

Commentaires concernant le projet de *Règlement modifiant le Règlement sur la quantité de gaz naturel renouvelable devant être livrée par un distributeur*

Johanne Whitmore, chercheuse principale, Chaire de gestion du secteur de l'énergie, HEC Montréal | johanne.whitmore@hec.ca

1 août 2022

En lien avec la consultation sur le Projet de règlement modifiant le *Règlement concernant la quantité de gaz naturel renouvelable devant être livrée par un distributeur*¹ (Règlement), vous trouverez, ci-dessous, des commentaires et recommandations afin que l'injection de l'hydrogène dans le réseau gazier soit mieux cadrée et que le Règlement soit cohérent avec la *Stratégie québécoise sur l'hydrogène vert et les bioénergies* – qui vise à maximiser le potentiel de décarbonation de l'hydrogène.

Introduction

Dans Le Plan pour une économie verte, il est indiqué que le gouvernement « compte porter à 10 % le volume minimal de gaz naturel renouvelable injecté dans le réseau de gaz naturel à l'horizon 2030² ». Cet engagement est réitéré dans le Plan de mise en œuvre 2022-2027 (PMO), avec l'action « 2.1.1.5 - Rehausser les exigences réglementaires concernant l'injection dans le réseau gazier d'un minimum de gaz naturel renouvelable³ ». Finalement, dans l'appel à consultation envoyé par Josée Robitaille de la part de Xavier Brosseau du ministère de l'Énergie et des Ressources naturelles (MERN), le 29 juin 2022, il est indiqué par courriel que le « projet de Règlement s'inscrit dans les orientations du Plan pour une économie verte (PEV 2030) qui vise notamment à augmenter à 10 % l'exigence d'injection de gaz naturel renouvelable [GNR] dans le réseau gazier à l'horizon 2030 ».

Or, le projet de Règlement propose de remplacer « gaz naturel renouvelable » par « gaz de source renouvelable » (p.3491), afin que la cible de 10 % de volume minimal de GNR injecté dans le réseau gazier, comme prévu par le PEV et le PMO, puisse inclure de l'hydrogène « de source renouvelable ».

Il est souhaitable d'augmenter la cible de GNR dans le réseau gazier – qui, actuellement, n'est que de 5 % d'ici 2025. L'enjeu est l'inclusion de l'hydrogène pour l'atteinte de la cible de 10 % et le remplacement de « gaz naturel renouvelable » par « gaz naturel de source renouvelable » (GSR).

¹ Gazette officielle du Québec, le 22 juin 2022:

<http://www2.publicationsduquebec.gouv.qc.ca/dynamicSearch/telecharge.php?type=1&file=77574.pdf>

² Gouvernement du Québec, 2020. *Plan pour une économie verte 2030*, p.8 et 73, <https://cdn-contenu.quebec.ca/cdn-contenu/adm/min/environnement/publications-adm/plan-economie-verte/plan-economie-verte-2030.pdf?1653502403>

³ Gouvernement du Québec, 2022. *Plan de mise en œuvre 2022-2027*, p.54, <https://cdn-contenu.quebec.ca/cdn-contenu/adm/min/environnement/publications-adm/plan-economie-verte/plan-mise-oeuvre-2022-2027.pdf?1652278896>

RECOMMANDATION 1. LE PROJET DE RÈGLEMENT DOIT S'APPUYER SUR LA SCIENCE DE MANIÈRE À RENDRE COMPTE DES DIFFÉRENTES PROPRIÉTÉS, IMPACTS ET LIMITES DE L'INJECTION DE L'HYDROGÈNE DANS LE RÉSEAU GAZIER PAR RAPPORT AU GNR. LE RÈGLEMENT DOIT EXIGER DES DISTRIBUTEURS UN SUIVI RIGOUREUX ET UN RAPPORT ANNUEL PUBLIC DES FUITES D'HYDROGÈNE, COMME IL SE FAIT POUR LE MÉTHANE.

