

L'hydrogène vert et les bioénergies : Définir leur rôle dans un plan de décarbonation du Québec

Mémoire soumis dans le cadre des consultations sur
l'hydrogène vert et les bioénergies :

VERS UNE STRATÉGIE SUR L'HYDROGÈNE VERT ET LES BIOÉNERGIES 2030

Pierre-Olivier Pineau et Johanne Whitmore

Chaire de gestion du secteur de l'énergie
HEC Montréal

21 janvier 2022

Table des matières

Introduction.....	3
« Questions à débattre » pour lesquelles le MERN veut des réponses	5
Vision, principes directeurs et axes d'intervention	5
1. Comment amélioreriez-vous l'énoncé de vision et des principes directeurs proposés?	5
2. Comment amélioreriez-vous les axes d'intervention et les objectifs proposés?	6
3. Quels devraient être selon vous les résultats clés de la stratégie?	10
Réduire les émissions de gaz à effet de serre	10
1. Quelle pourrait être selon vous la contribution des filières de l'hydrogène vert et des bioénergies à la cible de réduction des émissions de gaz à effet de serre du Québec pour 2030?	10
2. Quelle pourrait être selon vous la contribution des filières de l'hydrogène vert et des bioénergies à l'objectif de carboneutralité à l'horizon 2050?	11
3. De quels autres avantages pour l'environnement devrait-on tenir compte dans l'élaboration de la stratégie?	11
Stimuler le développement économique	11
1. Quel rôle l'hydrogène vert et les bioénergies pourraient-ils jouer dans les diverses régions et les divers secteurs économiques?	11
2. Quels seraient les besoins, par exemple en formation de la main-d'oeuvre, pour stimuler l'économie partout au Québec?	12
Promotion à l'international	12
1. Que pensez-vous des occasions d'affaires que l'hydrogène vert et les bioénergies pourraient apporter dans la promotion du Québec à l'international?	12
Des mesures concrètes pour passer à l'action	12
1. Où et quand cela convient-il d'utiliser l'hydrogène vert et les bioénergies?	12
2. En ce qui concerne l'hydrogène vert, à quels stades potentiels de la chaîne de valeur (production, stockage et distribution ainsi qu'utilisation finale) le Québec est-il le mieux placé pour devenir le chef de file de leur développement?	13
3. Comment pouvez-vous contribuer à la mise en oeuvre de la stratégie?	14
Conclusion	15
Annexe 1 Démystifier les « surplus » d'électricité au Québec	16
Annexe 2 Bilan des projets de valorisation de biogaz et de production de GNR, 2021	17
Annexe 3 Production de biocarburants au Québec, 2021.....	18
Annexe 4 État de lieux de la production d'hydrogène au Québec, 2021	19

Introduction

L'hydrogène vert est une forme d'énergie qui demande beaucoup d'énergie pour être produite, dont les infrastructures de production, de transport, de stockage et d'utilisation sont largement inexistantes, et dont les caractéristiques physiques sont moins attrayantes que les énergies fossiles actuelles¹. Selon l'utilisation qu'on fait de l'hydrogène, les besoins de production d'électricité peuvent être 2 à 14 fois plus élevés par rapport à des solutions d'électrification directe², ce qui présente un défi face aux surplus électriques qui diminuent dans le contexte québécois^{3,4} (voir annexe 1).

Les bioénergies sont la plus ancienne source d'énergie utilisée par les humains, et elles satisfont encore autour de 10 % des besoins énergétiques du Québec. Bien que la chaîne de valeur des bioénergies soit déjà en place, la filière n'arrive pas à être exploitée à son plein potentiel en raison d'un manque de structure et de conjonctures économiques défavorables.

L'intérêt actuel pour l'hydrogène vert et les bioénergies est motivé par les ambitieux objectifs de décarbonation que le Québec s'est donné, tout comme d'autres sociétés. Si ces formes d'énergie ont un rôle à jouer dans l'atteinte des objectifs de carboneutralité de 2050, et dans la réduction des émissions de gaz à effet de serre (GES) d'ici 2030, il est important de comprendre qu'un plan de décarbonation global et cohérent est nécessaire pour cadrer leur développement. L'hydrogène vert et les bioénergies ne pourront, à eux seuls, décarboner le Québec ni aucune autre société. Pour accélérer leur contribution à la décarbonation de façon rentable, l'hydrogène vert et les biocarburants doivent s'inscrire dans un cadre de réduction de la consommation d'énergie (qui passera par l'efficacité énergétique, des modèles d'affaires innovants et le changement des habitudes de consommation) et l'utilisation d'autres sources d'énergie renouvelables (électricité, solaire thermique, géothermie).

Développer les filières de l'hydrogène et des bioénergies au Québec est nécessaire, mais il est important que les prémisses de ces développements et les attentes soient fondées. À l'heure actuelle, le potentiel technico-économique de décarbonation de ces filières à l'horizon 2030 et 2050 est limité : les coûts sont élevés, les volumes d'approvisionnement sont restreints et la plupart des technologies de remplacement fonctionnant à l'hydrogène sont encore émergentes.

Construire une nouvelle stratégie en silo, alors qu'un plan de décarbonation clair, rassembleur et structurant n'existe pas encore au Québec, serait une erreur. Le Plan pour une économie verte 2030 et Plan directeur en transition énergétique sont des documents trop généraux qui ne guident pas les décisions des différents acteurs économiques. Nous recommandons donc au gouvernement de d'abord se pencher sur un tel plan de décarbonation, pour bien expliciter les rôles respectifs de l'efficacité énergétique, de l'électrification et des autres sources d'énergie renouvelables, plutôt que de tenter de créer de nouvelles filières en parallèle aux filières existantes. Cela est d'autant plus important que l'hydrogène vert est indissociable d'une production d'électricité renouvelable, et que des quantités importantes d'électricité devraient être nécessaires pour la

¹ L'hydrogène gazeux (H₂) a en effet le tiers de la densité énergétique du gaz naturel (GJ/mètre cube), ce qui implique qu'environ trois fois plus de volume de gaz est nécessaire pour obtenir la même énergie. Il est plus inflammable que le gaz naturel et se liquéfie à une température bien plus basse que le gaz naturel (-253°C contre -162°C). Pour les détails, voir <https://h2tools.org/hyarc/hydrogen-properties>

² Ueckerdt, F., et al., 2021. « Potential and risks of hydrogen-based e-fuels in climate change mitigation », *Nature Climate Change* : 11, p. 384–393, <https://dx.doi.org/10.1038/s41558-021-01032-7>

³ Jolicoeur, M., 2021. *Pour les promoteurs industriels, fini le buffet à volonté chez Hydro-Québec*, Qub, <https://www.qub.ca/article/fini-le-buffet-a-volonte-chez-hydro-1063968034>

⁴ Girard, M., 2021. *Hydro boude des projets industriels*, Journal de Montréal, <https://www.journaldemontreal.com/2022/01/20/hydro-boude-des-projets-industriels>

transition énergétique. Une concurrence entre les usages de l'électricité ne pourra être adéquatement arbitrée que dans un plan de décarbonation, que le Québec n'a pas encore à sa disposition.

Le mémoire actuel développe cette perspective à travers les réponses fournies aux « Questions à débattre » posées par le MERN dans son document de consultation.

