[NOTE : Ce document est une traduction libre à partir de logiciel. La version originale en anglais est disponible sur le site www.h2sciencecoalition.com ]

# Conversion d'électricité en gaz : estimation du coût potentiel et de l'efficacité énergétique globale du gaz naturel synthétique (e-gaz) produit à partir d'hydrogène vert et de carbone biogénique

Étude de cas de TES Canada

*Document de travail | avril 2024*

**Johanne Whitmore**, chercheuse principale, Chaire de gestion du secteur de l'énergie, HEC Montréal

**Paul Martin**, Ingénieur chimiste et expert en développement de procédés, co-fondateur de *Hydrogen Science Coalition* [Coalition Scientifique de l'Hydrogène]

**Mise à jour de mai 2024** : Les auteurs ont rencontré TES Canada le 17 mai 2024, où certaines données (ex., facteur de capacité, coût de remplacement de l'électrolyse, efficacité de la réaction de Sabatier) ont été divulgués sous le sceau de la confidentialité. Certains de ces facteurs (efficacité de la réaction de Sabatier, coût de remplacement de la cheminée) étaient plus optimistes que nos estimations, tandis que d'autres (facteur de capacité) étaient moins optimistes. Cependant, sans estimation du coût de l'électricité d'origine éolienne et solaire, que TES Canada n'a pas fourni pour des raisons commerciales, la mise à jour des estimations de coûts de notre rapport ne serait pas significative.

## Résumé

Pour garantir que la contribution des technologies de l'hydrogène vert à la décarbonation de l'économie soit optimale, il est nécessaire d'évaluer de manière transparente leurs prémisses[1] - y compris les coûts et les pertes d'énergie de la production jusqu'aux utilisations finales - et de comparer leur coût d'opportunité avec d'autres options privilégiant des actions plus structurelles et rentables pour décarboner l'économie. Dans cette analyse, nous cherchons à comprendre si le gaz naturel synthétique (e-gaz), fabriqué à partir d'hydrogène vert et de carbone biogénique, offre une utilisation rentable et optimale de l'électricité renouvelable pour décarboner l'économie. Notre estimation se base sur une étude de cas du projet d'hydrogène vert de TES Canada, qui propose de convertir 66 % de sa production d'hydrogène vert en e-gaz pour injection dans le principal réseau de gaz du Québec - propriété privée d'Énergir. Nous estimons à la fois l'efficacité énergétique globale potentielle et le coût par gigajoule de l'e-gaz produit.

TES Canada a déclaré que le projet Mauricie serait rentable pour l'entreprise. [2] Cependant, TES n'a pas encore abordé publiquement deux défis clés : l'e-gaz sera-t-il

[1] Whitmore, J., Martin, P., 2024. TES Canada : un appel à la transparence, *La Presse*, January 2 2024, www.lapresse.ca/affaires/2024-01-02/forum-des-affaires/tes-canada-un-appel-a-la-transparence.php

[2] Beaudry, F., 2024. Le projet de TES Canada « mal ficelé », selon un expert, *La Presse*, March 15 2024, https://ici.radio-canada.ca/nouvelle/2057479/eoliennes-tes-canada-hydrogene-vert

abordable pour les utilisateurs finaux, et sera-t-il l'utilisation la plus efficace de l'électricité renouvelable pour décarboner notre économie.

### *Efficacité globale de l'e-gaz*

En considérant les pertes tout au long de la chaîne de conversion de l'électricité en e-gaz, nous avons estimé, sous deux scénarios, l'un très optimiste et l'autre un peu plus réaliste, la perte d'énergie globale associée à différentes utilisations finales de l'e-gaz. Nous estimons que :

- **Le chauffage des bâtiments** entraînerait une perte d'énergie globale de l'ordre de 57 % à 70 %.
- **Un processus industriel à basse température (200 °C)** utilisant des fours ou des chaudières industrielles à haute efficacité entraînerait une perte d'énergie globale de l'ordre de 59 % à 70,5 %.
- **Un processus industriel à haute température (200-1 500 °C)** entraînerait une perte d'énergie globale de l'ordre de 62 % à 73 %

### *Coûts estimés de l'e-gaz*

En raison des besoins élevés en électricité et des pertes d'énergie dans sa production, l'e-gaz sera coûteux non seulement à produire, mais aussi à consommer. Selon nos estimations, le coût de production pourrait varier entre **40 $/GJ, dans un scénario très optimiste, et 90 $/GJ dans un scénario plus réaliste**. En comparaison, le gaz naturel se vend actuellement à environ 3-7 $/GJ au Québec, taxes carbone incluses, et le gaz naturel renouvelable à environ 20-25 $/GJ. Nos estimations sont comparables aux coûts de production estimés pour l'e-gaz publiés par Énergir (38 $ à 80 $/GJ en 2030).

Étant donné le coût élevé de l'e-gaz et les tendances à la baisse de la demande volontaire de gaz naturel issu de sources renouvelables dans le secteur industriel (- 49 % entre 2022 et 2023), il n'est pas clair comment TES Canada peut affirmer que l'e-gaz serait exclusivement utilisé à des fins industrielles. Pour cela, TES devrait confirmer qu'un accord d'achat a été signé entre Énergir et des entreprises industrielles disposées à payer une prime pour acheter les avantages environnementaux associés à la production d'e-gaz par rapport au gaz conventionnel. Sinon, l'e-gaz finira également par être consommé pour le chauffage des bâtiments, ce qui n'est pas un secteur prioritaire étant donné que des options plus rentables et plus efficaces sont disponibles pour leur décarbonation. Dans ces circonstances, TES Canada pourrait ne pas répondre pleinement aux critères établis par le gouvernement pour l'autoriser des projets d'hydrogène.

TES Canada affirme que son projet est « essentiel à la décarbonation du Québec ». Cependant, l'entreprise n'a pas divulgué d'analyse de données ni de scénarios pour étayer cette affirmation, y compris l'efficacité énergétique globale attendue de l'e-gaz (de la production à la consommation). Notre analyse suggère que la chaîne de l'e-gaz sera inefficace et coûteuse pour l'économie québécoise. L'hydrogène vert jouera un rôle dans la transition énergétique, mais pour que sa contribution à la décarbonation soit optimale, les prémisses du projet de TES Canada doivent être transparentes et appuyées par des données probantes rendues publiques.

Ce document de travail est une invitation pour les décideurs à publier leurs données pour comparer les analyses dans leur démarche d'acceptabilité sociale. En plus du coût et de l'efficacité globale de l'e-gaz, d'autres informations devraient être rendues publiques pour mieux comprendre le projet (voir la section Conclusion).

## Introduction

La science du climat est claire : nous devons décarboner l'économie mondiale d'ici le milieu du siècle. Une transition énergétique bien conçue est essentielle à cet égard, avec des solutions innovantes comme l'hydrogène vert fournissant une partie importante de la solution. Cependant, produire de l'hydrogène vert, en utilisant de l'électricité renouvelable, est un processus énergivore et coûteux.

Lorsque l'hydrogène est utilisé comme vecteur d'énergie plutôt que comme produit chimique, les besoins en électricité peuvent être de 2 à 14 fois plus élevés par rapport aux solutions d'électrification directe en raison des pertes d'énergie.[3] Pour cette raison, de nombreuses études soulignent la nécessité de maximiser son exploitation en se concentrant sur les secteurs qui nécessitent de l'hydrogène pour ses propriétés chimiques (par exemple, pour produire de l'ammoniac utilisé comme engrais), ou l'hydrogène peut être utilisé pour remplacer les produits chimiques dérivés des combustibles fossiles (par exemple, la réduction du minerai de fer en métal ferreux), ou qui ne se prêtent pas à une utilisation directe de l'électricité, comme le secteur maritime.

Pour s'aligner sur les objectifs climatiques, l'hydrogène peut être produit à partir d'électricité renouvelable et d'autres sources carboneutres. Actuellement, 99 % de l'hydrogène mondial est produit à partir de gaz naturel, de charbon ou de produits pétroliers, émettant plus de 900 millions de tonnes (Mt) de gaz à effet de serre (GES) mondiaux - ce qui équivaut à environ 2 % des émissions mondiales - dans le processus.[4] Il est principalement utilisé comme produit chimique de base plutôt que comme carburant. Bien que la décarbonation des utilisations existantes de l'hydrogène à base de combustibles fossiles devrait être une priorité, les gouvernements préconisent de plus en plus son utilisation comme carburant direct ou indirect pour remplacer les combustibles fossiles existants.

Un obstacle majeur à l'utilisation à grande échelle de l'hydrogène vert est le manque d'infrastructures de transport et d'équipements adaptés à son utilisation directe.[5] Le mélange d'hydrogène vert avec du gaz naturel peut en partie surmonter cette barrière. Cependant, les recherches suggèrent que les services publics ne peuvent mélanger en toute sécurité que de 5 % à 20 % en utilisant les pipelines et appareils

[3] Ueckerdt, F., Bauer, C., Dirnaichner, A., Everall, J., Sacchi, R., Luderer, G., 2021. « Potential and risks of hydrogen-based e-fuels in climate change mitigation », *Nature Climate Change*: 11, p. 384–393, www.nature.com/articles/s41558-021-01032-7
[4] IEA, 2023. *Hydrogen*, web site, www.iea.org/energy-systedm/low-emission-fuels/hydrogen
[5] Topolski, K., et al., 2022. H*ydrogen Blending into Natural Gas Pipeline Infrastructure: Review of the State of Technology*. National Renewable Energy Laboratory. Report Number NREL/TP-5400-81704, https://www.nrel.gov/docs/fy23osti/81704.pdf

actuels, même après des tests approfondis et des rénovations ciblées des pipelines.[6, 7] Pour "de nombreuses centrales électriques à gaz existantes, cette limite est de 5 % en volume".[8]

Ces contraintes ont conduit certains à proposer de combiner l'hydrogène vert ($H_2$) avec du dioxyde de carbone biogénique ($CO_2$) pour produire du gaz naturel « synthétique » ($CH_4$), également appelé méthane synthétique ou e-gaz, équivalent moléculairement au gaz naturel conventionnel, pour injection dans les réseaux de gaz naturel existants. Ce processus de conversion, également connu sous le nom de « power-to-gas », propose de rendre l'hydrogène vert plus facilement utilisable pour l'économie.[9]

Les entreprises gazières considèrent l'injection d'e-gaz dans les réseaux de gaz existants comme une voie pour décarboner leurs activités et pour maintenir leurs parts de marché. Cela est également perçu comme une opportunité pour prolonger la durée de vie utile des actifs existants de transmission et de distribution de gaz. Les stratégies de décarbonation centrées sur le maintien, la rénovation et la construction de pipelines de gaz naturel pour augmenter la part d'hydrogène et d'e-gaz dans les réseaux de gaz pourraient potentiellement servir de levier financier pour continuer à valoriser les infrastructures gazières tout au long de la transition énergétique et éviter les actifs échoués (*stranded assets*) pour les investisseurs.[10]

Alors que l'argument commercial pour investir dans la production d'e-gaz semble favorable du point de vue des investisseurs et des entreprises gazières, cela est moins évident lorsqu'on le considère du point de vue des utilisateurs finaux et de l'économie globale. L'ajout d'une étape de conversion pour la production d'e-gaz gaspille davantage d'énergie et de capital en réduisant l'exergie (c'est-à-dire, le potentiel à effectuer un travail utile) en raison des pertes de conversion dans la chaîne « électricité vers hydrogène vers e-gaz ». D'un point de vue thermodynamique, ce processus est contraire à la recherche d'efficacité dans la transformation de l'énergie entre différentes formes jusqu'à son utilisation finale.

L'urgence de décarboner notre économie augmente encore notre demande d'énergie pour atteindre les objectifs d'électrification dans les secteurs des transports, de l'industrie et du bâtiment. Selon l'Agence internationale de l'énergie (AIE), la capacité mondiale en énergie renouvelable devra tripler d'ici 2030 pour répondre à ces besoins et rester dans l'objectif de limiter le réchauffement climatique à 1,5 °C.[11] Il faut donc éviter de gaspiller de l'électricité propre dans des processus de conversion

[6] CGA, 2022. *Enabling Higher-Hydrogen Blending in Natural Gas Distribution Systems*, https://www.cga.ca/wp-content/uploads/2022/10/CGA-Hydrogen-Blending-Greater-than-5.pdf
[7] Whitmore, J., Martin, P., 2022. Repurposing LNG infrastructure for hydrogen exports is not realistic, *The Globe and Mail*, August 8 2022, www.theglobeandmail.com/business/commentary/article-lng-infrastructure-clean-hydrogen-exports/
[8] Erdener, B. C., et al, 2023. A review of technical and regulatory limits for hydrogen blending in natural gas pipelines, *International Journal of Hydrogen Energy*, Vol 48: 14, 15 February 2023, p.5595-5617, https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2022.10.254
[9] Lauwers, M. 2023. Marco Alverà: "L'objectif de Tree Energy Solutions est de transporter le soleil", *L'Écho*, News article, January 21 2023, www.lecho.be/entreprises/energie/marco-alvera-l-objectif-de-tree-energy-solutions-est-de-transporter-le-soleil/10441777.html
[10] Esposito, D. 2022. Gas Utilities Are Promoting Hydrogen, But It Could Be A Dead End For Consumers And The Climate, *Forbes*, www.forbes.com/sites/energyinnovation/2022/03/29/gas-utility-hydrogen-proposals-ignore-a-superior-decarbonization-pathway-electrification/amp/
[11] IEA, 2023. *Tripling renewable power capacity by 2030 is vital to keep the 1.5°C goal within reach*, Commentary, July 21 2023, www.iea.org/commentaries/tripling-renewable-power-capacity-by-2030-is-vital-to-keep-the-150c-goal-within-reach

énergétique peu efficaces pour des utilisations finales qui pourraient utiliser l'électricité de manière plus efficace.[12]

Dans cette analyse, nous cherchons à comprendre si la production d'e-gaz offre une utilisation rentable et optimale de l'électricité renouvelable pour décarboner l'économie. Notre estimation est basée sur une étude de cas du projet d'hydrogène vert de TES Canada, qui propose de convertir 66 % de sa production d'hydrogène en e-gaz. Nous estimons à la fois l'efficacité énergétique globale potentielle et le coût par gigajoule de l'e-gaz produit. Nous identifions également les facteurs ayant le plus grand impact sur le coût et l'efficacité, et évaluons la rentabilité de cette technologie en tant que stratégie de décarbonation.

