



La biométhanation:

une solution à grande échelle pour la
décarbonation du réseau gazier au Québec

Mémoire présenté dans le cadre de la consultation sur l'encadrement et le
développement des énergies propres au Québec

Août 2023

Ministère de l'Économie, de l'Innovation et de l'Énergie
consultation.energie@economie.gouv.qc.ca

Re: Consultation sur l'encadrement et le développement des énergies propres au Québec

Electrochaea Corporation (« Electrochaea ») apprécie cette opportunité de participer à la consultation sur l'encadrement et le développement des énergies propres au Québec. Electrochaea soutient une approche diversifiée afin d'atteindre les objectifs ambitieux du Québec en matière de décarbonation, incluant un rôle important pour les gaz de source renouvelable (GSR) et l'hydrogène vert. À l'aide des commentaires ci-dessous, Electrochaea souhaite mettre en évidence les contributions potentielles de son procédé de biométhanation pour la production de gaz naturel renouvelable (GNR)¹. Le GNR produit par un procédé de méthanation est dit de troisième génération (3G). La technologie d'Electrochaea optimise le procédé de production du biogaz en doublant la quantité de GNR produite, réduit l'intensité carbone du réseau gazier existant, stimule le marché de l'hydrogène vert et fournit un mécanisme de stockage à long terme pour l'électricité renouvelable. Electrochaea encourage le gouvernement du Québec à mettre en place un cadre réglementaire favorable à une gamme diversifiée de technologies pouvant soutenir la production et l'utilisation des GSR et de l'hydrogène vert dans sa quête de neutralité carbone d'ici 2050.

A. QUELQUES INFORMATIONS SUR ELECTROCHAEA

Electrochaea Corporation, une filiale d'Electrochaea GmbH, a développé une technologie de biométhanation à l'échelle industrielle pour la production de GNR de troisième génération pouvant remplacer le gaz naturel fossile dans toutes ses utilisations. La biométhanation est un procédé qui permet de capter du dioxyde de carbone (CO₂) qui, combiné à de l'hydrogène vert, se transforme en GNR de troisième génération. La biométhanation est accomplie par un organisme biologique connu sous le nom d'archée méthanogène. Le CO₂ utilisé dans ce procédé peut provenir d'une source biogénique, telle que le biogaz, ou d'une source de CO₂ purifiée pouvant être émise par un procédé industriel. Les usines de démonstration d'Electrochaea ont injecté du GNR dans des réseaux de distribution de gaz naturel en Suisse et au Danemark. En permettant de doubler la capacité des usines de production de GNR à partir d'un même volume d'intrants, la technologie d'Electrochaea, si les conditions de marché sont réunies, pourrait grandement contribuer à l'atteinte des objectifs gouvernementaux de production de GNR québécois.

B. COMMENTAIRES SPÉCIFIQUES À LA CONSULTATION

AXE 1 – Équilibre offre-demande

3. Étant donné les préoccupations inhérentes à une plus grande électrification, comment pouvons-nous solutionner les enjeux relatifs à la sécurité et à la fiabilité énergétiques?

L'un des grands défis collectifs du Québec est de réduire les émissions de gaz à effet de serre au plus bas coût possible; la complémentarité optimale des réseaux électrique et gazier constitue un moyen idéal de relever ce défi. En 2021, Hydro-Québec et Énergir annonçaient notamment un partenariat inédit dont l'importance a été soulignée par le gouvernement envers l'atteinte des cibles du Plan pour une économie verte 2030. Un budget de 125 millions de dollars est d'ailleurs prévu dans le Plan de mise en œuvre 2021-2026 afin de financer des initiatives visant à créer une complémentarité optimale des réseaux électrique et gazier².

La biométhanation, un procédé de transformation du CO₂ et de l'électricité en gaz, fait le lien entre les réseaux électriques et gaziers et supporte la sécurité de l'approvisionnement d'énergie renouvelable au Québec sur plusieurs axes. Ces derniers sont énumérés dans les paragraphes suivants. Les conditions nécessaires au

¹ Le méthane à faible intensité carbone peut être aussi connu sous le nom de gaz naturel renouvelable (GNR), gaz de source renouvelable (GSR), méthane renouvelable, méthane synthétique, biométhane, ou autre.