Les principales opportunités pour l'utilisation de l'hydrogène vert sont dans des secteurs qui ne se prêtent pas à une utilisation directe de l'électricité (des secteurs « no-regrets », comme les appelle Ueckerdt et al. (2021)), comme les secteurs maritime, d'aviation, ou la sidérurgie, par exemple. Le Québec pourra y contribuer. Mais nos habitudes de consommation devront aussi changer, pour minimiser les coûts de la transition énergétique.

« Questions à débattre » pour lesquelles le MERN veut des réponses

Vision, principes directeurs et axes d'intervention

1. Comment amélioreriez-vous l'énoncé de vision et des principes directeurs proposés?

L'énoncé de vision proposé se lit ainsi :

Fort de ses ressources naturelles et du dynamisme des acteurs du domaine des énergies renouvelables, le Québec entend innover, faire rayonner son expertise et renforcer le rôle de l'hydrogène vert et des bioénergies dans son portefeuille énergétique en vue de décarboner son économie et de se positionner avantageusement sur la scène internationale.

Cet énoncé est problématique parce qu'il mélange plusieurs choses. D'abord, un constat biaisé par la non-neutralité de l'organisme qui le fait : « Fort de ses ressources naturelles et du dynamisme des acteurs du domaine des énergies renouvelables ». Ce constat n'est pas un élément de vision, et devrait être mieux établi par des faits ou un jugement provenant d'une entité neutre.

Ensuite, l'énoncé de vision met l'emphasis sur des actions (« innover, faire rayonner, renforcer ») qui ne sont pas du tout en lien avec les objectifs énergétiques et climatiques du Québec. Les objectifs ne devraient pas être d'innover, de rayonner et de renforcer le rôle d'une source d'énergie, mais de décarboner la société québécoise de la manière la plus efficace possible. Le positionnement avantageux sur la scène internationale sera une conséquence directe de la réussite de l'atteinte des objectifs climatiques par la mise en œuvre de mesures performantes, rentables et efficaces pour la décarbonation de l'économie.

Nous proposons donc une vision plus directe et enlignée avec l'objectif que le MERN et ceux intéressés par la lutte contre les changements climatiques devraient avoir, soit réussir la transition énergétique :

L'hydrogène vert et des bioénergies contribuent à une économie québécoise décarbonée de manière à maximiser les retombées positives pour la province et à minimiser les impacts environnementaux, sociaux et économiques. Leur contribution se manifeste avec la réduction de la consommation d'énergie, l'électrification et l'usage de sources renouvelables de chaleur (solaire, géothermique).

Sur les cinq principes directeurs, les principes 2 (contribuer à l'autonomie énergétique du Québec) et 4 (maximiser les retombées socioéconomiques) devraient être reconsidérés. En effet, viser l'« autonomie énergétique » pourrait impliquer de renoncer à des solutions de décarbonation plus rentables et efficaces venant de l'extérieur du Québec. Ce principe est d'autant plus contradictoire que le Québec vise à « exporter » son savoir-faire et ses énergies, et participe à un marché du carbone avec la Californie, ce qui est directement contraire à l'autonomie énergétique des états qui importent le savoir-faire et les énergies du Québec. Le gouvernement irait donc à l'encontre du principe du libre-échange en cherchant à la fois l'autonomie énergétique et en faisant la promotion de la non-autonomie énergétique de ses partenaires en leur exportant ses produits et services.

Le principe 4 (maximiser les retombées socioéconomiques) ne devrait pas être un critère lorsqu'on développe une filière énergétique : on doit chercher la meilleure option énergétique qui respecte les contraintes environnementales, et non pas viser à développer une région, annoncer une usine, créer des emplois, etc. Tous ces éléments-là vont survenir, mais ne doivent pas faire partie des contraintes sur le secteur.

Les autres principes sont importants et ne devraient pas être dilués dans des principes contraires au déploiement optimal des filières pour la décarbonation.

2. Comment amélioreriez-vous les axes d'intervention et les objectifs proposés?

Axe 1 Environnement d'affaires. Cet axe, qui vise à favoriser les conditions de marché, est le plus important d'autant plus qu'on connaît des ratés et des reculs dans la filière des bioénergies au Québec (voir annexe 1-3)⁵. Les exemples les plus parlants sont les délais qu'une compagnie comme Enkema a connu pour se développer au Québec (avec une première usine en Alberta), la fermeture d'usines de biocarburants comme celles de Rothsay et la suspension de production de Bioénergie AE Côte-Nord; les retards et dépassements de coûts généralisés des usines de biométhanisation dans les municipalités du Québec; la reprise de l'usine de granules de bois La Granaudière par une entreprise française, etc. La liste des expériences non-concluantes en bioénergie est très longue et cela illustre très bien le piètre environnement d'affaires au Québec pour ce secteur. Il est donc primordial de favoriser les conditions de marché, pas seulement par des subventions, mais des mesures écofiscales, de modèles d'affaires circulaires et réglementaires pour équilibrer le marché par rapport aux combustibles fossiles. Un tel environnement d'affaires sera porteur pour les entreprises, de telle sorte que les innovations puissent se déployer et devenir des succès commerciaux et reproductibles à grande échelle pour le Québec.

Les objectifs proposés dans le document de consultation semblent passer à côté des déterminants fondamentaux qui favorise l'environnement d'affaire. Il est proposé de développer des infrastructures de production et de distribution (objectif 1) et d'augmenter l'utilisation de l'hydrogène vert et des bioénergies (objectif 2). Or, il serait possible d'atteindre ces deux objectifs de manière mécanique, sans vraiment améliorer l'environnement d'affaires. Des subventions et des règlements contraignants pourraient ainsi donner l'impression d'atteindre ces objectifs, mais ne pas réellement transformer le marché.

Pour que les marchés soient favorables au déploiement de l'hydrogène vert et des bioénergies, il faudrait d'abord que le gouvernement établisse un « temps zéro » de référence de l'état des lieux des filières (voir annexes 2-4) et que leur déploiement soit conçu à partir d'analyses technico-économiques et d'indicateurs mesurables à l'intérieur d'un plan de décarbonation rigoureux qui créer des marchés optimaux qui s'appuient sur des réformes réglementaires, fiscales et de transparence des informations pour les produits sans carbone (ou à faible contenu carbone).

Le Groupe de travail de la société civile, mis sur pied par le gouvernement pour l'élaboration du Plan d'économie verte 2030, a recommandé que le l'État adopte quatre principes directeurs pour guider ses interventions climatiques, dont celui d'avoir recours à une axée sur la synergie entre « la réglementation, l'écofiscalité et le soutien financier »⁶. Dans cette optique, les objectifs identifiés devraient s'y arrimer, dans un plan de décarbonation clair, afin d'établir un environnement où les entreprises ont confiance d'investir parce qu'elles ont identifié des marchés clés leur permettant de faire des affaires sur une base stable. Agir à coup de subventions et de quotas de consommation n'offre pas de garantie de transformation des marchés – on le voit par exemple dans le secteur du raffinage, où malgré des années de seuils minimaux d'éthanol et de biodiesel, aucune industrie québécoise ne se développe au Québec (mis à part Greenfield Global – le seul producteur d'éthanol d'envergure de la province). Enjeu semblable du côté du GNR : malgré le *Règlement concernant la quantité de gaz naturel renouvelable devant être livrée par un distributeur (c. R-6.01, r.4.3)*, lequel exige que les distributeurs de gaz naturel livrent annuellement 2 % de leurs volumes totaux sous forme de gaz naturel renouvelable d'ici 2023, celui-ci ne représentait que 0,1 % des volumes dans le réseau d'Énergir en 2021. Ce

⁵ Whitmore, J., Pineau, P.-O., 2022. *État de l'énergie au Québec 2022*, préparé pour le MERN, Chaire de gestion du secteur de l'énergie, HEC Montréal, <https://energie.hec.ca/eeq>

⁶ Groupe de travail de la société civile, 2018. *Contribution des coordonnateurs des groupes de travail de la société civile – conditions gagnantes et principes partagés*, Présentée dans le cadre des travaux d'élaboration du Plan d'électrification et de changements climatiques, p.13, <https://cdn-contenu.quebec.ca/cdn-contenu/adm/min/environnement/publications-adm/plan-economie-verte/rapports-consultation/copt-document-plan-electrificationqc-oct019-v05.pdf?1606151606>

GNR provenait de projets de valorisation des matières organiques dans les sites d'enfouissement d'Hamilton en Ontario et de la Ville de St-Hyacinthe au Québec⁷. La majorité du GNR produit au Québec est exporté aux États-Unis (voir annexe 2) en raison des conditions de marché défavorables.