Dans la première partie, nous présentons un aperçu du projet TES Canada pour le mettre en contexte, suivi d'une description de la technologie pour produire l'e-gaz (Processus de Sabatier utilisant de l'hydrogène vert et du $CO_2$ biogénique). La deuxième partie présente la méthodologie utilisée pour nos estimations, y compris les hypothèses, les sources de données et les limites. Le rapport se conclut par une discussion.

Il est à noter que l'analyse présentée dans ce document de travail est basée sur la compréhension actuelle des auteurs du projet en fonction des données et informations disponibles. Les résultats peuvent changer à mesure que d'autres données sont rendues publiques.

## Aperçu du projet TES Canada - Mauricie

Le 10 novembre 2023, TES Canada, une filiale canadienne de Tree Energy Solutions B.V. (TES), a annoncé son intention d'investir 4 milliards de dollars canadiens (2,9 milliards de dollars américains) dans le développement d'un complexe d'hydrogène vert au Québec, Canada.[13] Le projet comprend un électrolyseur de 500 MW alimenté par 1 000 MW de nouvelles installations éoliennes et solaires auto-générées, en plus d'un bloc de 150 MW fournie par la société d'État de la province, Hydro-Québec, pour produire annuellement 70 000 tonnes d'hydrogène destiné à un usage au Québec. Les deux tiers de ce volume, soient 40,000 tonnes, seraient convertis en gaz naturel synthétique (e-gaz) et vendus à Énergir, le plus grand distributeur de gaz du Québec, pour injection dans son réseau de gaz. Le tiers restant serait utilisé directement comme carburant dans le transport longue distance (voir Figure 1).

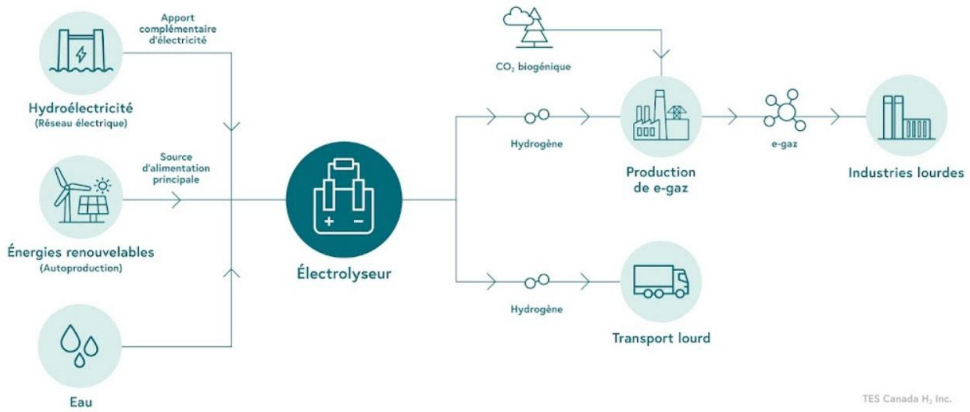
TES Canada estime que « 30 000 tonnes [de son hydrogène] servira à alimenter environ 2,000 camions lourds à hydrogène »"[14] pour fournir des « volumes d'hydrogène jusqu'ici manquants » à certaines des « plus grandes entreprises de camionnage du Québec ». Il convient toutefois de noter que la technologie des camions lourds à hydrogène n'est pas mature - seuls quelques modèles sont disponibles pour des projets pilotes (ex., en Alberta et en Californie) et il n'existe aucune commercialisation à grande échelle en Amérique du Nord.[15] En mars 2024, il

[12] Energy Ireland, 2023. *National Hydrogen Strategy published*, web site, www.energyireland.ie/national-hydrogen-strategy-published-2/
[13] TES Canada, 2023. *TES Presents Projet Mauricie*, Press release, November 10 2023, https://www.newswire.ca/news-releases/tes-presents-projet-mauricie-876612421.html
[14] *Questions et réponses TES Canada - Projet Mauricie*, Questions [de citoyens] envoyées le 12 mars, réponses reçues le 21 mars 2024.
[15] Roberts, N., Cyr, M., Whitmore, J., Pineau, P.-O., 2023. *Decarbonizing Long-Haul Trucking in*

n'y avait aucun camion à hydrogène connu en exploitation commerciale au Québec. Il est donc hautement improbable que 2 000 camions à hydrogène soient opérationnels d'ici 2028.

Aucune étude de faisabilité du projet n'a été rendue publique. Cependant, les promoteurs affirment que leur initiative pourrait réduire les émissions de $CO_2$ de 800 000 tonnes par an à partir de 2028, dont 320 000 à 325 000 t $CO_2$ seraient associées à l'e-gaz.[16, 17] La balance des réductions proviendrait de « l'hydrogène utilisé pour éliminer le $CO_2$ émis par le diesel dans les camions lourds » [475 000 à 480 000 t $CO_2$].

**Figure 1. TES Canada – Projet proposé en Mauricie**
Source: TES Canada, 2023.




Les attributs environnementaux de l'e-gaz pourraient également être utilisés pour créer des unités de conformité (CU) vendues sous le Règlement fédéral sur les combustibles propres (CFR).[18] TES Canada a déclaré qu' « Énergir obtiendra les crédits nécessaires afin que le e-gaz qu'ils achètent soit bel et bien considéré comme vert et afin qu'ils puissent rencontrer leurs obligations de décarbonation.''.[19] Cependant, la Régie de l'énergie du Québec a décidé que l'activité liée aux CU dans le cadre du CFR ne relève pas des activités réglementées d'Énergir.[20] La décision pourrait encore être contestée.

---

*Eastern Canada: Part 2 - A cost comparison analysis of net zero technologies on the A20-H401 Corridor Between Québec City and Windsor*, prepared by CPCS and the Chair in Energy Sector Management - HEC Montréal for the Government of Québec, https://energie.hec.ca/decabonizing-long-haul-trucking-in-eastern-canada/

[16] TES Canada, 2024. *Projet Mauricie - Une initiative de TES Canada*, PPT presentation, December 7 2023, https://mcusercontent.com/e6312cb60ed6f15721a2219e6/files/170e7498-31ba-a001-489c-2ebc7720a526/TES_Canada_Ecrans_consultations_20231207.pdf

[17] "*Questions et réponses TES Canada - Projet Mauricie*", Questions sent to TES Canada by citizens on March 12, answers received on March 21, 2024.TES answered that "E-gas eliminates the need to extract natural gas. Using a unit of e-gas (which is carbon neutral) avoids the emissions associated with extracting, transporting and using a unit of fossil gas. (which is not carbon neutral). These ~4.4 million GJ of e-gas produced therefore contribute to eliminating ~325,000 tonnes of $CO_2$ annually". It is not clear if the 325,000 t is associated with emissions avoided upstream, or at the consumption point.

[18] Government of Canada, 2022. *Clean Fuel Regulations (SOR/2022-140)*, https://laws-lois.justice.gc.ca/eng/regulations/SOR-2022-140/

[19] "*Questions et réponses TES Canada - Projet Mauricie*", Questions sent to TES Canada by citizens on March 12, answers received on March 21, 2024.

[20] Régie de l'énergie du Québec, 2024. *Décision sur le fond relative à l'Étape E - Demande d'Énergir, s.e.c. concernant la mise en place de mesures relatives à l'achat et à la vente de gaz naturel renouvelable*, D-2024-028, 21 mars 2024, https://www.regie-energie.qc.ca/fr/participants/dossiers/R-4008-2017/doc/R-4008-2017-A-0505-Dec-Dec-2024_03_21.pdf

Une version modifiée de cette chaîne de valeur d'Énergir a depuis été publiée dans une présentation de TES Canada (décembre 2023) montrant uniquement l'utilisation finale industrielle.[21] Or, sans gazoduc qui raccorde directement l'usine d'e-gaz à des installations industrielles ou des accord d'achat signé entre Énergir et des clients industriels, il n'y a aucune garantie que l'e-gaz, ou ses avantages environnementaux, seront exclusivement utilisés pour les processus industriels. De plus, la demande volontaire de gaz naturel issu de sources renouvelables (GRS) par les clients industriels d'Énergir a diminué de 49 % entre 2022 et 2023 (voir Tableau 1).

Le projet vise une production de 115 millions de mètres cubes ($Mm^3$) d'e-gaz en 2030, ce qui équivaut à 1,8 % de la consommation de gaz naturel fossile au Québec en 2021.

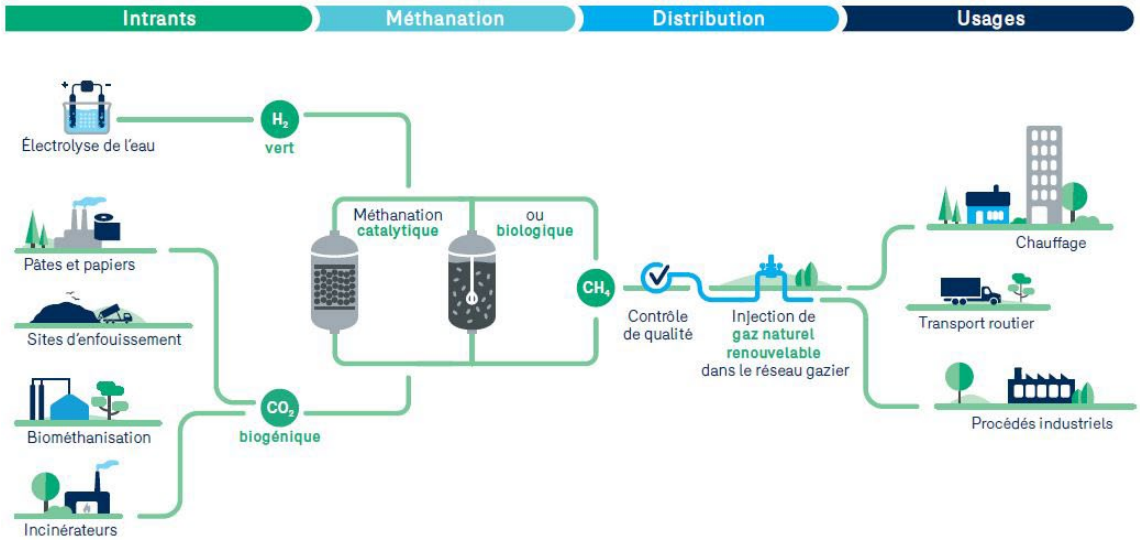
## Tableau 1. Demande volontaire de gaz naturel de sources renouvelables par type de client d'Énergir, 2022-2023

Sources: Énergir, 2023, 2024.
Note: 2022 = total en date du 31 décember 2022; 2023 = total en date d u 31 décember 2023

| Type de client | Nombre de clients | | Variation 2022-2023 | Volumes ($Mm^3$) | | Variation 2022-2023 |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | 2022 | 2023 | | 2022 | 2023 | |
| Residentiel | 1 004 | 1 227 | 22 % | 0,97 | 0,92 | -5 % |
| Commercial | 203 | 225 | 11 % | 4,34 | 4,88 | 12 % |
| Institutionnel | 102 | 115 | 13 % | 8,38 | 8,24 | -2 % |
| Industriel | 73 | 79 | 8 % | 46,52 | 23,62 | -49 % |
| Total | 1 382 | 1 646 | 19 % | 60,26 | 37,65 | -38 % |

## Figure 2. Chaîne de valeur du gaz naturel synthétique (e-gaz) proposé au Québec

*Souce: Figure tirée d'Énergir et SIA Partners, 2023.*




En plus du bloc d'énergie autorisé de 150 MW, le projet nécessite 1 000 MW d'auto-production d'énergie renouvelable. Un total de 800 MW proviendrait de l'installation d'environ 140 éoliennes dans la municipalité régionale de comté de Mékinac d'ici

[21] TES Canada, 2024. *Projet Mauricie - Une initiative de TES Canada*, PPT presentation, December 7 2023, https://mcusercontent.com/e6312cb60ed6f15721a2219e6/files/170e7498-31ba-a001-489c-2ebc7720a526/TES_Canada_Ecrans_consultations_20231207.pdf

2026, tandis que l'énergie solaire fournirait les 200 MW restants (voir Figure 3). Selon TES Canada, « l'ensemble de la construction se fera en « une phase » » pour les éoliennes, le solaire et l'usine. « La durée de l'ensemble des travaux est estimée à environ 3 années. ». L'usine d'hydrogène vert serait située à Shawinigan, Québec.

