

Régie de l'énergie

Demande d'avis sur les modalités réglementaires visant à réduire les impacts tarifaires tout en maximisant le développement et l'utilisation du GSR au Québec

R-4353-2026

**Mémoire de l'Association des consommateurs industriels de gaz
(« ACIG »)**



Mémoire préparé par
Nazim Sebaa

Septembre 2026

Table des matières

Résumé exécutif	7
L'Association des consommateurs industriels de gaz	12
Introduction.....	13
Première partie : concepts clés et définition des enjeux.....	14
1. Reprendre la maîtrise du régime et préciser le problème à résoudre.....	15
1.1 Une architecture qui a fait du volume sa variable directrice.....	16
1.2 Une offre qui n'a pas trouvé une demande à sa mesure.....	17
1.3 Des cibles mal dimensionnées au regard du marché.....	18
1.3.1 Le balisage international révèle surtout une diversité d'usages	18
1.5 La véritable problématique est celle du marché et de la valeur.....	20
1.6 Les cinq questions dessinent les dimensions d'une même réforme	21
2. Comprendre la valeur du GSR avant de lui assigner un volume	22
2.1 Une même désignation recouvre des fonctions de valorisation différentes.....	22
2.2 L'intensité carbone traduit une partie de cette hétérogénéité	23
2.3 La valeur ne réside pas seulement dans la molécule	24
2.4 L'usage et le circuit d'acheminement modifient eux aussi la valeur	25
2.5 Le potentiel de production ne préjuge ni de la valeur ni de la demande	25
2.6 Le balisage international confirme que les juridictions ne valorisent pas toutes le même objet.....	26
2.7 La valeur doit devenir l'unité de lecture du régime	28
3. La décarbonation industrielle exige des solutions adaptées aux procédés.....	29
3.1 Une transformation des procédés qui ne se résume pas au changement d'énergie	29
3.2 Les cycles d'investissement déterminent le moment où une solution devient réalisable	30
3.3 Comparer des tonnes évitées et des coûts véritablement comparables.....	31
3.4 Le faible intérêt pour l'offre ne constitue pas un refus de décarboner.....	32
3.5 Le balisage international montre que l'assiette est un choix de conception	33
3.6 La compétitivité industrielle impose de regarder autrement une charge volumétrique	35
3.6.1 L'exclusion proposée par l'ACIG vise le financement du GSR, non les obligations climatiques de l'industrie.....	36
Deuxième Partie : réponses aux questions posées dans l'avis demandé à la Régie de l'énergie du Québec.....	38
4. Première question : La progression optimale des exigences de distribution	39

4.1 Une cible réglementaire ne crée pas un marché	40
4.2 Ce que représenteraient différentes cibles volumétriques à l'horizon 2035	41
4.3 Les catégories de consommateurs ne peuvent être traitées comme une assiette homogène...	43
4.4 La capacité de payer et la compétitivité doivent être des contraintes de conception.....	45
4.5 Le développement de la filière doit reposer sur un marché, non sur une garantie tarifaire	45
4.6 Sortir d'une logique exclusivement fondée sur l'injection	46
Réponse à la question 1	47
5. Deuxième question : Mettre fin à la socialisation	49
5.1 La socialisation est le symptôme d'un déséquilibre devenu structurel	50
5.2 Réduire la socialisation commence par réduire les engagements qui la créent	50
5.3 Faire du GSR un produit qui trouve sa demande	51
5.4 Élargir les débouchés au transport et aux usages hors réseau	52
5.5 Exclure les industriels de la socialisation.....	52
5.6 Traiter le reliquat explicitement, sans recréer la socialisation sous un autre nom	53
5.7 Prévenir le retour de la socialisation et circonscrire le rôle du distributeur	54
Réponse à la question 2	54
6. Troisième question : Les importations et les volumes déjà contractés	56
6.1 Réduire d'abord l'exposition contractuelle.....	57
6.2 L'approvisionnement local doit répondre à une valeur, pas à un symbole	58
6.3 Sans accès aux contrats, l'ACIG propose une méthode simple de revue	58
6.4 Les voies de désengagement doivent rester simples et concrètes.....	59
6.5 Développer la filière québécoise dans l'espace ainsi libéré.....	59
Réponse à la question 3	60
7. Quatrième question : Un approvisionnement compétitif adapté aux besoins	61
7.1 Un marché doit précéder la garantie d'un volume	61
7.2 Un soutien public peut être nécessaire, mais il doit être proportionné.....	62
7.2.1 Trois enseignements européens utiles.....	62
7.3 Faciliter l'émergence des projets québécois.....	64
7.4 Sortir de la logique de l'injection comme condition du développement	65
7.5 Élargir les débouchés pour créer la demande.....	66
7.6 Ce que signifie, du point de vue du consommateur, un GSR attractif.....	66
Réponse à la question 4	66