Ce plan dont le Québec devrait se doter pour guider sa décarbonation et favoriser les conditions de marché pour attirer des investissements dans les filières de l'hydrogène et des biocarburants, devrait contenir les éléments suivants :

1. **Plafonds d'émissions et visibilité du prix du carbone.** Indiquer que les émissions de GES du Québec seront réduites à zéro d'ici 2050, par l'intermédiaire des plafonds du marché du carbone, avec un prix visible des émissions de GES sur les factures d'achats (contrairement au prix actuel qui est caché et difficile à comprendre).
2. **Plans de décarbonation des entreprises.** Les entreprises émettrices devraient développer des plans de gestion d'énergie (ex., standard ISO 50 0001), avec des études de faisabilité sur les options de décarbonations possibles pour améliorer leur performance environnementale. Ces plans devraient être des prérequis pour l'obtention d'aides gouvernementales, qui viendraient soutenir les investissements des entreprises dans la transition énergétique. Au Québec, moins de cinq usines sont certifiées ISO 50 0001, comparativement à l'Allemagne qui en compte plus de 6 000.
3. **Normes d'efficacité énergétique.** Le gouvernement devrait établir des normes ambitieuses d'efficacité énergétique et de gestion de l'énergie pour les bâtiments, équipements et véhicules dans la province, avec un resserrement progressif de ces normes, pour s'assurer d'une amélioration de la consommation⁸.

Axe 2 Connaissance et innovation. La recherche et le développement sont des incontournables dans la société moderne. Le gouvernement doit s'assurer de continuer à soutenir la recherche universitaire et industrielles, en optimisant par la suite les mécanismes de commercialisation, pour les innovations qui peuvent l'être. Dans le cas de l'hydrogène et des bioénergies, il ne semble pas que ce soit des problèmes de connaissances et d'innovation qui expliquent les enjeux de développement des filières, mais plutôt l'absence de conditions de marché favorables. Fondamentalement, tant que les combustibles fossiles coûtent moins chers que les solutions durables, il est très difficile de faire lever de nouvelles filières. Aucun écran de fumée ne sera assez épais pour masquer ce constat

Il faut donc continuer de soutenir la recherche dans les universités et les industries, mais surtout s'assurer que l'environnement d'affaire à long terme et propice au déploiement des innovations.

Davantage de recherches doivent être axés sur l'analyse de marché et de faisabilité par des analyses des potentiels technico-économiques, de même que la modélisation à différents horizons temporels. Pour soutenir ces analyses, des collectes de données devraient être menées :

- Élaborer des enquêtes annuelles afin de pouvoir dresser un état des lieux des filières (production, consommation, prix, approvisionnements, etc.);
- Développer un atlas régional (échelle municipale) interactif des réserves de biomasse pour la production de biocarburants au Québec, basé sur le *Biopower Atlas* de NREL

⁷ Whitmore, J., Pineau, P-O., 2022. *État de l'énergie au Québec 2022*.

⁸ Whitmore, J., Pineau, P-O, Audette, S., 2021. *Réglementation de l'énergie au Québec : quelles options pour accélérer la transition énergétique et la décarbonation de l'économie, Synthèse d'un atelier tenu les 10, 11 et 12 mars 2021*, préparé pour le ministère de l'Énergie et des Ressources naturelles, Chaire de gestion du secteur de l'énergie, HEC Montréal, <https://energie.hec.ca/atelier-regle-energie/>

(<https://maps.nrel.gov/biopower-atlas/>); Explorer la possibilité d'établir un partenariat avec NREL pour utiliser leur plateforme : www.nrel.gov/workingwithus/partners/index.html)

Axe 3 Collaboration, information et promotion. Ces trois ingrédients sont évidemment centraux pour toute société moderne et démocratique. Ils sont alimentés par la formation, la transparence et la confiance dans nos institutions. Ils sont attaqués par le cynisme, l'opportunisme et le manque de rigueur. Dans le contexte de l'hydrogène vert et des biocarburants, le gouvernement développera la collaboration, l'information et la promotion de manière efficace sur la base d'un plan de décarbonation pour le Québec qui sera clair, rassembleur et structurant. Il est illusoire de penser qu'on peut développer une filière de l'hydrogène vert et des biocarburants en silo, indépendamment d'un plan global de transition énergétique, qui indique clairement et fermement les directions en ce qui a trait aux émissions de GES, à l'efficacité énergétique et aux transformations nécessaires dans les secteurs du transport, des bâtiments et de la consommation en générale.

Pour soutenir la collaboration, l'information et la promotion de l'hydrogène vert et des biocarburants, il faut avant tout s'assurer que tous les acteurs de la société collaborent, soient informés et promeuvent la transition énergétique et la décarbonation de l'économie québécoise.

ENCADRÉ

Potentiel et risques des carburants à base d'hydrogène dans la lutte contre les changements climatiques

Le gouvernement du Québec aurait intérêt de collaborer avec des chercheurs indépendants pour identifier des secteurs « sans regret » pour poursuivre le développement de la filière de l'hydrogène. À titre d'exemple, le gouvernement allemand a collaboré avec le *Potsdam Institute* pour le conseiller sur sa stratégie sur l'hydrogène. Les recommandations suivantes tirées de l'étude ont été publiées dans la revue scientifique *Nature Climate Change* et sont pertinentes pour le gouvernement québécois.

La polyvalence des carburants à base d'hydrogène permet d'envisager un remplacement à grande échelle des combustibles fossiles sans que la demande [consommation] ne soit transformée. Or, cette polyvalence a un coût énorme. Selon l'utilisation finale des e-carburants, les rendements électricité-énergie utile varient entre 10 % et 35 % environ, ce qui se traduit par des besoins de production d'électricité renouvelable 2 à 14 fois plus élevés que pour les solutions d'électrification directe. Par conséquent, l'efficacité climatique des e-carburants dépend essentiellement de la part très élevée d'électricité renouvelable et du caractère renouvelable de la source de carbone. D'un point de vue systémique, nous pouvons tirer six conclusions principales qui devraient guider les décisions en matière de politique climatique et énergétique :