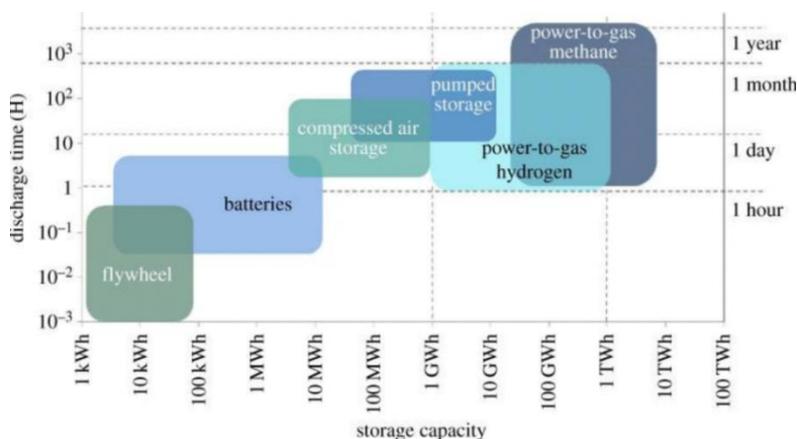
² <https://energir.com/fr/a-propos/medias/nouvelles/parteneriat-inedit-hydro-quebec-et-energir>

déploiement de la biométhanation à grande échelle au Québec sont décrites plus en de détails dans la prochaine section qui traite de la tarification (l'axe 2).

La biométhanation réduit la dépendance d'approvisionnement du Québec en gaz naturel fossile. La biométhanation permet la production locale de GNR de troisième génération et la décarbonation du réseau gazier, tout en réduisant la dépendance du Québec vis-à-vis son équivalent fossile actuellement entièrement importé de l'ouest canadien et des États-Unis.

Le GNR synthétique peut stocker l'énergie renouvelable à grande échelle et à long terme. La biométhanation utilise de l'hydrogène vert produit localement pour stocker l'énergie renouvelable dans les liaisons C-H de la molécule de méthane. Le gaz naturel peut être directement substitué par ce GNR, permettant l'utilisation de la plus grande infrastructure de stockage d'énergie déjà disponible au Québec: le réseau gazier. Le réseau gazier est un réservoir fiable de combustible propre lorsqu'on lui injecte du GNR qui remplace le gaz fossile. En tant qu'infrastructure existante, cet actif est en place et prêt à prendre en charge la fonctionnalité d'une batterie. Contrairement à une batterie traditionnelle, l'énergie stockée dans le réseau gazier n'est ni sujette à une perte de charge, ni à une perte de capacité au fil du temps. Le réseau gazier peut également permettre le stockage d'énergie inter-saisonnier en décalant la disponibilité de l'énergie renouvelable. Ceci peut notamment être particulièrement intéressant durant les périodes de grand froid hivernal où le GNR de troisième génération pourrait offrir une solution verte pour répondre au besoin de chauffage ou industriel tout en réduisant la charge sur le réseau électrique. Une comparaison de la capacité de temps de décharge de diverses technologies est démontrée dans la Figure 1 ci-dessous³.

Figure 1. Comparaison de la capacité de temps de décharge des technologies de stockage d'énergie



³ Shaker, Faris & Obed, Adel & Abid, Ahmed. (2022). Comprehensive Design for a Neuro-Fuzzy Controller for a Safe Hydrogen Energy Storage. 124-130. 10.1109/icSmartGrid55722.2022.9848777.

La biométhanation est un outil de gestion de l'équilibre du réseau électrique. Les besoins énergétiques du Québec devraient augmenter de 20 TWh entre 2019 et 2029. Hydro-Québec veut ainsi augmenter sa capacité de production de 5000 mégawatts (MW), dont 3000 MW proviendra de projets éoliens⁴. Avec l'augmentation des sources d'énergie renouvelables intermittentes, le déséquilibre temporel entre la production et la consommation d'électricité accroît le besoin d'outils de gestion de l'équilibre du réseau électrique. La biométhanation apporte une solution à ce problème. La technologie d'Electrochaea est robuste et flexible permettant un fonctionnement en suivi de charge (load following) compatible à des profils d'énergie renouvelables intermittents. Le processus de biométhanation peut fournir au secteur de l'électricité un actif d'adéquation des ressources renouvelables et permettre l'opération en continue des futurs parcs éoliens ; lors des périodes où l'éolien peut produire mais que le réseau ne peut prendre l'énergie produite, l'énergie en surplus peut être transformée en GNR et stockée dans le réseau gazier. Ainsi, la biométhanation favorise l'utilisation optimale des parcs éoliens existants ainsi que la construction des futures unités de production qui seront nécessaires à l'atteinte des objectifs de carboneutralité du Québec en 2050.

