgCO₂/kg H₂... X 1,2 Mt H₂ = **9 MtCO₂/an**
Électricité centres de données (moyenne USA vs Québec): réductions GES = (386 - 34,5 gCO₂/kWh) x 66 TWh = **23 MtCO₂/an**
Hydrogène vert vs. bleu (norme CertifHy): réductions GES = (4,37-1,9 kgCO₂/kg H₂) = 2,5 kgCO₂/kg H₂... X 1,2 Mt H₂ = **3 MtCO₂/an**

^v Utilisant la moyenne des émissions GES pour la production d'électricité aux États-Unis: 386 gCO₂/kWh (source: US EIA)

- La possibilité de traduire les réductions GES potentielles du Québec en avantage financier tangible (de « monétiser » ces réductions) et de les comptabiliser dans le bilan GES du Québec aura une influence critique sur les orientations de la stratégie de l'hydrogène.
 - Dans les scénarios où l'hydrogène « décarboné » (qu'il soit vert, bleu, turquoise, etc.) serait au cœur de la stratégie, il faut voir où seraient reconnues les réductions GES. Dans le cas de la production d'hydrogène vert par électrolyse, il y a peu d'ambiguïté puisque la production serait faite au Québec. De la même façon, on peut penser que les réductions GES associées à la production d'hydrogène bleu « carboneutre »³¹ d'Air Products en Alberta seraient reconnues au lieu de production en Alberta, où le CO₂ est capté et stocké, même si l'hydrogène est exporté au Québec.
 - Dans le cas de l'hydrogène décarboné turquoise (pyrolyse du méthane) par contre, si la production a lieu au Québec, on peut penser que les réductions GES seraient alors comptabilisées au Québec. Que ce soit via l'approche de pyrolyse par combustion pulsée d'Ekona¹⁹ (où 100% de l'exergie provient du gaz naturel) ou l'approche par plasma de Pyrogenesis⁶⁴ (où une portion de l'exergie provient de l'électricité et une portion du gaz naturel). Il y aurait donc la possibilité de produire de l'hydrogène décarboné à l'échelle industrielle au Québec, peut-être moins cher que l'hydrogène vert par électrolyse, tout en capitalisant sur les réductions GES. C'est un scénario au conditionnel aujourd'hui, mais qu'il est certainement important de garder en tête dans la stratégie de l'hydrogène.
 - Si une grande portion de l'hydrogène décarboné produit au Québec dans les années à venir était de l'hydrogène turquoise plutôt que vert, il serait théoriquement possible de générer de plus grandes réductions GES à partir de l'électricité d'Hydro-Québec. Le Tableau 7 réfère à un scénario extrême où 66 TWh/an serait alloué à des centres de données et chaînes de blocs plutôt qu'à la production de 1,2 million de tonnes/an d'hydrogène vert. C'est certainement à la limite de ce qui est envisageable, mais pas complètement irréaliste du point de vue de la demande, si on considère que les centres de données pourraient nécessiter 800-2000 TWh/an d'ici 2030 (voir Figure 14), sans compter la demande provenant des chaînes de blocs.

D'ailleurs, la Figure 27 (Annexe II) montre qu'en seulement 6 mois entre janvier et juillet 2021, le bannissement par la Chine du minage de chaînes de blocs Bitcoin a conduit à une redistribution de la demande en électricité de ce marché, la portion de la Chine passant de > 50% à 0%. Ce 50% (~ 66 TWh/an) a été absorbé en majorité par deux pays, les États-Unis et le Kazakhstan, dont l'électricité provient de combustibles fossiles respectivement à 60% et 80%. Plus le prix du carbone montera, plus il deviendra attrayant pour le minage de chaînes de blocs de se relocaliser là où l'intensité carbone de l'électricité est minimale. La demande d'électricité actuelle au Québec pour les centres de données et les chaînes de blocs est d'environ 2 TWh/an.^{96,97}
 - Du point de vue des revenus potentiels, il y a aussi une analyse plus approfondie à faire. Ne serait-ce que la valeur relative de l'hydrogène par rapport à celle des crédits carbone potentiels. En 2026, le prix du carbone fixé par le gouvernement du Canada sera de 110\$/t CO_{2eq} (~85 \$US/t CO_{2eq}). Considérant un prix de l'hydrogène de 2,25 \$US/kg, les scénarios du Tableau 7 produiraient tous le même revenu de **3,4 G\$/an en hydrogène**.^w Les revenus potentiels théoriques en **crédits carbone** se situeraient entre 1,0-2,6 G\$ pour les deux premiers scénarios, et entre **3,5-4,8 G\$/an** pour le troisième scénario. Bien que ces chiffres puissent représenter des hypothèses simplifiées, théoriques et très optimistes pour le marché du carbone, le point important est que la valeur des crédits carbone pourrait être du même ordre que la valeur de l'hydrogène produit. Avec des marges potentiellement plus importantes pour les crédits carbone que pour l'hydrogène, il devient impératif de maximiser les façons de « monétiser » cette valeur.

^w 2,25 \$US/kg correspond à la moyenne du prix de l'hydrogène par électrolyse pour le cas #4, à la Figure 9.
2,25 \$US/kg x 1,2 million de tonnes/an = 2,7 G \$US/an x 1,25 \$CAD/\$US = 3,4 G\$/an

- Le marché des crédits carbone a évolué rapidement ces dernières années. En fait, il existe maintenant une variété de produits financiers permettant de gérer les coûts et les risques associés à la réduction des émissions GES. La banque mondiale présente un portrait détaillé des marchés du carbone, où on note entre autres que le système d'échange de l'Union Européenne a généré plus de 22 milliard \$US en 2020.⁹⁸ Un regroupement du secteur privé formé à l'initiative de Mark Carney (envoyé spécial des Nations Unies pour le financement de l'action climatique) travaille à la croissance efficace du marché des réductions volontaires. On prévoit que ce marché pourrait croître de 15X d'ici 2030 (valeur de plus de 50 milliard\$) et jusqu'à 100X d'ici 2050 avec un impact sur la réduction de GES pouvant aller jusqu'à 13 Gt/an.⁹⁹ La valeur des crédits carbone dépend de leur nature et du marché ou système d'échange dans lequel ils sont transigés. Pour référence, la valeur récente était de 95 \$US/t CO_{2eq} sur la marché européen et d'environ 12 \$US/t CO_{2eq} pour le marché des crédits volontaires à Chicago. Il existe aussi des modèles d'affaires éprouvés comme celui de Bullfrog Power¹⁰⁰ (fournisseur d'électricité carboneutre via des contrats virtuels d'achat d'électricité renouvelable, et maintenant de gaz naturel et carburant carboneutre), ou émergents comme Carbon Streaming¹⁰¹, qui tirent avantage des crédits carbone. Enfin, l'utilisation de la technologie des chaînes de blocs est également une tendance observée qui pourrait encore accélérer la croissance des marchés du carbone.^{102,103,104,105}
- Donc, pour la stratégie québécoise sur l'hydrogène, les implications sont les suivantes :
 - Il serait important de bien évaluer le potentiel réel de réduction GES de l'électricité d'Hydro-Québec avant de s'engager dans la construction de plusieurs gigawatts d'électrolyseurs pour la production d'hydrogène vert. En se référant à la Figure 16, on constate que le potentiel théorique de réduction des GES de l'hydrogène vert par rapport à l'hydrogène bleu est 4-7X plus faible que la substitution directe de l'électricité typique des États-Unis par celle d'Hydro-Québec.^x Dit autrement, si seulement 15-25% de l'électricité requise pour l'hydrogène vert remplaçait directement l'électricité moyenne des États-Unis, il serait possible de réaliser des réductions GES équivalentes (au niveau planétaire), et potentiellement la même valeur en crédits carbone.
 - Les options pour valoriser les avantages économique et « sobre en carbone » de l'électricité d'Hydro-Québec se limitaient jusqu'à récemment à :
 - 1) Construire des lignes de transmission pour remplacer de l'électricité plus chère et/ou des émissions GES plus élevées à l'extérieur du Québec (ex : New York); ou
 - 2) Attirer au Québec des entreprises dont les activités incluent une forte demande en électricité (ex: production d'aluminium ou d'hydrogène par électrolyse).
 Les technologies digitales ouvrent maintenant deux autres nouvelles avenues :
 - 3) Les centres de données et le minage de chaînes de blocs permettent de substituer les lignes de transmission électriques par des réseaux internet haute vitesse qui acheminent de l'information numérique au Québec (où l'électricité renouvelable est valorisée via le traitement et le stockage de cette information) et qui retournent cette information là où elle est requise, n'importe où dans le monde.
 - 4) Les crédits carbonés et de nouveaux modèles d'affaires permettent de valoriser économiquement les réductions d'émissions GES via des transactions, sans que l'électricité renouvelable ne soit livrée physiquement à la partie qui bénéficie de la réduction de GES.
 - La valorisation économique optimale des réductions de GES par des crédits carbone, ou par toute autre combinaison de produits financiers, nécessite une bonne maîtrise des outils financiers et transactionnels disponibles. Le Québec peut compter sur son expérience dans le domaine à cet effet et faire appel à ses entreprises du secteur des technologies financières (fintech).

^x Hydrogène vert vs. bleu (CertifHy): réductions GES = (4,37-1,9) = 2,5 kgCO₂/kg H₂...divisé par 55 kWh/kg H₂ = 45 gCO₂/kWh
 Hydrogène vert vs. bleu (RMV+CSC): réductions GES = (6,6-1,9) = 4,7 kgCO₂/kg H₂...divisé par 55 kWh/kg H₂ = 120 gCO₂/kWh
 Électricité moyenne États-Unis : réductions GES = (386 - 34,5) = 351 gCO₂/kWh. 351/120 = ~ 4X 351/45 = ~ 7X

Il est possible que les réductions GES réalisables – au niveau planétaire – avec ces outils soient supérieures et plus profitables économiquement pour le Québec. Mais elles pourraient aussi ne pas se refléter pleinement dans le bilan GES du Québec, puisque l'acquéreur des crédits carbone les comptabiliserait dans sa juridiction. Pour reprendre une expression québécoise : « *on ne peut pas avoir les crédits carbone et l'argent des crédits carbone* ». Un exercice de communication serait probablement nécessaire pour bien expliquer que l'utilisation de l'électricité renouvelable d'Hydro-Québec pour réduire les GES à l'extérieur du Québec est la voie qui maximise à la fois les bénéfices économiques et la contribution québécoise à la lutte aux changements climatiques.

9) Diversifier le risque de manière à minimiser les pertes économiques en cas de changements imprévus, en particulier dus à l'émergence de technologies de rupture.

