



RNG COALITION

1017 L Street
Sacramento, CA
États-Unis
95814

23 septembre 2026

Par dépôt électronique auprès de la Régie de l'énergie

Objet : Dossier R-4353-2026 – Règlement concernant le gaz de source renouvelable

The Coalition for Renewable Natural Gas, Inc. (faisant affaire sous le nom de « RNG COALITION ») remercie la Régie de l'énergie (la « Régie ») de l'occasion qui lui est donnée de participer à la consultation publique amorcée à la suite de la demande du ministre de l'Économie, de l'Innovation et de l'Énergie (le « Ministre ») visant à obtenir un *avis sur les mesures réglementaires qui pourraient être mises en place pour atténuer les impacts tarifaires pour les consommateurs tout en maximisant le développement et l'utilisation du gaz naturel renouvelable produit au Québec*, dans le cadre du dossier R-4353-2026.

La RNG COALITION a déjà présenté des commentaires écrits sur le projet de *Règlement modifiant le Règlement concernant le gaz de source renouvelable* du ministère de l'Économie, de l'Innovation et de l'Énergie (le « MEIE »), publié à la *Gazette officielle du Québec* le 20 mai 2026.

Dans les commentaires qui suivent, la RNG COALITION recommande :

1. **Maintenir, jusqu'en 2030, la progression des exigences de livraison de gaz de source renouvelable (GSR) prévue au *Règlement concernant le gaz de source renouvelable* (RLRQ, c. R-6.01, r. 3.01) (le « RGSR »), et établir une nouvelle progression pour la période 2030-2035;**

2. Préserver la capacité des distributeurs et des consommateurs d'accéder à l'approvisionnement en gaz naturel renouvelable (GNR) au plus bas coût, sans égard au pays ou à la région d'origine, et maintenir l'intégrité du marché existant en respectant les obligations des distributeurs à l'égard des volumes déjà contractés;
3. Appuyer les investissements futurs dans la capacité de production du Québec au moyen de mesures éprouvées comme le *Programme de soutien à la production de gaz naturel renouvelable* (PSPGNR), en s'en servant pour favoriser l'efficacité et réduire les coûts;
4. Utiliser les revenus tirés des unités de conformité (UC) créées en vertu du *Règlement sur les combustibles propres* (RCP) fédéral pour compenser les coûts supplémentaires du GSR et réduire les frais de socialisation, conformément à l'approche retenue par la Régie dans la décision D-2026-059¹.

Vous trouverez ci-joint le mémoire de la RNG COALITION, présenté au nom de ses membres, en réponse aux objectifs énoncés par le Ministre dans sa lettre du 14 juillet 2026², puis par la Régie dans la pièce A-0006. Pour toute question ou tout renseignement complémentaire, n'hésitez pas à communiquer avec le soussigné. Nous vous remercions de votre attention et de votre engagement soutenu envers l'industrie du gaz naturel renouvelable.

Veuillez agréer l'expression de nos salutations distinguées.



Alexander Ripley

Gestionnaire, Affaires gouvernementales – Canada

RNG COALITION

alex@rngcoalition.com | 916.588.3033 | Mon bureau se trouve à Toronto.

¹ Régie de l'énergie, décision D-2026-059, dossier R-4320-2025 (17 juin 2026), en ligne : https://www.regie-energie.qc.ca/fr/participants/dossiers/R-4320-2025/doc/R-4320-2025-A-0070-Dec-Dec-2026_06_17.pdf [D-2026-059].

² Dossier R-4353-2026, pièce B-0001.

Table des matières

- 1.0 À propos de la RNG COALITION
- 2.0 Industrie québécoise du GNR : offre et demande
 - 2.1 Offre
 - 2.2 Demande
- 3.0 Progression optimale et prévisible des exigences de livraison de GSR
- 4.0 Réduction des coûts
- 5.0 Réduire la dépendance aux importations par le soutien aux projets
- 6.0 Optimiser l'utilisation des attributs du GNR
- 7.0 Conclusion

1.0 À propos de la RNG COALITION

La RNG COALITION est l'association professionnelle de l'industrie du gaz naturel renouvelable (GNR) en Amérique du Nord. Fondée en Californie en 2011, elle est active partout au Canada et aux États-Unis. Ses membres, diversifiés, comprennent des centaines d'entreprises de premier plan de l'ensemble de la chaîne d'approvisionnement du GNR — notamment Enbridge Inc. et sa filiale Enbridge Gaz Québec (EGQ), GFL, TC Énergie et Waga Energy Canada, dont le siège social est situé à Shawinigan. Nous militons pour le développement, le déploiement et l'utilisation durables du gaz renouvelable, afin que les générations actuelles et futures aient accès à des sources d'énergie durables au Canada, au Québec et partout dans le monde.

2.0 Industrie québécoise du GNR : offre et demande

2.1 Offre

Le Québec a accueilli le premier projet de GNR au Canada³, et son secteur du GNR demeure le plus important au pays, représentant bien plus de la moitié de la production nationale (selon les données internes de la RNG COALITION). Les treize projets de GNR actuellement en exploitation dans la province ont une capacité combinée de 6,135 millions de GJ par année. La mise en service des projets en construction et planifiés porterait cette capacité à 12,383 millions de GJ par année, soit environ 30 % de plus que l'ensemble de la production canadienne en 2026. Le développement de ce secteur a permis des investissements de plus d'un demi-milliard de dollars dans des collectivités de partout au Québec, les emplois et les retombées profitant notamment aux milieux ruraux et aux petites municipalités⁴.

Ce n'est pas un hasard : nous saluons le leadership dont le Québec fait preuve depuis de nombreuses années pour soutenir la croissance de l'industrie du GNR. En offrant un soutien aux projets par l'intermédiaire du PSPGNR et une certitude quant aux débouchés sous la forme d'obligations de livraison imposées aux distributeurs, le Québec a créé les conditions permettant l'émergence et l'essor d'un secteur du GNR robuste. L'obligation actuelle de 10 % de GSR d'ici 2030, établie par les modifications apportées au RGSR en 2022, constitue l'obligation contraignante la plus ambitieuse en Amérique du Nord et témoigne du rôle de chef de file que joue le Québec dans la transition énergétique. Il est dans l'intérêt de l'ensemble des Québécoises et des Québécois de poursuivre sur cette lancée.