La biométhanation est un outil de gestion de la demande de puissance. Le processus de biométhanation peut être interrompu, partiellement ou dans son entièreté, et redémarré en quelques minutes, servant ainsi d'outil de gestion de la demande de puissance, ce qui permet d'alléger la charge sur le réseau électrique lors des périodes de pointe. L'introduction d'un tarif spécifique aux technologies Power-to-Gas est impératif au déploiement de ce type de technologies à grande échelle au Québec. Ce tarif est décrit plus en détails dans la prochaine section qui aborde les enjeux de tarification (l'axe 2).

5. Concernant les GSR, devrions-nous favoriser une accélération de la production locale? Si oui, de quelle façon?

Le gouvernement du Québec devrait favoriser et prioriser une accélération de la production locale des GSR afin d'atteindre ses objectifs visant la quantité minimale de GSR devant être livrée annuellement par un distributeur de gaz naturel à représenter 10 % d'ici 2030⁵. **La contribution de nouvelles technologies innovantes, telle que la biométhanation, jouera un rôle crucial.** En 2018, le potentiel technique et économique de production de GNR à partir de biogaz et de gaz d'enfouissement au Québec a été estimé à 25,8 millions de GJ, ce qui correspond à 12 % du volume de gaz naturel actuellement distribué par Énergir au Québec⁶. Le déploiement à grande échelle de la biométhanation pourrait presque doubler la disponibilité du GNR issu de la biomasse pour atteindre plus de 20% de la consommation de gaz naturel au Québec. De plus, la biométhanation peut être déployée au-delà de ces sources de biomasse. Par exemple, le CO₂ émis par les procédés de fermentation, tels que la production d'éthanol ou de bière, ou un incinérateur, peut stimuler davantage la production de GNR de troisième génération en utilisant de l'hydrogène vert. Le potentiel du GNR de troisième génération, n'étant actuellement pas exploité, pourrait avoir un impact énorme pour le Québec.

Les paragraphes suivants énumèrent les différents axes à travers lesquels la biométhanation peut augmenter à court et à long terme la production de GSR au Québec. Les conditions nécessaires au déploiement de cette technologie à grande échelle sont décrites en plus de détails dans la prochaine section s'adressant à la tarification (l'axe 2).

La biométhanation peut presque doubler la quantité de GNR produit actuellement avec des technologies conventionnelles de traitement du biogaz. Lors de la production de GNR à partir d'hydrogène vert et de CO₂ issus de matières biomasse, la biométhanation présente des avantages supplémentaires, notamment l'atténuation des rejets de CO₂ et le quasi-doublement de la quantité de GNR produite: la portion de CO₂ contenu dans le biogaz ou les gaz d'enfouissement, généralement comprise entre 40 et 50%, peut être convertie en GNR grâce au procédé de biométhanation. Ceci permet ainsi l'utilisation optimale des ressources naturelles et énergétiques du Québec. La biométhanation offre 2 scénarios à un développeur de projets: 1) l'usine de biométhanation peut venir compléter une usine de traitement du biogaz en réutilisant ses rejets de CO₂ pour produire du GNR supplémentaire, ou 2) l'usine de biométhanation peut venir remplacer complètement l'usine de traitement du biogaz en accueillant le biogaz brut directement dans son bioréacteur