8. Cinquième question : Faire de la valeur environnementale le moteur de la demande	68
8.1 L'intensité carbone doit devenir une composante de la valeur du GSR	69
8.2 Séparer la molécule de certains attributs pour créer un véritable marché	70
8.3 Un registre est indispensable pour prévenir le double comptage	71
8.4 Le transport peut devenir un débouché majeur pour les attributs à forte valeur	72
8.5 La valeur doit revenir à celui qui la finance ou qui peut l'utiliser	73
8.6 Une proposition simple de mécanisme	74
Réponse à la question 5	76
Conclusion : sortir de la logique volumétrique pour donner au GSR les conditions de sa réussite	78
ANNEXES	81
Annexe A : Trajectoires de seuils et impacts tarifaires	82
Annexe B : Balisage international du GSR Cibles, traitement de l'industrie et financement de la filière	93
Bibliographie indicative	102

Table des tableaux et illustrations

Dans le mémoire

Tableau 1 — Repères internationaux sur les cibles et les usages du GSR	18
Tableau 2 — Une même énergie, des fonctions de valorisation différentes	23
Tableau 3 — Balisage international des mécanismes de valorisation du GSR et du biométhane	26
Tableau 4 — Même dépense supplémentaire, résultats climatiques différents	31
Tableau 5 — Assiette, financement et garde-fous dans les juridictions comparées	33
Illustration 1 — Effet d'une charge volumétrique uniforme	36
Tableau 6 — Effet de différentes cibles maintenues pendant vingt ans	42
Tableau 7 — Évolution des coûts de socialisation	50
Tableau 8 — Trois enseignements européens utiles	63
Illustration 2 — Effet d'une meilleure reconnaissance de la performance carbone	69

Annexe A

Tableau A1 — Des objectifs qui ne portent pas tous sur la même chose	82
Tableau A2 — Les hypothèses retenues et leur application	83
Tableau A3 — Pourcentage de GSR retenu chaque année	84
Tableau A4 — Charge totale simulée avec 90 % de volumes sans acheteur	84
Tableau A5 — Exemple des engagements nécessaires pour atteindre 10 % en 2030	85
Tableau A6 — Charge totale sur les vingt ans complets de chaque engagement	86
Tableau A7 — Variations présentées par Énergir par rapport à 2024	86
Tableau A8 — Volumes et part industrielle reconstitués à partir du rapport	87
Figure A1 — La baisse de l'assiette augmente la charge industrielle par mètre cube	87
Tableau A9 — Charge annuelle du même portefeuille selon l'assiette retenue	87
Tableau A10 — Charge socialisée attribuée à l'ensemble de l'industrie	88
Tableau A11 — Le coût par tonne selon le prix du GSR	89
Tableau A12 — Réductions de CO ₂ fossile à la combustion	89
Figure A2 — Les réductions annuelles simulées comparées aux émissions du Québec	90
Tableau A13 — Coût supplémentaire et CO ₂ fossile évité sur les engagements complets	91

Annexe B

Tableau B1 — Injections de biométhane et consommation de gaz de référence	93
Tableau B2 — Objectifs et instruments européens	94
Tableau B3 — Cibles et principales protections	95
Tableau B4 — Soutien aux producteurs et origine du financement	97