Selon TES Canada, « Hydro-Québec acheminera l'électricité au site via leur propre ligne électrique. Les éoliennes et le parc solaire alimenteront séparément le site via une ligne électrique séparée. Entre elles, les éoliennes seront reliées via un réseau collecteur souterrain se réunissant à un point commun. De là, le projet bâtira une courte ligne électrique hors-terre se rendant au site[22]. »

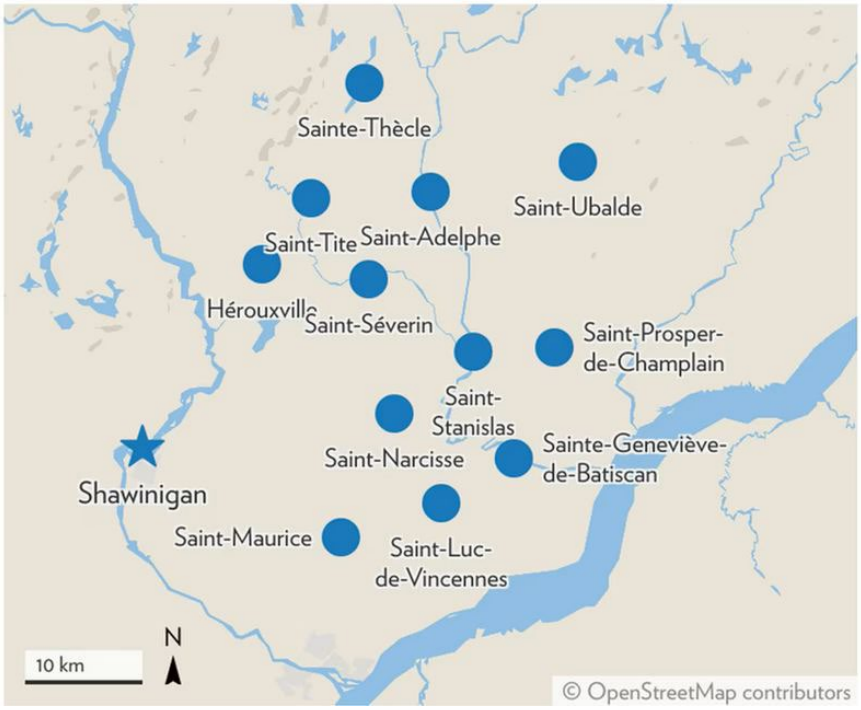
Le projet pourrait bénéficier des programmes de gestion de la pointe de charge d'Hydro-Québec. Selon TES Canada, le « le projet pourrait physiquement rendre disponible sa production au réseau lors des grandes pointes », cependant, à ce jour, « aucun accord n'a été négocié ou conclu[23]. »

TES Canada affirme qu'afin « d'assurer un e-gaz carboneutre, il est nécessaire pour nous que l'ensemble du $CO_2$ provienne de source biogénique » [24] (voir côté gauche de la Figure 2). Ils ont également déclaré que leurs « sources d'approvisionnement se limitent à certaines phases spécifiques de la production de pâtes et papier », et peuvent « aussi venir de sites d'enfouissement » et « de quelques sources supplémentaires ». TES Canada n'a pas confirmé comment le $CO_2$ serait transporté au-delà de souligner que « le transport se fait typiquement sous forme liquide par camion (idéalement à pile combustible) ou via une conduite dédiée[25]. »

Il serait « obligatoire », selon TES Canada, « de mesurer l'indice carbone de notre e-gaz tout au long de notre entente avec Énergir[26]. » Au 1er avril 2024, TES Canada n'avait pas confirmé publiquement de contrats d'achat avec des fournisseurs de $CO_2$ biogénique, ni si les mesures de son indice carbone seraient rendues publiques.

[22] *Questions et réponses TES Canada - Projet Mauricie*, Questions [de citoyens] envoyées le 12 mars, réponses reçues le 21 mars 2024.
[23] *Questions et réponses TES Canada - Projet Mauricie*, Questions [de citoyens] envoyées le 12 mars, réponses reçues le 21 mars 2024.
[24] *Questions et réponses TES Canada - Projet Mauricie*, Questions [de citoyens] envoyées le 12 mars, réponses reçues le 21 mars 2024.
[25] *Questions et réponses TES Canada - Projet Mauricie*, Questions [de citoyens] envoyées le 12 mars, réponses reçues le 21 mars 2024.
[26] *Questions et réponses TES Canada - Projet Mauricie*, Questions [de citoyens] envoyées le 12 mars, réponses reçues le 21 mars 2024.

**Figure 3. Emplacement proposé des fermes éoliennes (800 MW) et solaires (200 MW) pour le projet TES Canada Mauricie dans la municipalité régionale de comté de Mékinac au Québec**
Source: Figure tirée de Le Nouvelliste, 2024




### *Critères du gouvernement du Québec pour les projets d'hydrogène*

À la suite du dévoilement de la Stratégie québécoise de l'hydrogène vert et des bioénergies[27], Hydro-Québec a reçu de multiples demandes, totalisant 9 000 MW, dans des propositions de projets d'hydrogène vert nécessitant une connexion de 5 MW et plus. Parmi celles-ci, TES Canada, qui nécessitait un bloc d'énergie de 150 MW, a été l'un des rares à obtenir l'autorisation gouvernementale. Pour être éligible, le projet devait respecter plusieurs critères d'« élimination », y compris[28]:

- Une démonstration que la production d'hydrogène vert, ou de ses dérivés, est consommée dans un ou plusieurs **secteurs prioritaires** : transport lourd, industrie, stockage et gestion de l'énergie. L'injection d'hydrogène dans le réseau gazier n'est pas considérée comme un « secteur prioritaire » selon les critères gouvernementaux.

- Une démonstration que la **majorité** de l'hydrogène vert produit, ou de ses dérivés, soit **consommée au Québec** dans des secteurs prioritaires.

Actuellement, il n'y a pas suffisamment d'informations publiques (par exemple, accord d'achat avec l'industrie ou compagnies de camionnage) pour garantir que le projet TES Canada respecte ces critères clés. Il n'est pas non plus clair dans quelle

[27] Gouvernement du Québec, 2022. *Québec Green Hydrogen and Bioenergy Strategy*, www.quebec.ca/en/government/policies-orientations/strategy-green-hydrogen-bioenergy
[28] MEIE, 2024. *Critères applicables aux projets d'hydrogène*, web page, July 10 2024, www.economie.gouv.qc.ca/bibliotheques/conformite/autorisation-projet-electrique/criteres-hydrogene

mesure ces « critères » sont juridiquement contraignants. Au-delà des intentions politiques, il n'existe pas de réglementations qui définissent quantitativement la « majorité » (c'est-à-dire, quel est le pourcentage minimum qui doit être consommé localement ?). Il n'y a également aucune information sur les recours légaux et les sanctions disponibles pour surveiller et faire respecter ces critères au fil du temps.

En mars 2024, le gouvernement fédéral a signé un protocole d'entente (PE) avec le gouvernement allemand pour renforcer un corridor hydrogène transatlantique et établir un « programme bilatéral » pour « accélérer le commerce d'hydrogène à l'échelle commerciale entre le Canada et l'Allemagne, sécuriser un accès précoce pour les producteurs canadiens d'hydrogène propre sur le marché allemand. »[29] Il n'est pas clair ce qui se passerait si un projet d'hydrogène ayant reçu l'autorisation du gouvernement québécois décidait de participer au programme d'exportation Canada-Allemagne.

### *Modèle d'affaires « Green Cycle » de TES*

Tree Energy Solutions B.V. (TES) est une entreprise privée basée en Belgique qui vise à devenir un leader dans la production d'e-gaz à partir d'hydrogène vert et de dioxyde de carbone ($CO_2$) capturé provenant de sources biogéniques pour remplacer l'utilisation de gaz naturel fossile et les exportations vers l'Europe. TES a été co-fondée par Marcel et Paul Van Poecke. Marcel van Poecke est également président de l'énergie chez Carlyle, un fonds mondial de capital-investissement, qui gère un portefeuille énergétique de « environ 22,4 milliards de dollars américains en énergie à base de carbone et 1,4 milliard de dollars américains engagés dans des entreprises d'énergie renouvelable et durable.[30, 31, 32] Carlyle figure également parmi les plus grands détenteurs de centrales électriques au gaz aux États-Unis.[33]

Selon TES, « e-NG peut être utilisé immédiatement car nous le créons en utilisant des technologies déjà éprouvées et pouvons l'implémenter dans des infrastructures construites pour les combustibles fossiles. [...] Par conséquent, il n'y a aucun risque d'actifs bloqués lorsque les combustibles fossiles sont éliminés progressivement. Les mises à niveau des infrastructures se feront bien sûr avec le temps, mais la flexibilité de l'e-NG signifie qu'il peut être fourni aux pipelines de gaz dès maintenant et facilement reconverti en hydrogène vert lorsque l'infrastructure $H_2$ sera disponible ».[34] En 2022, TES s'est associée à l'entreprise australienne Fortescue[35] pour développer le

[29] Government of Canada, 2024. *Une entente entre le gouvernement du Canada et l'Allemagne assurera à l'hydrogène propre du Canada un accès rapide au marché*, Communiqué presse, Mars 18, 2024, www.canada.ca/fr/ressources-naturelles-canada/nouvelles/2024/03/un-accord-entre-le-gouvernement-du-canada-et-lallemagne-assurera-a-lhydrogene-propre-du-canada-un-acces-rapide-au-marche.html
[30] Watts, R., 2018. Oil and gas business still holds value for Van Poecke, *Upstream*, www.upstreamonline.com/weekly/oil-and-gas-business-still-holds-value-for-van-poecke/2-1-401413
[31] Private Equity Climate Risk, 2023. *The Carlyle Group's Hidden Climate Impact : Exposing a decade of fossil fuel investments*, https://6000718.fs1.hubspotusercontent-na1.net/hubfs/6000718/PE%20Climate%20Risks/PECR_Report_Carlyles-Hidden-Climate-Impact_April2023.pdf
[32] Carlyle, 2024. *Marcel van Poecke,* web page, www.carlyle.com/about-carlyle/team/marcel-van-poecke
[33] Lakani, N. 2023. *A leading private equity firm claimed to be a climate leader – while increasing emissions*, The Guardian, April 27 2023, www.theguardian.com/environment/2023/apr/27/carlyle-group-carbon-emissions-doubled-climate-leadership-claims
[34] TES, 2024. *Step 5 - We deliver e-NG and green hydrogen to our customers*, web page, https://tes-h2.com/green-cycle/step-5-green-energy-solutions
[35] Martin, P., 2023. 'Fortescue Future Industries' to disappear as Forrest unites hydrogen and metals businesses under same brand name, *Hydrogen Insight*, July 20 2023, https://www.hydrogeninsight.com/production/fortescue-future-industries-to-disappear-as-forrest-unites-hydrogen-and-metals-businesses-under-same-brand-name/2-1-1489389

terminal d'importation d'énergie de Wilhelmshaven dans le nord de l'Allemagne.[36, 37, 38] Ce terminal est destiné à « importer du GNL pour répondre à la crise énergétique de l'Europe », avec l'intention de devenir le « point central d'un futur pôle énergétique vert intégré pour importer du méthane synthétique (comme vecteur d'hydrogène) à long terme.

TES se décrit comme « une entreprise énergétique intégrée engagée à devenir le plus grand producteur d'e-NG au monde ».[39] Elle a développé un modèle économique "Green Cycle" basé sur une boucle qui utilise de l'électricité renouvelable pour produire de l'hydrogène vert et le combine avec du $CO_2$ « recyclé » pour le transporter sous forme d'e-gaz afin de remplacer le gaz naturel fossile (voir Tableau 2).

Actuellement, la contribution de TES Canada à ce modèle est limitée par l'exigence du gouvernement du Québec selon laquelle la production d'hydrogène vert, et ses dérivés, doit être majoritairement utilisé pour décarboner les marchés québécois (voir ci-dessus). Pour cette raison, TES mise davantage sur l'approvisionnement « d'hydrogène vert pour soutenir la transition de la mobilité en vue de fournir également de l'e-NG à des partenaires industriels canadiens ».[40]

Actuellement, TES Canada n'a pas fait savoir si elle avait l'intention un bloc d'énergie, fournie par Hydro-Québec, au-delà des 150 MW déjà autorisés par le gouvernement afin d'augmenter sa production, d'améliorer ses rendements financiers et d'étendre son modèle d'entreprise. Cependant, l'entreprise a déclaré que bien qu'il soit « trop tôt pour parler d'expansion » du projet Mauricie, ils ont « l'ambition de répliquer ce projet dans d'autres provinces canadiennes[41] ».