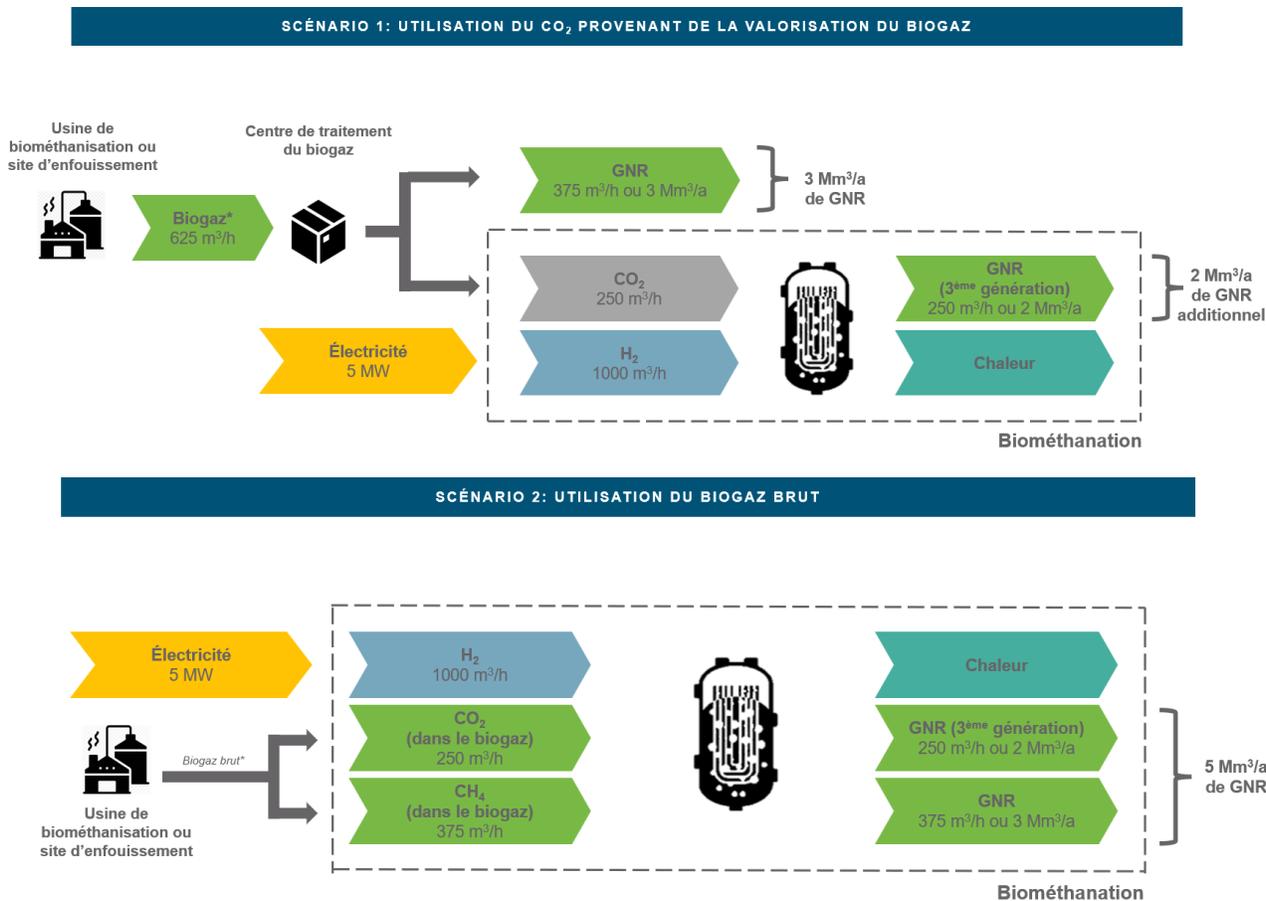
⁴ <https://ici.radio-canada.ca/nouvelle/1871430/hydro-quebec-transition-production>

⁵ <https://www.legisquebec.gouv.qc.ca/fr/document/rc/R-6.01,%20r.%204.3>

⁶ https://www.energir.com/~media/Files/Corporatif/Publications/181120_Potentiel%20GNR_Rapport%20synth%C3%A8se_ANG.pdf?la=en

et en valorisant la portion de CH₄ et CO₂ simultanément. Ces deux scénarios sont illustrés dans la Figure 2 ci-dessous.

Figure 2. Les deux scénarios de biométhanation réutilisant le CO₂ contenu dans le biogaz ou les gaz d'enfouissement



La biométhanation peut produire du GNR à partir de CO₂ biogénique provenant de rejets industriels. La biométhanation libère un potentiel de production de GNR supplémentaire en offrant la possibilité de produire du GNR au-delà des sources de biogaz ou gaz d'enfouissement. Par exemple, le CO₂ émis lors de la production d'éthanol, de bière et d'autres procédés de fermentation peuvent stimuler davantage la production de GNR de troisième génération. Les incinérateurs et le secteur des pâtes et papiers sont aussi des sources abondantes de CO₂ biogénique qui pourraient être utilisées pour produire du GNR supplémentaire.

Electrochaea encourage l'inclusion du carbone non-biogénique en tant que matière première pour accélérer la production locale de GSR. Dans le Règlement concernant la quantité de gaz de source renouvelable devant être livrée par un distributeur⁷, le gaz naturel est défini comme étant de source renouvelable s'il est produit à partir d'hydrogène de source renouvelable et de monoxyde ou de dioxyde de carbone *non fossile*. L'exclusion du dioxyde de carbone non-biogénique dans la production de GSR restreint la production locale.