Nous reconnaissons, comme l'a souligné M. Marcoux et comme d'autres ne manqueront pas de le faire, que la majeure partie de la production québécoise de GNR est exportée vers les États-Unis, principalement pour la conformité à des programmes comme le Renewable Fuel Standard (RFS) fédéral américain et le Low Carbon Fuel Standard (LCFS) de la Californie. De même, les distributeurs québécois importent la majorité des volumes utilisés pour se conformer aux obligations de livraison de la province⁵. Selon nous, il s'agit simplement du libre jeu du marché : les distributeurs réglementés se sont acquittés de leur responsabilité de

³ Régie de l'énergie du Canada, *Market Snapshot: Two Decades of Growth in Renewable Natural Gas in Canada* (2023), en ligne : <https://www.cer-rec.gc.ca/en/data-analysis/energy-markets/market-snapshots/2023/market-snapshot-two-decades-growth-renewable-natural-gas-canada.html>.

⁴ Aiseo Conseil, *Étude de retombées économiques du gaz naturel renouvelable au Québec*, rapport final préparé pour Énergir (mars 2026), en ligne : https://energir.com/files/energir_common/import/Fichiers/Corporatifs/GNR/gnr_etude_economique_2026.pdf [Aiseo].

⁵ Aiseo, p. 15, 16 et 40.

s'approvisionner au moindre coût, ce qui s'est généralement traduit par un recours accru aux importations. Deux conclusions s'imposent. Premièrement, le recours des distributeurs québécois au GNR importé ne semble pas avoir compromis le développement d'un secteur local de production de GNR. Deuxièmement, l'équilibre entre la maîtrise des coûts et le soutien à l'approvisionnement local devrait être au cœur des réflexions de la Régie au cours des prochains mois.

C'est pourquoi la RNG COALITION reconnaît l'importance d'atténuer les impacts financiers pour les consommateurs dans le contexte actuel d'abordabilité et de conjoncture macroéconomique, comme nous l'exposons dans les sections suivantes. Nous sommes également conscients des préoccupations des industries fortement émettrices et exposées au commerce.

2.2 Demande

Le volume de GNR livré au Québec a considérablement augmenté depuis que la province a instauré une obligation de livraison en 2019. Les avantages de la production locale de GNR dépassent largement le secteur énergétique : l'agriculture en tire un sous-produit utile, le digestat, et les municipalités réduisent leurs coûts de gestion des matières résiduelles et d'enfouissement en détournant la matière organique. Sur le plan environnemental, la production de GNR soutient l'économie circulaire et les objectifs de décarbonation du Québec — particulièrement pour le transport lourd et l'industrie, difficiles à électrifier — et l'on estime que le volume livré au réseau d'Énergir en 2024 a permis d'éviter 37,8 kilotonnes d'émissions en équivalent CO₂ par rapport au gaz naturel d'origine fossile qu'il remplace. Pour une province qui dépend par ailleurs des importations de gaz, il s'agit également d'une bonne nouvelle sur le plan de la sécurité énergétique.

Au cours des neuf dernières années tarifaires (se terminant en septembre 2025), la demande totale de gaz naturel au Québec a augmenté de 6,8 %. Cette croissance s'explique principalement par des hausses modestes mais constantes de la consommation industrielle⁶, d'environ 2,2 % par année en moyenne. Les 4,85 millions de GJ de GNR livrés par EGQ et Énergir au cours de l'année tarifaire 2024 ont comblé plus du tiers de la croissance de la demande de gaz naturel au Québec entre 2016 et 2024. Avec le passage de l'obligation de livraison à 5 % le 1er octobre 2025, il est possible que toute la demande additionnelle de l'année tarifaire en cours (au-delà du niveau de référence de 2016) soit désormais comblée par du GNR. Il s'agit d'un

⁶ Statistique Canada, tableau 25-10-0086-01, *Approvisionnement et utilisation de gaz naturel, mensuelles (x 1 000)*, en ligne : https://www150.statcan.gc.ca/t1/tbl1/fr/cv.action?pid=2510008601&request_locale=fr; calculs de la RNG COALITION.

verdissement important, et non marginal, du réseau gazier, qui ne se produirait pas sans une obligation réglementaire de livraison de GNR.

L'évolution de la demande de gaz au Québec n'est pas uniforme, la demande industrielle représentant l'essentiel de la croissance du réseau au cours de la dernière décennie. Le taux de croissance annuel composé de la consommation résidentielle sur la même période (2016-2025) s'est établi à 0,72 %, tandis que la demande commerciale a diminué. Comme la population du Québec a augmenté de plus de 10 % au cours de cette période, la demande résidentielle de gaz a donc crû nettement moins vite que la population. D'ailleurs, la stratégie même de la province prévoit une baisse de la consommation résidentielle de gaz; compte tenu de la multiplication des systèmes biénergie et des interdictions municipales visant le chauffage à combustion dans les nouveaux bâtiments, cette baisse semble probable⁷. Étant donné que la décarbonation *complète* de la demande résidentielle actuelle de gaz (existante et nouvelle) ne représenterait qu'une proportion d'environ 10 % à l'échelle du réseau, il est clair qu'une part importante de la demande à long terme devra encore provenir de l'industrie.

À mesure que l'électrification se généralisera dans les secteurs résidentiel, commercial et industriel, la demande globale de GNR comme de gaz fossile diminuera. Le plus récent *Plan de gestion intégrée des ressources énergétiques* (PGIRE) prévoit une baisse de 42 % de la consommation de gaz naturel d'origine fossile d'ici 2050, la consommation résiduelle de gaz naturel (et d'autres combustibles fossiles) se concentrant dans les « applications pour lesquelles les solutions de rechange à faibles émissions de carbone demeurent difficiles à déployer à grande échelle, comme les carburants d'aviation et les usages non énergétiques » [traduction]⁸. Le dénominateur étant en baisse ou stable, le seul moyen d'envoyer un véritable signal de croissance au GNR au Québec est de publier des cibles de livraison qui continuent d'augmenter après 2030. La façon la plus efficace et la moins perturbatrice de conjuguer les retombées économiques et les avantages environnementaux d'une obligation de livraison serait peut-être d'arrimer la hausse des cibles au développement de nouvel approvisionnement produit au Québec. Par exemple, si 1 million de GJ de nouvel approvisionnement était mis en service, les exigences de livraison augmenteraient proportionnellement.

⁷ Ville de Montréal, « Nouveaux bâtiments : interdiction des appareils de chauffage à combustion » (12 septembre 2025), en ligne : <https://montreal.ca/en/articles/ban-combustion-heating-devices-new-buildings-61223>.