[36] Allen & Overy, 2023. Allen & Overy advises Fortescue Future Industries on its joint venture with Tree Energy Solutions to develop the Wilhelmshaven terminal, Press release, March 16 2023, https://www.allenovery.com/en-gb/global/news-and-insights/news/allen-overy-beraet-fortescue-future-industries-bei-joint-venture-mit-tree-energy-solutions
[37] TES, 2022. *Fortescue Future Industries and TES team up to develop world's largest green hydrogen project*, Press release, October 4 2023, https://tes-h2.com/news/fortescue-future-industries-and-tes-team-up-to-develop-world-s-largest-green-hydrogen-project
[38] Parkes, R., 2024. Hydrogen-derived e-methane import terminal moves a step closer to FID after exemption, *Hydrogen Insight*, March 28 2024, www.hydrogeninsight.com/policy/hydrogen-derived-e-methane-import-terminal-moves-a-step-closer-to-fid-after-exemption/2-1-1618530
[39] TES, 2024. *TES products help you reduce emissions*, web page, https://tes-h2.com/green-cycle/step-5-green-energy-solutions
[40] TES, 2024. *Global Impact – Canada*, web page, https://tes-h2.com/global-impact/canada
[41] *Questions et réponses TES Canada - Projet Mauricie*, Questions envoyées le 12 mars, réponses reçues le 21 mars 2024.

**Tableau 2. Modèle *Green Cycle* de TES pour la commercialisation à grande échelle du e-gaz et de l'hydrogène vert, et la contribution de TES Canada à celui-ci.**

Source: TES, 2024.

| Étapes | Description | Contribution potentielle de TES CANADA au modèle Green Cycle |
|---|---|---|
| **Étape 1 : Produire de l'énergie renouvelable** | Produire de l'énergie renouvelable à grande échelle dans les endroits les plus ensoleillés et les plus venteux du monde. | Oui, à travers l'hydroélectricité (150 MW) et l'auto-production d'énergie éolienne (800 MW) et solaire (200 MW). Cette étape est la plus importante pour TES. |
| **Étape 2 : Produire de l'hydrogène vert** | Utiliser l'énergie renouvelable pour alimenter un électrolyseur qui sépare l'eau en hydrogène et en oxygène. | Oui, jusqu'à 70 000 t d'hydrogène par an |
| **Étape 3 : Produire du méthane de synthèse (e-gaz)** | Combinez l'hydrogène vert avec du $CO_2$ « recyclé » pour produire de l'e-gaz. | Oui, les 2/3 de l'hydrogène servent à produire 115 $Mm^3$ d'e-gaz par an (équivalent à 1,8 % de la consommation totale de gaz naturel du Québec en 2021). |
| **Étape 4 : Transport et distribution** | Transporter, expédier, stocker et distribuer l'e-gaz et l'hydrogène vert en utilisant l'infrastructure existante. | Le transport et la distribution devraient utiliser l'infrastructure existante au Québec. L'exportation du e-gaz fabriqué au Québec n'est pas prévu pour le moment. |
| **Étape 5 : Livrer l'e-gaz et l'hydrogène vert aux clients** | Offrir une gamme de produits énergétiques verts aux clients souhaitant réduire de manière rentable leurs émissions de gaz à effet de serre. | Injection d'e-gaz pour la distribution dans le réseau de gaz local d'Energir. L'autre tiers d'hydrogène est destiné à être utilisé comme carburant dans les transports lourds. Cependant, aucun accord d'achat n'a été confirmé. |
| **Étape 6 : Capturer et recycler le $CO_2$** | Après utilisation de l'e-gaz, le $CO_2$ est capturé et recyclé pour produire plus d'e-gaz. | Non disponible. |

### *Principaux défis : coût et efficacité*

L'attrait du modèle de TES réside dans sa promesse de réaliser une transition énergétique fluide en utilisant les infrastructures gazières existantes, en vue de perturber le moins possible l'économie et nos modes de consommation.[42, 43] TES Canada a déclaré que le projet Mauricie serait rentable pour l'entreprise.[44] Cependant, TES n'a pas encore abordé publiquement deux défis clés : l'e-gaz sera-t-il abordable pour les utilisateurs finaux, et sera-t-il l'utilisation la plus rentable de l'électricité renouvelable pour décarboniser notre économie ?

TES Canada n'a pas divulgué d'informations sur l'efficacité énergétique globale attendue de l'e-gaz (depuis sa production à sa consommation) par rapport à d'autres options de décarbonation des mêmes usages finaux, ni sur le coût de sa production. Cependant, un rapport produit pour Énergir, le distributeur de gaz qui achèterait l'e-gaz produit par TES Canada, a estimé que les coûts de production pourraient varier de 38 à 80 $/GJ en 2030 et de 31 à 73 $/GJ en 2050.[45] En comparaison, le gaz naturel fossile se vend actuellement autour de 3 à 7 $/GJ au Québec, y compris la tarification de carbone, et le gaz naturel renouvelable issu de la biomasse résiduelle se vend entre 20 et 25 $/GJ.[46]

[42] Marco Alverà: "L'objectif de Tree Energy Solutions est de transporter le soleil", *L'Écho*, www.lecho.be/entreprises/energie/marco-alvera-l-objectif-de-tree-energy-solutions-est-de-transporter-le-soleil/10441777.html
[43] Addison, V., 2023. TES Americas CEO: Electric Natural Gas Bigger Than Shale, *Hart Energy*, June 7 2023, www.hartenergy.com/exclusives/tes-americas-ceo-electric-natural-gas-bigger-shale-205332
[44] Beaudry, F., 2024. Le projet de TES Canada « mal ficelé », selon un expert, *La Presse*, March 15 2024, https://ici.radio-canada.ca/nouvelle/2057479/eoliennes-tes-canada-hydrogene-vert
[45] Énergir and Sia Partners, 2023. *Gaz naturel renouvelable produit par methanation - Étude du potentiel technico-économique du GNR de 3e génération au Québec*, Technical report, https://energir.com/files/energir_common/import/Fichiers/Corporatifs/Publications/Fiche-technique-GNR_FINALE.pdf
[46] Whitmore, J., Pineau, P.-O., 2024. *État de l'énergie au Québec 2024*, Chair in Energy Sector Management, HEC Montréal, https://energie.hec.ca/eeq/

Selon Cynthia Walker, PDG de TES America, deux matières premières principales représentent l'essentiel du coût de production de l'e-gaz. « L'électricité renouvelable pour produire l'hydrogène représente environ 70 % de la structure de coûts globale. » Ensuite, en fonction de la source de $CO_2$ et de son emplacement, « c'est environ 7 % à 10 % du coût global de notre molécule. » De même, l'étude d'Énergir constate que, dans les 60 scénarios analysés, « le coût de production de l'hydrogène vert pèse lourd dans la balance, représentant jusqu'à 80 % des coûts de production de l'e-gaz (voir Figure 4). »

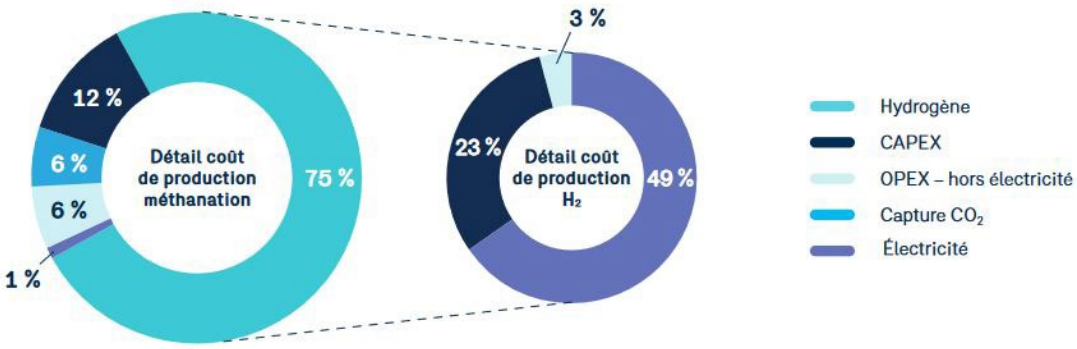
TES Canada affirme qu'elle peut mener à bien son projet de 4 milliards de dollars sans subventions.[47] Son arrangement financier est confidentiel, mais le projet bénéficiera probablement de subventions « indirectes », telles que divers crédits d'impôt, avantages fiscaux, prêts à faible taux d'intérêt et autres incitatifs gouvernementaux disponibles pour les industries et les investissements en technologie propre. TES Canada peut également profiter des subventions à travers Programme de soutien à la production de gaz naturel renouvelable du MEIE[48]. D'autres organisations soutenues par des fonds publics (ex., la Banque de développement du Canada, Investissement Québec ou la Caisse de dépôt et placement du Québec) pourraient également investir dans TES Canada.

Selon Marco Alverà, PDG de TES, le modèle économique de TES ne devient économiquement viable que s'il bénéficie de plusieurs subventions : « il y a beaucoup d'argent à gagner en superposant les différentes subventions. Ainsi, vous obtenez une subvention pour capturer le $CO_2$, une subvention pour produire les énergies renouvelables, une subvention pour produire l'hydrogène. Et devinez quoi, vous pouvez exporter cette molécule, donc nous pourrions même être en mesure d'obtenir des subventions supplémentaires en Europe. »[49]

De façon générale, le besoin de subventions pour rendre les projets d'hydrogène vert, et leur dérivés, viables a également été souligné lors de la conférence annuelle CERAWeek. Selon le PDG d'Aramco, « en termes énergétiques, le coût de l'hydrogène vert équivaut à environ 400 dollars US par baril de pétrole – soit environ cinq fois le prix actuel », et **l'hydrogène vert ne serait « abordable qu'avec un montant significatif d'incitations gouvernementales et d'accords d'achat d'au moins 15 ans** ».[50]

[47] Bergeron, P., 2023. TES Canada investit 4 milliards pour un « premier projet d'hydrogène vert » au pays, *Le Devoir*, www.ledevoir.com/economie/801737/quatre-milliards-investissement-usine-hydrogene-vert-shawinigan?
[48] Gouvernement du Québec, 2024. *Programme de soutien à la production de gaz naturel renouvelable*, www.quebec.ca/entreprises-et-travailleurs-autonomes/aide-financiere/production-commercialisation-distribution/production-gaz-naturel-renouvelable
[49] Liebreich, M., 2023. Ep126: Marco Alverà "Subsidies Everywhere All at Once", *Cleaning Up*, Podcast, May 10 2023, www.cleaningup.live/ep126-marco-alvera-subsidies-everywhere-all-at-once/?trk=article-ssr-frontend-pulse_little-text-block
[50] Collins, L., 2024. Nobody wants to pay for it' | ExxonMobil and Aramco CEOs say green hydrogen is too expensive to replace fossil fuels, *Hydrogen Insight*, March 19 2024, www.hydrogeninsight.com/production/nobody-wants-to-pay-for-it-exxonmobil-and-aramco-ceos-say-green-hydrogen-is-too-expensive-to-replace-fossil-fuels/2-1-1614462

**Figure 4. Structure des coûts de production de l'e-gaz dans le contexte québécois (2022)**
Source: Figure dans Energir and SIA Partners, 2023.
Note: Basé sur un scénario médian utilisant du $CO_2$ provenant de l'industrie des pâtes et papiers avec injection directe.




Selon le PDG de Fortescue, Mark Hutchinson, un partenaire majeur de TES dans le développement du terminal d'importation de GNL de Wilhelmshaven dans le nord de l'Allemagne, « le coût de l'énergie renouvelable pour la production d'hydrogène vert et d'ammoniac devra être inférieur à 30 $US/MWh pour que les projets soient compétitifs sur le marché mondial ».[51] Au Québec, le coût peut varier entre 30 et 50 $CAN/MWh (22 à 50 $US/MWh) pour les industries, selon si l'industrie peut participer au Programme d'Hydro-Québec pour la réduction des coûts d'électricité applicable aux clients du Tarif L[52], si elle a l'autorisation d'auto-produire de l'électricité ou d'obtenir des accords spéciaux négociés avec le gouvernement québécois (ex., comme avec les industries de l'aluminium).

En plus de bénéficier de tarifs favorables, le projet TES Canada Mauricie prévoit « faire partie des programmes de gestion des pointes d'Hydro-Québec » pour équilibrer le réseau,[53] comme le programme d'Option de gestion à la demande (OGD).[54] Hydro-Québec a dépensé 59,5 M$ en 2023 pour ses diverses mesures visant à réduire la consommation pendant les périodes de pointe hivernales et prévoit que ce coût atteindra près de 700 M$ d'ici 2032.[55] Rien que le bloc de 150 MW accordé à TES Canada par le gouvernement du Québec pourrait, aujourd'hui, générer des revenus de plus de 8,2 M$, selon le calculateur du OGD. Si l'on considère l'énergie éolienne et solaire auto-générée (1 000 MW) et la valeur croissante des crédits OGD d'ici 2032, cette source de revenus, payée par l'entreprise publique, sera beaucoup plus élevée.