Table des abréviations et des sigles

Abréviation	Signification
ACIG	Association des consommateurs industriels de gaz
AIE	Agence internationale de l'énergie
Bcf	Billion cubic feet (milliards de pieds cubes)
CFR	Compte de frais reportés
CPB	Certificat de production de biogaz
CRE	Commission de régulation de l'énergie (France)
dena	Deutsche Energie-Agentur
ENTSOG	European Network of Transmission System Operators for Gas
GES	Gaz à effet de serre
GNR	Gaz naturel renouvelable
GSR	Gaz de source renouvelable
IC	Intensité carbone
LCFS	Low Carbon Fuel Standard
MELCCFP	Ministère de l'Environnement, de la Lutte contre les changements climatiques, de la Faune et des Parcs
OEB	Ontario Energy Board
RCP	Règlement sur les combustibles propres
RDOCECA	Règlement sur la déclaration obligatoire de certaines émissions de contaminants dans l'atmosphère
RLRQ	Recueil des lois et des règlements du Québec
RNG	Renewable Natural Gas
RVO	Rijksdienst voor Ondernemend Nederland
SDE++	Stimulering Duurzame Energieproductie en Klimaattransitie
SPEDE	Système de plafonnement et d'échange de droits d'émission de gaz à effet de serre
UC	Unité de conformité

Résumé exécutif

Il y a urgence à reprendre la maîtrise du régime québécois du gaz de source renouvelable. L'ampleur des coûts qu'il engendre, la faiblesse persistante de la demande et le poids des engagements déjà conclus ne permettent plus de traiter ses difficultés comme de simples ajustements de parcours. L'ACIG salue la volonté du gouvernement et le courage dont témoigne sa décision d'examiner le problème de front, en ouvrant la voie à une correction des fondements réglementaires, tarifaires et contractuels du dispositif. Reconnaître qu'une politique doit changer lorsque ses moyens ne répondent plus à ses objectifs constitue d'abord un acte de responsabilité et de prudence. La continuité de l'action publique ne se mesure pas à la préservation de chacun de ses instruments, mais à sa capacité de poursuivre ses ambitions en sachant corriger ce qui les compromet.

Le GSR demeure précisément une ambition que le Québec doit préserver. La valorisation de matières résiduelles, la réduction des émissions qui peuvent leur être associées et la production d'une énergie utilisable dans des procédés difficiles à transformer lui confèrent une place importante dans la décarbonation. Le développement d'une filière québécoise et l'accès de l'économie à cette ressource doivent donc être poursuivis de concert. Depuis les premières étapes du dossier, l'ACIG soutient le gouvernement dans cette démarche et milite pour que le GSR devienne, pour ses membres comme pour les autres consommateurs, une véritable solution. Son engagement ne consiste pas à défendre une filière indépendamment des conditions de sa réussite, mais à contribuer à son développement ordonné, autour de produits qui répondent à des besoins et dont la valeur justifie durablement l'acquisition.

C'est à cette exigence que le régime actuel n'a pas répondu. En faisant de la progression des volumes sa variable directrice, il a confondu l'accumulation d'approvisionnements avec l'émergence d'un marché. Les exigences ont augmenté et les contrats ont engagé l'avenir, alors que les conditions susceptibles de faire apparaître des acheteurs demeuraient insuffisamment réunies. Une obligation de distribution pouvait certes assurer un débouché aux producteurs auprès du distributeur. Elle ne démontrait ni l'intérêt de l'utilisateur final à acquérir le produit au prix demandé, ni sa capacité à en valoriser les attributs, ni la pertinence de cet achat au regard de ses autres possibilités de décarbonation. La demande volontaire ne s'est donc pas simplement essoufflée. Elle ne s'est jamais véritablement matérialisée à l'échelle sur laquelle le dispositif avait été construit.

L'ACIG regrette que les distributeurs n'aient pas pris suffisamment tôt la mesure de cet échec qui se dessinait. Les difficultés de commercialisation auraient dû conduire à s'interroger sur le produit, son prix, ses droits environnementaux et les conditions de son acquisition, plutôt qu'à laisser croître les engagements en comptant sur le tarif pour en absorber les conséquences. À mesure que l'écart se creusait entre l'offre et la demande, la recherche d'une meilleure mécanique de recouvrement a pris le pas sur la correction du déséquilibre. Ce renversement est au cœur de l'aporie actuelle. Le régime entend développer un marché, mais il permet que l'absence d'acheteurs soit durablement financée par ceux qui n'ont pas choisi d'acheter.