- 1. Il est peu probable que l'hydrogène et les carburants électriques deviennent bon marché et abondants suffisamment tôt pour remplacer largement les combustibles fossiles.*
- 2. Étant donné la rareté à court terme et l'incertitude à long terme des e-carburants, un ordre de mérite devrait donner la priorité à l'utilisation de l'hydrogène et des e-carburants dans des secteurs spécifiques sans regret. Les applications sans regret sont non seulement difficiles à réduire mais aussi impossibles à électrifier, comme les matières premières chimiques (ammoniac, oléfines), la sidérurgie primaire, l'aviation et le transport maritime à longue distance.*
- 3. Parier sur la disponibilité future à grande échelle de l'hydrogène et des carburants électriques risque de verrouiller la dépendance aux combustibles fossiles si leur développement ne répond pas aux attentes. L'hydrogène et les carburants électriques risquent de détourner l'attention de la nécessité urgente d'une transformation de l'utilisation finale vers une électrification directe à grande échelle, qui est moins chère, plus efficace et fait généralement partie d'une technologie bien avancée dans de nombreux secteurs.*
- 4. Il est peu probable que les carburants électriques contribuent de manière substantielle aux objectifs climatiques de 2030, notamment parce que leur efficacité climatique dépend d'une transition énergétique très avancée (par exemple, une part d'électricité renouvelable supérieure à 90 % pour les applications de transport), et que l'électricité à faible teneur en carbone peut réduire plus efficacement les émissions par l'électrification directe.*
- 5. Le développement d'un marché mondial des e-carburants est un défi énorme qui repose sur un soutien politique et une montée en puissance coordonnée au niveau international des technologies d'offre et de demande d'e-carburants, ainsi que des infrastructures d'hydrogène et de CO₂ associées.*
- 6. L'option hydrogène et e-carburant doit être intégrée dans une politique globale et une stratégie de transformation qui comprend des feuilles de route pour les infrastructures.*

Source : [traduction des auteurs] Ueckerdt, F., et al., 2021. « Potential and risks of hydrogen-based e-fuels in climate change mitigation », *Nature Climate Change*, <https://dx.doi.org/10.1038/s41558-021-01032-7>; voir aussi le webinaire : <https://energie.hec.ca/events/10jan2022/>

3. Quels devraient être selon vous les résultats clés de la stratégie?

La stratégie sur l'hydrogène vert et les bioénergies devrait avoir comme résultat clé l'identification de marchés québécois, et éventuellement internationaux, et de secteurs « sans regret » qui pourront être décarbonés efficacement grâce aux produits de ces filières.

Si ces marchés sont identifiés, alors un soutien ponctuel pourra être offert à des entreprises – idéalement dans le cadre d'un plan de décarbonation de la province – pour leur permettre de se positionner rapidement comme des joueurs importants.

Réduire les émissions de gaz à effet de serre

1. Quelle pourrait être selon vous la contribution des filières de l'hydrogène vert et des bioénergies à la cible de réduction des émissions de gaz à effet de serre du Québec pour 2030?

Il est très difficile de chiffrer la contribution de l'hydrogène vert et des bioénergies à la réduction des émissions parce que pour atteindre la cible de 2030, il faudra avant tout réduire la consommation d'énergie. Les politiques actuelles, malgré l'emphasis mise sur l'efficacité énergétique dans les discours et les documents, ne permettent pas d'induire une réelle diminution de la consommation d'énergie. Il faudrait donc d'abord, et avant tout, devenir plus efficace dans nos approches à l'efficacité énergétique et à la réduction de la consommation. Il sera par la suite beaucoup plus facile de substituer des énergies sans/à faible émission aux énergies fossiles.

Concrètement, la contribution des filières de l'hydrogène vert et des bioénergies à la réduction des GES est limitée par :

- L'absence de marché important pour l'hydrogène.
- Les dysfonctions du secteur des bioénergies, qui connaît de multiples enjeux depuis des années, comme abordé précédemment.

Malgré cela, il est possible de chiffrer une éventuelle contribution des bioénergies à la réduction des GES. La politique énergétique 2030 du Québec se donne la cible d'augmenter de 50 % la production des bioénergies. On produit environ 63 PJ de biomasse au Québec à l'heure actuelle⁹. Si on atteignait cette cible d'augmentation de 50 % (ce qui serait déjà une énorme réussite, en 8 ans, étant donné notre historique d'insuccès dans l'atteinte des cibles), on aurait près de 32 PJ de bioénergie en plus. Si cette bioénergie se substituait directement à du pétrole (une autre hypothèse forte), cela permettrait d'éviter 2,3 millions de tonnes de GES (Mt)¹⁰, soit autour de 2,7 % des émissions de GES de 2019 du Québec (soit 84,3 Mt selon l'inventaire du MELCC).

On pourrait donc estimer à 2,7 % la contribution des bioénergies à la réduction des émissions de GES en 2030, ce qui est important dans un contexte où les émissions sont en augmentation au Québec depuis 2016 et qu'en 2019 on était à seulement 2,7 % de réduction sous le niveau de 1990. Rappelons que la cible de 2020 est de 20 % de réduction sous le niveau de 1990 et celle de 2030 est de 37,5 % de réduction.

Même avec cette réduction de 2,7 % liée au bioénergie (sous des hypothèses très optimistes d'atteinte des cibles et de substitution à du pétrole), le gros de l'effort de réduction des émissions resterait à réaliser. Un plan de décarbonation global et cohérent est donc nécessaire.

⁹ Étude de WSP, 2021. *Inventaire de la biomasse disponible pour produire de la bioénergie et portrait de la production de la bioénergie sur le territoire québécois*, préparé pour le MERN, xxi,

¹⁰ Sur la base d'une intensité d'émission du pétrole de 73,3 kg CO₂-équivalent par GJ (IPCC (2006) Guidelines 2006, Volume 2: Energy, Chapter 2: Stationary Combustion, Table 2.2)

Enfin, selon l'étude du Potsdam Institute mentionné plus haut, « il est peu probable que les carburant à base d'hydrogène contribuent de manière substantielle aux objectifs climatiques de 2030, notamment parce que leur efficacité dépend d'une transition énergétique très avancée et que l'électricité à faible teneur en carbone peut réduire plus efficacement les émissions par l'électrification directe. »

2. Quelle pourrait être selon vous la contribution des filières de l'hydrogène vert et des bioénergies à l'objectif de carboneutralité à l'horizon 2050?

En se basant sur le potentiel technique de 2030 établi par WSP (2021), soit 333,5 PJ, et faisant l'hypothèse que ce potentiel technique soit réalisé en 2050, on pourrait estimer que la filière de la bioénergie contribue à réduire de 24 Mt les émissions du Québec en 2050, soit 29 % des émissions de 2019. C'est un chiffre énorme, basé sur la substitution de bioénergie à du pétrole – ce qui dans les faits ne serait pas le cas lorsqu'on tient compte du potentiel technicoéconomique, c'est-à-dire la part du potentiel technique dont les coûts d'exploitation et de production sont inférieurs à un certain niveau de prix sans prendre en compte les barrières d'adoption et de marché des barrières économiques. Cela donne néanmoins une idée du potentiel maximal que peut représenter la biomasse du Québec

Pour l'hydrogène, on pourrait imaginer dans la filière de l'acier que les procédés industriels soient décarbonés grâce à l'hydrogène vert, ce qui éviterait 1,9 Mt d'émissions (issues des procédés pour l'acier). Cela réduirait les émissions de 2,2 %.

Globalement, il est possible d'estimer (très approximativement et avec des hypothèses optimistes) qu'un usage optimal des bioénergies et de l'hydrogène vert pourrait, sur la base du potentiel technique, réduire les émissions du Québec d'un peu plus de 30 % par rapport à ses émissions actuelles. Or, lorsqu'on tient compte du potentiel technicoéconomique des filières, l'hydrogène et les bioénergies représenteraient au mieux 3 % et 14 %, respectivement, du bilan énergétique québécois en 2050 selon une étude préparée Dunsky Expertise pour le gouvernement du Québec¹¹.