⁸ Gouvernement du Québec, *Québec Integrated Energy Resource Management Plan 2026–2050* (version anglaise du *Plan de gestion intégrée des ressources énergétiques 2026-2050*) (juillet 2026), p. 20, en ligne : <https://cdn-contenu.quebec.ca/cdn-contenu/adm/min/economie/publications-adm/politique/202607-Quebec-integrated-energy-resource-management-plan.pdf> [PGIRE].

3.0 Progression optimale et prévisible des exigences de livraison de GSR

La RNG COALITION recommande que les taux prévus à l'article 1 du RGSR — 5 %, 7 % et 10 % pour les années tarifaires débutant respectivement en 2025, 2028 et 2030 — demeurent inchangés; que le RGSR soit modifié en 2027 afin d'y ajouter une progression claire pour l'après-2030; et que la progression privilégiée consiste en une hausse graduelle mais significative de 0,5 point de pourcentage par année à compter de l'année tarifaire débutant en 2031, pour atteindre 12 % pour l'année tarifaire débutant en 2034, assortie des mesures de protection décrites ci-dessous.

Les distributeurs de gaz naturel du Québec ont agi de bonne foi pour s'assurer de la très grande majorité des volumes nécessaires à l'atteinte de la cible de 5 % prévue au RGSR, et lancent régulièrement des appels d'offres depuis 2019⁹. Dans sa forme actuelle, l'obligation de livraison de GSR constitue l'un des moteurs de marché du GNR les plus anciens et les mieux établis en Amérique du Nord. Nous y voyons une force, et non une faiblesse. Les obligations de livraison imposées aux distributeurs apportent ce que l'on considère généralement comme la pierre angulaire du financement de l'énergie propre : des contrats de longue durée (pouvant parfois atteindre 20 ans) approuvés par un organisme de réglementation¹⁰. C'est le modèle que les distributeurs québécois ont suivi avec succès; revenir sur les cibles de 2028 et de 2030 pourrait compromettre des engagements existants et accroître le risque réglementaire pour tout futur producteur. L'assouplissement ou le report des cibles, ou le fait d'obliger les distributeurs à « délester » des contrats de GNR existants, créerait une grande incertitude dans l'industrie et pourrait freiner les investissements dans de nouveaux projets, tant au Canada qu'aux États-Unis.

La RNG COALITION estime que le simple maintien du *statu quo* quant aux cibles et aux échéances est insuffisant. Comme nous l'avons exposé à la section précédente, les volumes de gaz livrés à la clientèle québécoise devraient diminuer au cours des prochaines années. Dans le cas d'Énergir, une obligation de livraison de 10 % se traduit par un volume absolu de gaz renouvelable qui passe d'environ 22,9 millions de GJ en 2030-2031 à environ 22,3 millions de GJ en 2034-2035¹¹. Cela équivaut à retirer du bassin de demande la production annuelle de deux digesteurs anaérobies de fumier laitier de taille relativement importante.

⁹ Énergir, *Request for Information No. 24-004 – Supply of Renewable Natural Gas* (octobre 2024), section 1 [RFI 24-004].

¹⁰ RFI 24-004, section 4.5 et annexe 3 (« Condition precedent »).

¹¹ Dossier R-4353-2026, pièce C-Énergir-0004, Énergir-1, document 1, tableau 7, p. 16 [Énergir-1, doc. 1]; calcul de la RNG COALITION selon la formule de l'article 1 du *Règlement concernant le gaz de source renouvelable*, RLRQ, c. R-6.01, r. 3.01 [RGSR]. Énergir désigne chaque année tarifaire par l'année au cours de laquelle elle se termine (tableau 2, note 4); le taux de 10 % s'applique pour la première fois à l'année désignée « 2031 ».

Parallèlement, l’approvisionnement québécois en GNR semble appelé à croître plus rapidement que les obligations de livraison des distributeurs. Énergir estime la production québécoise accessible entre 9,47 et 14,4 millions de GJ d’ici 2035, y compris les volumes déjà contractés¹². Environ 4,2 millions de GJ par année de GNR québécois issu de lieux d’enfouissement sont actuellement vendus aux États-Unis¹³. Par ailleurs, l’approvisionnement prévu par EGQ pour 2031-2035 dépasse déjà 10 % de son volume de distribution prévu pour cette période¹⁴. Avec une cible fixe, les nouveaux projets québécois se disputeraient un volume fixe et décroissant, ou continueraient d’être vendus à l’extérieur du Québec. À cela s’ajoute le PSPGNR renouvelé, qui nécessitera des débouchés au-delà de 2030. Le PSPGNR est désormais en vigueur jusqu’au 30 juin 2029¹⁵. Les projets financés peuvent commencer à produire jusqu’à cinq ans après la confirmation de l’aide et doivent produire pendant au moins dix ans¹⁶, et le versement de la tranche de 94 % exige un contrat d’achat de GNR signé¹⁷. Les projets financés en 2028-2029 pourraient ainsi être mis en service entre 2030 et 2034.

Cette progression est conforme aux orientations gouvernementales. Le PGIRE fixe la cible québécoise de réduction des émissions de GES de 37,5 % pour 2035¹⁸, prévoit une hausse graduelle de la part du GNR produit au Québec dans le réseau gazier et établit des cibles intermédiaires en bioénergies de +11 TWh d’ici 2030 et de +30 TWh d’ici 2040¹⁹.

Nous revenons à un thème déjà évoqué : la prévisibilité et les débouchés à long terme sont ce qui rend les projets finançables. Les usines de GNR sont des actifs à forte intensité de capital dont les sources de revenus se limitent à la vente de la molécule, à la vente des attributs environnementaux, aux frais de réception des intrants (selon l’intrant et le territoire) et à la vente du digestat. Les distributeurs exigent des producteurs qu’ils s’engagent sur une quantité contractuelle annuelle ferme, vendue exclusivement à eux, assortie d’une obligation de livraison minimale de 85 % et de pénalités en cas de non-livraison²⁰. De même, le PSPGNR exige des rendements *pro forma* sur 10 et 20 ans, des prévisions de prix sur 20 ans, une entente de principe

¹² Énergir-1, doc. 1, section 1.1, tableau 1, p. 6.

¹³ Aiseo, p. 15. L’affirmation d’Aiseo selon laquelle le PSPGNR a pris fin en mars 2024 (p. 17) est antérieure au renouvellement du programme.

¹⁴ Dossier R-4353-2026, pièce C-EGQ-0003, EGQ-1, document 1, tableau 1 (p. 3-4) et tableau 6 (p. 11) [EGQ-1, doc. 1].