- Trop de diversification peut être une faiblesse dans une stratégie comme celle de l'hydrogène au Québec, si cela a pour effet de diluer les efforts qui doivent être plus ciblés pour réellement porter fruit. Or, il m'apparaît malgré tout approprié de l'encourager dans ce cas-ci, en raison de l'évolution incertaine de plusieurs éléments à moyen terme.
 - La position compétitive de l'hydrogène vert en particulier est vulnérable à divers développements potentiels exposés plus en détails précédemment. D'une part la décarbonation de l'hydrogène produit à partir de gaz naturel, effritant son avantage sobre en carbone et limitant le prix de l'électricité à un niveau équivalent au gaz naturel. D'autre part en raison d'applications alternatives pour la consommation d'électricité sobre en carbone, potentiellement plus résilientes à un prix de l'électricité plus élevé, donc plus rentable pour Hydro-Québec et offrant des réductions de GES supérieures.
 - Le coût en capital des électrolyseurs risque de baisser significativement en raison de la forte hausse des volumes de production, en Chine particulièrement. Mais fondamentalement, il y a peu de marge pour une réduction importante de la consommation d'électricité (65-75% du coût de l'électrolyse à long terme), en raison des limites thermodynamiques du procédé et de sa relative maturité. Il y a plus de marge disponible en principe pour l'amélioration des coûts de l'hydrogène décarboné à partir de sources fossiles⁹⁵ ou de procédés photo- ou thermo-chimiques.⁸²
- Pour minimiser les risques économiques de la stratégie, il y a certaines mesures et approches qui peuvent être adoptées.
 - Des projets structurants répondant à plus que la demande d'hydrogène uniquement (ex : gestion des matières résiduelles (Enerkem), carburants propres pour l'aviation (SAF+)) et des projets conçus autour de « hubs » où la production et la consommation d'hydrogène sont développées en synergie, réduisant les risques mutuels de chacun.
 - La possibilité de s'adapter à la position compétitive de l'hydrogène vert en fonction de son évolution. Ceci implique de la flexibilité dans le temps et dans le déploiement géographique de la production d'hydrogène vert. En jouant un rôle central dans ce déploiement, Hydro-Québec aurait un maximum de flexibilité à cet effet et pourrait aussi utiliser ce réseau d'électrolyseurs pour gérer sa demande et ses surplus.
 - Un investissement significatif en R&D, directement et indirectement lié à l'hydrogène offre un levier important de création de valeur. Il est possible dans ce contexte de prendre des risques plus élevés à moindre coût sur des technologies dont le potentiel commercial est majeur, mais très incertain. L'Institut canadien pour des choix climatique a publié en 2021 un rapport exhaustif qui présente un ensemble de solutions selon deux catégories : « *valeurs sûres vs. paris risqués* » (*safe bets vs. wild cards*).¹⁰⁶ La R&D audacieuse est la voie qui permet le mieux d'exploiter ces *paris risqués*.
 - Enfin, il faut aussi intégrer l'impact potentiel des technologies de rupture, qui peuvent déjouer les projections à moyen et long terme. Un rapport de RethinkX, un groupe de réflexion (« think tank ») basé en Californie, explique comment des technologies de ruptures ont changé radicalement divers marchés en l'espace de 15 ans et comment elles pourraient permettre une réduction des émissions GES jusqu'à 90% d'ici 2035.¹⁰⁷

La liste synthèse des 9 suggestions / recommandations est présentée dans le Tableau 8.

Objectif 1 : Maximiser la réduction des GES – à l'échelle planétaire;

Objectif 2 : Maximiser les retombées économiques pour le Québec et ses entreprises;

Objectif 3 : Minimiser les risques d'investissement et d'orientations dans un contexte en évolution

Suggestions / Recommandations	Objectif 1	Objectif 2	Objectif 3
1) Moins d'emphase sur l'hydrogène vert, élargir à l' hydrogène « décarboné » , se référant à la norme européenne CertifHy (citée dans la stratégie du Canada et d'autres provinces). (Sachant que ~ <u>99,8%</u> de l'hydrogène utilisé dans le monde dans les prochaines décennies ne sera pas de l'hydrogène vert du Québec)	✓	✓	✓
2) Moins d'emphase sur l'exportation de grands volumes d'hydrogène vert, mais plus sur la production/exportation de produits à valeur ajoutée qui utilisent l'hydrogène. (ex: hydrogène pour la synthèse de biocarburants / carburants synthétiques)		✓	✓
3) Plus d'emphase sur l'intégration aux chaînes de valeur et infrastructures existantes . (ex : expertise et infrastructure de production/distribution de la pétrochimie conventionnelle, de même que du gaz naturel – en particulier Énergir)		✓	✓
4) Plus d'emphase sur la R&D de pointe qui présente un important potentiel de création de richesse, via la valorisation par des entreprises dérivées et/ou des joueurs majeurs. (ex : matériaux, procédés, stockage d'hydrogène, valorisation du carbone, intégration de procédés hydrogène/CO ₂ /biomasse, fabrication de pointe)	✓	✓	✓
5) Intégrer la notion d' exergie (qualité/potentiel de l'énergie) en complément à l'analyse technico-économique et à l'analyse de cycle de vie pour optimiser les choix. (Particulièrement important pour l'électricité – qualité d'énergie supérieure)	✓	✓	✓
6) Mettre Hydro-Québec au centre de la valorisation de l'hydrogène vert. (C'est l'acteur le mieux placé pour bénéficier de la valorisation économique de son électricité – qui représente 50-75% du coût de l'hydrogène vert – et qui peut utiliser l'électrolyse comme outil de gestion de son réseau / ses surplus, flexible dans le temps)		✓	✓
7) Encourager clairement l' adoption de l'hydrogène comme combustible au Québec dans les applications où les batteries ou autres alternatives ne sont pas compétitives. (L'hydrogène comme carburant sera adopté à grande échelle indépendamment du Québec, et les piles à combustible ont un avantage clair d'efficacité vs. la combustion)	✓	✓	✓
8) Maximiser les réductions de GES et la capacité du Québec de « monétiser » la pleine valeur de son électricité sobre en carbone, en se tenant à la fine pointe des outils transactionnels pour les crédits carbone et de la technologie des chaînes de blocs .	✓	✓	
9) Diversifier le risque de manière à minimiser les pertes économiques en cas de changements imprévus, en particulier dus à l'émergence de technologies de rupture. (Cela s'applique entre autres à l'utilisation optimale de l'électricité sobre en carbone; on doit prévoir la flexibilité nécessaire en fonction de l'évolution de sa position compétitive.)		✓	✓

Tableau 8 : Synthèse des suggestions résultant de l'analyse dans ce mémoire pour mieux encadrer la stratégie québécoise sur l'hydrogène.

Un mot sur les bioénergies

Le document de consultation du gouvernement du Québec s'intitule « Vers une stratégie sur l'hydrogène vert et les bioénergies 2030 ». ¹ Ces deux filières ont été regroupées dans le cadre de la stratégie, tout comme dans le « Plan pour une économie verte 2030 » publié par le gouvernement en 2020, considérant qu'elles joueront un rôle complémentaire à l'efficacité énergétique et à l'électrification dans l'atteinte des objectifs climatiques et énergétiques du Québec.

Comme l'hydrogène, le domaine des bioénergies m'est également familier. À la suite de progrès lents et décevants dans le domaine des piles au lithium dans les années 1990, et avec l'enthousiasme faiblissant des technologies de l'hydrogène dans la seconde moitié des années 2000 (après plusieurs années à attendre des succès commerciaux prématurés), les bioénergies ont connu de bonnes années et des investissements importants. Cette période a coïncidé avec mon passage chez Technologies du développement durable Canada (TDDC) de 2007 à 2011. TDDC gérait alors un fonds de 550 millions\$ visant la démonstration à l'échelle pilote/industrielle d'un large éventail de technologies propres et un fonds de 500 millions\$ dédié à des projets pleine échelle de biocarburants et coproduits de deuxième génération (ex : éthanol cellulosique, biohuile à partir de résidus forestiers, etc.). Les projets de bioénergies et de bioproduits constituaient environ 40% du volume des demandes présentées au premier fonds de TDDC, ce qui en faisait le segment de technologies propres le plus important du portefeuille. Le budget de 500 millions \$ pour les projets de biocarburants a quant à lui dû être réduit quelques années plus tard, en raison du manque de maturité des technologies. Enerkem était l'un des principaux investissements de TDDC dans le secteur à l'époque. J'ai aussi passé les années 2011-2016 dans le domaine des bioénergies principalement, dont 3 ans comme vice-président d'une entreprise québécoise listée à la bourse de croissance TSX et le reste comme consultant auprès d'entreprises développant des projets de bioénergie au Québec (de grand groupe industriel à entreprise autochtone).

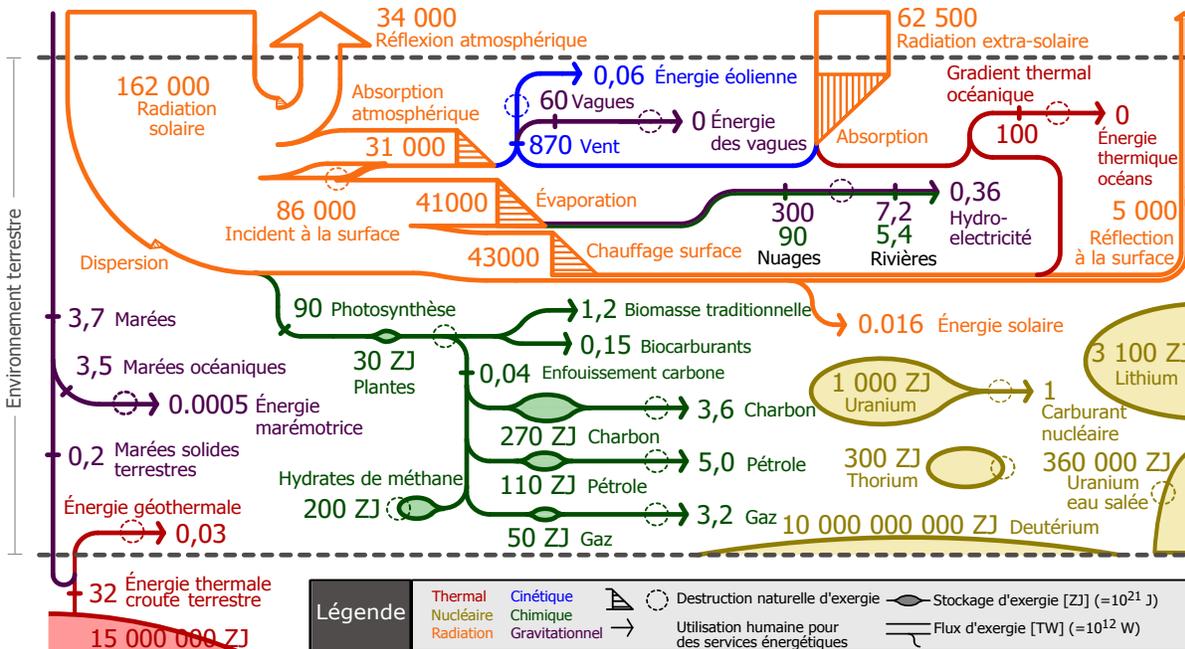
Lorsque j'ai commencé à m'intéresser de plus près aux bioénergies en 2005, une étude du Département de l'énergie américain servait de référence pour montrer l'étendue du potentiel. Cette étude, intitulée "*The Billion-Ton Study*" (2005) montrait qu'il y avait suffisamment de potentiel aux États-Unis pour remplacer 30% des besoins énergétiques comblés par le pétrole; l'étude a été mise à jour en 2016. ¹⁰⁸ Au-delà ce niveau par contre, même avec des améliorations importantes aux technologies de conversion de la biomasse, on risquait d'entrer en compétition de plus en plus avec d'autres usages potentiels des terres, dont l'agriculture. Considérant les contraintes d'utilisation des terres qui existent un peu partout dans le monde, l'usage de biomasse suit donc une hiérarchie d'opportunités qui favorise d'abord tout ce qui est de nature résiduelle et qui peut difficilement être valorisé autrement que par des applications énergétiques. Conséquemment, il est généralement admis que les bioénergies auraient de la difficulté à fournir plus de 20% des besoins énergétiques totaux de l'humanité à long terme – ce qui représente déjà un immense marché.