L'hydrogène et le GNR ne sont pas équivalents (ex., propriété physique, densité énergétique, volume, économique, fuite d'émission ou sécuritaire). Le gouvernement s'est également fixé pour objectif d'atteindre la carboneutralité en 2050. Pour respecter cet objectif, le volume minimal de GSR sera appelé à augmenter après 2030 et l'hydrogène pourrait remplacer une plus grande part de gaz naturel consommé au Québec. Le Règlement doit au minimal rendre compte de ces différences - par exemple, contrairement au GNR, l'hydrogène a des propriétés corrosives plus importantes sur le réseau gazier après plus de 10-20 %, ainsi qu'avoir des implications pour l'adaptation des infrastructures et équipements finaux qui utilisent le gaz naturel. Cette limite devrait être reconnue dans le projet de Règlement.

Plus notable est le constat scientifique récent que l'hydrogène, dont la molécule est plus petite que celle du méthane et connue pour fuir facilement dans l'atmosphère, aurait un potentiel de réchauffement climatique deux à six fois plus élevé que ce que l'on pensait auparavant^{4,5}. Selon les chercheurs, la quantité totale d'émissions (ex., fuites, ventilation et purge) provenant des systèmes d'hydrogène existants est inconnue. Le règlement doit donc exiger que les distributeurs assurent un suivi rigoureux des émissions fugitives d'hydrogène, et que celles-ci soient rendues publiques annuellement, avec la possibilité de vérification indépendante par une tierce partie.

RECOMMANDATION 2. LE PROJET DE RÈGLEMENT DEVRAIT ÊTRE COHÉRENT AVEC LA STRATÉGIE QUÉBÉCOISE SUR L'HYDROGÈNE VERT ET LES BIOÉNERGIES 2030 (p.29-30)

Lorsqu'injecter dans le réseau gazier, l'hydrogène est principalement utilisé pour le chauffage de bâtiments. Or, 18 études indépendantes réalisées depuis 2019 - notamment par le GIEC, le Potsdam Institute, l'AIE, l'IRENA et McKinsey – concluent que l'hydrogène ne jouera pas un rôle majeur dans le chauffage des bâtiments⁶, car cette utilisation est trop coûteuse et inefficace par rapport à d'autres solutions de décarbonation (ex., amélioration de l'efficacité énergétique de bâtiments, installation de thermopompe). Selon le Dr. Jan Rosenow, directeur du programme européen du *Regulatory Assistance Project*, « l'impact sur l'environnement est également important, car pour fournir une unité de chaleur avec de l'hydrogène [vert], il faut cinq à six fois plus d'électricité renouvelable qu'avec une pompe à chaleur. Cela signifie cinq à six fois plus de capacité de production⁷ ».

⁴ Ocko, I., Hamburg, S., 2022. Climate consequences of hydrogen emissions, *Atmospheric Chemistry and Physics*, 22, 9349–9368, <https://doi.org/10.5194/acp-22-9349-2022>

⁵ Energy Mix, 2022. *Hydrogen Leaks Could Make Climate Change Worse, Scientists Warn*, article publié le 5 juin 2022, <https://www.theenergymix.com/2022/06/05/hydrogen-leaks-could-make-climate-change-worse-scientists-warn/>

⁶ Rosenow, J., 2022. *18 independent studies on the role of hydrogen for heating building*, PDF sur LinkedIn, https://www.linkedin.com/posts/janrosenow_18-hydrogen-heating-studies-activity-6943528295690846208-kRs6?utm_source=linkedin_share&utm_medium=member_desktop_web