¹⁵ MEIÉ, *Programme de soutien à la production de gaz naturel renouvelable – Cadre normatif 2026-2029* (approuvé le 11 août 2026), section 2.3 [PSPGNR].

¹⁶ PSPGNR, section 4.1.3 (catégorie A).

¹⁷ PSPGNR, section 4.4.5.

¹⁸ PGIRE, p. 9.

¹⁹ PGIRE, p. 39 et 50.

²⁰ RFI 24-004, annexe 3 (« Annual Contractual Quantity », « Non-delivery penalty »).

de vente à long terme et une mise de fonds d'au moins 15 % avant la confirmation de l'aide²¹. Aiseo Conseil confirme que des engagements d'achat de 20 ans facilitent le financement des producteurs²².

Soyons clairs : remettre en cause les contrats existants pourrait compromettre durablement la bancabilité des projets de GNR exposés au marché québécois. Un règlement qui s'arrête ou ralentit en 2030 n'offre à un contrat signé en 2028 que deux années d'assise réglementaire, ce qui affaiblit la demande d'approbation d'un contrat à long terme présentée par le distributeur à la Régie et pousse les producteurs vers des durées plus courtes, davantage de fonds propres et des rendements exigés plus élevés. Ce coût se répercute directement sur le prix contractuel et, par la socialisation, sur les tarifs. Une trajectoire prévisible et transparente jusqu'en 2035 réduit le coût du capital des projets québécois, dont le PSPGNR plafonne déjà le rendement à 15 %²³, et réduit donc le prix que paie ultimement la clientèle. Cela demeure vrai même si, à court terme, une part importante de l'approvisionnement en GNR de la province est importée.

Nous présentons ci-dessous l'impact théorique sur les tarifs et sur les volumes contractés selon trois scénarios de progression.

Scénarios (Énergir, année tarifaire 2034-2035)

	A – Plateau (10 %)	B – Privilegié (12 %)	C – Accéléré (14 %)
Obligation (Mm ³)	589	706	824
Potentiel québécois en proportion de l'obligation	42–65 %	35–54 %	30–46 %
Frais de socialisation totaux, avec monétisation des UC (¢/m ³)	1,84	2,45	3,07
Frais de socialisation totaux, sans monétisation des UC (¢/m ³)	3,74	4,98	6,23
Client résidentiel, 2 000 m ³ /an*, avec monétisation des UC (\$/an)	37 \$	49 \$	61 \$

** Niveau de consommation annuelle illustratif; ne constitue pas une donnée déposée au dossier.*

²¹ PSPGNR, section 4.2.1 (budget pro forma; VAN et TRI sur 10 et 20 ans; prix anticipé sur 20 ans) et section 4.3.2, étape 4 (entente de principe de vente à long terme; mise de fonds d'au moins 15 % des dépenses admissibles).

²² Aiseo, p. 16.

²³ PSPGNR, section 4.4.3.

Le scénario A repose sur la prévision déposée par Énergir pour 2034-2035. La socialisation des coûts des 13,3 millions de GJ de volumes non vendus correspond à une prime moyenne implicite d'environ 7,55 \$/GJ (en supposant que les revenus des UC servent à compenser une partie des coûts de socialisation); les scénarios B et C appliquent cette prime à des volumes supplémentaires plus importants. Ces estimations sont prudentes, puisqu'elles supposent qu'aucun volume supplémentaire n'est vendu et ne tiennent pas compte des baisses de prix prévues²⁴.

Tant que les revenus des UC continuent d'être portés en réduction, même le scénario C demeure inférieur aux frais de 4,055 ¢/m³ de 2026-2027²⁵; le scénario B ajoute environ 0,6 ¢/m³ par rapport au plateau. Sans les revenus des UC, le scénario B dépasserait le niveau de 2026-2027, ce qui signifie que les UC devront jouer un rôle clé pour préserver l'abordabilité (nous y revenons à la section 6.0). Comme les frais s'appliquent à l'ensemble du gaz consommé par les clients qui n'achètent pas de GSR de façon volontaire²⁶, les grands clients industriels subissent un impact proportionnel à leur volume et sont les plus exposés au commerce; ils peuvent toutefois éviter ces frais en achetant volontairement des volumes de GSR et en bénéficiant, en conséquence, d'une réduction de leurs obligations en vertu du *Système de plafonnement et d'échange de droits d'émission de gaz à effet de serre* (SPEDE). C'est pourquoi les frais de socialisation des clients industriels ne figurent pas dans le tableau ci-dessus : ces entreprises disposent d'autres moyens de compenser les impacts sur leurs résultats financiers, et les variables en jeu sont trop nombreuses pour permettre une estimation éclairée des coûts. Les impacts sur les clients résidentiels et commerciaux demeureraient modestes dans tous les scénarios.

Mesures de protection proposées :

1. **Plafond d'impact tarifaire.** Une hausse annuelle prévue serait reportée si les frais de socialisation totaux prévus par le distributeur, y compris tout supplément tarifaire, devaient dépasser leur niveau de 2026-2027 (environ 4,1 ¢/m³ pour les deux distributeurs)²⁷.
2. **Examen à mi-parcours.** La Régie examinerait la trajectoire au cours de l'année tarifaire 2031-2032, en accélérant vers le scénario C si l'approvisionnement québécois atteint le

²⁴ EGQ-1, doc. 1, tableau 4, p. 8.

²⁵ Dossier R-4353-2026, pièce C-Énergir-0006, Énergir-1, document 3, ligne 4 (2026-2027) [Énergir-1, doc. 3].

²⁶ D-2026-059, par. 18.

²⁷ Énergir-1, doc. 3, ligne 4; EGQ-1, doc. 1, tableau 5 (2027).

haut de la fourchette et si les revenus des UC se maintiennent, ou en marquant une pause dans le cas contraire.

3. Adoption en temps opportun. La modification devrait être adoptée d’ici 2027 afin que les appels d’offres des distributeurs, les approbations de contrats à long terme et les appels de projets du PSPGNR puissent s’y appuyer avant la fin du programme en 2029.

4.0 Réduction des coûts

La RNG COALITION recommande que l’avis de la Régie au Ministre prévoie que le RGSR continue de n’imposer aucune restriction quant à la province, à l’État ou au pays d’origine du GNR; qu’une part croissante de production québécoise soit recherchée au moyen d’un soutien direct plutôt que par des exigences de contenu local ou des règles de livraison physique ou de directionnalité; et que les contrats déjà approuvés par la Régie continuent d’être comptabilisés aux fins de l’obligation, avec recouvrement intégral des coûts, pour toute leur durée.