La socialisation est devenue l'expression financière de cette contradiction. Les montants proposés pour 2026-2027, de l'ordre de 241 millions de dollars en combinant les coûts prévisionnels et la récupération

de sommes historiques, montrent à quel point le mécanisme s'est éloigné d'une fonction accessoire. Pour les grands consommateurs industriels, cette trajectoire pouvait se traduire par des charges de plusieurs millions de dollars par établissement, dans un contexte déjà exigeant pour l'investissement et la transformation des procédés. De l'avis de l'ACIG, il était dangereux de continuer dans cette direction sans remettre en cause les choix qui alimentaient la facture. L'urgence n'était plus de rendre la socialisation plus commode à percevoir, mais d'empêcher qu'elle ne compromette les moyens économiques nécessaires à la décarbonation elle-même.

Une telle situation appelle un jugement politique autant qu'une analyse tarifaire. Il est difficilement compréhensible qu'une politique destinée à soutenir une nouvelle filière puisse en venir à faire peser sur l'industrie une charge aussi importante, sans que la capacité des établissements à l'absorber et à en retirer une valeur ait constitué une condition préalable de son déploiement. La bonne intention environnementale ne dispense pas de cette responsabilité. Elle ne suffit pas davantage à justifier toute dépense engagée en son nom. Des réductions d'émissions peuvent être réelles tout en étant trop coûteuses au regard des autres possibilités accessibles. Le verdissement d'un portefeuille gazier ne saurait donc tenir lieu, à lui seul, de démonstration de l'efficacité d'une politique de décarbonation de l'économie.

La prospérité d'une nation repose, pour une part essentielle, sur sa capacité à produire, à transformer et à investir. Son tissu industriel constitue à cet égard un patrimoine de compétences, d'installations et de savoir-faire qu'il serait imprudent de traiter comme une ressource inépuisable. Ce patrimoine ne se maintient pas par décret et ne se reconstitue pas par simple volonté politique une fois fragilisé. Il se construit dans la durée et se protège avec discernement, en accompagnant sa modernisation et l'atteinte de ses objectifs environnementaux. L'industrie est un actif dans la richesse et la décarbonation du Québec, non une variable d'ajustement destinée à équilibrer les comptes d'un régime mal conçu.

L'industrie ne se dérobe pas pour autant à ses responsabilités. Elle doit réduire ses émissions, transformer ses équipements et adapter ses procédés, mais elle doit pouvoir choisir les moyens qui permettent de le faire efficacement. Selon les établissements, ces moyens peuvent comprendre l'efficacité énergétique, l'électrification, la récupération de chaleur, le remplacement d'équipements ou l'achat de GSR. Leur pertinence dépend des contraintes techniques, du calendrier des investissements et du coût des réductions obtenues. Imposer indirectement une voie uniforme par la facture gazière revient à prélever des ressources sans tenir compte de ces arbitrages. Une politique climatique ne devrait pas affaiblir la capacité d'un établissement à financer sa transition au motif qu'il doit également financer celle que le distributeur a choisie pour son portefeuille.

Le Québec n'a donc pas à choisir entre le GSR et la compétitivité industrielle. Ces deux objectifs sont compatibles, et la réforme doit précisément organiser leur convergence. Une industrie capable d'investir constitue un débouché potentiel pour un GSR dont la valeur est démontrée. À l'inverse, une industrie pénalisée par le financement des invendus dispose de moins de moyens pour devenir un acheteur volontaire ou pour réaliser d'autres projets de réduction. Protéger sa compétitivité ne revient pas à retarder la décarbonation. Il s'agit de préserver les conditions économiques qui permettent de la poursuivre et de la pérenniser.