[51] Martin, P., 2024. 'Renewable power prices must be $30/MWh or less for green hydrogen projects to compete': Fortescue, *Hydrogen Insight*, March 11 2024, www.hydrogeninsight.com/production/renewable-power-prices-must-be-30-mwh-or-less-for-green-hydrogen-projects-to-compete-fortescue/2-1-1610699
[52] Hydro-Québec, 2024. *Program for electricity cost reduction applicable to Rate L customers*, web site, www.hydroquebec.com/business/customer-space/rates/rate-l-industrial-rate-large-power-customers.html
[53] According to Greiner (2013), $H_2$ storage unit in the e-gaz production plant can be used for balancing the electricity network and offering ancillary services, by reducing or increasing the proportion of electricity used for electrolysis depending on grid demand. In the event of high demand, hydrogen production can be reduced, and conversely, if electricity production exceeds demand, the plant can draw electricity from the grid to increase hydrogen production.
[54] Hydro-Québec, 2024. *Demand Response Option*, web page, https://www.hydroquebec.com/business/customer-space/rates/demand-response-option-credit.html#gdp-options-flexibles
[55] Baril, H., 2023. Gestion de la demande de pointe - Les coûts explosent, *La Presse*, May 29 2023, www.lapresse.ca/affaires/2023-05-29/gestion-de-la-demande-de-pointe/les-couts-explosent.php

Le gouvernement du Québec envisage également de légaliser la vente directe d'électricité d'une entreprise à une autre, ce qui est actuellement interdit. À l'heure actuelle, seule Hydro-Québec (et quelques services publics municipaux) a le droit de vendre de l'électricité au Québec. Le projet de loi proposé modifierait la Loi sur la Régie de l'énergie (art. 60) pour permettre aux producteurs privés de vendre de l'électricité à des entités privées par le biais de contrats d'achat d'électricité.[56] Ce changement législatif pourrait donc fournir des revenus supplémentaires. TES Canada n'a pas divulgué les subventions gouvernementales indirectes qu'elle pourrait recevoir, ni ses revenus potentiels issus de sa participation aux programmes de gestion des pointes d'Hydro-Québec ou de la vente de son énergie éolienne et solaire par le biais de contrats d'achat d'électricité.

### *Aperçu de la technologie : processus de Sabatier*

TES Canada indique qu'elle utilisera le processus de Sabatier pour produire son e-gaz. Découvert par un chimiste français en 1897, il s'agit de l'approche la plus populaire pour produire de l'e-gaz. Cependant, le processus est inefficace énergétiquement. Pour produire de l'e-gaz, de l'hydrogène vert doit être produit par électrolyse de l'eau avant d'être réagi avec du $CO_2$ capturé pour produire de l'eau et du méthane ($CH_4$). La combinaison de ces deux processus donne une efficacité globale entre 50 et 60 %, avec près de la moitié de l'énergie d'entrée perdue sous forme de chaleur, selon Hisataka Yakabe, un chimiste physique de Tokyo Gas.

La méthode de Sabatier est également très exothermique (se produisant à environ 300 à 900°C), ce qui signifie que beaucoup de l'énergie de l'hydrogène d'entrée est perdue sous forme de chaleur. Le processus nécessite donc une « gestion thermique très sensible » pour capturer la chaleur perdue et la réutiliser. « L'ensemble du processus implique des équipements capitaux, tels que des électrolyseurs, des compresseurs, des réservoirs de stockage d'hydrogène, des réacteurs catalytiques et des échangeurs de chaleur, qui ajoutent tous aux coûts de production. »[57] Le processus produit également de l'eau. Au final, pour chaque kilogramme d'hydrogène introduit, seul un demi-kilogramme d'hydrogène est incorporé dans l'e-gaz résultant.

## Méthodologie

### *Approche de modélisation*

TES Canada n'a pas publié d'analyse techno-économique ou d'efficacité de leur projet. L'analyse réalisée par SIA Partners, préparée pour Énergir, fournit quelques résultats sur le coût de l'e-gaz, mais ne détaille pas les sources de données et les hypothèses. Pour la présente analyse, nous présentons nos données et nos hypothèses dans les tableaux 3a-b et 4, et les comparons à celles présentées dans Greiner (Figure 6), qui estimait le coût de l'e-gaz à environ 37 $ et 46 $/GJ dans le contexte du Québec en 2013.[58] Les sources de données et les hypothèses étaient limitées et reposaient souvent sur les « choix personnels » de l'auteur. Bien que l'étude date de plus de 10 ans, elle fournit une base pour comparer notre analyse, à défaut de disposer de données et d'une méthodologie transparentes de la part de TES Canada.

[56] Gerbet, T., 2024. Québec veut légaliser la vente d'électricité entre compagnies privées, *Radio-Canada*, January 19 2024, https://ici.radio-canada.ca/nouvelle/2042313/hydro-quebec-vente-electricite-fitzgibbon-compagnies-monopole
[57] Tokyo Gas, 2023. Synthetic methane could smooth the path to net zero, *Nature*, www.nature.com/articles/d42473-022-00166-2#:~:text=For%20a%20start%2C%20the%20reaction,lost%20as%20heat%2C%20says%20Yakabe
[58] Greiner, N., 2013. *Étude des coûts de production de Gaz Naturel Renouvelable à partir d'électricité et de $CO_2$*, Rapport de stage, Polytechnique Montréal, https://energie.hec.ca/wp-content/uploads/2024/03/Nathan_Greiner_Cout-GNR_29aout2013.pdf

Pour notre analyse, nous avons estimé le coût et l'efficacité globale de l'e-gaz pour plusieurs utilisations finales basées sur 1 MWh d'électricité consommée. Les données et les hypothèses sont résumées dans les tableaux 3a-b et 4 ci-dessous. Comme mentionné précédemment, pour être admissible à recevoir le bloc d'énergie de 150 MW d'Hydro-Québec, TES Canada doit démontrer que la production de son hydrogène vert, et ses dérivés, sera consommée dans un ou plusieurs secteurs prioritaires, notamment le transport lourd, l'industrie et le stockage et la gestion de l'énergie. L'injection d'hydrogène dans le réseau gazier n'est pas considérée comme un « secteur prioritaire ».

TES Canada affirme que l'e-gaz serait exclusivement utilisé pour des consommations industrielles (voir Figure 1). Cependant, cela est incompatible avec l'analyse d'Énergir (voir Figure 2) qui montre qu'il serait injecté dans son réseau gazier principal pour toutes les utilisations, y compris le chauffage des bâtiments. **Pour cette raison, notre analyse évaluera la chaîne d'efficacité énergétique de l'e-gaz pour une utilisation dans le chauffage des bâtiments au Québec, ainsi que pour les processus industriels à basse (200°C) et haute (200-1 500°C) température**.

Il est à noter que l'analyse présentée dans ce document de travail est basée sur la compréhension actuelle des auteurs du projet en fonction des données et informations disponibles. Les résultats peuvent changer à mesure que d'autres données sont rendues publiques.

### *Description des scénarios*

**Optimiste (*ciel bleu*):** Ce scénario utilise des estimations optimistes pour tous les paramètres, y compris dans certains cas où les valeurs de ces paramètres ne sont pas possibles en pratique en utilisant les sources d'énergie proposées par TES. Plus important encore, il suppose un facteur de capacité de 100% pour l'électrolyseur, ce qui ne serait possible que si l'électrolyseur fonctionnait en continu sans interruption. Cette hypothèse n'est pas réaliste pour une installation qui produira une fraction importante de sa puissance à partir de l'énergie éolienne et solaire, avec seulement 150 MW d'énergie hydroélectrique ininterrompue.

**Réaliste:** Ce scénario reste optimiste, mais comprend certaines contraintes plus proches de la réalité pour des paramètres importants tels que le facteur de capacité de l'équipement capital (électrolyseur, etc.) qui sera requis, ainsi que le coût de livraison du $CO_2$ et de l'électricité.

### *Portée et limites de l'analyse*

Les éléments suivants ne sont pas inclus dans le cadre de l'analyse de modélisation, mais pourraient être inclus dans de futures analyses.

Notre analyse des coûts suppose un taux d'intérêt de zéro, nécessitant que le coût de l'e-gaz soit suffisant uniquement pour rembourser le capital initial. Aucun profit ou coût d'emprunt n'est inclus dans notre analyse.

Étant donné que nous n'avons pas de données pour estimer le coût en capital du système de Sabatier, nous avons attribué un coût nul au coût en capital dans les scénarios optimiste et réaliste. Sous des conditions réelles, le système de Sabatier aura

un coût en capital qui devra être remboursé par les ventes de l'e-gaz. Nos estimations du coût du produit sont donc faibles.

***Sources de données et hypothèses***

Un aperçu des principaux paramètres et hypothèses utilisés dans l'analyse est présenté dans cette section (voir tableaux 3a-b et 4). Les informations sont présentées dans un format similaire à la Figure 6 de Greiner (2013) pour permettre la comparabilité. Cependant, certains paramètres présentés par Grenier (2013) n'étaient pas pertinents, car l'analyse actuelle porte sur l'efficacité globale de l'utilisation de l'e-gaz pour le chauffage des bâtiments et pour l'industrie, basée sur 1 MWh d'électricité consommée.

***Processus de Sabatier***

TES Canada indique que la « transformation de l'hydrogène en e-gaz à une efficacité d'environ 80% » et s'attend à récupérer « au moins 8 % » sous forme de chaleur, estimant ainsi leur « processus total a une efficacité globale de 65 à 75%. » [59] Ces affirmations, cependant, ne sont pas basées sur des résultats de tests et semblent trop optimistes lorsqu'on tient compte de leurs productions d'hydrogène et d'e-gaz attendues (voir la section sur « Sources de données et hypothèses » ci-dessous). TES mentionne que « ces chiffres proviennent de notre ingénierie préliminaire, nous sommes à compléter l'ingénierie plus détaillée ainsi que le choix des technologies. Ainsi, ces chiffres continuent d'évoluer et de se consolider. »

Notre scénario optimiste utilise des facteurs pour l'électrolyse de 83 % (ce qui est optimiste par rapport à la performance des électrolyseurs disponibles sur le marché) et une conversion de l'énergie de l'hydrogène en énergie dans l'e-gaz de 0,78*0,85 (également conservateur) qui est de 66 %, et non 80 % comme le prétend TES Canada.

Une conversion de l'énergie de l'hydrogène (pouvoir calorifique supérieur [PCS]) en énergie dans l'e-gaz (PCS) de 80 % n'est pas plausible sur le plan thermodynamique. L'efficacité maximale absolue possible de la conversion du processus de Sabatier, à partir de la stœchiométrie, est de 78 %. L'estimation de leur efficacité est donc trop optimiste et peu probable. TES Canada indique qu'il utiliserait environ 44 880 tonnes d'hydrogène par an (6,37 millions de GJ de PCS) pour la production d'e-gaz, pour produire 115 $Mm^3$ d'e-gaz par an (4,25 millions de GJ de méthane PCS). Le résultat est une efficacité de conversion d'environ 66 % de l'hydrogène PCS au méthane PCS, ce qui représente environ 85 % du maximum théorique de 78 % de la stœchiométrie. Nous avons utilisé cette valeur (85 % d'approche de la conversion énergétique stœchiométrique à 100 %) dans notre scénario optimiste.

Pour le scénario plus réaliste, nous avons calculé l'efficacité de la conversion Sabatier des flux d'énergie en produits (ex., le méthane brut ou la valeur calorifique supérieure) par analogie optimiste à la production de e-gaz, qui est un processus similaire. Alors que les usines de production de méthanol atteignent 70 % de l'efficacité maximale possible calculée à partir de la stœchiométrie, nous avons supposé une valeur de 75 % pour le cas réaliste pour la conversion du $CO_2$ et de l'hydrogène en e-gaz.

L'utilisation productive des 8 % de récupération de chaleur, estimés par TES Canada, dans les usines d'électrolyse et de e-gaz, qui sont toutes deux exothermiques, n'est

[59] *Questions et réponses TES Canada - Projet Mauricie*, Questions [de citoyens] envoyées le 12 mars, réponses reçues le 21 mars 2024.

pas claire. Nous avons supposé qu'une petite quantité d'énergie électrique est utilisée à un autre endroit où le $CO_2$ est collecté, séparé des autres gaz, séché et comprimé pour être expédié (voir tableau 3a). Nous n'avons pas supposé de consommation d'énergie pour le transport du $CO_2$ par camion ou par pipeline, étant donné que les données sur la source spécifique de $CO_2$ ne sont pas disponibles.