Le méthane synthétique produit via le processus de biométhanation peut être synthétisé à partir de diverses matières premières, y compris le carbone non-biogénique provenant des secteurs difficiles à décarboner; ce méthane synthétique respecte les conditions d'injection dans le réseau gazier tout en ayant une intensité carbone inférieure à celle du gaz naturel fossile de référence. En 2018, le secteur de l'industrie lourde au Québec était responsable de près de 30 % des émissions de gaz à effet de serre de la province, soit 24,2

⁷ <https://www.legisquebec.gouv.qc.ca/fr/document/rc/R-6.01,%20r.%204.3>

millions de tonnes d'équivalent CO₂⁸. Ces larges sources de carbone non-biogénique peuvent également être utilisées pour produire du méthane synthétique par le biais de la biométhanation, permettant ainsi la production d'un combustible renouvelable qui élimine le besoin d'extraire un volume équivalent de gaz naturel fossile. L'utilisation des émissions de CO₂ des industries lourdes du Québec pour produire du méthane synthétique reconnu comme GSR aurait le potentiel de décarboner l'ensemble du réseau gazier de la province qui serait ainsi plus vert et produit localement.

Nous proposons que le Québec prenne exemple sur le Senate Bill 98⁹ en Oregon aux États-Unis qui définit le GNR comme étant du méthane dérivé 1) du biogaz, 2) de l'hydrogène ou d'oxydes de carbone dérivés d'énergies de sources renouvelables ou 3) de rejets de dioxyde de carbone ("waste carbon dioxide"). Cette définition inclut à la fois le carbone biogénique et non-biogénique en tant que matière première pour la production de GNR. Cette approche permet d'assurer un cadre réglementaire à long terme encourageant les entreprises à capturer le carbone, peu importe son origine, et à l'utiliser ensuite pour accélérer la production de combustibles propres en vue d'atteindre les objectifs de décarbonation.

La biométhanation stimule le développement de la filière de production d'hydrogène vert. En tant que vecteur d'énergie à faible intensité carbone, l'hydrogène vert est un outil intéressant pour la décarbonation de l'économie québécoise. Tout en reconnaissant ses avantages, il est également important de constater que l'hydrogène peut être difficile à stocker et à transporter. Ce dernier peut également fragiliser certains matériaux actuellement utilisés dans les infrastructures gazières, comme l'acier des gazoducs, posant un problème quant à l'utilisation à court terme et à grande échelle sans investissement additionnel important¹⁰. Ainsi, l'hydrogène n'est pas encore une solution immédiate pour décarboner le réseau gazier de manière significative. La biométhanation, quant à elle, permet de tirer certains avantages importants de l'hydrogène vert, tout en fournissant du GNR adapté à une utilisation à l'échelle du réseau gazier. Ce procédé utilise notamment l'hydrogène vert immédiatement après sa production, éliminant le besoin de stockage d'hydrogène. Alternativement, stocker l'énergie renouvelable sous forme de GNR permet de pérenniser les infrastructures et équipements gazières existants (réseaux de distribution, chaudières au gaz naturel, etc.), évitant ainsi la mise en place d'infrastructures spécifiques à l'hydrogène et des augmentations de coûts pour les consommateurs.

⁸ <https://www.environnement.gouv.qc.ca/changements/ges/2018/inventaire1990-2018.pdf>

⁹ <https://olis.oregonlegislature.gov/liz/2019R1/Downloads/MeasureDocument/SB98/A-Engrossed>

¹⁰ <https://www.energypolicy.columbia.edu/sites/default/files/file-uploads/Green%20hydrogen%20report,%20designed,%2009.07.21.pdf>

AXE 2 – Tarification

1. Quels ajustements devraient être apportés au processus de fixation des tarifs de l'électricité et du gaz naturel afin de les rendre plus justes, flexibles et prévisibles?