Cette convergence suppose de changer le point de départ de la politique. Le futur régime doit être construit à partir de la valeur créée et des besoins auxquels le GSR peut répondre, plutôt qu'à partir d'une quantité prédéterminée qu'il faudrait ensuite écouler. Les produits ne sont pas homogènes du seul fait qu'ils fournissent une énergie interchangeable. Selon les matières valorisées, les émissions évitées et les conditions de production, leurs performances environnementales diffèrent. Ces différences doivent pouvoir être reconnues et rémunérées. Pour un industriel, la valeur du GSR dépend notamment des réductions qu'il peut faire reconnaître, des droits qu'il peut utiliser et de la comparaison avec les autres solutions accessibles à son établissement. Rendre cette valeur utilisable constitue une condition de la demande, et non un perfectionnement secondaire à envisager une fois les volumes acquis.

Le développement de la filière québécoise doit s'inscrire dans cette même logique. Le soutien public peut être nécessaire lorsque des projets rendent des services de gestion des matières résiduelles ou procurent des bénéfices collectifs que la vente d'énergie ne rémunère pas suffisamment. Encore faut-il que ce soutien soit explicite, proportionné et lié au besoin réel du projet. La clientèle gazière ne peut tenir lieu, par défaut, de budget de politique industrielle et environnementale. Une filière durable doit progressivement trouver des acheteurs pour la valeur qu'elle produit, avec un accompagnement public justifié lorsque cela est nécessaire, plutôt que demeurer tributaire d'une garantie tarifaire d'écoulement.

Il faut également lui permettre de rencontrer la demande au-delà du seul réseau de distribution. Le transport, les livraisons directes, les usages hors réseau et la consommation sur le lieu de production peuvent ouvrir des débouchés et, dans certaines configurations, éviter des coûts inutiles. L'injection doit rester un moyen de rendre un service, non devenir la frontière de la reconnaissance environnementale. De même, l'arrimage avec des marchés de conformité compatibles peut élargir le bassin d'acheteurs et permettre aux attributs environnementaux québécois de trouver une meilleure valorisation. Cette ouverture exige des règles rigoureuses de propriété, de traçabilité et de retrait des droits, mais elle permet de rechercher de véritables clients plutôt que de nouveaux payeurs obligés.

La réforme ne pourra cependant produire tous ses effets si les engagements du régime actuel demeurent intacts. Les volumes déjà contractés continueront d'engendrer des dépenses tant que les obligations correspondantes n'auront pas été réduites, transférées ou éteintes. L'ACIG considère donc qu'une revue complète du portefeuille et la recherche de voies de désengagement sont indispensables. Sans accès aux contrats confidentiels, elle ne prétend pas déterminer lesquels doivent être abandonnés ni à quel prix. Elle demande que ces possibilités soient examinées méthodiquement, en comparant le coût du maintien à celui des solutions de remplacement. Le développement de nouveaux approvisionnements québécois doit ensuite répondre à une demande additionnelle ou prendre place dans l'espace réellement libéré, faute de quoi la relocalisation ne ferait qu'ajouter une dépense à une autre.

C'est pourquoi le courage d'ouvrir l'exercice doit maintenant se prolonger dans celui de changer de régime. Une réponse pusillanime, limitée à déplacer les échéances, à étaler les coûts ou à perfectionner leur répartition, laisserait subsister les causes de l'échec. Croire que la demande rejoindra spontanément les engagements sans transformation de l'offre relèverait d'un irénisme que

l'expérience ne permet plus d'entretenir. Quant à présenter un simple lissage de la facture comme la résolution du problème, ce serait substituer des fadaises à la rigueur qu'exige la situation. Maintenir l'architecture actuelle en tentant seulement de l'ajuster exposerait le Québec à un nouvel échec, aux conséquences potentiellement plus importantes encore si les obligations financières continuaient de s'accumuler.

L'ACIG invite ainsi le gouvernement à mener jusqu'à son terme la démarche salubre qu'il a engagée. La responsabilité publique commande de préserver l'ambition tout en abandonnant les moyens qui la desservent. Elle exige également que chacun retrouve un rôle clair. Le gouvernement doit définir les objectifs collectifs et les soutiens qui les accompagnent; les producteurs doivent développer des projets capables de répondre aux besoins; les distributeurs doivent faciliter l'accès à la ressource et la rencontre entre l'offre et la demande; les consommateurs doivent pouvoir choisir les solutions pertinentes pour leurs activités. C'est sur cette répartition des responsabilités que peut se construire une filière québécoise à la fois utile, attractive et pérenne.