Au Canada, les bioénergies occupent environ 6% de la consommation totale d'énergie, principalement pour des usages industriels et résidentiels (~80%), mais aussi comme biocarburants dans le transport (~15%) et pour la production d'électricité (~5%). ¹⁰⁹ Au Québec, les bioénergies occupent environ 9% de la consommation totale d'énergie. La croissance des parts de marché des bioénergies dépendra de l'évolution des technologies et de leur position compétitive. Il faut garder en tête qu'à l'instar des combustibles fossiles et de l'hydrogène, la biomasse peut fournir les molécules nécessaires aux applications matérielles (carburants, polymères, etc.), ce que les autres sources d'énergie renouvelable ne peuvent faire.

Il y a au Québec une longue expérience dans la valorisation énergétique de biomasse, que ce soit avec des technologies conventionnelles (ex : cogénération à partir de résidus forestiers) ou avec des technologies plus sophistiquées, comme le bio-raffinage et les biocarburants (ex : Enerkem, Greenfield). Il existe aussi une bonne profondeur au niveau de la R&D et dans la valorisation de matières résiduelles. Je ne voyais donc pas le besoin d'ajouter ma perspective à celle des intervenants déjà impliqués dans les bioénergies, contrairement à la portion « hydrogène » de la stratégie.

Annexe I : Exergie vs. énergie planétaire et cycle carbone planétaire (figures complémentaires)

Exergie planétaire: flux, stockage, destruction et utilisation



Préparé en version originale anglaise par Wes Hermann and A.J. Simon
Global Climate and Energy Project at Stanford University (<http://gcep.stanford.edu>)

Figure 20: Représentation complète des flux d'exergie de la Terre ⁸

La représentation simplifiée à la Figure 1 incluait seulement la radiation solaire de 162 000 TW comme source d'exergie à la Terre (et deux flux d'exergie très mineurs en comparaison : 3,7 TW dû aux marées et 32 TW dû à l'énergie thermique de la croûte terrestre). Le portrait complet de la Figure 20 inclut en fait quatre sources majeures d'exergie :

- 2 sous forme de **flux d'exergie** :
 la radiation solaire (162 000 TW)
 la radiation extra-solaire (62 500 TW)
- 2 sous forme de **stockage d'exergie** : l'exergie thermique de la Terre (1,5 x 10⁷ ZJ = 4 x 10¹² TWh)
 l'exergie contenue dans les combustibles nucléaires potentiels de la Terre : l'uranium, le thorium, le lithium et le deutérium (1 x 10¹⁰ ZJ = 3 x 10¹⁵ TWh)

Le flux d'exergie lié à la « radiation extra-solaire » résulte du flux d'énergie infrarouge (chaleur) de 122 000 TW, émis constamment de la Terre vers l'espace, qui a une température beaucoup plus froide. En principe, cette différence de température importante offre un potentiel d'énergie pour faire un travail utile (exergie), mais ce flux d'exergie de 62 500 TW est en pratique non utilisé. Par contre, certaines entreprises en tirent déjà avantage, comme la compagnie SkyCool Systems ¹¹⁰, qui a développé des matériaux dont les surfaces réfléchissent vers l'espace des longueurs d'ondes optimisées pour passer à travers l'atmosphère. Il en résulte une évacuation de chaleur directement vers l'espace. Des panneaux faits de ces matériaux et installés sur les toits permettent de réduire la facture d'électricité liée à la climatisation. C'est le même principe que l'exergie qui peut être exploitée dans les zones froides, comme au Québec pour refroidir les centres de données.

Quand on regarde les réservoirs d'exergie nucléaires, un élément qui frappe est la quantité d'exergie pratiquement infinie stockée sous forme de deutérium (isotope de l'hydrogène dont le noyau compte un proton et un neutron plutôt qu'un proton seulement). Le deutérium représente 0,03% de la masse de l'hydrogène contenu dans l'eau partout sur la planète.

La compagnie canadienne General Fusion, basée à Vancouver, compte parmi les espoirs les plus prometteurs au monde pour la réalisation d'un procédé fonctionnel et économique de fusion nucléaire qui utilise le deutérium comme combustible. C'est un procédé qui ne génère pas de GES ni de déchets radioactifs essentiellement. C'est le fruit d'un Québécois, Michel Laberge, établi en Colombie-Britannique. J'ai eu la chance de faire partie de l'équipe d'évaluation au CNRC (Programme d'aide à la recherche industrielle PARI) qui a supporté financièrement la première preuve de concept dès 2002, alors qu'il était le seul employé de l'entreprise. Je faisais aussi partie de l'équipe d'évaluation de Technologies de développement durable Canada (TDDC) qui a supporté dès 2009 les démonstrations à l'échelle industrielle, avec l'un des investissements les plus audacieux de TDDC à l'époque (13,9 M\$ sur un projet total de 54 M\$). L'entreprise a exprimé sa reconnaissance formellement en 2015 pour le rôle critique de ces deux programmes dans son développement ¹¹¹.

Aujourd'hui, l'entreprise emploie des centaines de personnes, elle a levé des centaines de millions \$ en capital auprès de partenaires financiers très crédibles, et travaille à sa première centrale de démonstration à pleine échelle au Royaume-Uni au coût de 400 M\$ ¹¹². Celle-ci devrait être complétée en 2025. Elle ne pourra générer d'électricité nette, mais permettra de valider les conditions d'opération à pleine échelle et de raffiner les aspects économiques en vue d'une unité pilote commerciale d'ici 2030.

Bilan de l'énergie planétaire

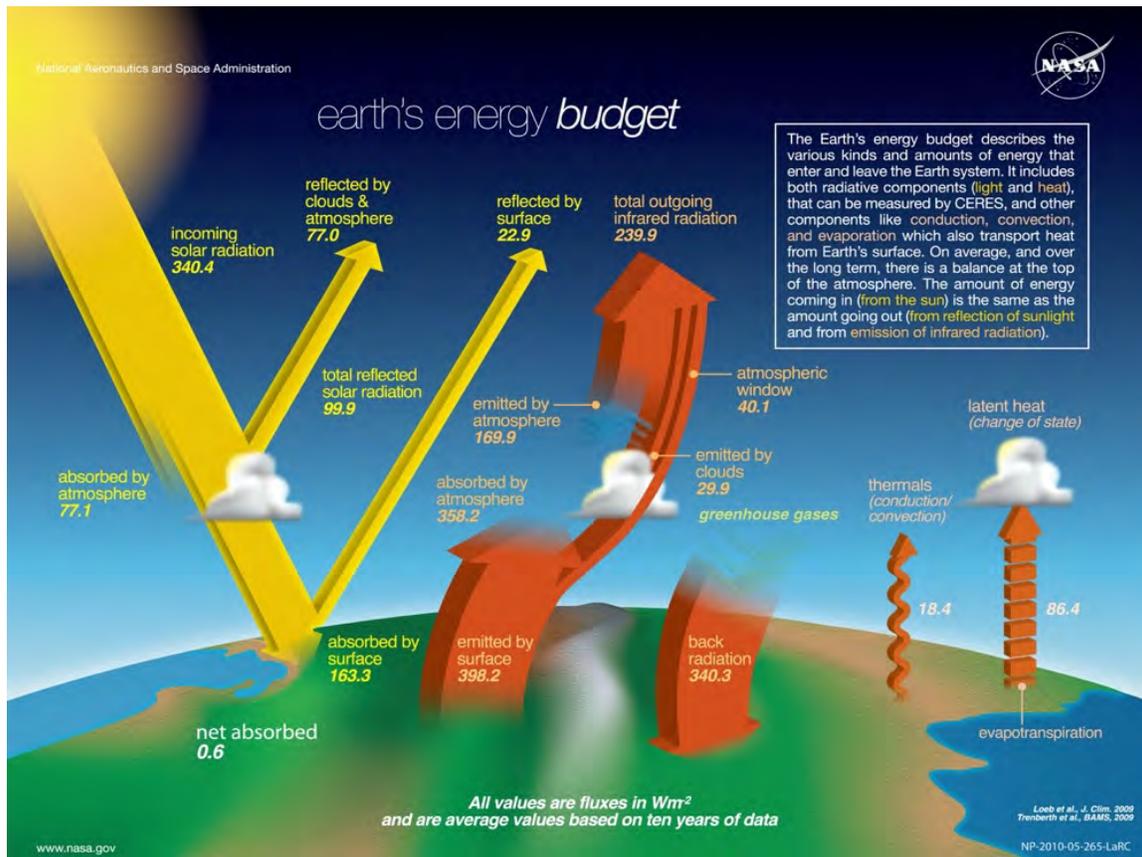
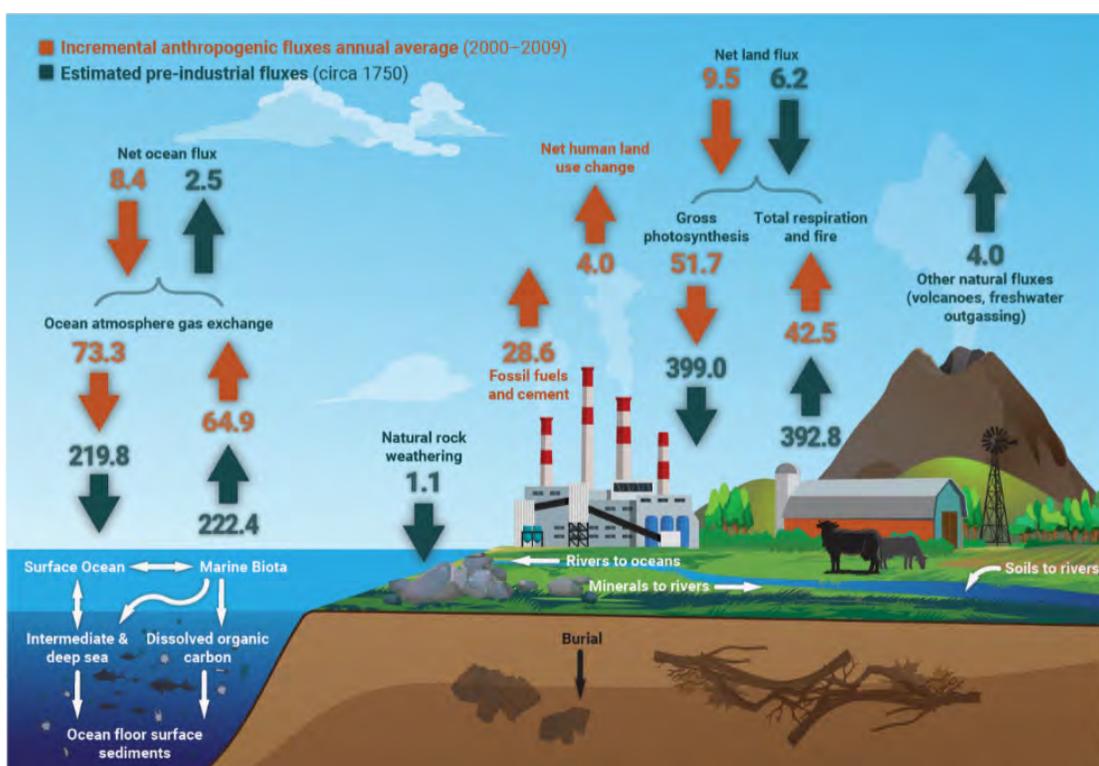


Figure 21: Représentation des flux d'énergie de la Terre, qui sont en principe égaux, soit $340 W/m^2$ reçu par la Terre et $340 W/m^2$ réémis vers l'espace (source : la NASA).