Dans sa forme actuelle, le RGSR encadre les conditions de livraison du GNR pour consommation finale sur le territoire du distributeur, sans égard au lieu de production du gaz²⁸. De même, les règles québécoises de déclaration des émissions de GES exigent seulement que le GNR soit exempt de carbone d’origine géologique (fossile), qu’il soit injecté dans le réseau gazier nord-américain et qu’il ne soit substitué au gaz naturel qu’une seule fois²⁹. L’analyse d’impact réglementaire réalisée en 2022 par le ministère de l’Énergie et des Ressources naturelles comptabilisait le GNR produit hors Québec aux fins des cibles québécoises, tout en reconnaissant qu’une partie de l’approvisionnement continuerait de provenir de l’extérieur du Québec³⁰. Ces approches reposent sur une juste compréhension de la façon dont le gaz naturel, renouvelable ou non, est commercialisé en Amérique du Nord. De même, les règles de déclaration des émissions de GES reflètent une application appropriée des lignes directrices du GIEC en matière d’attribution des émissions de combustion des biocombustibles.

²⁸ RGSR, art. 1 (livraison par l’exploitation du réseau de distribution de gaz naturel du distributeur ou par un moyen prévu à l’article 79.1 de la *Loi sur la Régie de l’énergie*, RLRQ, c. R-6.01 [Loi]).

²⁹ *Règlement sur la déclaration obligatoire de certaines émissions de contaminants dans l’atmosphère*, RLRQ, c. Q-2, r. 15, art. 35.2, tel que cité dans British Columbia Utilities Commission (BCUC), *Review of Renewable Natural Gas Definition and Accounting*, pièce C17-4 (Intervener Group 3 Response to Intervener Group 2 IR No. 1, 8 décembre 2025), p. 4 [BCUC C17-4].

³⁰ BCUC C17-4, p. 4-5, citant le ministère de l’Énergie et des Ressources naturelles, *Analyse d’impact réglementaire – Projet de règlement modifiant le Règlement concernant la quantité de gaz naturel renouvelable devant être livrée par un distributeur* (mai 2022).

Par conséquent, les distributeurs québécois ont fondé leurs stratégies d'approvisionnement sur l'accès à un marché continental du GNR bien développé. Leurs appels d'offres sont ouverts aux projets situés hors Québec et exigent que les prix soumis incluent le transport³¹; les deux distributeurs s'approvisionnent au Québec, ailleurs au Canada et aux États-Unis³². Encore une fois, nous saluons l'approche du Québec : le GNR devrait pouvoir circuler aussi librement que le gaz qu'il remplace. La totalité du gaz fossile consommé au Québec est importée, comme le reconnaît le PSPGNR lui-même³³. Comme nous l'avons souligné, le Québec est un important exportateur de GNR vers les marchés de conformité américains, qui offrent historiquement des prix plus élevés aux fournisseurs. Le réseau nord-américain traverse la frontière canado-américaine quelque 27 fois, et un marché continental largement libre pour le gaz fossile justifie qu'il en soit de même pour le GNR³⁴.

L'approvisionnement ouvert maintient le GNR abordable : un portefeuille dominé par les importations ne fait que refléter le fonctionnement du marché, au bénéfice de la clientèle. Plus de 75 % du GNR distribué par Énergir est importé de l'Ontario et des États-Unis, et les importations devraient encore représenter environ 67 % de l'approvisionnement en 2030³⁵. S'approvisionner sur l'ensemble du marché continental favorise la concurrence et, partant, des prix plus bas; en outre, les projets situés hors Québec peuvent bénéficier d'économies d'échelle qui ne sont pas réalisables au Québec. Par exemple, en 2022, EGQ a payé environ 48 \$/GJ à son fournisseur québécois et environ 35 \$/GJ à son fournisseur ontarien³⁶.

Pour illustrer l'effet qu'une préférence pour l'approvisionnement local peut avoir sur les prix, nous invitons la Régie et le Ministre à examiner l'expérience du partenaire du Québec au sein du marché du carbone, la Californie. La Renewable Gas Standard (RGS) californienne applicable aux services publics, mise en œuvre à partir de 2022 en vertu du Senate Bill 1440 (*An act to add Article 10 (commencing with Section 650) to Chapter 3 of Part 1 of Division 1 of the Public Utilities Code, relating to energy*), exige que le GNR fourni procure des avantages environnementaux en Californie. La California Public Utilities Commission (CPUC) a reconnu que cette exigence « limite de façon prévisible l'approvisionnement de la RGS aux zones situées en

³¹ RFI 24-004, sections 4.2 et 4.4 et annexe 4.

³² Énergir-1, doc. 1, section 1, p. 3-4; EGQ-1, doc. 1, tableau 2, p. 4-5.

³³ Aiseo, p. 48; PSPGNR, section 1.1.

³⁴ BCUC, *Review of Renewable Natural Gas Definition and Accounting*, pièce C17-2 (Intervener Group 3 Response to BCUC IR No. 1, 27 octobre 2025), p. 11 [BCUC C17-2]; pièce C17-6 (Intervener Group 3 Reply Submission, 12 janvier 2026), p. 2.

³⁵ Aiseo, p. 16 et 40.

³⁶ EGQ-1, doc. 1, tableau 2, p. 4 (fournisseur 1 – QC, 2022 : 183,58 ¢/m³; fournisseur 2 – ON, 2022 : 132,62 ¢/m³), converti selon le facteur d'EGQ de 0,03789 GJ/m³ (p. 4). Donnée portant sur une seule année, présentée à titre illustratif seulement.

Californie ou à proximité de celle-ci » [traduction]. Cette interprétation a initialement limité l'approvisionnement à court terme aux matières organiques détournées³⁷. Le commissaire responsable de la CPUC a par la suite conclu que ces restrictions augmenteraient les coûts pour la clientèle en raison d'une concurrence insuffisante lors des appels d'offres³⁸.

Le premier contrat approuvé dans le cadre de la RGS, visant du GNR produit en Californie à partir de résidus alimentaires, est conclu à un prix supérieur à 26 \$ US/MMBtu (soit au moins 33,76 \$/GJ), comparativement au tarif GSR prévu par Énergir pour 2026-2027 de 22,50 \$/GJ. La CPUC l'a approuvé avec réserves, en citant la concurrence limitée lors des appels d'offres parmi les facteurs expliquant les prix élevés, et a rejeté deux autres contrats californiens, en partie en raison de leur prix³⁹. Compte tenu d'un approvisionnement très inférieur à la cible et de coûts qu'un intervenant a estimés à plus de 1,5 milliard de dollars américains par année, une proposition de décision de 2026 réduirait de moitié et reporterait les cibles volumétriques existantes de 2030, plafonnerait les impacts tarifaires et ouvrirait les appels d'offres à tous les types d'intrants afin de favoriser la concurrence et de réduire les coûts⁴⁰.