3. De quels autres avantages pour l'environnement devrait-on tenir compte dans l'élaboration de la stratégie?

Les autres avantages pour l'environnement d'une meilleure utilisation et valorisation de la biomasse actuellement générée sont assez limités. Le secteur des matières résiduelles serait le principal bénéficiaire, dans la mesure où la récupération des matières organiques éviterait l'enfouissement et l'épandage. Ces activités sont problématiques à plusieurs niveaux pour l'environnement : pollution des sols, contamination des eaux, etc.

L'exploitation responsable des forêts, pour la récolte de la matière première, serait cependant un grand défi environnemental.

Stimuler le développement économique

1. Quel rôle l'hydrogène vert et les bioénergies pourraient-ils jouer dans les diverses régions et les divers secteurs économiques?

Les bioénergies, par la récolte et la transformation de la biomasse en énergies secondaires utiles (biocarburants), peuvent jouer un rôle important dans l'activité économique des régions. Elles pourraient par ailleurs soutenir des industries existantes dans leur décarbonation.

¹¹Dunsky Expertise, 2021. *Trajectoires de réduction d'émissions de GES du Québec – horizons 2030 et 2050 (Mise à jour 2021)*, préparé pour le MELCC, p.13, www.dunsky.com/wp-content/uploads/2021/09/Rapport_Final_Trajectoires_QC_2021.pdf

Si on se fie à la production actuelle (31 PJ/an selon WSP, 2021) et au potentiel technique (333 PJ/an), le secteur des bioénergies pourrait être multiplié par 10. Son impact économique pourrait donc être aussi multiplié par 10. Mais, tenant compte du potentiel technoéconomique, son impact sera moindre que ces estimations.

2. Quels seraient les besoins, par exemple en formation de la main-d'œuvre, pour stimuler l'économie partout au Québec?

Le déploiement de la main-d'œuvre dans les nouveaux secteurs pose un défi de formation et d'acquisition de nouvelles connaissances. Le problème le plus fondamental ne semble cependant pas la main-d'œuvre, qui peut être formée dans les établissements de formation du réseau d'éducation québécois, mais dans la crédibilité d'une croissance des activités des secteurs de l'hydrogène et des bioénergies. La main d'œuvre se dirigera vers ces secteurs si un environnement d'affaire durable se concrétise. Cet environnement d'affaire demande que le gouvernement offre un cadre concret et solide permettant de créer un tel environnement d'affaire. Un plan de décarbonation du Québec clair, rassembleur, structurant est le pilier central pour attirer les entreprises et la main d'œuvre.

Promotion à l'international

1. Que pensez-vous des occasions d'affaires que l'hydrogène vert et les bioénergies pourraient apporter dans la promotion du Québec à l'international?

Le déploiement à l'international ne devrait être considéré qu'une fois qu'un secteur fort est établi au Québec. La province a de la peine à mettre en place des usines de granule de bois (une entreprise française a dû venir à la rescousse dans Lanaudière pour éviter une fermeture¹²), alors il est un peu prématuré de rêver conquérir le monde avec les bioénergies québécoises.

Des mesures concrètes pour passer à l'action

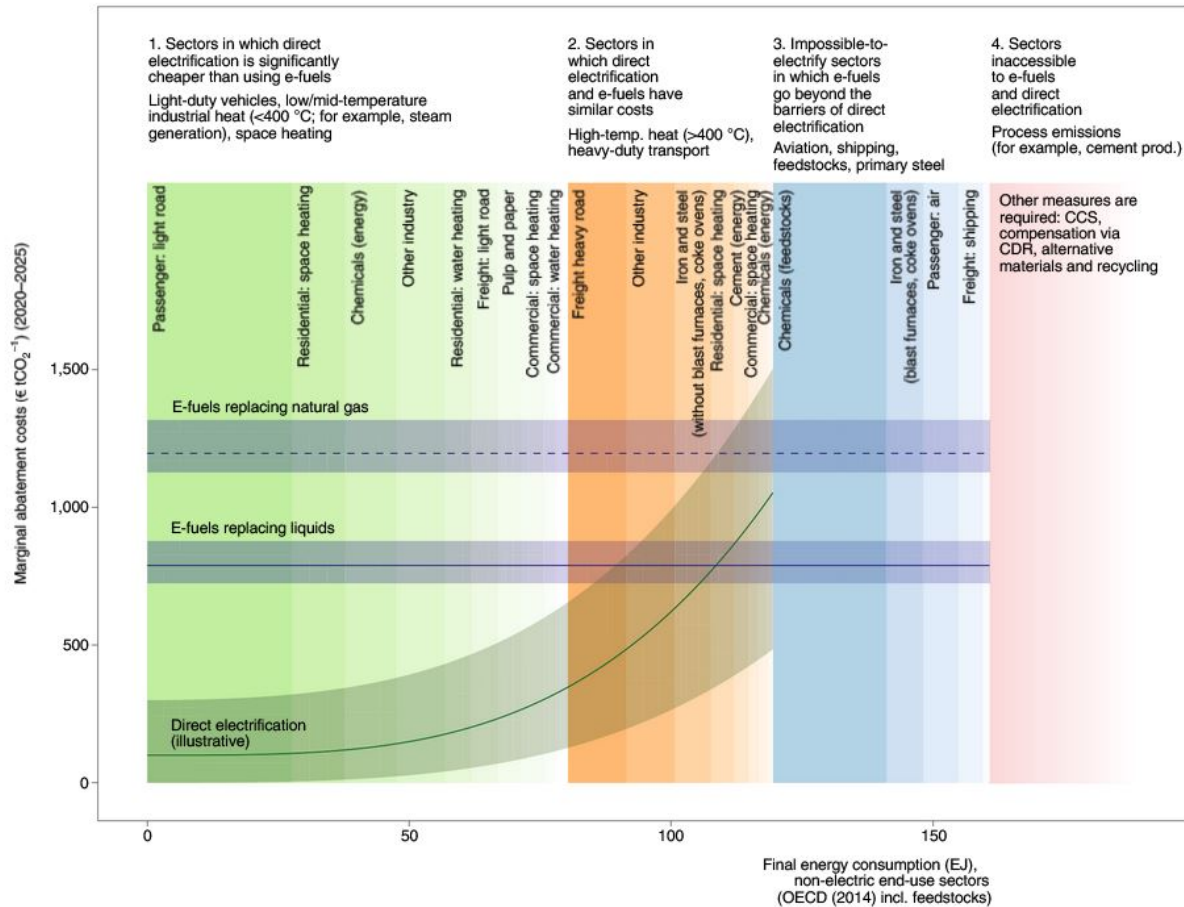
1. Où et quand cela convient-il d'utiliser l'hydrogène vert et les bioénergies?

Hydrogène vert : les secteurs les plus concrètement à même d'utiliser l'hydrogène vert sont ceux qui ont des besoins immédiats d'hydrogène pour fabriquer des carburants à faible teneur en carbone. Cette filière évite le stockage et le transport d'hydrogène. Voir également les secteurs considérés « sans regret » (colonnes bleu et rose) identifiés par le Potsdam Institute dans le graphique ci-dessous tiré de leur article publié dans *Nature Climate Change* (p.391).