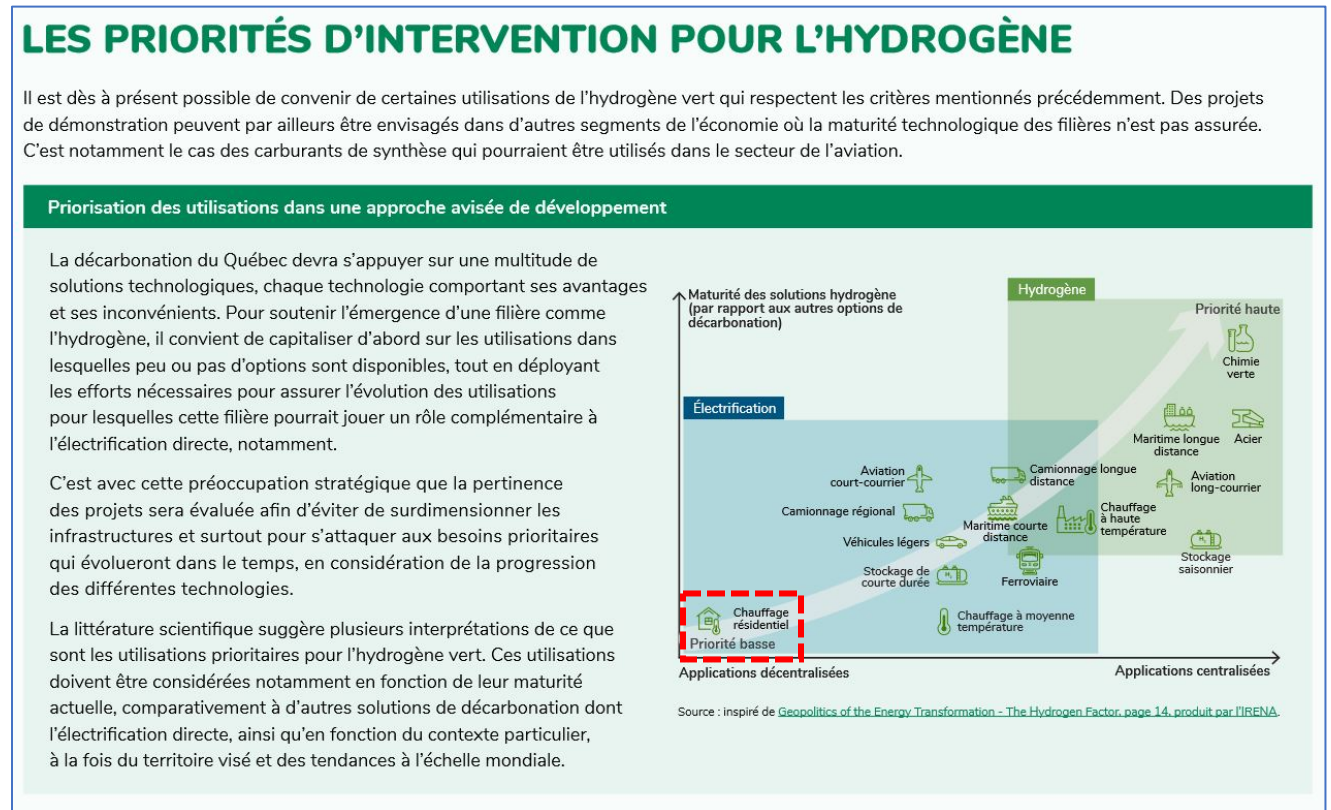
⁷ Collins, L., 2022. *Revealed | What 18 independent studies all concluded about the use of hydrogen for heating*, RECHARGED, article publié le 19 juin 2022, <https://www.rechargenews.com/energy-transition/revealed-what-18-independent-studies-all-concluded-about-the-use-of-hydrogen-for-heating/2-1-1240962>

La *Stratégie québécoise sur l'hydrogène vert et les bioénergies 2030* indique que l'utilisation de l'hydrogène pour le chauffage est une « priorité basse⁸ » (voir encadré rouge dans le graphique 1). Or, le Projet de règlement ne fait actuellement aucunement référence à la Stratégie. Même dans les choix des projets à prioriser pour la production et l'utilisation de l'hydrogène vert, le gouvernement indique comme premier critère qu'il considèrera la « pertinence du projet par rapport à l'électrification directe, soutenue par une vision sans regrets afin de prioriser les utilisations dans une approche avisée », ainsi que la « contribution en matière de transition énergétique et de réduction des émissions de GES sur le territoire québécois pouvant découler de ces projets » et « l'effet structurant du projet sur la chaîne de valeur » (p.29).