Cycle carbone planétaire

Il est important non seulement de bien comprendre les émissions GES de sources anthropogéniques (émises par l'être humain), mais également la façon dont elles influencent les autres sources naturelles et puits naturels de GES à l'échelle planétaire.

La Figure 22 présente une version simplifiée des principaux effets de l'action humaine sur les émissions de CO₂, gaz responsable d'environ 75% de l'effet de serre dans l'atmosphère terrestre. Pour la période 2000-2009, on constate que les sources humaines d'émissions de CO₂ s'élevaient à 32,6 gigatonnes/an en moyenne (28,6 Gt/an provenant des combustibles fossiles et de la production de ciment + 4,0 Gt/an provenant de changements dans l'affectation des terres). Celles-ci étaient partiellement compensées par une absorption accrue d'environ 17,9 Gt/an par les écosystèmes (9,5 Gt/an écosystèmes terrestres + 8,4 Gt/an écosystèmes marins).



The global carbon cycle involves the exchange of CO₂ among the atmosphere, land, water, and subsurface. Green arrows denote estimated natural fluxes prior to the Industrial Era (circa 1750). Orange arrows denote anthropogenic fluxes averaged over the time period 2000-2009. Frontier carbon dioxide removal options can increase the existing negative fluxes—including terrestrial photosynthesis, rock weathering, and ocean fluxes—to combat climate change. Source: EFI, 2020. Compiled using data from Intergovernmental Panel on Climate Change, 2013.

Figure 22: Représentation simplifiée de l'impact humain sur les échanges de CO₂ à l'échelle planétaire. ¹¹³

Annexe II : Électricité pour les centres de données et chaînes de blocs

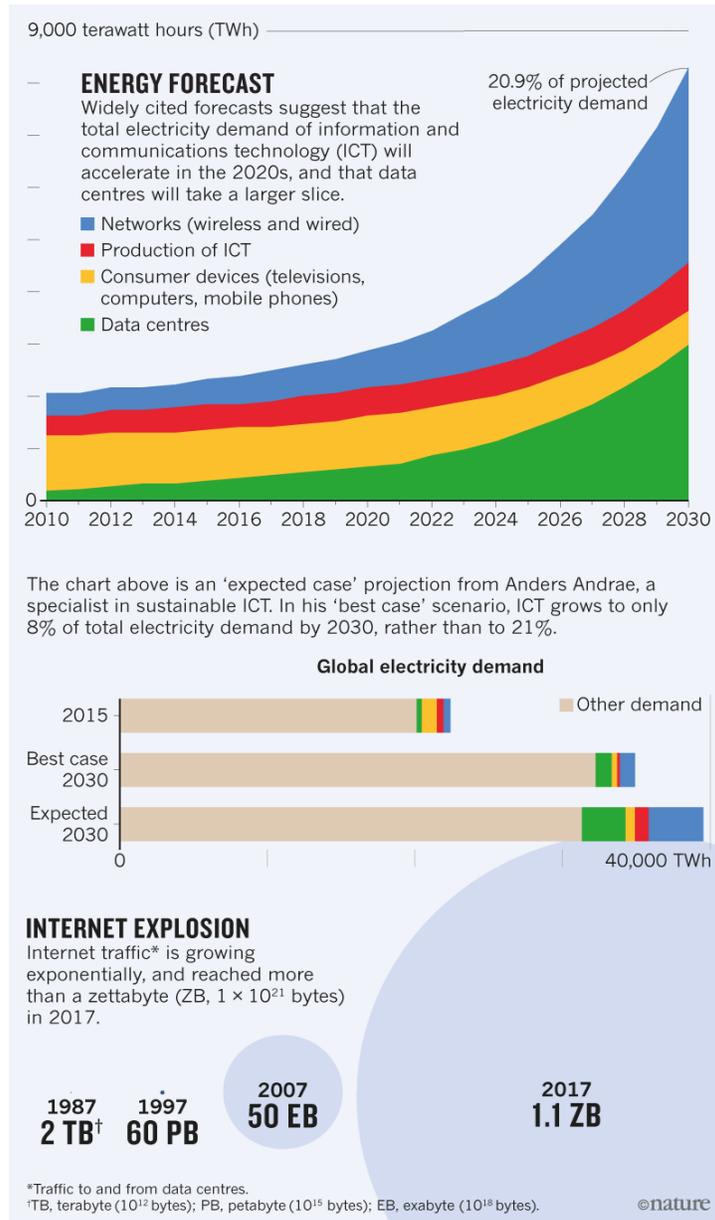


Figure 23: Projections de la consommation électrique du secteur des TIC, incluant les centres de données.¹¹⁴



Figure 24: Nombre de centres de données par pays (février 2021).¹¹⁵

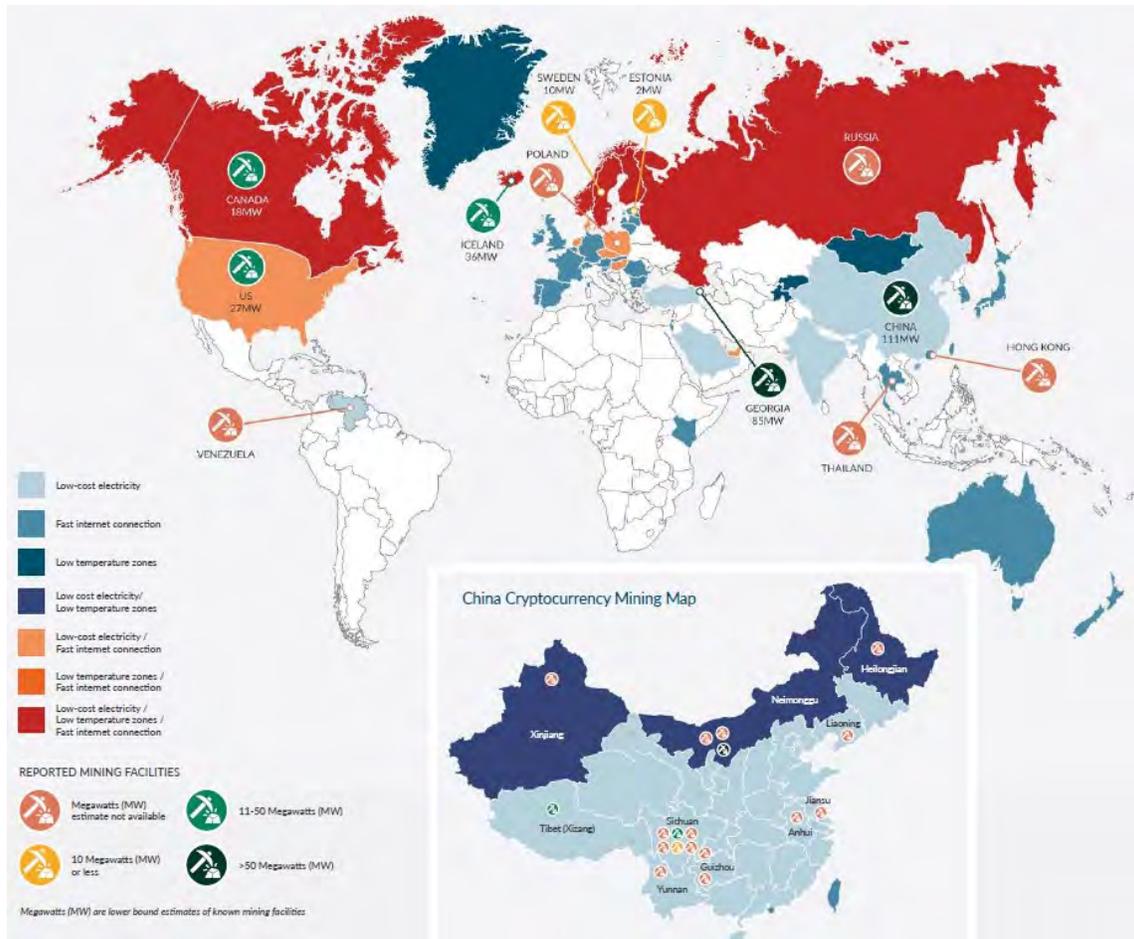


Figure 25: Carte mondiale du minage de cryptomonnaies (Hileman & Rauchs, 2017) ¹¹⁶

La carte de la Figure 25 date de 2017, mais l'analyse qui est faite du potentiel de diverses régions du monde pour le minage de cryptomonnaies est toujours aussi pertinente. Le minage de chaînes de blocs peut être très intensif en terme de consommation d'électricité, particulièrement dans le cas du Bitcoin. Les pays sur la carte sont classés selon leur potentiel par rapport à trois critères : 1) le faible coût de l'électricité; 2) la vitesse de l'internet; et 3) les zones basse température qui permettent de réduire les coût de refroidissement des serveurs. Le Québec est coloré en rouge puisqu'il répond à ces trois critères. Si on ajoute à cette analyse les émissions GES associées à l'électricité de chaque régions, le Québec se démarque encore très favorablement.

Cet exemple fait ressortir les trois perspectives d'analyse suggérées à la section 2 de ce mémoire :

- 1) L'analyse technico-économique : faible coût de l'électricité et internet haute vitesse;
- 2) L'analyse de cycle de vie : très faible intensité GES de l'hydroélectricité;
- 3) L'analyse exergetique : la basse température de l'environnement qu'on trouve au Québec entre dans la variable « exergerie » (qui inclut le système et l'environnement de référence). La basse température naturelle de l'environnement fournit donc un potentiel d'énergie utile au refroidissement et réduit les coûts d'exploitation. L'électricité est aussi le seul vecteur énergétique qui peut alimenter les serveurs, tirant profit de sa haute « qualité » d'énergie.