## Tableau 3-a. Données et hypothèses pour l'estimation du coût potentiel de l'e-gaz au Québec *[en anglais seulement]*

Sources: HSC, 2024.

| Parameters | *Greiner 2013 scenario* | Overly optimistic scenario | Realistic scenario | Sources and assumption notes |
|---|---|---|---|---|
| **Electrolyser** | | | | |
| Installed capacity | *3 MW* | N/A | N/A | TES Canada is expected to have a 500 MW electrolyser. However, the information is not relevant, as the analysis considers the global efficiency of using e-gaz for heating buildings based on 1 MWh of input. |
| Electrical grid distribution loss | *N/A* | 1% | 1% | A very small (1%) electrical distribution loss is included (1/7th of the grid average for Quebec), assuming that the electrolyzers are located close to both the hydroelectric and solar/wind resources. |
| Lifetime | *20 years* | 10 years | 7 years | IRENA, 2021. *Making the Breakthrough - Green hydrogen policies and technology costs*, (Table 1- lifetime is 50-80,000 hours).[60] |
| Investment cost | *2 000* $/kW | 2 000 $/kW | 3 000 $/kW | Schmidt, et al. 2017. *Future cost and performance of water electrolysis: An expert elicitation study*.[61] Note that the investment cost is used only for a "simple payback" calculation. No "discount rate" is applied in the cost calculations, which is similar to the assumption that the capital costs of the electrolyzer are financed 100% with an interest-free loan. |
| Operation & maintenance cost (% investment) | *5%* | 0% | 10% | 0 % maintenance cost is assumed under the Optimistic scenario given that there are no available data. Under the Realistic scenario, a total of 10 % of original capital spent over 7 years of operation is assumed based on basic engineering economics. |
| Ultimate energy efficiency (HHV basis) | *78%* | 83% | 75% | Assumption based on extensive review of real quotations (from confidential sources), which never found a full electrolyser + BoP figure for existing commercial electrolyzers offered for sale of less than 55 kWh/kg. 75% HHV efficiency is 52.5 kWh/kg, and is by this measure an optimistic estimate. |
| Capacity Unit factor | *87%* | 100% | 81% | Realistic scenario assumes 30% capacity factor for wind + solar (850 MW) + 100% capacity factor for hydro (150 MW), feeding a 500 MW electrolyzer, yielding an electrolysis capacity factor of 81%. This assumes there is a useful purpose for 100% of the electricity from wind or solar whenever it goes beyond the needs of the electrolyser. |
| **$H_2$ Storage** | | | | |
| Capacity | *1 000 kg* | N/A | N/A | Not relevant in this analysis. |
| Lifetime | *20 years* | N/A | N/A | Not relevant in this analysis. |
| Investment cost | *700* $/kg | 0 $/kg | 0 $/kg | Not relevant in this analysis. We have assumed that the cost is 0 $. |
| Operation & maintenance cost (% of investment, or % of energy content) | *5%* | 0% | 5% | Not required in « optimistic scenario » as the capacity factor assumed is 100%. No adequate data were found for how much hydrogen would be stored, nor for a hydrogen storage cost. NREL (2009) used in Grenier (2013) is outdated, but it is known that approximately 5% of the *energy content* of the stored hydrogen would be needed to feed compressors if any storage at all is used. |

[60] www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2020/Nov/IRENA_Green_Hydrogen_breakthrough_2021.pdf?la=en&hash=40FA5B8AD7AB1666EECBDE30EF458C45EE5A0AA6

[61] www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360319917339435?via%3Dihub

## Tableau 3-b. Données et hypothèses pour l'estimation du coût potentiel de l'e-gaz au Québec *[en anglais seulement]*

Sources: HSC, 2024.

| Parameters | *Greiner 2013 scenario* | Overly optimistic scenario | Realistic scenario | Sources and assumption notes |
|---|---|---|---|---|
| **Mathanation (Sabatier reaction)** | | | | |
| $H_2$ processing capacity | *1 500* kg/day | N/A | N/A | Not relevant as the analysis considers the global efficiency of using e-gaz for heating buildings based on 1 GW of input. |
| Conversion rate | *95* mol-% | 100 mol-% | 100 mol-% | Method used by Grenier (2013) assumes incorrectly that 95% purity of the e-gaz outlet means 95% efficiency of converting energy in $H_2$ to energy in methane. 100% conversion of $H_2$ energy to methane energy per the Sabatier reaction is only 78% efficient. (Moioli et al, 2019. *Renewable energy storage via $CO_2$ and $H_2$ conversion to methane and methanol: Assessment for small scale applications.*[62]) |
| Ultimate energy efficiency (HHV basis) | N/A | 78 % | 78 % | HHV $CH_4$/HHV $H_2$ estimate from stoichiometry, cross validated with Moioli et al. (2019). |
| Approach to ultimate efficiency | N/A | 85 % | 75 % | Data for Optimistic scenario was estimated using publicly available TES data (115 $Mm^3$ produced vs 134 $Mm^3$ at 100% theoretical yields = 85%). Data for the Realistic scenario is based on optimistic comparison with other processes (i.e. methanol production). |
| Investment cost (% electrolyse) | *20 %* | 0 % | 0 % | There is no publicly available data to calculate the Sabatier reaction system cost. It was therefore assumed it is as perfect as possible, i.e. zero cost. |
| Operation & maintenance cost (% electrolyse) | *20 %* | 0 % | 0 % | Since we have assumed zero cost for the Sabatier capital equipment, we have similarly assumed zero cost to operate and maintain it. |
| **Primary feedstock** | | | | |
| Electricity cost | *0,05* $/kWh | 0,054 $/kWh | 0,07 $/kWh | Electricity Cost for « Optimistic scenario » based on an average price (Energy and Power) of Hydro-Quebec's Rate L for large industries.[63] The Costs for « realistic scenario » based on estimated median LCOE for wind + solar in Ontario for 2023, from Dunsky, 2022. Cost of Renewable Generation in Canada, Final report, prepared for Clean Energy Canada.[64], for the portion of the electricity which would come from the wind and solar portion of the project |
| $CO_2$ cost (does not include cost of transportation and storage) | *35 $*/t $CO_2$ | 30 $/t $CO_2$ | 50$ /t $CO_2$ | Estimate based on 2.1 MJ heat/kg $H_2$, from NRCan data for Shell Quest, which amounts to 8% of the energy in the hydrogen used, or $30/t $CO_2$ at 0,05$/kWh. TES also states in a Hydrogen Insight (2023) interview that the biogenic $CO_2$ of their US project could come from ethanol production. IISD estimated carbon capture cost by industry at ethanol plants would between 35$- 75$ t/$CO_2$.[65] A cost of 50$/t is therefore a reasonable, but only if there is no transport of $CO_2$ required, which would further increase cost. |

[62] https://doi.org/10.1016/j.rser.2019.03.022
[63] www.hydroquebec.com/business/customer-space/rates/rate-l-industrial-rate-large-power-customers-billing.html
[64] https://cleanenergycanada.org/wp-content/uploads/2023/01/RenewableCostForecasts_CleanEnergyCanada_Dunsky_2023_SlideDeck.pdf
[65] See Figure 2, IISD, 2023. Why the Cost of Carbon Capture and Storage Remains Persistently High, www.iisd.org/articles/deep-dive/why-carbon-capture-storage-cost-remains-high

**Table 4. Hypothèses clés pour l'estimation de l'efficacité globale de l'e-gaz pour différents usages finaux** *[en anglais seulement]*

Sources: HSC, 2024.

| Parameters | Value and units | Sources and assumption notes |
|---|---|---|
| **Heating building** | | |
| Boiler/furnace efficiency | 90% | Typical for low temperature, high efficiency gas heating appliances on an AFUE basis. |
| Gas transmission efficiency | 95% | GREET model for natural gas from well to gas meter, Source Argonne National Laboratories |
| Heat pump alternative coefficient of performance ( | 2.5 | Seasonal COP for air source heat pump, given that commercially available heat pumps have a COP of 2.2 even at -20°C. Source: Hitachi (2024)[66] |
| **Industry (200°C)** | | |
| High Temperature Heat Pump COP | 1.5 | Assumes that industrial heating can be provided electrically by pumping heat from heat rejection streams, cooling water etc. or via mechanical vapour recompression at an average coefficient of performance of 1.5, up to a maximum of 200°C |
| Boiler or Furnace Efficiency (AFUE) | 85% | Optimistic performance, HHV basis, for mid temperature fired boilers which cannot use the heat of condensation of the water of combustion produced when burning methane. |
| **Industry (200-1,500 °C)** | | |
| Resistance heating efficiency | 97% | Resistance electric heaters can produce heat to 1,500°C with an efficiency of nearly 100%. The only losses are grid losses and a minor loss in switchgear totaling 3%. |
| High temperature furnace efficiency | 80% | Optimistic performance of high temperature combustion equipment, HHV basis, if economizers (e.g., heat recovery steam generators, etc.) are installed to recover nearly all of the useful heat energy from hot flue gas, other than the heat of condensation. |

## Résultats

Quelle est l'efficacité énergétique globale de l'e-gaz par rapport à l'utilisation directe de l'électricité ? Ajouter une étape de transformation vers la production d'e-gaz pour l'injection dans le réseau de gaz ne fera qu'exacerber les pertes d'énergie. D'un point de vue scientifique, ce processus est une aberration énergétique, car il est contraire à la recherche d'efficacité dans la transformation de l'énergie entre différentes formes jusqu'à son utilisation finale.

### *Chauffage des bâtiments*

Selon nos estimations, l'utilisation de l'e-gaz pour le chauffage des bâtiments entraînerait une perte d'énergie globale comprise entre 57 % (optimiste) et 70 % (réaliste ; voir Figure 5), en raison des pertes à travers la chaîne de conversion de l'électricité en hydrogène, de l'hydrogène à l'e-gaz et de l'e-gaz à la production de chaleur. Comparé à une pompe à chaleur efficace, le chauffage d'un bâtiment avec de l'e-gaz nécessiterait environ 5,4 fois plus d'électricité dans le cas excessivement optimiste et 7,5 fois plus d'énergie dans le cas réaliste. Le coût pour fournir la même quantité de chaleur dans la maison varie entre 7 et 12 fois le coût, en supposant que l'électricité soit fournie à la maison au même prix utilisé pour produire l'e-méthane.

[66] www.hitachiaircon.com/ranges/heating

### *Processus industriel à basse température (200°C)*

L'utilisation de l'e-gaz pour les processus industriels à basse température entraînerait une perte d'énergie globale comprise entre 59 % (optimiste) et 70,5 % (réaliste ; voir Figure 6), en raison des pertes à travers la chaîne de conversion de l'électricité en hydrogène, de l'hydrogène à l'e-gaz et de l'e-gaz à la production de chaleur industrielle basse, en utilisant des fours ou des chaudières industriels à haute efficacité. L'utilisation de l'e-gaz pour les processus industriels à basse température, qui représentent la majorité des besoins en gaz dans le secteur industriel,[67] ce qui entraînerait une nécessité de 3,4 (optimiste) à 4,8 (réaliste) fois plus d'électricité et de 4,4 à 7,6 fois plus de coûts, pour être livré via l'e-gaz, par rapport à l'utilisation directe de l'électricité pour faire fonctionner la recompression mécanique de la vapeur ou le pompage de chaleur à haute température avec un coefficient de performance de 1,5.

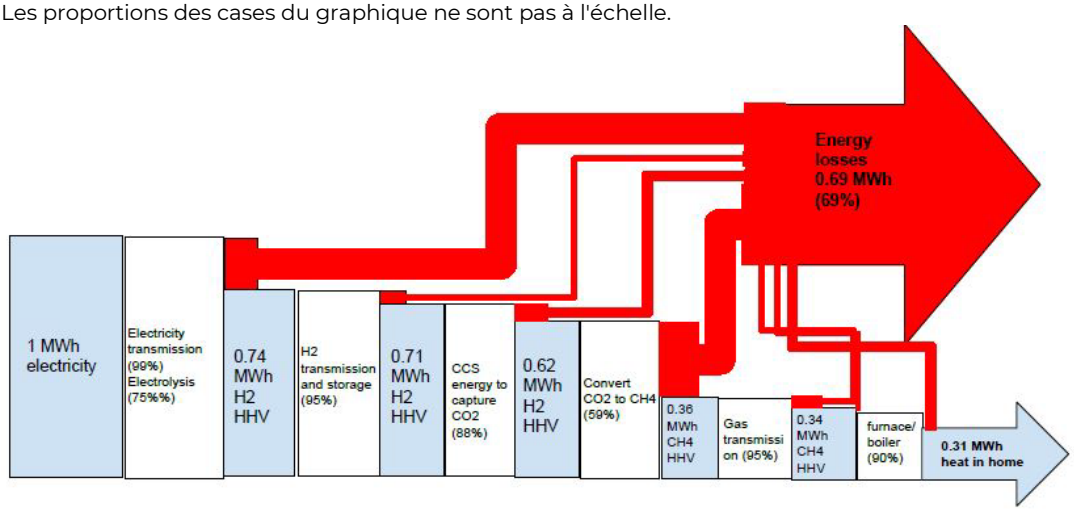
### *Processus industriel à haute température (200-1,500°C)*

L'utilisation de l'e-gaz pour les processus industriels à haute température entraînerait une perte d'énergie globale comprise entre 62 % (optimiste) et 73 % (réaliste ; voir Figure 7), en raison des pertes à travers la chaîne de conversion pour la production de chaleur industrielle à haute température. Pour calculer ces pertes, nous avons supposé un rendement de récupération de chaleur de 80 % sur une base de pouvoir calorifique supérieur (PCS), ce qui nécessite que des récupérateurs de chaleur à vapeur, des serpentins d'économiseur ou d'autres technologies soient utilisés pour récupérer presque toute la chaleur sortant du four sous forme de gaz de combustion à haute température à d'autres fins dans l'installation, ce qui n'est pas toujours possible ou économique. L'utilisation de l'e-gaz pour les processus industriels à haute température nécessiterait malgré nos hypothèses très optimistes concernant l'efficacité des équipements de chauffage au gaz à haute température, toujours 2,4 (optimiste) à 3,3 (réaliste) fois plus d'électricité et coûterait 3 à 5,2 fois plus cher, par rapport à l'utilisation de résistances chauffantes avec un rendement de 97 % pour fournir cette chaleur à la place.