Il importe de souligner que le programme de conformité californien visant la décarbonation des carburants du transport routier, le Low Carbon Fuel Standard, **a adopté l'approche inverse**. Le LCFS permet la comptabilisation du GNR injecté n'importe où dans le réseau nord-américain selon le principe de la comptabilisation et de la revendication (« book-and-claim »), ce qui soutient la croissance du GNR à l'échelle du continent (y compris au Québec). Ses modifications de 2024 reportent à 2041 toute exigence de livraison physique et exemptent les projets dont la construction débute avant 2030⁴¹. L'expérience de la RGS californienne démontre que restreindre l'approvisionnement admissible — par type d'intrant et par région —

³⁷ CPUC, *Assigned Commissioner's Ruling Seeking Comments Regarding the Renewable Gas Standard Program and Decision 22-02-025 Issues*, R.13-02-008 (10 juin 2024), p. 4 et 17 [ACR de juin 2024], portant sur le Pub. Util. Code, § 651(b)(3)(B)(ii).

³⁸ ACR de juin 2024, p. 5 et 17-18.

³⁹ CPUC, résolution G-3612 (20 février 2025), p. 2 et 9-12; BCUC C17-2, p. 12; conversion de la RNG COALITION au taux de change annuel moyen de 2024 de la Banque du Canada (1,3698 \$ CA/\$ US) et à raison de 1,055056 GJ/MMBtu; *Énergir-1*, doc. 3, renseignement 3, ligne 1.

⁴⁰ CPUC, Proposed Decision of Commissioner J. Reynolds, *Decision Implementing Changes to the Renewable Gas Standard Program*, R.13-02-008 (postée le 6 mars 2026), p. 2, 9-11, 29-30 et 58, note 218 (estimation du Sierra Club). La proposition a été inscrite à l'ordre du jour de la séance de vote de la CPUC du 30 avril 2026.

⁴¹ California Air Resources Board (CARB), *LCFS Guidance 19-05* (comptabilisation du biométhane injecté en réseau selon le principe « book-and-claim »); CARB, *Staff Report: Initial Statement of Reasons*, modifications du LCFS de 2024 (exigence de livraison physique applicable à compter du 1er janvier 2041 aux projets dont la construction débute après le 31 décembre 2029); Vinson & Elkins, « California Takes Next Step to Formally Impose Stricter Limits on RNG Projects Under the LCFS » (2024).

a donné lieu à peu de contrats, à des prix élevés et, en définitive, à une proposition visant à réduire l'ampleur du programme. Le Québec ne devrait pas répéter cette expérience.

Même à la limite supérieure de l'estimation par Énergir de la production québécoise accessible, plus du tiers de l'obligation de 2034-2035 devrait provenir de l'extérieur du Québec, et davantage encore selon la progression proposée à la section 3.0⁴² :

Énergir, année tarifaire 2034-2035	A – Plateau (10 %)	B – Privilégié (12 %)	C – Accéléré (14 %)
Obligation (Mm ³)	589	706	824
Production québécoise accessible (Mm ³)	250–380	250–380	250–380
Volume requis de l'extérieur du Québec (Mm ³)	209–339	326–456	444–574
Part provenant de l'extérieur du Québec	36–58 %	46–65 %	54–70 %

Par ailleurs, l'expérience de la Colombie-Britannique démontre que l'ouverture des marchés et la croissance de l'industrie locale du GNR peuvent être complémentaires. Sur la capacité de production de GNR de 1,439 million de GJ par année de cette province, 1,048 million de GJ par année ont été mis en service depuis 2023, *après* que FortisBC eut commencé à acheter à grande échelle du GNR produit hors province⁴³. Rappelons que la production québécoise de GNR est en grande partie exportée⁴⁴; des restrictions fondées sur l'origine risqueraient d'entraîner des mesures réciproques.

5.0 Réduire la dépendance aux importations par le soutien aux projets

La RNG COALITION recommande que l'avis de la Régie au Ministre prévoie que la production québécoise soit soutenue au moyen du PSPGNR renouvelé plutôt que par des quotas de contenu québécois ou d'autres modifications du RGSR qui augmenteraient le prix que doivent payer les distributeurs; que les futurs appels de projets du PSPGNR accordent l'aide de manière concurrentielle, sur la base du prix livré du GNR offert aux distributeurs, en s'inspirant du modèle

⁴² *Énergir-1*, doc. 1, tableau 1, p. 6; calcul de la RNG COALITION fondé sur les volumes d'obligation établis à la section 3.0.

⁴³ *BCUC C17-2*, p. 22.

⁴⁴ *Aviseo*, p. 15.

d'appel d'offres danois; et que les soumissions retenues soient jumelées à des contrats d'achat à long terme types au prix soumis, la valeur des UC étant portée au bénéfice de la clientèle.

Le Ministre a clairement exprimé sa préférence pour une production locale à prix concurrentiel, une réduction de la dépendance aux importations provenant de l'extérieur du Canada et une limitation des impacts tarifaires, des frais de socialisation et des chocs tarifaires⁴⁵. Nous avons déjà exposé pourquoi il importe de maintenir le signal de demande établi par le RGSR, et pourquoi il serait contraire aux intérêts de la clientèle québécoise de priver les distributeurs de la possibilité d'acheter du GNR produit dans d'autres territoires. Nous reconnaissons néanmoins l'importance de développer un nouvel approvisionnement local à long terme.

Le PSPGNR est financé par le *Fonds d'électrification et de changements climatiques*, qui prévoit environ 270 M\$ d'aide pour 2026-2031. L'aide est plafonnée à 45 % des dépenses admissibles et à 40 M\$ par projet, le cumul de l'aide publique à 75 % et le rendement des projets à 15 %⁴⁶. Les projets financés dans le cadre du PSPGNR constituent la partie la plus avancée et la plus certaine du portefeuille de projets d'approvisionnement du Québec, et chaque dollar d'aide québécoise a entraîné 1,98 \$ d'investissement privé⁴⁷.