La Figure 26 montre la répartition de la consommation d'électricité mondiale liée au minage de Bitcoin en 2020-21 (~ 132 TWh/an) et son impact en terme d'émissions GES (~ 69 Mt CO_{2e}/an)⁵⁵, comparable à l'exploitation des sables bitumineux au Canada (83 Mt CO_{2e}/an)⁵⁶. Mais suite au bannissement par la Chine du minage de cryptomonnaie à l'été 2021, la demande électrique a été redistribuée rapidement à travers d'autres pays (Figure 27). Cette nouvelle demande représente une opportunité importante de réduction des GES pour les régions avec de l'électricité renouvelable.

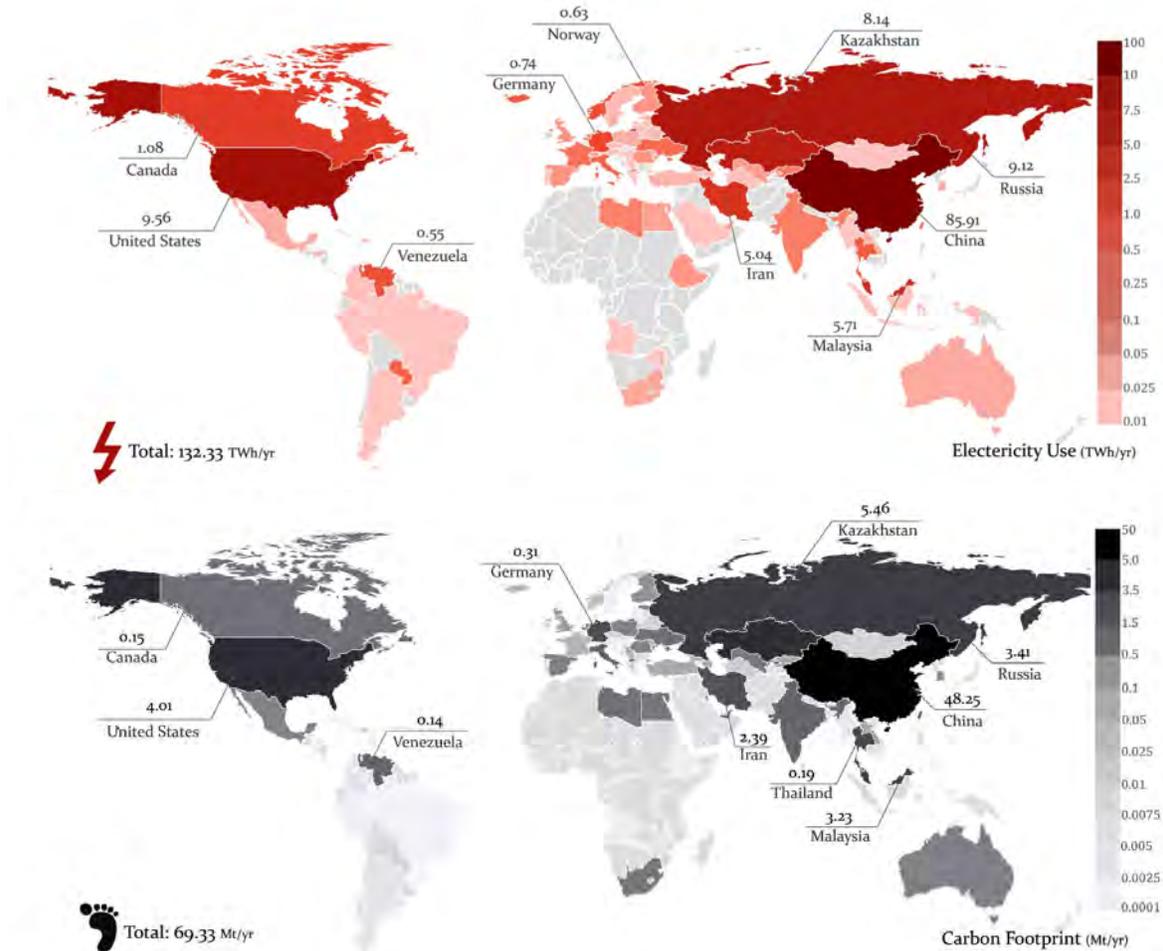


Figure 26: Consommation d'électricité et émissions GES liée au minage de Bitcoin en 2020-21.

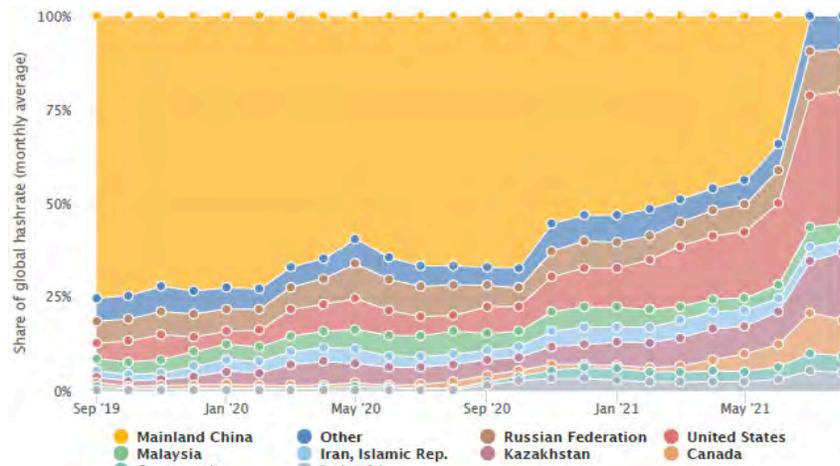


Figure 27: Évolution de la part du minage de Bitcoin, suite au bannissement de la Chine en juin 2021 ¹¹⁷.

Annexe III : Analyse de l'innovation dans les technologies d'atténuation des changements climatiques au Canada

L'Office de la propriété intellectuelle du Canada (OPIC) publie régulièrement des rapports détaillés, très utiles pour bien mesurer les tendances et l'intensité de l'innovation dans divers secteurs, en fonction des demandes de brevets et des brevets accordés. Une telle analyse a été complétée en 2017 pour les inventions dans le domaine des technologies d'atténuation du changement climatique (TACC) au Canada.⁷⁴ Bien qu'il date de quelques années déjà, le rapport fournit certaines informations intéressantes. Il suggère aussi une démarche rigoureuse qui peut être reprise et adaptée au Québec comme un outil additionnel pour aider à orienter les efforts de R&D. Cette annexe présente quelques extraits du rapport pertinents au contexte de la stratégie de l'hydrogène. Les numéros et titres des figures sont ceux du rapport original.

Figure 2 : Carte panoramique des familles de brevets liées à des chercheurs canadiens dans le domaine des TACC

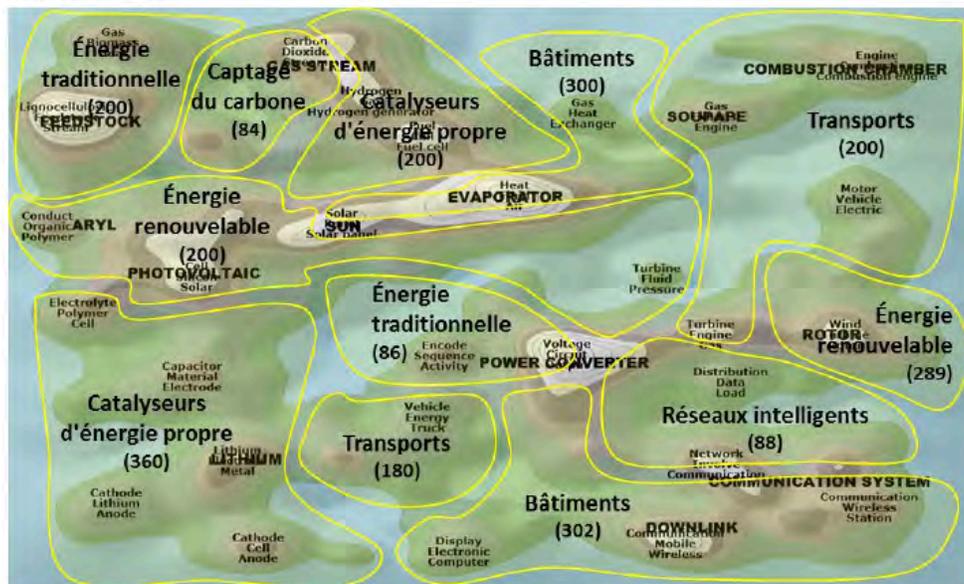
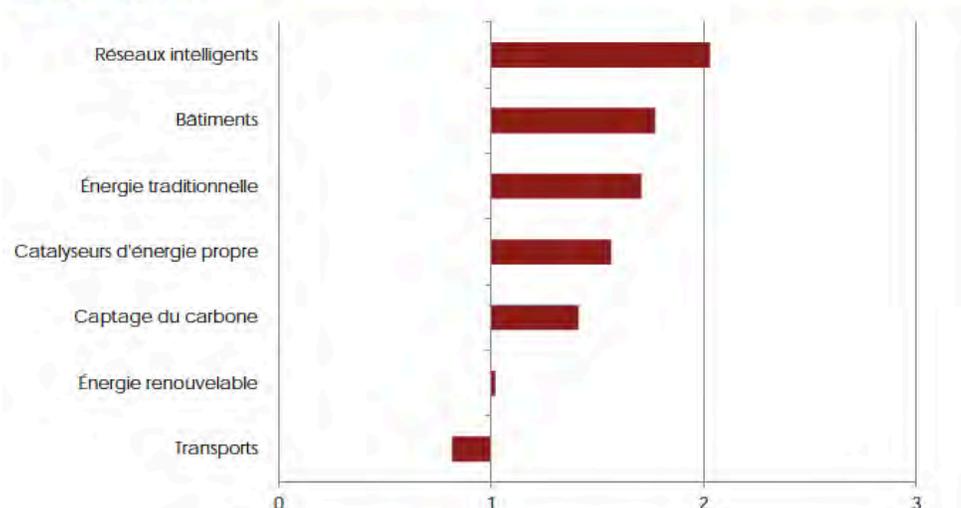


Figure 4 : Indice d'avantage technologique révélé (ATR) des chercheurs canadiens selon la catégorie de TACC



La Figure 4 du document montre l'indice d'avantage technologique révélé (ATR) du Canada pour les diverses catégories de technologies d'atténuation des changements climatiques. L'ATR est utilisé pour déterminer dans quels domaines les Canadiens détiennent un avantage comparatif (>1) par rapport à la concurrence (les pays du G7, Chine, Corée, Australie et Danemark selon la méthodologie).

La Figure 5 liste les principaux chercheurs canadiens, toutes catégories confondues. On note en bleu les chercheurs dont l'entreprise/institution a son siège social au Québec. Sans surprise, on y retrouve Hydro-Québec pour ses innovations dans le domaine des batteries surtout, mais aussi CO2 Solutions dans le captage du carbone – qui était au cœur du projet Valorisation Carbone Québec supporté par le gouvernement du Québec. On note en jaune Gerard McLean, directeur du B.C. Centre for Innovation and Clean Energy, ex-directeur de l'Institute for Integrated Energy Systems (IESVic) à l'Université de Victoria, pour ses innovations dans le domaine des micro-piles à combustible avec Angstrom Power acquise par BIC.