[67] McMillan, C., Ruth, M., 2019. Using facility-level emissions data to estimate the technical potential of alternative thermal sources to meet industrial heat demand, *Applied Energy*, Vol. 239: 1077-1090, https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0306261919300807?via%3Dihub

## Figure 5. Chaîne d'efficacité énergétique pour l'e-gaz pour le chauffage des bâtiments au Québec – Scénario réaliste

Sources: Voir les tables 3a-b et 4.
Note : Les proportions des cases du graphique ne sont pas à l'échelle.




## Figure 6. Chaîne d'efficacité énergétique pour l'e-Gaz pour les processus industiels à basse température (200°C) au Québec –Scenario réaliste

Sources: Voir tables 3a-b et 4.
Note : Les proportions des cases du graphique ne sont pas à l'échelle.

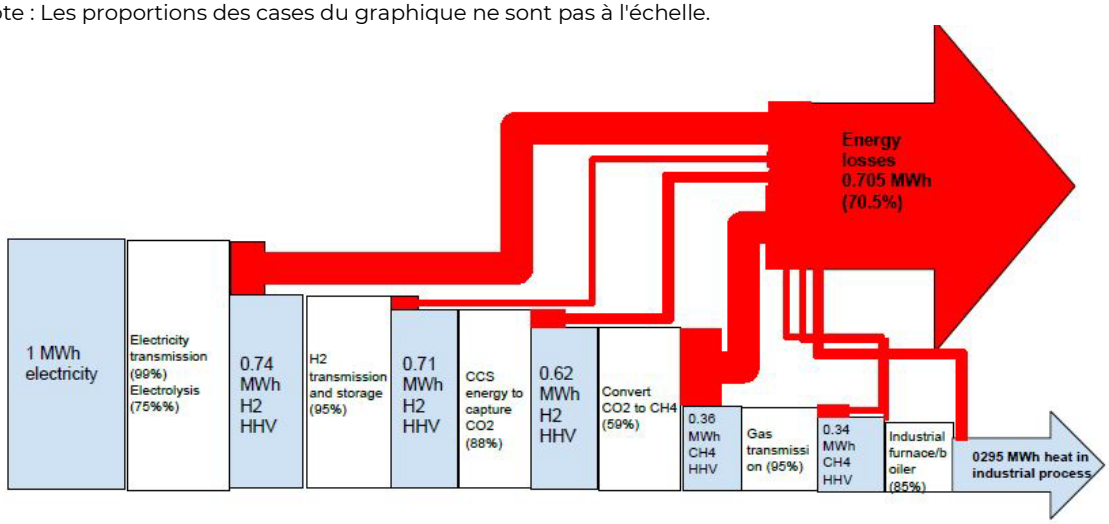
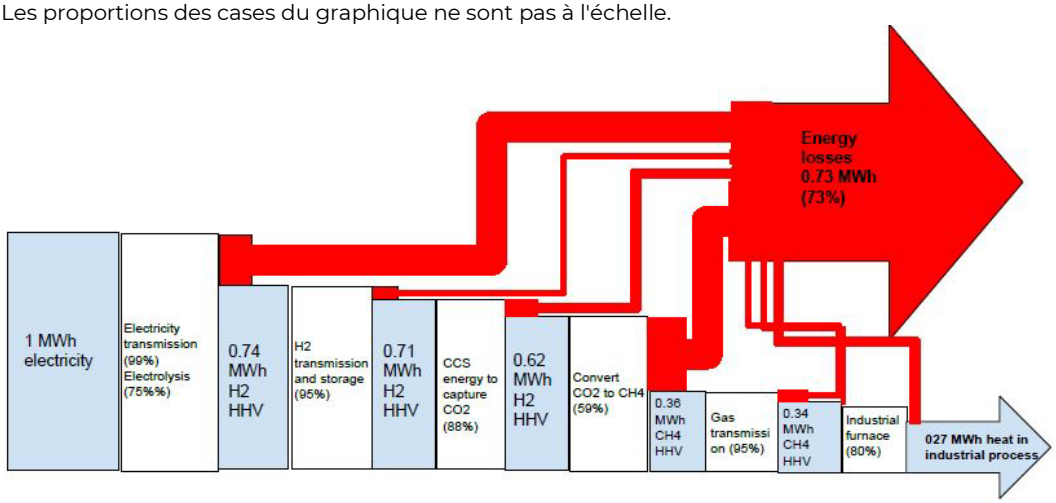


**Figure 7. Chaîne d'efficacité énergétique pour l'e-gaz pour les processus industriels à haute température *(200-1,500°C)* au Québec – Scénario réaliste**
Sources: Voir tables 3a-b et 4.
Note : Les proportions des cases du graphique ne sont pas à l'échelle.




### *À combien s'élèvera le coût de l'e-gaz?*

En raison des besoins élevés en électricité et des pertes d'énergie lors de sa production, l'e-gaz sera coûteux non seulement à produire, mais aussi à consommer. Selon nos estimations, le coût pourrait varier entre **40 $CA/GJ**, dans un scénario très optimiste, et **90 $CA/GJ** dans un scénario plus réaliste. En comparaison, le gaz naturel se vend actuellement autour de 3 à 7 $CA/GJ au Québec, tarification sur le carbone incluses, et le gaz naturel renouvelable autour de 20 à 25 $CA/GJ.

Au Québec, l'industrie représente plus de 60 % de la consommation de gaz naturel, mais seulement 40 % du chiffre d'affaires d'Énergir. Entre 2022 et 2023, la consommation volontaire de gaz naturel provenant de sources renouvelables (GSR) par les clients industriels a diminué de 49 %, passant de 46,5 $Mm^3$ à 23,6 $Mm^3$ (voir Tableau 1).[68] Comparativement aux autres types de clients, les clients industriels montrent le moins de progrès vers une augmentation volontaire de leur consommation de gaz naturel renouvelable. De plus, selon Énergir, il n'est « pas réaliste » d'imposer des obligations d'achat de GSR aux clients industriels en raison de « la compétitivité mondiale ».[69] Dans sa « Vision de décarbonation pour le secteur industriel » à l'horizon 2050, Énergir ne propose aucune cible, mesures contraignantes ou exigence pour l'achat de GSR dans ce secteur.[70]

Étant donné le coût élevé de l'e-gaz et les tendances à la baisse de la demande volontaire de GSR dans le secteur industriel, il n'est pas clair comment TES Canada peut affirmer que l'e-gaz serait exclusivement utilisé à des fins industrielles (voir Figure 1). Pour ce faire, TES devrait confirmer qu'un accord d'achat a été signé entre Énergir et des entreprises industrielles prêtes à payer un supplément pour les avantages environnementaux associés à la production d'e-gaz par rapport au gaz

[68] Énergir, 2024. Suivi trimestriel de la décision D-2023-022 sur la stratégie de commercialisation du GSR, *Mesures relatives à l'achat et la vente de gaz naturel renouvelable*, R-4008-2017, Régie de l'énergie, https://www.regie-energie.qc.ca/fr/participants/dossiers/R-4008-2017/doc/R-4008-2017-B-0993-Dem-Piece-2024_02_29.pdf
[69] Baril. H., 2024. Énergir pourra imposer le GNR à ses nouveaux clients, *La Presse*, www.lapresse.ca/affaires/entreprises/2024-01-30/energir-pourra-imposer-le-gnr-a-ses-nouveaux-clients.php
[70] Énergir, 2024. *Rapport sur la résilience climatique 2023*, p.27-30, https://energir.com/files/energir_common/Rapport-climat-2023-VF.pdf

conventionnel. Sinon, l'e-gaz sera également consommé pour le chauffage des bâtiments, ce qui n'est pas un secteur prioritaire étant donné que des options moins chères et plus efficaces sont disponibles pour leur décarbonisation. Dans ces circonstances, TES Canada pourrait ne pas répondre pleinement aux critères établis par le gouvernement pour autoriser les projets d'hydrogène, comme décrit précédemment.

### *Analyse de sensibilité*

Le coût estimé de l'e-gaz est basé sur des hypothèses conservatrices comme indiqué dans le Tableau 3. Le coût est particulièrement sensible au facteur de capacité supposé de l'électrolyseur et au coût de l'électricité alimentant le processus. Les Figures 8 et 9 examinent la sensibilité du coût de l'e-gaz lorsque chaque facteur est varié dans une plage qui pourrait être attendue dans les futurs projets d'e-gaz, tous les autres facteurs étant maintenus constants aux valeurs indiquées dans les tableaux 3a-b pour, soit le scénario très optimiste ou le scénario réaliste.

**Figure 8. Sensibilité de l'e-gaz au coût de l'électricité**
Source: HSC, 2024.

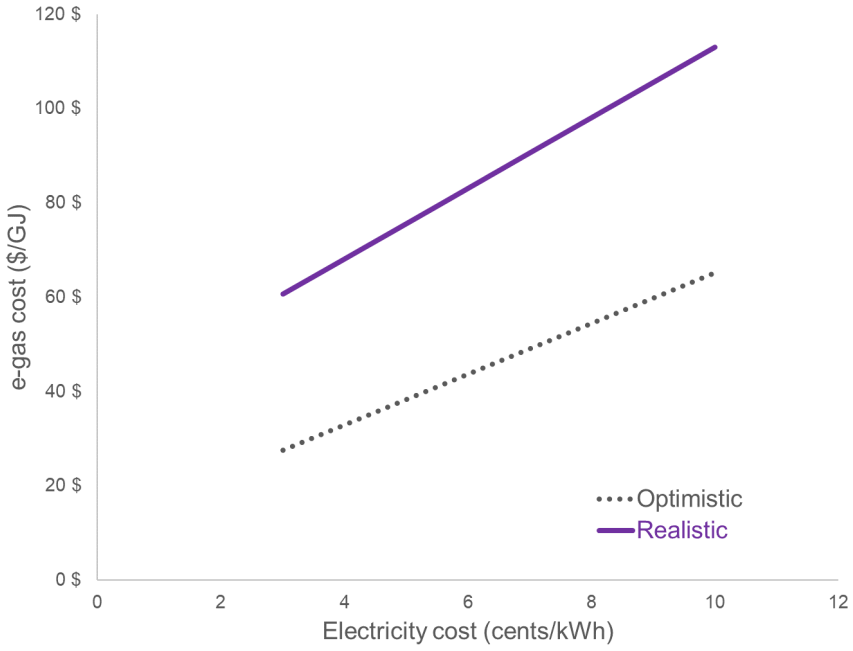
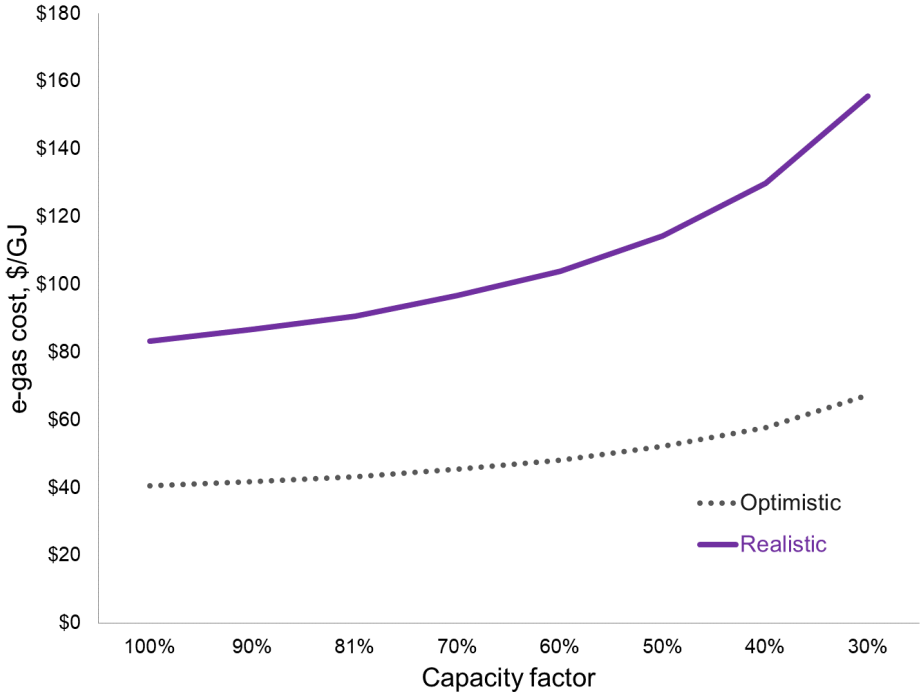


**Figure 9. Sensibilité du coût de l'e-gaz au facteur de capacité de l'électrolyseur**
Source: HSC, 2024.




La sensibilité du coût au facteur de capacité est sous-estimée dans les cas optimistes et réalistes, car à moins qu'une quantité significative de stockage d'hydrogène ne soit incluse dans le projet, le réacteur Sabatier devra également fonctionner à un facteur de capacité inférieur à 100%. Étant donné que nous avons supposé un coût nul pour le système de réacteur Sabatier en raison de l'absence de données fiables, l'impact réel du facteur de capacité sur le coût de l'e-gaz sera plus important que ce qui est montré dans la figure 8.