¹² Voir [Le Devoir, www.ledevoir.com/economie/660807/energie-une-entreprise-francaise-met-la-main-sur-la-granaudiere](http://LeDevoir.com/economie/660807/energie-une-entreprise-francaise-met-la-main-sur-la-granaudiere)

Courbes des coûts marginaux de réduction (c'est-à-dire les prix du carbone pour la conversion de combustible)

Source : Graphique tiré de Ueckerdt et al., 2021.



Bioénergies : en transport (combustibles liquides), pour le chauffage des bâtiments et pour des applications de chaleur industrielle. Il faudrait évidemment optimiser et réduire la consommation d'énergie avant de simplement convertir des équipements aux bioénergies en raison de leurs coûts souvent plus élevés par rapport aux énergies conventionnelles.

2. En ce qui concerne l'hydrogène vert, à quels stades potentiels de la chaîne de valeur (production, stockage et distribution ainsi qu'utilisation finale) le Québec est-il le mieux placé pour devenir le chef de file de leur développement?

Le Québec n'a qu'un seul atout dans la chaîne de valeur de l'hydrogène vert : son secteur de l'électricité décarboné, dont le coût de production est faible et le potentiel de croissance (dans le secteur éolien) est grand. Le Québec ne possède pas d'expertise particulière dans les technologies des électrolyseurs, ni en stockage, ni en distribution.

Le Québec devrait donc concrètement et à court terme viser la production d'hydrogène vert pour des secteurs très ciblés – tels que la production de biocarburants. Cela évite de stocker et distribuer de l'hydrogène sous forme gazeuse, et tous les coûts d'infrastructure qui viennent avec.

2.1 Quelles utilisations offrent le meilleur potentiel de réduction des coûts?

Sous forme de biocarburant, l'utilisation de l'hydrogène est plus économique parce qu'elle évite les investissements en stockage et transport d'hydrogène gazeux. Le marché des biocarburants est aussi déjà existant (avec des véhicules qui peuvent dès aujourd'hui les utiliser) et les prix sont aussi plus élevés que pour les autres énergies, comme le gaz naturel. La compétitivité des biocarburants liquides sera donc plus rapide à réaliser que dans les combustibles gazeux.

De plus, le gaz naturel a une moindre intensité carbone que les combustibles pétroliers, il est donc moins prioritaire d'en réduire la consommation, et il sera moins affecté par le prix du carbone que les combustibles pétroliers. L'hydrogène vert doit donc en priorité aller vers les combustibles liquides, pour offrir un substitut bas carbone aux produits pétroliers dont les usages peuvent difficilement être décarbonés (voir les secteurs « sans regret » identifiés dans le graphique du Potsdam Institute présentée ci-dessus).

3. Comment pouvez-vous contribuer à la mise en oeuvre de la stratégie?

Nous pouvons contribuer en aidant le gouvernement à mettre en place un plan de décarbonation clair, rassembleur et structurant pour le Québec. C'est un tel plan qui offrira la meilleure garantie qu'un environnement d'affaire se développe au Québec et permette à des projets de se concrétiser.

3.1 Que manque-t-il à votre avis pour concrétiser des projets?

Il manque des données et un plan de décarbonation clair, rassembleur et structurant pour le Québec. Sans données pour l'analyse et un tel plan, les projets ne vont se concrétiser qu'à coup de subvention et d'aides gouvernementales qui mèneront à une série d'échecs, comme nous avons connus avec la fin ou l'arrêt de la production d'usines de biocarburants (Rothsay, Bioénergie AE Côte-Nord), les retards et dépassements de coûts des usines de biométhanisation, et des investissements avec peu de rendement et de performance environnemental.

Conclusion

Pour réussir sa transition énergétique, qui est nécessaire dans la lutte contre les changements climatiques, le Québec doit se doter d'un plan de décarbonation. Celui-ci, s'il est clair, rassembleur et structurant, va créer un environnement d'affaire et des conditions de marché favorables au déploiement des actions requises pour la décarbonation de la société et des entreprises québécoises.

Le développement des filières de l'hydrogène vert et les bioénergies doit se faire de manière intégrée avec la réduction de la consommation d'énergie, l'électrification et l'usage de sources renouvelables de chaleur (solaire et géothermique). Un plan global et cohérent doit être bâti pour que la communauté d'affaires, les acteurs de la société comprennent et soutiennent les actions liées à la transition énergétique.

Sur la base du potentiel technique, les filières de l'hydrogène vert et les bioénergies pourraient contribuer à réduire les émissions québécoises de GES d'environ 30 %. C'est beaucoup, mais ce potentiel est réduit lorsqu'il fait face aux barrières économiques, dont les barrières d'adoption et de marché. Ce qui restera devra donc venir d'efforts dans d'autres secteurs.

En raison de leurs prix plus élevés, l'utilisation prématurée d'hydrogène et de biocombustibles, sans investir dans une réduction importante de la consommation d'énergie des entreprises, pourrait augmenter leur facture énergétique et nuire à leur compétitivité. Pour assurer la rentabilité des filières et préparer nos entreprises à un avenir où les ressources couteront plus cher, il faut donc investir dans une plus grande productivité énergétique. La première étape devrait être d'aider nos entreprises à s'« entraîner » comme des athlètes en vue de devenir des meilleurs gestionnaire et consommateurs d'énergie. Ainsi, lorsqu'elles passeront à de nouvelles technologies et énergies, comme l'hydrogène, elles seront capables de pallier les coûts grâce à leur réflexe d'optimisation et d'amélioration continue de leur consommation. Dans cette perspective, les aides financières directes accordées aux entreprises (ex., par le Programme ÉcoPerformance) pour l'achat de nouvelles technologies ou sources d'énergie devraient être accompagnées de l'adoption obligatoire d'un plan de décarbonation (passant par une amélioration de la gestion et de la productivité énergétiques). Le programme ÉcoPerformance finance déjà de la gestion de l'énergie, mais ne va pas assez loin.

Pour plusieurs, la transition énergétique consiste à passer d'une énergie fossile à une énergie décarbonée. Mais la réalité est que la clé de la réussite de la transition reposera davantage sur la façon que l'on consomme et on gère ces énergies qui ont des propriétés très différentes des hydrocarbures (ex., efficacité, rendement, performance, coûts). L'énergie la plus profitable, la plus performante et la plus verte est d'abord celle qu'on ne consomme pas. Par efficacité économique, les filière de l'hydrogène et des biocarburants devraient être conçues à l'intérieur d'un plan de décarbonation et la priorité du gouvernement devrait être de miser sur des aides financières pour aider les entreprises à revoir leur modèle d'affaires pour mieux gérer, sur une base continue, leur consommation d'énergie par l'adoption de systèmes de gestion de l'énergie ISO 50001 afin de pouvoir pallier les coûts plus élevés de ces nouvelles énergies.