Figure 5 : Principaux chercheurs canadiens

Chercheurs	Entreprise ou institution	Catégorie de technologie
Zaghib, Karim	Hydro-Québec (CA)	Catalyseurs d'énergie propre
Rich, David Gerard	BlackBerry Ltée (CA)	Catalyseurs d'énergie propre
Guerfi, Abdelbast	Hydro-Québec (CA)	Catalyseurs d'énergie propre
Burke, Murray	Mascoma Canada Inc. (CA)	Énergie traditionnelle
Fradette, Sylvie	CO2 Solutions Inc. (CA)	Captage du carbone
Gauthier, Michel	Hydro-Québec (CA)	Catalyseurs d'énergie propre
Benech, Régis-Olivier	GreenField Ethanol Inc. (CA)	Énergie traditionnelle
Benson, Robert A. C.	GreenField Ethanol Inc. (CA)	Énergie traditionnelle
Sutarwala, Taha Shabbir Husain	BlackBerry Ltée (CA)	Catalyseurs d'énergie propre
Ashdown, Ian Edward	Koninklijke Philips N.V. (NL)	Bâtiments
Footy, Brian	logen Energy Corporation (CA)	Énergie traditionnelle
McLean, Gerard F.	Société BIC (FR)	Catalyseurs d'énergie propre
Schrooten, Jeremy	Société BIC (FR)	Catalyseurs d'énergie propre
Veillette, Michel	Trilliant Inc. (US)	Bâtiments
Barton, Russell	Intelligent Energy Ltée (GB)	Catalyseurs d'énergie propre
Donnelly, Frank Wegner	ICR Turbine Engine Corporation (US)	Transports
Michot, Christophe	Hydro-Québec (CA)	Catalyseurs d'énergie propre
Morgan, John Paul	Morgan Solar Inc. (CA)	Énergie renouvelable
Orr, Raymond Kenneth	Solantro Semiconductor Corporation (CA)	Bâtiments
Tolan, Jeffrey S.	logen Energy Corporation (CA)	Énergie traditionnelle
Wu Chee-Ming, Jimmy	BlackBerry Ltée (CA)	Catalyseurs d'énergie propre

La Figure 11 montre les principales entreprises et institutions, toutes catégories confondues. Au Québec, en plus d'Hydro-Québec et de CO2 Solutions, on y retrouve trois entreprises dans la catégorie des transports. Au niveau des institutions, les trois plus importantes étaient le CNRC, l'Université de l'Alberta et UBC, toutes dans la catégorie « catalyseurs d'énergie propre » (batteries / hydrogène...)

Figure 11 : Principales entreprises et institutions canadiennes

Entreprise ou institution	Catégorie de technologie
BlackBerry Ltée (CA)	Bâtiments
Bombardier Inc. (CA)	Transports
Magna International Inc. (CA)	Transports
Pratt & Whitney Canada Corporation (CA)	Transports
Westport Power Inc. (CA)	Transports
logen Energy Corporation (CA)	Énergies traditionnelles
Conseil national de recherches du Canada (CA)	Catalyseurs d'énergie propre
Angstrom Power Inc. (CA)	Catalyseurs d'énergie propre
Énergie atomique du Canada Ltée (CA)	Énergies traditionnelles
Dana Canada Corporation (CA)	Transports
GreenField Ethanol Inc. (CA)	Énergie traditionnelle
Université de l'Alberta (CA)	Catalyseurs d'énergie propre
Université de la Colombie-Britannique (CA)	Catalyseurs d'énergie propre
Morgan Solar Inc. (CA)	Énergie renouvelable
W&E International Corporation (CA)	Bâtiments
Ministère des Ressources naturelles (CA)	Énergie traditionnelle
Hydro-Québec (CA)	Catalyseurs d'énergie propre
ATI Technologies Inc. (CA)	Bâtiments
BDF IP Holdings Ltée (CA)	Catalyseurs d'énergie propre
NxtGen Emission Controls Inc. (CA)	Transports
Université Queen's (CA)	Bâtiments
CO2 Solutions Inc. (CA)	Captage du carbone
OrganoWorld Inc. (CA)	Énergie renouvelable
SunOpta Bioprocess Inc. (CA)	Énergie traditionnelle
Université Western Ontario (CA)	Énergie renouvelable

La Figure 53 montre les principaux chercheurs canadiens dans la catégorie des catalyseurs d'énergie propre. Les chercheurs du Québec semblent tous liés à la filière batteries issue d'Hydro-Québec. Dans la filière des piles à combustible / hydrogène, on trouve des chercheurs liés à : 1) Ballard Power Systems (dont des chercheurs de Automotive Fuel Cell Corporation - entité dérivée de Ballard, et David Wilkinson, ancien v-p technologie de Ballard); et 2) Angstrom Power fondée par Gerard McLean, rachetée par BIC.

Figure 53 : Principaux chercheurs canadiens dans la catégorie des catalyseurs d'énergie propre

Principaux chercheurs canadiens	Entreprise ou institution associée
Zaghib, Karim	Hydro-Québec (CA)
Rich, David Gerard	BlackBerry Ltée (CA)
Rich, David Gerard	BlackBerry Ltée (CA)
Guerfi, Abdelbast	Hydro-Québec (CA)
Gauthier, Michel	Hydro-Québec (CA)
Sutarwala, Taha Shabbir Husain	BlackBerry Ltée (CA)
McLean, Gerard F	Société BIC (FR)
Schrooten, Jeremy	Société BIC (FR)
Barton, Russell	Intelligent Energy Ltée (UK)
Michot, Christophe	Hydro-Québec (CA)
Zimmermann, Joerg	Société BIC (FR)
Wu Chee-Ming, Jimmy	BlackBerry Ltée (CA)
Chen, Pu	Université de Waterloo (CA)
Haas, Herwig	Automotive Fuel Cell Cooperation Corporation (CA)
Farrington, Simon	Automotive Fuel Cell Cooperation Corporation (CA)
Fellows, Richard	Automotive Fuel Cell Cooperation Corporation (CA)
Procter, Michael	Automotive Fuel Cell Cooperation Corporation (CA)
Ravet, Nathalie	Phostech Lithium Inc. (CA)
Kremlakova, Natalia	Automotive Fuel Cell Cooperation Corporation (CA)
Liang, Guoxian	Clariant Canada Inc. (CA)
Vallee, Alain	Bathium Canada Inc. (CA)
Dahn, Jeffrey	Université Dalhousie (CA)
McDermid, Scott	Automotive Fuel Cell Cooperation Corporation (CA)
Sobejko, Paul	Société BIC (FR)
LEV, FRANK	Applied Intellectual Capital (UK)
Wilkinson, David	Université de la Colombie-Britannique (CA)
Charest, Patrick	Hydro-Québec (CA)

Enfin, la Figure 69 montre les principaux chercheurs canadiens dans la catégorie du captage du carbone. Les chercheurs du Québec sont presque tous liés à CO2 Solutions. Shell détient maintenant la technologie Cansolv. Deux autres chercheurs qu'on note particulier sont : 1) Bowie Keefer, à l'origine de la technologie de QuestAir, qui a par la suite été reprise par Svante (C-B) pour le captage de carbone; et 2) David Keith, à l'origine de la technologie de Carbon Engineering (C-B). Matthew Babicki était aussi l'un des principaux ingénieurs de QuestAir. Svante et Carbon Engineering figurent tous deux sur la liste 2022 Global Cleantech 100.

Figure 69 : Principaux chercheurs canadiens dans la catégorie du captage du carbone

Principaux chercheurs canadiens	Entreprise ou institution associée
Fradette, Sylvie	CO2 Solutions Inc. (CA)
Carley, Jonathan	CO2 Solutions Inc. (CA)
Ceperkovic, Olivera	CO2 Solutions Inc. (CA)
Kelly, Glenn	CO2 Solutions Inc. (CA)
Gil, Henry	Osum Oil Sands Corporation (CA)
Keith, David	Carbon Engineering S.E.C. (CA)
Peters, Eddy	Carbon Sink Inc. (US)
Dusseault, Maurice	Université de Waterloo (CA)
Gingras, Julie	CO2 Solutions Inc. (CA)
Squires, Andrew	Osum Oil Sands Corporation (CA)
Parent, Carmen	CO2 Solutions Inc. (CA)
Keefer, Bowie	QuestAir Technologies Inc. (CA)
Babicki, Matthew	G4 Insights Inc. (CA)
Belzil, Anne Levis	CO2 Solutions Inc. (CA)
Bilak, Roman	Terralog Technologies Inc. (CA)
Kuznicki, Steven	Université de l'Alberta (CA)
Madore, Eric	CO2 Solutions Inc. (CA)
Mahmoudkhani, Maryam	Carbon Engineering S.E.C. (CA)
Moisan, Michel	Université de Montréal (CA)
Ouimet, Michel	Cansolv Technologies Inc. (CA)

Annexe IV : Résumé parcours professionnel S. Prince-Richard

- '92-96 **B.Sc.A, Génie mécanique** (U. Laval, Québec)
- '96-98 Impliqué dans le domaine du **lithium** avec une compagnie minière québécoise (Lithos)
- '98-00 **M.Sc.A, Génie mécanique** (U. de Victoria, Colombie-Britannique)
 - *Thèse portant sur une analyse technico-économique de l'**hydrogène** comme carburant, produit par électrolyse de l'eau de manière décentralisée.*
 - *Membre de l'Institute for Integrated Energy Systems (IESVic)*
- '00-07 Conseil national de recherches du Canada (**CNRC**, Vancouver)
 - *Analyste – Technologies de l'**hydrogène***
 - *Conseiller en technologies industrielles – **Énergie propre** avec le programme d'aide à la recherche industrielle (PARI)*
 - *Projets spéciaux axés sur la **Chine** : analyse du secteur énergétique chinois et participation/coordination à des missions technologiques canadiennes en support au secteur des technologies de l'hydrogène.*
- '04-06 Formation d'analyste financier complétée (les 3 niveaux du programme **CFA**)
- '07-11 **Technologies du développement durable Canada** (Ottawa)
 - *Gestionnaire des applications*
 - *Gestionnaire de la sélection et de l'évaluation*
 - ***Plus important fonds de soutien au développement et démonstration de technologies propres au Canada à l'époque (~ 1 milliard\$)***
- '11-14 Innoventé (Québec)
 - *Vice-président, technologie et développement des affaires*
 - *La compagnie était dans le domaine des **bioénergies**. Producteur d'électricité renouvelable à partir de résidus organiques, utilisant une technologie propre exclusive de « bioséchage ». Listée à la bourse de croissance TSX.*
- '15-17 Consultant auprès d'entreprises actives dans le domaine des **bioénergies** (Québec)
- '17-18 Université Laval (Québec)
 - *Conseiller en **valorisation de la recherche et transfert technologique**, vice-rectorat à la recherche et à l'innovation, support à la faculté de science et génie*
 - *Représentant de l'Université Laval au comité de direction du projet **Valorisation Carbone Québec**, initiative de 22 M\$ supportée par le gouvernement du Québec, visant la décarbonation du secteur pétrochimique par la démonstration et le développement de solutions de captage et de valorisation du CO₂.*
- '18-21 Conseil national de recherches du Canada (**CNRC**, Ottawa – poste à Québec)
 - *Agent d'analyse critique*
 - *Rôle de supervision dans la mise sur pied d'un **programme national de R&D collaborative** : « **Matériaux pour combustibles propres** » visant des percées technologiques en réponse aux changements climatiques.*
 - *La recherche se concentre sur le développement de matériaux, accéléré par l'intelligence artificielle, pour la production économique d'**hydrogène sobre en carbone et la conversion de CO₂ en produits à valeur ajoutée**.*
 - *Le programme d'une durée de sept ans est doté d'un budget d'environ 60 M\$, dont 20 M\$ en support aux collaborateurs des universités, entreprises et partenaires internationaux.*
 - *Rôle similaire pour un programme national de R&D collaborative en support à la supergrappe de fabrication de pointe.*