Il semble donc y avoir une incohérence entre le Règlement proposé et la Stratégie.

Graphique 1. Priorités d'intervention pour l'hydrogène du gouvernement québécois à l'horizon 2030

Source : IRENA; modifié par le MERN. Tiré de la *Stratégie québécoise sur l'hydrogène vert et les bioénergies 2030* (p. 30)



⁸ Gouvernement du Québec, 2022. *Stratégie québécoise sur l'hydrogène vert et les bioénergies 2030*, MERN, p.30, <https://cdn-contenu.quebec.ca/cdn-contenu/ressources-naturelles/Documents/Energie/Strategie-hydrogene-vert-bioenergies-version-ecran-MERN.pdf?1653507399>

RECOMMANDATION 3. DANS LA MESURE QUE LE VOLUME MINIMAL DE GSR SERA APPELÉ À CROÎTRE, IL SERA UTILE DE REVOIR LE TAUX D'HYDROGÈNE DANS LE RÉSEAU GAZIER AFIN QUE SON POTENTIEL DE DÉCARBONATION SOIT OPTIMAL COMPARATIVEMENT À D'AUTRES USAGES, TEL PROPOSÉ DANS LA *STRATÉGIE QUÉBÉCOISE SUR L'HYDROGÈNE VERT ET LES BIOÉNERGIES 2030*

La Stratégie reconnaît que « pour soutenir l'émergence d'une filière comme l'hydrogène, il convient de capitaliser d'abord sur les utilisations dans lesquelles peu ou pas d'options sont disponibles, tout en déployant les efforts nécessaires pour assurer l'évolution des utilisations pour lesquelles cette filière pourrait jouer un rôle complémentaire à l'électrification directe » (p.30).

De nombreuses études soulignent qu'il faut veiller à maximiser l'exploitation des carburants à base d'hydrogène vert en misant sur les secteurs « sans regret⁹ », c'est-à-dire ceux qui ne se prêtent pas facilement à une utilisation directe de l'électricité¹⁰, comme les industries à forte intensité énergétique (ex., sidérurgie, aluminerie, cimenterie), les engrais et le secteur maritime.

Selon une étude du *Fraunhofer Institute for Energy Economics*, les initiatives des distributeurs de gaz naturel et des gouvernements visant à ajouter jusqu'à 20 % d'hydrogène vert au réseau gazier seraient coûteuses, source de gaspillage et réduiraient les émissions dans une mesure bien moindre que les autres utilisations de cet hydrogène. Les auteurs concluent qu'« injecter [de l'hydrogène dans le réseau gazier], même à de faibles pourcentages, constitue une voie sous-optimale pour le déploiement de l'hydrogène et doit être évité¹¹ ».

L'étude conclut (traduction libre):

- *L'injection d'hydrogène vert dans le réseau gazier, sans discernement, risque de « gaspiller » l'hydrogène en le déployant dans des secteurs comme le chauffage, où des solutions plus efficaces plus efficaces et plus rentables, comme l'électrification directe par pompe à chaleur. L'analyse montre qu'un objectif d'injection de 5 % dans le cadre du scénario UE 2030 nécessiterait environ 50 TWh d'hydrogène.*
- *L'inclusion d'hydrogène vert dans le réseau gazier n'offre que des économies de GES correspondant à la quantité de gaz naturel remplacée. En revanche, l'utilisation directe de 50 TWh d'hydrogène permettrait de réduire les émissions de 3 Mt éq. CO₂ supplémentaire (soit, 30 % de plus), comparativement à seulement 10 Mt à partir d'injection d'hydrogène.*
- *Les mesures d'adaptation pour l'inclusion d'hydrogène dans le réseau augmenteront les coûts pour les utilisateurs finaux (jusqu'à 43 % pour les utilisateurs finaux industriels et jusqu'à 16 % pour les ménages à un niveau de mélange de 20 % en volume). Les*