Annexe 1 | Démystifier les « surplus » d'électricité au Québec

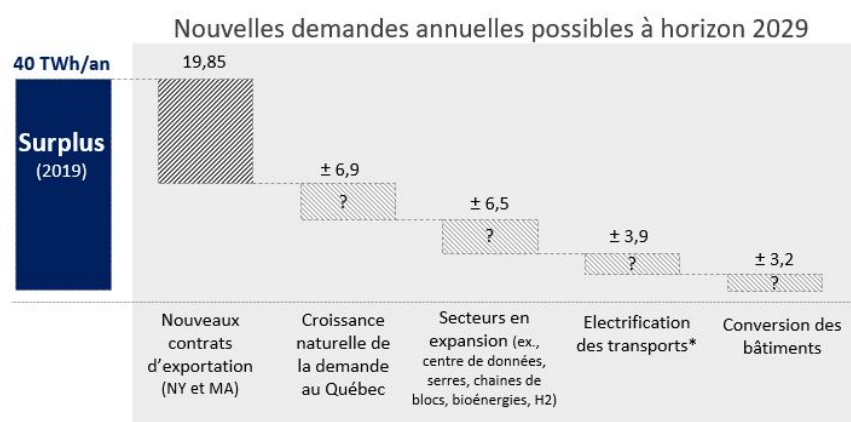
Les surplus correspondent aux volumes d'électricité, issus du potentiel de production des centrales d'Hydro-Québec et des autres sources d'approvisionnement, disponibles après avoir répondu à la demande de la clientèle québécoise et des engagements contractuels d'exportations. Hydro-Québec doit également se réserver une marge de manœuvre pour faire face aux imprévus, tels que des événements météorologiques extrêmes ou une croissance économique plus forte que prévue. Ainsi, les surplus varient d'une année à l'autre dépendamment des conditions affectant les volumes de production d'électricité. Ils ne sont pas gaspillés puisque Hydro-Québec peut mettre en réserve cette énergie disponible dans ses 27 réservoirs d'une capacité de 176 TWh.

Hydro-Québec évaluait ses surplus à environ 40 TWh par année en 2019¹³. Jusqu'à maintenant, ces surplus sont exportés vers des marchés court-terme, dont la Nouvelle-Angleterre, l'État de New York et l'Ontario. Ces ventes profitables contribuent de façon importante à la rentabilité d'Hydro-Québec : en 2020, les exportations nettes représentaient 15 % des volumes de vente et ont généré 23 % des revenus nets de la société d'État¹⁴.

La disponibilité des surplus sera cependant moindre dans les années à venir. La confirmation de nouveaux contrats d'exportation avec le Massachusetts et New York totalisant près de 20 TWh/an sur plus de 20 ans, les engagements dans le *Plan pour une économie verte 2030* pour intensifier l'électrification directe de l'économie québécoise (ex., électrification des transports, conversion des bâtiments et industries) et l'ambition gouvernementale de faire du Québec un leader en production d'hydrogène vert qui demande beaucoup d'électricité, par exemple, réduiront grandement la disponibilité des surplus existants (voir graphique).

Les valeurs dans le graphique, réalisé à partir d'estimations d'Hydro-Québec, demeurent hypothétiques et pourraient varier, d'autant plus qu'elles ne tiennent pas compte des capacités additionnelles qui s'ajouteront au bilan de départ de 2019. Mais, le graphique illustre comment les surplus pourraient s'effacer lorsqu'on tient compte de nouvelles demandes possibles à l'avenir.

Perspectives d'utilisation des surplus d'électricité à horizon 2029



Sources : Voir Whitmore et Pineau, 2022. *État de l'énergie au Québec 2022*, préparé pour le MERN, Chaire de gestion du secteur de l'énergie, HEC Montréal, <https://energie.hec.ca/eeq/>. Note : Ces valeurs ne tiennent pas compte des capacités additionnelles futures telles que la mise en service de la Romaine-4 (245 MW) ainsi que les nouveaux approvisionnements annoncés récemment (appels d'offres de 300 MW et 480 MW); *L'électrification des transports comprend les véhicules électriques, les camions électriques, ainsi que le transport en commun

¹³ Hydro-Québec, 2019.

¹⁴ Hydro-Québec, 2020.

Annexe 2 | Bilan des projets de valorisation de biogaz et de production de GNR, 2021

Projets	Production (millions m ³ /an)		Nombre de projets		Matières	Principales utilisations
	En exploitation	À venir	En exploitation	À venir		
BIOGAZ*	222,3	0,8	25+	1		
Municipal	7,42	0,8	4	1	SE, MO, BM	Cogénération (production d'électricité et de chauffage); séchage de boue municipale ou de bois; chauffage de bâtiments; chauffage utilisé dans des procédés
Industrie – site d'enfouissement	214,9	0	9	0	SE, MO ICI, MO, R-ICI	
Industrie – agricole**	0	0	0	0	Lisier	
Industrie – agroalimentaire	0,00005	0	10+	0	MO, RU	
GAZ NATUREL RENOUVELABLE*	111,3	79,7	4	17		
Municipal	6	36,7	1	8	MO, R-ICI, BM	Remplacement du gaz naturel (exporté au É-U ou vendu et injecté dans le réseau gazier).
Industrie – agricole**	2,3	14,9	1	5	Lisier et MO ICI	
Industrie – site d'enfouissement	103 (exporté)	28,1	2	4	SE	

Source : Voir Whitmore et Pineau, 2022. *État de l'énergie au Québec 2022*, préparé pour le MERN, Chaire de gestion du secteur de l'énergie, HEC Montréal, <https://energie.hec.ca/eeq/>

Note : Aucun recensement officiel n'existe sur l'ensemble des projets de valorisation du biogaz au Québec. Ces données, bien qu'elles constituent la meilleure information disponible au moment de la publication du présent rapport, ne sont ni exhaustives ni confirmées. *Le « biogaz » est principalement composé de méthane (environ 35 à 70 %) et de dioxyde de carbone. Lorsqu'il est purifié, le « gaz naturel renouvelable » (GNR) obtenu est de qualité comparable à celle du gaz naturel qui circule dans le réseau gazier. **Selon une communication personnelle du MERN, « les projets des fermes Saint-Hilaire et Poliquin ne produisent plus de biogaz ».

Légende : BM = boues municipales, MO = matières organiques, R = déchets résidentiels, ICI = déchets institutionnels, commerciaux et industriel, SE = sites d'enfouissement, RU = résidus de l'usine.

Annexe 3 | Production de biocarburants au Québec, 2021

	Capacité de production (ML/an)	Lieu	Matière	Statut
Biodiesel/biohuile	TOTAL > 6			
Innotek inc.	6	St-Jean-sur-Richelieu	Graisses animales, huiles de cuisson usagées et autres types d'huiles	En exploitation. La production principalement destinée pour exportation sur le marché des É-U Capacité de production potentielle 12 ML/an
Bioénergie AE Côte-Nord Canada Inc.	Production suspendue	Port-Cartier	Résidus forestiers	Exploitation suspendue. Un total de 4 ML a été produit depuis 2018. L'entreprise a été placée sous la Loi sur les arrangements avec les créanciers en mai 2021. La production de diesel synthétique est destinée au chauffage de remplacement du mazout conventionnel et pour exportation sur le marché des É-U. Capacité visée : 40 ML/an
Bioénergie La Tuque (BELT)	-	La Tuque	Résidus forestiers	À l'étude. Construction prévue en 2024 avec début d'exploitation en 2025-2026. Capacité prévue : jusqu'à 225 ML/an
Rothsay Biodiesel	Usine fermée	Montréal	Graisses animales et huiles de cuisson recyclées	Le siège social américain (Darling Ingredients) a décidé de la fin de l'exploitation en 2021 en raison de conjoncture défavorable de l'industrie du biodiesel. Il n'est pas prévu de reprendre la production dans cette installation.
Éthanol	TOTAL 200			
Greenfield Global	200	Varenes	Maïs	En exploitation. Production vendue aux raffineries pétrolières locales. Vise augmenter la capacité de production à 260 ML/an.
Éthanol Cellulosique Varenes	-	Varenes	Matières résiduelles non recyclables provenant des secteurs institutionnel, commercial et institutionnel (ICI) et de biomasse forestière	En phase de construction, avec début de production prévue en 2023. Capacité prévue : jusqu'à 95 ML/an