Références

- 1 Gouvernement du Québec, [Vers une stratégie sur l'hydrogène et les bioénergies 2030 - Document de consultation](#), Déc. 2021.
- 2 Comité consultatif des perspectives de l'hydrogène, [L'hydrogène: une mission nationale pour le Canada](#), Rapport soumis au gouvernement du Canada, 1987, 66 p.
- 3 Scott D.S, *Smelling Land: The Hydrogen Defense Against Climate Catastrophe*, Canadian Hydrogen Association/University of British Columbia Press, 2007, 482 p.
- 4 Rosen[†] M.A, Dincer[†] I, [Exergy: Energy, Environment and Sustainable Development](#), 3rd Edition, Elsevier Science, 2020, 703 p. († Marc A. Rosen et Ibrahim Dincer font partie de seulement 4 chercheurs canadiens dans le domaine du génie inclus dans la [liste 2021 des chercheurs les plus cités](#) mondialement)
- 5 Dincer I, [Exergization](#), International Journal of Energy Research 40 (2016), 1887–1889
- 6 Dincer I, [An Introduction to Exergy](#), 22 juillet 2013, site web AZOCleantech
- 7 Rosen, M.A, *Using Exergy to Correlate Energy Research Investments and Efficiencies: Concept and Case Studies*. Entropy 2013, 15, 262-286. (<https://doi.org/10.3390/e15010262>)
- 8 Hermann W, Simon A.J, [Global Exergy Flux, Reservoirs, and Destruction](#), Stanford University, CA, USA, 2007.
- 9 Hermann W, *Quantifying Global Exergy Resources*, Energy 31 (2006), 1685–1702. (<https://doi.org/10.1016/j.energy.2005.09.006>)
- 10 Agence Internationale de l'Énergie, 2020 (<https://www.iea.org/reports/hydropower>)
- 11 Hydro-Québec, [Portrait des ressources énergétiques d'Hydro-Québec](#), 2019.
- 12 Wall G, [Exergy, Life and Sustainable Development](#), Problemy Ekorozwoju - Problems of Sustainable Development, 2013, vol. 8, no 1, 27-41.
- 13 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.
- 14 Rodrigue J-P, *The Geography of Transport Systems*, 5^e édition, 2020, 456 p. (<https://doi.org/10.4324/9780429346323>)
- 15 Nicholas J D, *Highlights from the 2013 National Science Foundation Solid Oxide Fuel Cell Promise, Progress, and Priorities (SOFC-PPP) Workshop*, January 2014, The Electrochemical Society Interface 22(4):49-54.
- 16 Ministère de l'énergie et des ressources naturelles du Québec, site web, 2020 (<https://mem.gouv.qc.ca/energie/statistiques-energetiques/prix-electricite>)
- 17 Agence Internationale de l'Énergie, 2020 (<https://www.iea.org/fuels-and-technologies/hydrogen>)
- 18 BP, [Statistical Review of World Energy Statistics 2021](#), 70^e édition, 2021
- 19 BIV, [Baker Hughes takes 20% stake in Ekona Power](#), 21 novembre 2021 (<https://www.ekonapower.com/>)
- 20 Ressources naturelles Canada, [Stratégie canadienne pour l'hydrogène](#), décembre 2020
- 21 Proton Technologies, site web (<https://proton.energy/>)
(La [technologie de Proton Technologies](#) pour la production d'hydrogène in-situ est encore au stade de démonstration)
- 22 Prince-Richard S, Whale1 M, Djilali N. [A Techno-Economic Analysis of Decentralized Electrolytic Hydrogen Production for Fuel Cell Vehicles](#). International Journal of Hydrogen Energy (2005); 1159-1179 (<https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2005.04.055>)
- 23 Agence Internationale de l'Énergie, [Energy Technology Analysis: Prospects for Hydrogen and Fuel Cells](#), 2005, (pp. 44-47) 253 p.
- 24 Smolinka T et al., [Water electrolyzer for hydrogen storage systems – study on the state of the art of the technology and future development trends](#), November 2011, 6th International Renewable Energy Storage Conference Berlin (Germany)
- 25 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.

-
- 26 Bauer C. et al, [On the climate impacts of blue hydrogen](#). Sustainable Energy Fuels, 2022, 6, 66-75
- 27 Hydro-Québec, site web (<https://www.hydroquebec.com/developpement-durable/documentation-specialisee/taux-emission-ges.html>)
- 28 Bouchet C, Pineau P-O, [Les surplus électriques au Québec](#), Chaire de gestion du secteur de l'énergie, HEC Montréal, 2020
- 29 Gouvernement de l'Alberta, [Alberta Hydrogen Roadmap](#), Novembre 2021, 50 p.
- 30 Timmerberga S, Kaltschmitta M, Finkbeinerb M, [Hydrogen and hydrogen-derived fuels through methane decomposition of natural gas – GHG emissions and costs](#), Energy Conversion and Management: X, Volume 7, Septembre 2020, (<https://doi.org/10.1016/j.ecmx.2020.100043>)
- 31 Air Products, site web (<https://www.airproducts.com/company/innovation/megaproject-expertise>)
- 32 Conseil national de recherches du Canada, site web (<https://nrc.canada.ca/fr/recherche-developpement/recherche-collaboration/programmes/programme-defi-matieres-combustibles-propres>)
- 33 Gouvernement du Canada, [Déclaration du ministre Wilkinson visant à féliciter des entreprises canadiennes du secteur des technologies propres](#), 13 janvier 2022.
- 34 Radio-Canada Nouvelles, [Les émissions de GES ont augmenté au Québec](#), 15 décembre 2021, article en ligne
- 35 United Nations Climate Change - Nationally Determined Contributions [China's Achievements, New Goals and New Measures for Nationally Determined Contributions](#), Octobre 2021, consulté en ligne
- 36 Gunia A, [China Is Planning to Build 43 New Coal-Fired Power Plants. Can It Still Keep Its Promises to Cut Emissions?](#), Time, 20 août 2021
- 37 Agence Internationale de l'Énergie, [An Energy Sector Roadmap to Carbon Neutrality in China](#), Octobre 2021, 301 p.
- 38 Toronto Star, [Wan Gang is the world's leading electric car visionary, not Elon Musk](#), 27 septembre 2018
- 39 Bloomberg, [China's father of electric cars thinks hydrogen is the future](#), 12 juin 2019
- 40 Westport Innovations, [TUPY, Westport Fuel Systems and AVL to Collaborate in Demonstration of World's Most Efficient Hydrogen-Fueled Internal Combustion Engine](#), 7 juillet 2021, site web de l'entreprise.
- 41 Ballard Power Systems, [Ballard Comments on China's New Policy to Support Adoption of Fuel Cell Electric Vehicles](#), 20 septembre 2020, site web de l'entreprise.
- 42 Cummins, [Cummins And Sinopec Officially Launch Joint Venture To Produce Green Hydrogen Technologies In China](#) 21 décembre 2021, site web de l'entreprise.
- 43 Sinopec, [Chairman of Sinopec discussed the potential of hydrogen energy](#), chaîne YouTube Sinopec, 26 avril 2021
- 44 Argus Media, [China's Sinopec, Longi team up for green hydrogen](#), 16 avril 2021, article consulté en ligne
- 45 PV Magazine, [The Hydrogen Stream: Longi wants to reach electrolyzer capacity of 2 GW by 2023](#), 14 décembre 2021, article consulté en ligne
- 46 Bloomberg, [China's Solar Giants Make a Bid to Dominate Hydrogen Power](#), 12 décembre 2021, article consulté en ligne
- 47 Hydrogen Council, [Hydrogen Investment Pipeline Grows To \\$500 Billion In Response To Government Commitments To Deep Decarbonisation](#), 15 juillet 2021, site web du Conseil de l'hydrogène
- 48 Hintemann R, Hinterholzer S, [Energy consumption of data centers worldwide How will the Internet become green?](#) (Borderstep Institute for Innovation and Sustainability - Allemagne), Proceedings of the 6th International Conference on ICT for Sustainability, Lappeenranta, Finlande, 10-14 Juin 2019.
- 49 Koot M, Wijnhoven F, [Usage impact on data center electricity needs: A system dynamic forecasting model](#). Applied Energy, Volume 291, 1 June 2021, <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2021.116798>
- 50 Côté J-G, Langlois-Bertrand S, Privyk (Millani) M-J, [Le Québec sobre en carbone : des débouchés pour les entreprises](#), Institut du Québec, novembre 2018, 51 p.
- 51 Pearce F, [Energy Hogs: Can World's Huge Data Centers Be Made More Efficient?](#), Yale Environment 360, 3 avril 2018
- 52 Trueman C, [Why data centres are the new frontier in the fight against climate change](#), Computerworld, 9 août 2019
- 53 Agence Internationale de l'Énergie, [Global Energy & CO2 Status Report 2019](#), site web consulté en ligne
- 54 Air Transport Action Group, site web consulté en ligne, janvier 2022 (<https://www.atag.org/facts-figures.html>)