Les tarifs de gaz naturel

Les balises approuvées en décembre 2022 par la Régie de l'Énergie quant au tarif d'achat de GNR (jusqu'à 35\$/GJ pour les projets produisant >5 Mm³/a, et jusqu'à 45\$/GJ pour les projets produisant <5 Mm³/a) envoient un signal positif pour le développement de la filière de production de GNR. Cependant, ces balises ont été spécifiquement conçues pour les projets produisant du GNR de première génération, et ne tiennent pas en compte les conditions et prix d'achat nécessaires pour la réalisation de projets de biométhanation au Québec. Il est impératif pour Énergir et la Régie de l'Énergie du Québec de rapidement mettre en place des conditions favorables aux nouvelles technologies innovantes telles que le biométhanation qui contribueront fortement à atteindre la cible provinciale visant à injecter de 10% de GNR dans le réseau gazier d'ici 2030.

Les tarifs d'achat du GNR de troisième génération doivent être indépendants des volumes de GNR produits. L'économie d'un projet de biométhanation dépend majoritairement du ratio entre le coût de l'électricité (ou le coût d'achat d'hydrogène vert) et le tarif d'achat du GNR. La Figure 2 illustre 2 scénarios distincts où une usine de biométhanation peut ré-utiliser le CO₂ contenu dans le biogaz ou le gaz d'enfouissement. Le scénario 1 illustre un cas où un développeur aurait 2 projets distincts : un premier projet de valorisation du biogaz, et un projet complémentaire de biométhanation. Le scénario 2 illustre un cas accéléré où le même développeur n'aurait qu'un seul projet qui produirait le même volume de GNR que les 2 projets combinés du scénario 1. Pour chaque scénario, la viabilité des projets différera selon les conditions du marché. Sans le Tarif L en combinaison avec des tarifs d'achat de GNR élevés, la viabilité des projets de biométhanation est à risque.

Le scénario 1 (voir Figure 2) considère l'utilisation du CO₂ rejeté d'une usine de traitement du biogaz comme intrant au processus de méthanation. Avec les conditions de marchés actuelles, le scénario 1 permet aux projets de biométhanation produisant de 2 à 5 millions de mètres cube annuellement, équivalent à des projets nécessitant de 5 à 12 MW de puissance électrique, de bénéficier simultanément du Tarif L d'Hydro-Québec et des prix d'achats du GNR d'Énergir allant jusqu'à 45\$/GJ. Les projets produisant moins de 2 millions de mètres cube annuellement nécessiteraient une puissance électrique inférieure à 5 MW et n'auraient plus accès au Tarif L, tandis que les projets produisant plus de 5 millions de mètres cube annuellement auraient accès au Tarif L mais n'auraient plus accès au tarif d'achat avantageux pouvant atteindre 45\$/GJ. La Figure 3 ci-dessous illustre les conditions de marché actuelles pour la biométhanation au Québec pour le scénario 1.

Figure 3. Les conditions de marché actuelles pour les projets de biométhanation (scénario 1)

Scénario 1: Utilisation du CO₂ rejeté d'une usine de traitement du biogaz comme intrant au processus de méthanation

Électrolyseur (MW)	Accès au Tarif L	Production GNR [Scénario 1] (Mm ³ /a)	Accès au tarif d'achat maximal (jusqu'à 45\$/GJ)
< 5	Non	< 2	Oui
5 – 12	Oui	2 – 5	Oui
> 12	Oui	> 5	Non

Le scénario 2 (voir Figure 2) considère l'utilisation du biogaz brut ou de gaz d'enfouissement comme intrant au processus de méthanation. Un tel scénario verrait une usine de biométhanation remplacer le centre de traitement du biogaz, et simultanément valoriser la portion de CH₄ dans le biogaz ou gaz d'enfouissement en GNR et transformer la portion de CO₂ en GNR supplémentaire. En comparaison avec le scénario 1, le scénario 2 est gravement désavantagé par les conditions actuelles en termes de volumes de production car un projet atteindra une production de plus de 5 millions de mètres cube beaucoup plus rapidement grâce à la biométhanation. Par exemple, le scénario 2 permet aux projets de biométhanation produisant moins de 5 millions de mètres cube annuellement, équivalent à des projets nécessitant moins de 5 MW de puissance électrique, de bénéficier des prix d'achats du GNR jusqu'à 45\$/GJ sans avoir accès au Tarif L. D'un autre côté,

les projets produisant plus de 5 millions de mètres cube annuellement nécessiterait une puissance électrique supérieur à 5 MW, donc aurait accès au Tarif L, mais n'aurait plus accès au tarif d'achat du GNR allant jusqu'à 45\$/GJ. La Figure 4 ci-dessous illustre les conditions de marché actuelles pour la biométhanation au Québec pour le scénario 2.