Source : Voir Whitmore et Pineau, 2022. *État de l'énergie au Québec 2022*, préparé pour le MERN, Chaire de gestion du secteur de l'énergie, HEC Montréal, <https://energie.hec.ca/eeq/>

Annexe 4 | État de lieux de la production d'hydrogène au Québec, 2021

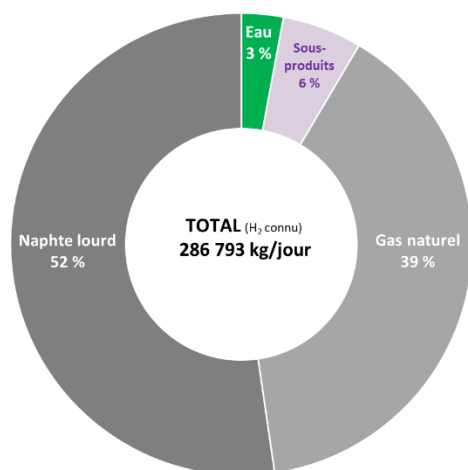
Production d'hydrogène, implantés et à venir, au Québec, 2021

Projets	Capacité de production (kg/jour)	Lieu	Technologie	Intrants ou puissance de l'électrolyseur	Statut
Hydrogène vert (électrolyse de l'eau à partir d'électricité 100 % renouvelable)					
Station Harnois**	200	Québec	Électrolyse	Eau; 1 MW	En exploitation. Alimente 50 véhicules appartenant au gouvernement provincial et à la Ville de Québec.
Air Liquide	8 200	Bécancour	Électrolyse	Eau; 20 MW	En exploitation.
Hydro-Québec (en partenariat avec Éthanol Cellulosique Varennes)	-	Varennes	Électrolyse	Eau; 88 MW	Mise en service prévue à la fin 2023. L'usine alimentera la future usine de biocarburants Recyclage Carbone Varennes (RCV). Capacité de production potentielle de 34 619 kg/jour.
Greenfield Global	-	Varennes	Électrolyse	Eau; 60 MW	Mise en service prévue: fin 2025. Production d'H ₂ , e-méthanol et GNR. Capacité de production potentielle de 26 000 kg/jour.
Évolugen-Gazifère	-	Gatineau	Électrolyse	Eau; 20 MW	En développement. Hydrogène pour injection dans le réseau de distribution gazier de Gazifère. Capacité estimée d'environ 425 000 GJ (soit près de 10 000 kg/jour).
Charbone Corporation	-	Sorel-Tracy	Électrolyse	Eau; 0,5 MW	Projet à l'étude sur cinq phases, dont la première, de 0,5 MW, permettra de produire 230 kg/jour débutant en avril 2022. Le projet vise 20 MW afin de produire 9 000 kg/jour.
Hydrogène à partir de sous-produits et d'électricité 100 % renouvelable*					
Air Liquide (Olin)	2 000	Bécancour	Électrolyse	Chlore-alcali	En exploitation. Le volume d'H ₂ généré varie selon la charge électrique appliquée à l'ensemble du circuit électrolytique de l'usine de chlore-alcalis de l'entreprise Olin. L'H ₂ est capté, acheminé et vendu à l'installation d'Air Liquide qui le purifie pour la vente.
Messer Canada (Nouryon)	14 000	Magog	Électrolyse	Chlorate de sodium	En exploitation. Nouryon produit de l'H ₂ gazeux comme sous-produit de l'électrolyse dans le procédé de chlorate de sodium et le vend à Messer qui le purifie et le liquéfie pour la vente. La capacité correspond à celle de Messer, or celle de Nouryon, qui n'est pas disponible, serait plus grande.
Hydrogène à faible empreinte carbone à partir de matières résiduelles et biomasse durable					
H2V Énergies**	-	Bécancour	Gazéification par torche à plasma	Matières résiduelles (ex. Rejets de bois de déconstruction, plastiques et papiers non recyclables)	Mise en service visée en 2024. Production de gaz de synthèse (H ₂ + CO) qui peut être purifié pour produire de l'H ₂ . Capacité de production potentielle de 136 986 kg/jour.
Hydrogène gris (hydrocarbures avec émissions CO₂)					
Air Liquide	16 000	Bécancour	Reformage du méthane	Gaz naturel	En exploitation.
Suncor	96 393	Montréal	Reformage du méthane	Gaz naturel	En exploitation.
Valero	150 000	Lévis	Reformage catalytique	Naphte lourd	En exploitation. Reformage servant à améliorer l'octane du naphte dont la réaction chimique produit de l'H ₂ .

Source : Voir Whitmore et Pineau, 2022. *État de l'énergie au Québec 2022*, préparé pour le MERN, Chaire de gestion du secteur de l'énergie, HEC Montréal, <https://energie.hec.ca/eeq/>

Note : Il n'existe aucune classification officielle de l'hydrogène selon son empreinte carbone. Aucun recensement officiel n'existe sur l'ensemble des projets d'hydrogène au Québec. Ces données, bien qu'elles constituent la meilleure information disponible au moment de publication ne sont pas exhaustives. *Il existe au Québec d'autres producteurs d'hydrogène comme sous-produit de la réaction d'électrolyse dans des procédés industriels qui peut être revalorisé (ex., Erco Mondial à Buckingham, Chemtrade et Westlake à Beauharnois).

Production d'hydrogène au Québec selon la source d'intrant, 2021



Source : Voir Whitmore et Pineau, 2022. *État de l'énergie au Québec 2022*, préparé pour le MERN, Chaire de gestion du secteur de l'énergie, HEC Montréal, <https://energie.hec.ca/eeq/>

Note : Aucun recensement officiel n'existe sur l'ensemble des projets d'hydrogène au Québec. Ces données, bien qu'elles constituent la meilleure information disponible au moment de publication, peuvent ne pas être exhaustives.

Intrants nécessaires pour la production d'hydrogène (H₂) selon différent modes de production et perspectives des coûts

Mode de production d'H ₂	Besoin en intrant pour fabriquer 1 kg d'H ₂				Coût des intrants	
	Gaz naturel (GJ)	Eau (litres)	Biomasse-bois (kg)	Électricité (kWh)		
					par kg	par GJ
Reformage du méthane	0,165	12,70	0	0,57	0,68 \$	5,67 \$
Gazéification de la biomasse	0,006	5,00	13,49	0,98	1,41 \$	11,76 \$
Électrolyse de l'eau (PEM)	0	14,31	0	55,50	2,22 \$	18,47 \$
Prix industriel (pour illustration)	4 \$/GJ		0,10 \$/kg	0,04 \$/kWh		

Source : Voir Whitmore et Pineau, 2022. *État de l'énergie au Québec 2022*, préparé pour le MERN, Chaire de gestion du secteur de l'énergie, HEC Montréal, <https://energie.hec.ca/eeq/>

Note : Les quantités d'intrants indiquées sont illustratives et varient selon les technologies exactes utilisées. Pour la biomasse, différents types peuvent être utilisés. Les prix sont indiqués pour fins d'illustration. Dans le prix du gaz naturel, aucun coût sur le carbone n'est indiqué. Il faudrait un coût carbone de 190\$/t à ajouter au prix du gaz naturel de 4\$/GJ pour que le reformage du méthane ait un coût similaire à l'électrolyse de l'eau (18,47\$/GJ) – avant de prendre en compte le coût des infrastructures.