⁹ Ueckerdt, F., et cie. (2021), Potential and risks of hydrogen-based e-fuels in climate change mitigation, *Nature Climate Change*, <https://dx.doi.org/10.1038/s41558-021-01032-7>

¹⁰ Collins, L., 2022. IPCC report | 'Clean hydrogen needed for net zero, but only where green electric solutions not feasible', *RECHARGE*, article publié le 6 avril 2022, <https://www.rechargenews.com/energy-transition/ipcc-report-clean-hydrogen-needed-for-net-zero-but-only-where-green-electric-solutions-not-feasible/2-1-1197644>

¹¹ Bard, J., et cie., 2022. *The limiting of hydrogen blending in the European Gas Grid – A study on the use, limitations and cost of hydrogen blending in the European gas grid at the transport and distribution level*, Fraunhofer IEE, prepared for the European Climate Foundation, https://www.iee.fraunhofer.de/content/dam/iee/energiesystemtechnik/en/documents/Studies-Reports/FINAL_FraunhoferIEE_ShortStudy_H2_Blending_EU_ECF_Jan22.pdf

augmentations actuelles des coûts du gaz montrent à quel point ce facteur est un enjeu politique.

- *Par conséquent, le mélange, même à de faibles pourcentages, constitue une voie sous-optimale pour le déploiement de l'hydrogène et devrait être évité au profit d'instruments politiques permettant de fournir de l'hydrogène à des secteurs prioritaires [« sans regret »]. Cela permettrait d'éviter les risques d'immobilisation, de générer des économies de GES plus importantes pour les investissements réalisés et d'éviter que des coûts supplémentaires soient imposés à tous les consommateurs de gaz.*

L'IRENA, qui appuie le développement de la filière de l'hydrogène vert, souligne également dans une étude que l'injection d'hydrogène dans le réseau ne mènerait qu'à des retombées limitées en termes de réduction d'émissions de GES. À titre d'exemple, l'étude souligne qu'un taux de « 20 % d'hydrogène dans le réseau ne représenterait qu'environ 7 % en termes d'énergie (en raison de la différence de masse moléculaire), ce qui signifie que le mélange ne permettrait, au mieux, qu'une réduction de 7 % des émissions de GES¹² ».

Pour maximiser le potentiel de décarbonation de l'hydrogène, il faut donc cibler des utilisations – principalement industrielles – qui ont peu d'options pour réduire leurs émissions. Investir dans la production d'hydrogène pour injection dans le réseau gazier, revient à une utilisation inefficace du FECC.

Conclusion

Le gouvernement du Québec reconnaît l'hydrogène comme un élément stratégique pour l'atteinte des objectifs du PEV 2030. Les études scientifiques montrent que l'hydrogène pourra jouer un rôle important dans certains secteurs difficiles à décarboner, tels que la production d'engrais, de ciment et d'acier. Or, plusieurs études indépendantes montrent que l'injection de l'hydrogène dans le réseau gazier pour décarboner le chauffage de bâtiments est une utilisation sous-optimale de la ressource du fait qu'il existe des options plus efficaces et rentables. Le gouvernement gagnerait donc à mieux circonscrire l'inclusion de l'hydrogène dans son Règlement afin de rendre compte des enjeux techniques, économiques et environnementaux soulevés dans ce mémoire.

¹² Collins, L., 2022. Hydrogen blending in gas grid would lead to 'limited CO2 benefits and a large increase in energy costs': Irena, RECHARGE, article publié le 5 mai 2022, <https://www.rechargenews.com/energy-transition/hydrogen-blending-in-gas-grid-would-lead-to-limited-co2-benefits-and-a-large-increase-in-energy-costs-irena/2-1-1213821>