Figure 4. Les conditions de marché actuelles pour les projets de biométhanation (scénario 2)

Scénario 2: Utilisation du biogaz brut ou gaz d'enfouissement comme intrant au processus de méthanation

Électrolyseur (MW)	Accès au Tarif L	Production GNR [Scénario 2] (Mm³/a)	Accès au tarif d'achat maximal (jusqu'à 45\$/GJ)
< 5	Non	< 5	Oui
> 5	Oui	> 5	Non

En conclusion, les conditions actuelles en lien avec les volumes de production du GNR sont énormément restrictives pour le développement de projets de biométhanation au Québec. Ces conditions restreignent notamment les projets de biométhanation à de très petites tailles et encouragent les développeurs de projets à considérer les projets de biométhanation comme étant complémentaires à leur projet de valorisation du biogaz (scénario 1) afin d'avoir accès aux tarifs d'achat les plus élevés pour 2 projets séparés produisant moins de 5 millions de mètres cube annuellement. Cette approche retarde considérablement le déploiement de projets de biométhanation, et empêche le Québec de prendre avantage du plein potentiel de la technologie de biométhanation qui pourrait accélérer de façon significative la production de volumes de GNR pouvant être injectés dans le réseau gazier d'Énergir. De plus, une incertitude en termes de grosseur et de calendrier de mise en œuvre de projets potentiels peut nuire grandement à la considération du Québec comme étant un marché intéressant pour les technologies de biométhanation à long-terme. Il est ainsi impératif que les projets de production de GNR de troisième génération aient accès aux tarifs d'achat les plus élevés indépendamment de la taille de projet afin de stimuler le déploiement de la technologie à grande échelle.

Les technologies de production de GNR de troisième génération doivent avoir accès à des tarifs d'achats plus élevés. Des prix d'achat concurrentiels et d'une durée suffisante seront nécessaires afin de stimuler les investissements dans les projets innovateurs dans le secteur des GSR. Plusieurs marchés nord-américains, ayant des objectifs et des défis comparables en matière de décarbonation, sont en concurrence pour de tels investissements, et le Québec devrait reconnaître cette dynamique dans le cadre de l'élaboration d'une stratégie pour verdir son réseau gazier.

Afin d'atteindre des coûts de production compétitifs en 2030 et 2050, des prix d'achat plus élevés que les balises actuellement en place, et ce indépendamment des volumes produits, doivent être accessibles aux premiers projets de biométhanation au Québec dès maintenant. De telles conditions préapprouvées par la Régie de l'Énergie viendraient offrir de la certitude aux développeurs de projets et financiers quant à la viabilité de projets, stimuleraient les investissements de temps et d'argent dans ces premiers projets, et accéléreraient leur déploiement. Des prix adaptés aux technologies de production de GNR de troisième génération favoriseront simultanément l'apprentissage institutionnel qui mènera à la réduction des coûts Capex et Opex et permettront de tirer avantage de l'économie d'échelle plus rapidement envers l'atteinte de prix de production compétitifs.

Les tarifs d'électricité

La publication en mai 2023 des « critères spécifiques applicables aux projets de production d'hydrogène vert pour le raccordement de blocs de puissance électrique équivalent ou supérieur à 5 MWe » par le MEIE impose que les projets Power-to-gas soient interruptibles. Le tarif interruptible d'Hydro-Québec actuel est basé sur un modèle visant uniquement à rémunérer les participants lors d'interruptions potentielles durant les périodes de pointes hivernales.

Avec l'augmentation des sources d'énergie renouvelables intermittentes dans le mix énergétique du Québec, le déséquilibre temporel entre la production et la consommation d'électricité accroît le besoin d'outils de gestion

de l'équilibre du réseau électrique pouvant favoriser l'utilisation optimale des actifs renouvelables existants ainsi que la construction de futurs actifs. De plus, le stockage d'énergie à grande échelle ainsi que les outils de gestion de la demande de puissance seront cruciaux envers les objectifs agressifs d'électrification du Québec. Hydro-Québec se voit présentée ici une belle opportunité d'introduire un nouveau tarif d'électricité reconnaissant la valeur ajoutée des technologies Power-to-Gas, au-delà de la production de GSR.