Notez que le facteur de capacité et le coût de l'électricité seront, dans une certaine mesure, inversement liés dans tous les projets impliquant des sources d'électricité renouvelable. Un facteur de capacité plus élevé implique de surdimensionner l'actif de génération d'électricité renouvelable par rapport à la demande maximale possible de l'électrolyseur en électricité. Le projet TES Canada, par exemple, utiliserait 1000 MW d'énergie éolienne terrestre et solaire à faible facteur de capacité, plus 150 MW d'hydroélectricité premium à haut facteur de capacité, pour alimenter un électrolyseur de 500 MW. Si le projet était contraint de fonctionner uniquement sur les 1000 MW d'énergie éolienne et solaire, sans les 150 MW d'hydroélectricité, le facteur de capacité de l'électrolyse chuterait à 60 %.

Si le réseau n'était pas disponible pour absorber l'excédent de 350 MW (ou 500 MW) de puissance lorsque les actifs éoliens et solaires fonctionnent à pleine capacité nominale, c'est-à-dire si le projet était « isolé » plutôt que connecté au réseau, le facteur de capacité de ces 1000 MW d'énergie éolienne et solaire chuterait encore davantage en raison de la réduction, d'un montant qui devrait être calculé en fonction des estimations horaires de la production des actifs éoliens et solaires réels installés dans l'emplacement particulier du projet au cours de l'année. **Le bloc de 150 MW**

**d'hydroélectricité (et la connexion au réseau électrique) est donc crucial à la faisabilité économique du projet.**

Cela soulève la question suivante : si le réseau local peut absorber l'excédent d'énergie éolienne et solaire sans avoir besoin de réduire la production d'électrolyseur, et donc de payer l'opérateur du projet pour l'opportunité perdue de produire et de vendre de l'e-gaz, ne serait-il pas plus simple et préférable pour le réseau d'ajouter directement des actifs éoliens et solaires ? Enfin, toute réduction de la capacité de l'électrolyseur pendant les périodes de pointe de la demande du réseau pourrait encore réduire son facteur de capacité, faisant ainsi augmenter le coût de chaque gigajoule d'e-gaz livré aux clients.

## Conclusion

Dans le cadre de ses consultations, TES Canada indique que son projet est « essentiel à la décarbonisation du Québec ».[71] Notre analyse, cependant, suggère que la chaîne de l'e-gaz promet d'être inefficace et coûteuse pour l'économie québécoise.

TES Canada affirme que « 4,4 millions de GJ d'e-gaz produits contribueraient à éliminer environ 325 000 $tCO_2$ par an ». Selon notre estimation, produire 4,4 millions de GJ d'e-gaz nécessiterait environ 8,8 millions de GJ d'électricité, sans tenir compte de la perte d'énergie lors du transport du gaz. Si 4,4 millions de GJ d'e-gaz remplaçaient 325 000 $tCO_2$/an de gaz naturel fossile, l'utilisation de 8,8 millions de GJ d'électricité dans des résistances chauffantes économiserait 650 000 $tCO_2$/an si ces résistances étaient utilisées pour remplacer des chaudières ou des fours à gaz. Les réductions d'émissions seraient encore plus importantes si l'électricité était alimentée dans des pompes à chaleur ou des unités de recompression mécanique de la vapeur, par exemple.

TES Canada affirme qu'« le projet ne prévoit pas la vente d'électricité de ses actifs renouvelables à Hydro-Québec[72] ». Cependant, compte tenu du bloc de 150 MW d'hydroélectricité avec un facteur de capacité de 100 %, et de 1 000 MW d'éolien et de solaire prévus avec un facteur de capacité peut-être de 30 % en composite (plus élevé pour la partie éolienne, plus bas pour la partie solaire), le projet pourrait générer 500 MW d'électricité en plus que ce que demande le projet, qui serait alors perdue. Par exemple, il y aura des moments en juillet, lorsque le soleil donne sa pleine puissance aux panneaux solaires à midi, et s'il y a aussi du vent, les éoliennes pourraient également fournir leur pleine puissance. À d'autres moments, il pourrait n'y avoir ni vent ni soleil (ex., lorsqu'il fait nuit), et la seule énergie disponible serait le bloc de 150 MW d'hydroélectricité.

Dans ces circonstances, si TES Canada ne vend pas son excédent d'électricité à Hydro-Québec, le coût par kilowattheure (kWh) pour le reste de leur électricité serait probablement plus élevé que dans notre scénario réaliste. Pour garantir la viabilité financière du projet, il semble plus probable que TES Canada vende de l'électricité à Hydro-Québec - pas seulement lorsque leur production est en excédent, mais aussi en réduisant la puissance d'entrée de leur électrolyseur à des prix plus élevés par kWh

[71] TES Canada, 2023. *TES présente le Projet Mauricie : Un projet essentiel pour la décarbonation du Québec grâce à l'hydrogène vert*, Press release, November 10 2023, https://projetmauricie.ca/tes-canada-presente-projet-mauricie/
[72] *Questions et réponses TES Canada - Projet Mauricie*, Questions [de citoyens] envoyées le 12 mars, réponses reçues le 21 mars 2024.

lors des périodes de pointe (fournissant ainsi un service de réponse à la demande au réseau). D'un point de vue commercial, cette stratégie pourrait fournir une part importante des revenus prévus et un moyen de compenser les coûts des interruptions.

L'hydrogène vert jouera un rôle dans la transition énergétique, mais pour que sa contribution à la décarbonisation soit optimale, les prémisses du projet de TES Canada doivent être transparents et appuyé par des preuves rendues publiques. Ce document de travail est une invitation aux décideurs à publier leurs données pour comparer les analyses.

**En plus du coût et de l'efficacité globale de l'e-gaz**, d'autres informations devraient être rendues publiques pour mieux comprendre le projet :

- **Quelles sont les principales hypothèses et données (ex., coût, courbe d'adoption de la technologie des camions à hydrogène, courbe d'achat de l'e-gaz par l'industrie) utilisées par TES Canada pour appuyer l'énoncée que le projet réduirait les émissions de $CO_2$ de 800 000 tonnes par an à partir de 2028**, dont 320 000 t $CO_2$ de réduction seraient associées à l'e-gaz dans l'industrie et le reste proviendrait de l'hydrogène utilisé comme e-carburant dans les camions lourds ?[73].
    - **Fournir une analyse de l'impact sur les réductions d'émissions de GES** si la production d'hydrogène et d'e-gaz prévue, ainsi que les utilisations finales, ne sont pas atteintes d'ici 2028. Le potentiel de réduction des GES devrait être basé sur le potentiel commercial maximal, qui tient compte des barrières du marché, et non seulement des potentiels technico-économiques.

- **Confirmer les volumes d'e-gaz soutenus par des contrats d'achat signés** entre Énergir et des clients industriels pour étayer l'affirmation selon laquelle l'e-gaz ne sera utilisé que par des utilisateurs finaux industriels (Figure 1).
    - **L'Association des consommateurs industriels de gaz[74]** a-t-elle confirmé à TES Canada son intérêt à acheter de l'e-gaz ?
    - **Expliquer ce qui se passerait avec les volumes d'e-gaz s'ils ne sont pas achetés par des clients industriels au Québec.** L'e-gaz pourrait-il être utilisé par d'autres utilisateurs finaux? Entre 2022 et 2023, le volume de la demande volontaire de gaz naturel renouvelable (GNR) chez les clients industriels d'Énergir a diminué de 49 % (voir Tableau 1).

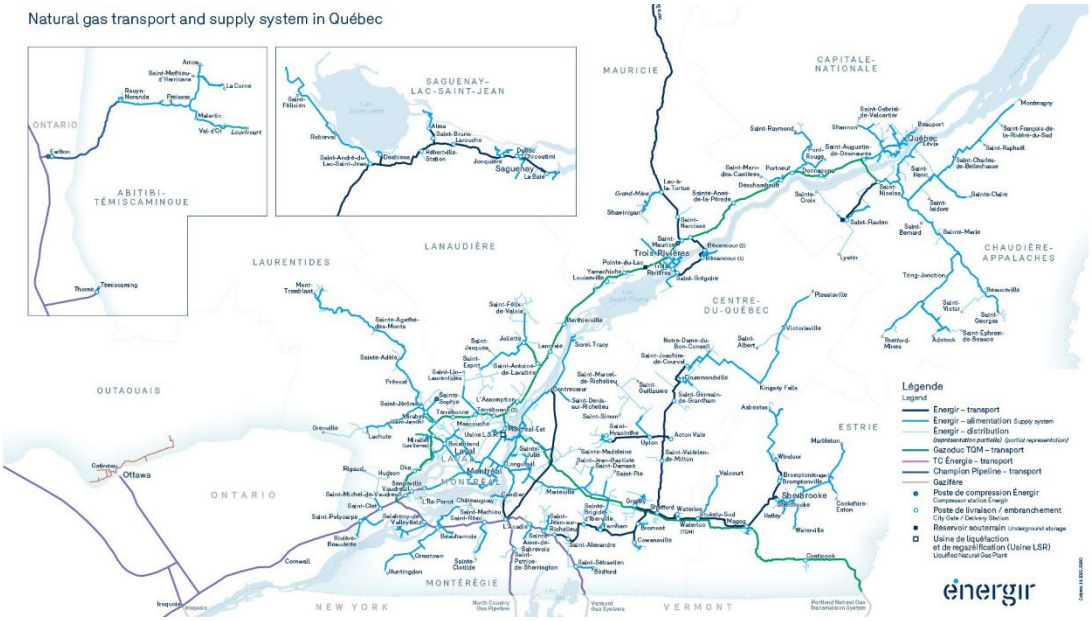
- **TES Canada a-t-elle envisagé, dans le cadre de son modèle d'affaires, la possibilité d'exporter** sa production d'e-gaz, ou d'autres dérivés d'hydrogène, à l'avenir dans le cadre de son modèle d'affaires Green Cycle ?

- **TES Canada affirme que le projet est économiquement viable pour l'entreprise, sans subventions publiques.** Cependant, elle ne mentionne pas si le projet a

[73] TES Canada, 2024. *Projet Mauricie - Une initiative de TES Canada*, PPT presentation, December 7 2023, https://mcusercontent.com/e6312cb60ed6f15721a2219e6/files/170e7498-31ba-a001-489c-2ebc7720a526/TES_Canada_Ecrans_consultations_20231207.pdf
[74] ACIG, 2024. Association des consommateurs industriels de gaz, web site, https://igua.ca/fr

l'intention de bénéficier d'autres incitatifs offerts par les gouvernements fédéral, municipal ou québécois (ex., avantages fiscaux, crédits d'impôt, création d'unités de conformité (UC) dans le cadre du Règlement sur les carburants propres du Canada, tarif L préférentiel), des investissements d'organisations publiques (par ex. CDPQ, IQ, CBD), subventions sous le Programme de soutien à la production de gaz naturel renouvelable. Elle déclare qu'elle participera aux programmes de réponse à la demande d'Hydro-Québec.

- **Quels autres incitatifs ou avantages gouvernementaux ou publics TES Canada envisage-t-elle d'utiliser pour soutenir la viabilité économique de sa chaîne de valeur ?**
- **Quel pourcentage du revenu total est-il prévu de générer grâce à la participation du projet au programme de réponse à la demande d'Hydro-Québec ou à la possibilité de vendre de l'électricité à d'autres entreprises via des contrats d'achat d'électricité (PPA) ?**
- Étant donné le rôle central à la fois du bloc de 150 MW et de sa connexion au réseau dans la faisabilité économique du projet, **TES Canada prévoit-il de demander un approvisionnement électrique supplémentaire à Hydro-Québec, au-delà du bloc de 150 MW, pour soutenir son projet**

# ANNEXE 1 | Réseau de gaz naturel au Québec

Source : Énergir, 2024. https://colpron.com/energir/