-
- 55 Chamanara S, Arman Ghaffarizadeh S, Madani K, *The Environmental Costs of Mining Bitcoin* Earth and Space Science Open Archive, 27 mai 2021, (<https://doi.org/10.1002/essoar.10507153.1>)
- 56 Gouvernement du Canada, *Émissions de gaz à effet de serres – Indicateurs canadiens de durabilité de l'environnement*, 2019
- 57 R Jiang, S., Li, Y., Lu, Q. et al. *Policy assessments for the carbon emission flows and sustainability of Bitcoin blockchain operation in China*. Nat Commun 12, 1938 (2021). (<https://doi.org/10.1038/s41467-021-22256-3>)
- 58 Hydro-Québec, *Attribution d'un bloc de 300 MW de puissance et d'énergie associée en service non ferme aux consommateurs d'électricité pour un usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs*. Document d'appel de proposition A/P 2019-01, 5 juin 2019
- 59 Fortin R, *Le Canada est le pays le mieux placé au monde*, Journal La Presse, section B, 4 février 1990
- 60 Wichert A, *Time Out with Richard Champagne*, 7 janvier 2021, Powerboating.com (<https://www.powerboating.com/time-out-with-richard-champagne>)
- 61 Crawford G A, Hufnagl A F, *Electrolyser Inc. advanced hydrogen plant at Becancour, Quebec*, International Journal of Hydrogen Energy, Volume 12, Issue 5, 1987, pp 297-303, ([https://doi.org/10.1016/0360-3199\(87\)90054-1](https://doi.org/10.1016/0360-3199(87)90054-1))
- 62 Gretz J, Baselt J P, Ullmann O, Wendt H, *The 100 MW Euro-Quebec Hydro-Hydrogen pilot project*, International Journal of Hydrogen Energy, Volume 15, Issue 6, 1990, pp 419-424, ([https://doi.org/10.1016/0360-3199\(90\)90199-9](https://doi.org/10.1016/0360-3199(90)90199-9))
- 63 Philibert C, *Methane splitting and turquoise ammonia*, 14 mai 2020, consulté en ligne (<https://www.ammoniaenergy.org/articles/methane-splitting-and-turquoise-ammonia>)
- 64 Pyrogenesis, *PyroGenèse annonce le lancement d'un nouveau procédé de production d'hydrogène sans émission de carbone suite au dépôt de demandes internationales de brevets*, Communiqué de presse, 8 décembre 2021, site web de l'entreprise.
- 65 Gouvernement de la Colombie-Britannique, *Clean energy centre to invest in low-carbon innovation, drive emissions reduction*, communiqué, 16 juillet 2021.
- 66 Zen and the Art of Clean Energy Solutions, *British Columbia Hydrogen Study*, 2019, 169 p.
- 67 Government of British Columbia, B.C. *Hydrogen Strategy : A sustainable pathway for B.C.'s energy transition*, juillet 2021. 37 p.
- 68 Le Devoir, *Du biocarburant à Varennes et de l'«hydrogène vert» pour Hydro-Québec*, 9 décembre 2020
- 69 La Presse, *SAF+ veut investir 300 millions*, 14 septembre 2021
- 70 Renewable Hydrogen Canada, site web (<http://www.renewable2canada.ca/>)
- 71 Les Affaires, *Nouvelle économie du carbone : le projet Valorisation Carbone Québec (VCQ) promet de belles retombées pour l'industrie*, 11 mai 2018
- 72 Gouvernement du Québec, *Québec accorde 3.5 M\$ pour la recherche et le développement de solutions technologiques de capture et de valorisation du carbone*, communiqué de presse, 9 mars 2021
- 73 CIRCUIT, site web (<http://www.circuitco2.ca/accueil>)
- 74 Office de la propriété intellectuelle du Canada, *Inventions brevetées dans le domaine des technologies d'atténuation du changement climatique*, Innovation, Sciences et Développement économique Canada, 2017, 89 p.
- 75 Hydro-Québec, *Hydro-Québec travaillera à amener à l'étape de la commercialisation une technologie de stockage d'hydrogène mise au point à l'Université du pays de Galles du Sud*, communiqué, 19 mars 2021
- 76 CNRC, *Programme Canada-Allemagne 3+2 — Appel de propositions de projets de collaboration sur les technologies de l'hydrogène à faible teneur en carbone*, site web, 2021
- 77 Mokriani A et al., *New manufacturing process for cost reduction and durability improvement of proton exchange membrane fuel cells*, CNRC, 6 novembre 2019
- 78 De LUNA Phil, WEI Jennifer, BENGIO Yoshua, ASPURU-GUZI Alàn, SARGENT Edward. "*Use machine learning to find energy materials*", Nature 552 (2017), p. 23–27.
- 79 Shah R, Matsil E, Massoud G, *Artificial Photosynthesis as a Renewable Energy Source*, Altenergymag.com, 22 décembre 2021, article consulté en ligne.
- 80 Durani J, *Has the artificial leaf's time come at last?*, Chemistry World, 28 septembre 2020, article consulté en ligne

-
- 81 Dogutan D K, Nocera D G, *Artificial Photosynthesis at Efficiencies Greatly Exceeding That of Natural Photosynthesis* Accounts of Chemical Research 2019 52 (11), 3143-3148 (<https://doi.org/10.1021/acs.accounts.9b00380>)
- 82 Welch A J, Digday I A, Kent R, Ghougassian P, Atwater H A, Xiang C, *Comparative Technoeconomic Analysis of Renewable Generation of Methane Using Sunlight, Water, and Carbon Dioxide* ACS Energy Letters 2021 6 (4), 1540-1549 (<https://doi.org/10.1021/acsenergylett.1c00174>)
- 83 Jia J, Seitz L, Benck J et al. *Solar water splitting by photovoltaic-electrolysis with a solar-to-hydrogen efficiency over 30%*. Nature Communication. 7, 13237 (2016) (<https://doi.org/10.1038/ncomms13237>)
- 84 US Department of Energy, *Department of Energy Announces \$100 Million for Artificial Photosynthesis Research*, 29 juillet 2020
- 85 Data Center Dynamics, *Telia opens Finland's largest shared data center*, 5 juin 2018, consulté en ligne
- 86 Telia Company, *Carbon-neutral district heat from the waste heat of data centres: homes in Helsinki to be heated by Telia's data centre*, 27 avril 2021, site web de la compagnie
- 87 Korhonen S, *Energy Efficiency of Modern Datacenter*, Thèse de maîtrise, Université d'Aalto, Finlande, 2018, 61 p.
- 88 Hydro-Québec, *Développer la filière de l'hydrogène vert au Québec : un pas important dans la décarbonation de l'économie*, 8 décembre 2020, site web de l'entreprise
- 89 Robinius M et al., *Comparative Analysis of Infrastructures: Hydrogen Fueling and Electric Charging of Vehicles*, Band/Volume 408, Jülich Forschungszentrum (Allemagne), 2018, 108 p.
- 90 Hydrogen Council, *Path to hydrogen competitiveness - A cost perspective*, rapport rédigé avec le support de McKinsey & Company et de E4tech, 20 janvier 2020, 79 p.
- 91 Yip, H.L.; Srna, A.; Yuen, A.C.Y.; Kook, S.; Taylor, R.A.; Yeoh, G.H.; Medwell, P.R.; Chan, Q.N. *A Review of Hydrogen Direct Injection for Internal Combustion Engines: Towards Carbon-Free Combustion*. Appl. Sci. 2019, 9, 4842. (<https://doi.org/10.3390/app9224842>)
- 92 Ash N, Davies A, Newton C, *Renewable electricity requirements to decarbonise transport in Europe with electric vehicles, hydrogen and electrofuels*, Ricardo Energy & Environment, 4 décembre 2020, 55 p.
- 93 Liu C M, Sandhu N K, McCoy S T, Bergerson J A, *A life cycle assessment of greenhouse gas emissions from direct air capture and Fischer-Tropsch fuel production*, Sustainable Energy & Fuels 4(6), April 2020 (<https://doi.org/10.1039/C9SE00479C>)
- 94 Ruttinger A W, Kannangara M, Shadbahr J, De Luna P, Bensebaa F, *How CO2-to-Diesel Technology Could Help Reach Net-Zero Emissions Targets: A Canadian Case Study*, Energies 2021, 14(21), 6957; (<https://doi.org/10.3390/en14216957>)
- 95 Hand E, *Company to harvest green hydrogen by igniting oil fires underground*, Science, 6 février 2020 (<https://doi.org/10.1126/science.abb1986>)
- 96 La Presse, *Le Québec, nouvel eldorado des centres de données*, 27 octobre 2021
- 97 Les Affaires, *Hydro-Québec préfère encore snober l'industrie du bitcoin*, 29 novembre 2021
- 98 World Bank, *State and Trends of Carbon Pricing 2021*, Washington, DC, 2021, 87 p. (<https://openknowledge.worldbank.org/handle/10986/35620>)
- 99 Taskforce on Scaling Voluntary Carbon Markets, rapports Phase I et II (2021) disponibles sur le site web de l'Institut International de la Finance (<https://www.iif.com/tsvcm>)
- 100 Bullfrog Power, site web (<https://bullfrogpower.com/sustainability-solutions/power-purchase-agreements>)
- 101 Carbon Streaming, site web (<http://www.carbonstreaming.com/>)
- 102 Forbes, *The Near-Term Future Of Blockchain: Tracking Carbon Offsets*, 16 août 2021
- 103 Wall Street Journal, *Cryptocurrency Traders Move Into Carbon Markets*, 10 janvier 2022
- 104 Coindesk, *Cambridge University to Build Carbon Credit Marketplace on Blockchain*, 10 novembre 2021
- 105 Kim S-K, Huh J-H, *Blockchain of Carbon Trading for UN Sustainable Development Goals*, Sustainability 2020, 12, 4021; (<https://doi.org/10.3390/su12104021>)
- 106 Institut canadien pour des choix climatiques, *Vers un Canada carboneutre - s'inscrire dans la transition globale*, février 2021, 130 p.

-
- ¹⁰⁷ Arbib J, Dorr A, Seba T, [*Rethinking Climate Change - How Humanity Can Choose to Reduce Emissions 90% by 2035 through the Disruption of Energy, Transportation, and Food with Existing Technologies*](#), A RethinkX Disruption Implications Report, Août 2021, 70 p.
- ¹⁰⁸ U.S. Department of Energy, [*2016 Billion-Ton Report: Advancing Domestic Resources for a Thriving Bioeconomy*](#), 2016. Disponible en ligne
- ¹⁰⁹ Régie de l'énergie du Canada, [*Profils énergétiques des provinces et territoires – Canada*](#), site web consulté en ligne
- ¹¹⁰ SkyCool Systems, site web (<http://www.skycoolsystems.com/technology>)
- ¹¹¹ General Fusion, site web (<http://www.generalfusion.com/>) (<https://generalfusion.com/2015/05/how-canadian-government-programs-contribute-to-general-fusions-growth-and-success>)
- ¹¹² Financial Post, [*'The last energy source we'll ever tame': B.C. startup's \\$400M U.K. plant aims to harness nuclear fusion technology*](#), 23 juin 2021
- ¹¹³ Energy Future Initiatives, [*EFI's Portfolio for Accelerating the Clean Energy Transition : A Guide for the Biden-Harris Department of Energy \(DOE\) Transition Team*](#), Décembre 2020, 83 p
- ¹¹⁴ Jones N, *How to stop data centres from gobbling up the world's electricity*, Nature 561, pp 163-166, 2018 (<https://doi.org/10.1038/d41586-018-06610-y>)
- ¹¹⁵ Statista, [*Which countries have the most data centres?*](#), 2021, consulté en ligne
- ¹¹⁶ Hileman G, Rauchs M, 2017 [*Global Cryptocurrency Benchmarking Study*](#), University of Cambridge – Cambridge Centre for Alternative Finance, 2017, 112 p
- ¹¹⁷ Cambridge Centre for Alternative Finance, Cambridge Bitcoin Electricity Consumption Index, 2022, consulté en ligne (https://ccaf.io/cbeci/mining_map)