L'introduction d'un tarif d'électricité spécifique aux technologies pouvant servir d'outil de stockage d'énergie, de gestion de l'équilibre du réseau électrique et de la demande de puissance est nécessaire. Le Québec ne reconnaît actuellement pas le potentiel qu'ont les technologies Power-to-Gas au-delà de la production de GSR, tels que le stockage d'énergie, la gestion de l'équilibre du réseau électrique et la gestion de la demande de puissance (voir Question 3 de l'Axe 1 pour plus de détails). En l'absence d'orientations réglementaires claires et de tarifs d'électricités adaptés reconnaissant la contribution potentielle de certains GSR aux objectifs d'électrification de la province, le gouvernement, les distributeurs, les développeurs de projets et les financiers n'investiront pas suffisamment de capital pour exploiter le plein potentiel de ces projets. Ainsi, l'évaluation et la définition d'un tarif spécifique aux technologies Power-to-Gas est nécessaire afin de reconnaître cette valeur ajoutée, et de découpler le prix de l'électricité par rapport aux autres bénéfices sociaux et économiques associés à de tels projets. Un tarif fixe adapté aux projets de production de GSR interruptibles offrira une variable fixe pouvant être facilement quantifiée dans l'évaluation d'un projet, contrairement au tarif interruptible actuel, et stimulera les investissements et le développement de non seulement la filière GNR, mais aussi de plusieurs autres telles que la filière hydrogène vert et celle de l'électrification.

4. Est-ce que le gouvernement devrait investir en amont dans les infrastructures?

La biométhanation, comme d'autres nouvelles technologies dans le secteur de l'énergie, est maintenant au seuil de la commercialisation à grande échelle. Ces technologies innovantes seront des outils nécessaires afin d'atteindre les importants objectifs de décarbonation, là où les technologies existantes sont nécessaires, bien qu'insuffisantes. Compte tenu de l'urgence de réduire les émissions de gaz à effets de serre, il convient d'accroître les investissements dans les technologies qui ont déjà atteint, ou atteignent actuellement, le stade de la maturité commerciale, mais dont les taux d'adoption sont encore faibles. En ne limitant le soutien qu'aux technologies déjà éprouvées, on limite l'innovation, ce qui risque d'empêcher l'adoption de solutions toutes aussi pertinentes et adaptées à la transition énergétique. Les mécanismes d'investissement devraient inclure de telles technologies afin d'accélérer leur disponibilité et tirer profit de leur commercialisation à grande échelle.

L'introduction d'un programme de subvention spécifique aux technologies de production de GNR de troisième génération doit être mis en place. L'introduction du Programme de soutien à la production de gaz naturel renouvelable (PSPGNR) en décembre 2021 a été essentiel au développement de la filière de production de GNR de première génération dans les dernières années. De la même manière, un programme visant à supporter le développement de technologies innovantes dans la filière est maintenant nécessaire. Les critères d'éligibilité et l'aide maximale doivent différer de ceux présentement en place pour les technologies de première génération.

Electrochaea propose les conditions suivantes:

- L'inclusivité du volet électrolyse dans les dépenses admissibles d'un projet de production de GNR de troisième génération.
- Un aide financière maximale comparable au PSPGNR (e.g. 15 millions de dollars en 2023) mais avec un pourcentage des dépenses admissibles plus élevé (e.g. jusqu'à 75%).
- L'admissibilité des technologies avec un niveau de maturité technologique entre 8 et 9.

Electrochaea apprécie l'opportunité de pouvoir soumettre ce mémoire au gouvernement du Québec et est intéressée à collaborer avec le " Ministère de l'Économie, de l'Innovation et de l'Énergie " pour contribuer à développer un environnement réglementaire qui accélérerait la transition vers une économie verte. Electrochaea croit fermement qu'une approche synergique soutenant de multiples technologies et stratégies pour réduire, et éventuellement éliminer, l'utilisation des combustibles fossiles sera la meilleure voie à suivre. Electrochaea encourage le gouvernement du Québec à adopter une approche qui soutient le développement de toutes les ressources énergétiques propres, y compris la décarbonisation du réseau gazier. Il est important que le gouvernement mette en place un environnement réglementaire favorable aux technologies commerciales innovantes qui permettront d'atteindre les objectifs ambitieux de réduction des gaz à effets de serre.

En espérant que ces quelques commentaires se révéleront utiles, je vous prie d'accepter l'expression de mes sentiments les meilleurs.

Cordialement,

A handwritten signature in black ink, appearing to read 'M. Hein', written in a cursive style.

Mich Hein
Président
Electrochaea Corporation