Les marchés du biogaz et du GNR arrivés à maturité et dotés de programmes de soutien public bien établis offrent des enseignements utiles. Le Danemark a recours aux appels d'offres, puisque son secteur a dépassé le stade du développement et que la priorité est désormais l'efficacité. L'Agence danoise de l'énergie (*Energistyrelsen*) s'attend à ce que les appels d'offres réduisent le montant de l'aide versée aux producteurs par GJ. Son nouveau programme, doté de 13 milliards de couronnes danoises (DKK) et autorisé par la Commission européenne en décembre 2024, vise une production de 7,9 PJ par année et exige le raccordement au réseau dans un délai de trois ans⁴⁸. Dans le cadre de ce programme, les producteurs soumissionnent la prime fixe dont ils ont besoin par GJ de gaz injecté dans le réseau, ainsi que le volume maximal pour lequel ils souhaitent obtenir de l'aide, et les soumissions retenues sont celles qui présentent les primes les plus basses, jusqu'à épuisement du budget. La prime s'ajoute au prix du marché

⁴⁵ Cabinet du ministre de l'Économie, de l'Innovation et de l'Énergie, « Québec veut renforcer sa sécurité énergétique et réduire la facture pour les consommateurs de gaz naturel », communiqué (16 juillet 2026), dossier R-4353-2026, pièce A-0018 [Communiqué].

⁴⁶ PSPGNR, sections 1.1 et 4.4.3-4.4.4; Communiqué (environ 270 M\$ prévus au plan de mise en œuvre 2026-2031).

⁴⁷ *Énergir-1*, doc. 1, section 1.1, p. 4; *Aviseo*, p. 39.

⁴⁸ Commission européenne, « Commission approves €1.7 billion Danish State aid scheme to support the production of renewable gas », IP/24/6464 (17 décembre 2024), affaire SA.102206, tel que résumé dans Bioenergy Insight (18 décembre 2024) et IEU Monitoring; Energistyrelsen (Agence danoise de l'énergie), « Støtteudbud til biogas og andre grønne gasser » (ens.dk).

du gaz naturel pendant 20 ans et, comme elle est fixe, l'État a une pleine certitude quant à son budget. Les mesures de protection comprennent un plafond de soumission de 100 DKK/GJ (prix de 2020), comparativement à un besoin estimé de 78 DKK/GJ, une réduction de la prime lorsque le prix du gaz dépasse 120 DKK/GJ et l'exclusion de la soumission la plus élevée lorsqu'un appel est sous-souscrit, de sorte que les soumissionnaires demeurent en concurrence même lorsque la demande d'aide est faible⁴⁹.

L'approche danoise incite les promoteurs à innover et à maîtriser leurs coûts, et assure une allocation optimale des fonds publics. Nous invitons le Québec à envisager une approche d'appel d'offres semblable afin de mettre en service un nouvel approvisionnement local tout en maîtrisant les coûts et les impacts sur la clientèle.

6.0 Optimiser l'utilisation des attributs du GNR

La RNG COALITION recommande que l'avis de la Régie au Ministre prévoie que l'approche établie dans la décision D-2026-059 (qui consiste à porter la valeur nette des UC en réduction du tarif GSR, ce qui réduit par ricochet les frais de socialisation) soit confirmée comme une composante permanente du cadre applicable au GSR et appliquée par les deux distributeurs⁵⁰; que les contrats d'achat de GNR des distributeurs continuent de leur garantir le droit de créer des UC; et que le gouvernement du Québec exprime son appui au maintien du RCP fédéral, sur lequel repose cet avantage pour la clientèle.

L'article 52.5 de la *Loi sur la Régie de l'énergie* permet à la Régie, dans la fixation du revenu requis, de tenir compte des revenus découlant de la participation d'un distributeur à un marché d'instruments de réduction des émissions de GES⁵¹. Le marché fédéral des crédits du RCP, qui constitue un outil de conformité visant à réduire l'intensité carbone des combustibles fournis au secteur canadien des transports, est un tel marché. La Régie a établi que les revenus des UC peuvent servir à réduire le tarif GSR, ce qui stimule la demande volontaire et réduit indirectement les frais de socialisation, puisque ceux-ci sont établis en fonction de la prime du GSR⁵². Elle a qualifié cette approche de prometteuse pour l'ensemble de la clientèle d'Énergir, et tous les intervenants cités dans la décision D-2026-059 en ont appuyé le principe⁵³.

⁴⁹ Energistyrelsen, *Public consultation: Competitive bidding process for state aid for upgraded biogas and other gasses from renewable sources*, note de synthèse (2 juillet 2024), p. 3-4.

⁵⁰ D-2026-059, par. 8, 88 et 224, p. 9, 32 et 65.

⁵¹ D-2026-059, par. 93-94, p. 33-34, reproduisant l'art. 52.5 de la *Loi*.

⁵² D-2026-059, par. 88, p. 32.

⁵³ D-2026-059, par. 171 et 224, p. 53 et 65.

La plupart des contrats d’approvisionnement d’Énergir lui confèrent le droit de créer des UC; pour le GNR importé, ce droit appartient à l’importateur, en l’occurrence le distributeur. Les conditions types d’Énergir prévoient le transfert à l’acheteur de l’ensemble des attributs environnementaux, y compris les UC⁵⁴. L’approvisionnement ouvert, que nous appuyons comme nous l’avons exposé ci-dessus, permet donc de faire bénéficier la clientèle québécoise de la valeur des UC associée au GNR importé.

Les prévisions déposées par Énergir illustrent l’effet de la prise en compte de la valeur des UC⁵⁵ :

Année tarifaire	Tarif GSR (\$/GJ) : avec UC / sans UC	Coût à socialiser (M\$) : avec UC / sans UC	Frais de socialisation (¢/m³) : avec UC / sans UC
2027-2028	23,41 / 26,76	145,0 / 178,2	3,740 / 4,305
2029-2030	20,56 / 28,56	110,2 / 201,3	3,044 / 4,639
2030-2031	21,11 / 29,11	153,0 / 288,9	2,708 / 5,113
2034-2035	25,14 / 33,14	100,7 / 204,6	1,839 / 3,735

De 2027-2028 à 2034-2035, les revenus des UC réduisent le coût à socialiser d’environ 822 M\$, soit environ 45 %. À compter de 2030-2031, année où l’obligation de 10 % s’applique, ils réduisent les frais de socialisation d’environ la moitié. La Régie a noté que, selon certaines hypothèses, le tarif GSR pourrait diminuer de 4,6 à 36,2 ¢/m³ d’ici 2031, et que ce potentiel demeure même selon le scénario prudent de ClearBlue Markets⁵⁶. EGQ attribue en grande partie la baisse récente des prix du GNR à la valeur des UC; ses prévisions de frais de socialisation excluent les revenus des UC, lesquels, selon EGQ, pourraient atténuer et lisser les hausses tarifaires⁵⁷.

Le RCP est un outil très efficace de réduction des émissions. Environnement et Changement climatique Canada (ECCC) prévoit que le RCP réduira les émissions de jusqu’à 26,6 Mt en 2030⁵⁸. La création de crédits a atteint 2,94 millions de crédits au troisième trimestre de 2025, en hausse de 19 % sur un an, et ECCC faisait état de plus de 26 millions de crédits

⁵⁴ D-2026-059, par. 105, p. 37; RFI 24-004, annexe 3 (« Environmental Attributes »).

⁵⁵ Énergir-1, doc. 3, renseignements 3 (lignes 1-2) et 4 (lignes 1, 4, 5 et 8). Le chiffre cumulatif est un calcul de la RNG COALITION (somme de la ligne 5 moins la ligne 1, de 2027-2028 à 2034-2035). Énergir désigne chaque année tarifaire par l’année au cours de laquelle elle se termine.

⁵⁶ D-2026-059, par. 215 et 223, p. 64-65.

⁵⁷ EGQ-1, doc. 1, p. 6 (lignes 1-4), p. 9 (lignes 17-21) et p. 10 (lignes 8-12).

⁵⁸ Projection du gouvernement du Canada, telle que rapportée dans IEA Advanced Motor Fuels TCP, Country Report: Canada (iea-amf.org); Torsys LLP, « Government of Canada publishes final Clean Fuel Regulations » (juillet 2022).

actifs au 1er juillet 2026⁵⁹. Comme les combustibles dont l'intensité carbone (IC) sur le cycle de vie est plus faible génèrent beaucoup plus de crédits, les combustibles à bilan carbone négatif comme le GNR (issu de certains intrants) peuvent générer une valeur commerciale importante tout en procurant d'importantes réductions d'émissions. Cette valeur commerciale contribue à atténuer les impacts sur la clientèle, tandis que les réductions d'émissions à l'origine de cette valeur (au moyen d'IC plus faibles) concordent avec l'objectif fondamental du RGSR, soit le verdissement de l'approvisionnement gazier du Québec.

Nous reconnaissons que l'utilisation des UC pour atténuer les coûts de socialisation n'est pas sans risque. Le marché des crédits est sujet à la volatilité des prix : les prix des crédits ont chuté de 20 à 27 % au début de septembre 2026 par rapport aux sommets atteints plus tôt au cours de l'été⁶⁰. Les prix demeurent néanmoins soutenus. Le recours à la monétisation des UC expose également les distributeurs et la clientèle à d'éventuels changements de politique fédérale : ECCC envisage une exigence de contenu national ou un multiplicateur de crédits nationaux, et reconnaît lui-même qu'un multiplicateur pourrait exercer une certaine pression à la baisse sur le prix des crédits⁶¹. La RNG COALITION a recommandé à ECCC que tout multiplicateur soit assorti d'exigences de réduction des émissions plus élevées et que le plafond actuel de 10 % applicable aux crédits de la catégorie des combustibles gazeux soit assoupli⁶². Enfin, il importe de souligner que l'approbation des intensités carbone par ECCC peut prendre au moins 18 mois, bien que les crédits puissent être créés rétroactivement pour un maximum de trois périodes de conformité⁶³.

Il s'agit de risques gérables. La Régie exige des hypothèses prudentes et ne reconnaît que les revenus réalisés, ce qui évite de réduire le tarif pour ensuite devoir le hausser⁶⁴. Les distributeurs de gaz naturel du Québec surveillent le marché, répartissent leurs ventes entre transactions au comptant et à terme, maîtrisent leurs coûts de création et peuvent suspendre la création de crédits si la valeur nette devait être nulle. Énergir juge hautement improbable l'éventualité d'un solde de crédits négatif et en qualifie l'impact tarifaire de minime⁶⁵. En définitive, le risque associé à cette approche se limite donc à un rabais moins important, et non

⁵⁹ ClearBlue Markets, « Canada CFR Q3 2025 Credit Market Report and Compliance Update » (août 2026), résumant le rapport trimestriel d'ECCC sur le marché des crédits pour le troisième trimestre de 2025 (publié le 14 juillet 2026).

⁶⁰ ClearBlue Markets, « Canada's Clean Fuel Regulations and US 45Z Incentives: What to Expect from the CFR Targeted Amendments » (14 septembre 2026) [ClearBlue, Targeted Amendments].

⁶¹ ClearBlue, Targeted Amendments; ECCC, Discussion paper to inform the draft targeted amendments to the Clean Fuel Regulations (mis à jour le 19 décembre 2025).

⁶² RNG COALITION, commentaires écrits présentés à ECCC sur les modifications ciblées (15 janvier 2026).

⁶³ D-2026-059, par. 99 et 106, p. 36-37.

⁶⁴ D-2026-059, par. 219-222, p. 64.

⁶⁵ D-2026-059, par. 152-155, p. 48-49.

à un choc tarifaire. À l'inverse, elle procure à la clientèle une réduction durable du coût de l'obligation de GSR du Québec, financée par les fournisseurs principaux actifs sur le marché des combustibles à l'échelle nationale plutôt que par la clientèle gazière locale.

7.0 Conclusion

Nous saluons l'engagement soutenu du MEIÉ et de la Régie à préserver un rôle significatif pour le GNR dans le système énergétique du Québec. Le Québec a l'occasion de miser sur son leadership précoce à titre de producteur et de consommateur de GNR. Il importe que le gouvernement du Québec envoie les signaux de demande à long terme nécessaires pour stimuler les investissements visant à accroître la production de GNR dans la province.

Parallèlement, la poursuite du développement de l'industrie québécoise du GNR exigera une plus grande certitude pour les investisseurs et les promoteurs quant à la taille des débouchés futurs. C'est pourquoi **nous insistons sur l'importance d'une cible de livraison pour l'après-2030 qui demeure transparente, prévisible et de plus en plus exigeante**. Nous encourageons également le Québec à maintenir l'accent sur l'abordabilité en permettant aux distributeurs de continuer à s'approvisionner en GNR au plus bas coût disponible sur le réseau gazier nord-américain. De même, nous invitons le Ministre à utiliser les programmes d'aide financière pour favoriser l'efficacité et la compétitivité, et à reconnaître un rôle à long terme aux UC comme mécanisme d'atténuation des coûts.

Nous serions heureux de discuter plus avant de ces questions avec la Régie et le MEIÉ.