Les réponses aux cinq questions du gouvernement

Les cinq questions soumises à la Régie constituent les dimensions indissociables de cette refondation. Les réponses de l'ACIG poursuivent un même objectif, celui de remplacer une logique d'accumulation des volumes et de transfert des risques par un cadre fondé sur la demande, la valeur environnementale et la responsabilité du financement.

1. La progression des exigences de distribution

L'ACIG recommande de mettre fin à la trajectoire volumétrique générale prédéterminée. Une cible ne peut être qualifiée d'optimale sans démonstration de la demande, de la capacité de payer et de la pertinence des réductions obtenues par rapport aux autres solutions disponibles. Si le gouvernement maintient néanmoins une exigence minimale, les volumes industriels doivent être exclus de son assiette et les industriels de son financement imposé. Leur exposition à la concurrence internationale et leurs obligations carbone exigent qu'ils puissent consacrer leurs ressources aux solutions de décarbonation adaptées à leurs procédés et à leurs cycles d'investissement. Ils doivent toutefois conserver la liberté d'acheter volontairement du GSR lorsqu'il répond à leurs besoins. Le traitement des autres catégories de clients doit être examiné avec leurs représentants, selon leurs besoins et leurs contraintes. Le suivi du développement doit enfin reconnaître les contributions pertinentes du transport, du hors réseau et de la consommation in situ, plutôt que se limiter aux livraisons du réseau.

2. La socialisation et les chocs tarifaires

L'objectif doit être l'extinction de la socialisation, non sa pérennisation sous une formule différente. La priorité consiste à réduire les engagements qui alimentent les invendus, puis à améliorer l'offre et à ouvrir des débouchés capables d'en absorber volontairement une partie. L'ACIG demande l'exclusion des consommateurs industriels de cette charge, sans que cette exclusion serve à reporter automatiquement les mêmes coûts sur les ménages et les commerces. C'est d'abord le montant total à financer qu'il faut réduire. Le reliquat éventuel doit ensuite faire l'objet d'une décision explicite sur les responsabilités et le financement, en dehors d'un retour automatique aux tarifs.

3. Les importations et les volumes déjà contractés

La réduction de la dépendance aux importations doit commencer par la reprise de maîtrise du portefeuille. L'origine d'un approvisionnement ne suffit pas à déterminer sa pertinence; son coût, sa durée, sa flexibilité, sa performance environnementale et ses débouchés doivent être examinés ensemble. L'ACIG recommande une revue de tous les contrats afin de conserver les engagements utiles et de rechercher, pour les autres, des réductions, des renégociations, des transferts ou des sorties négociées. Sans accès aux clauses confidentielles, elle formule une méthode et non un jugement sur chaque contrat. Les nouveaux volumes québécois doivent répondre à une demande réelle et se substituer effectivement aux engagements qu'ils sont censés remplacer.

4. Les incitatifs à un approvisionnement compétitif

Le développement de la filière doit être soutenu par des autorisations plus prévisibles, des financements adaptés aux risques et des aides proportionnées aux bénéfices collectifs ainsi qu'au besoin résiduel des projets. Lorsque cela est pertinent, la concurrence doit contribuer à maîtriser le niveau de soutien. Les dispositifs doivent permettre la valorisation des déchets et l'émergence d'une énergie utile, sans réserver leur appui aux projets d'injection ni garantir durablement les revenus des producteurs par le tarif gazier. L'objectif est de faire apparaître une offre québécoise dont le prix, les attributs et les modalités répondent à des acheteurs identifiés.

5. La valorisation des attributs environnementaux

L'ACIG considère cette question comme une pièce maîtresse de la réforme. L'intensité carbone doit devenir une composante réelle de la valeur du GSR, et les modifications nécessaires au cadre québécois, notamment au SPEDE, doivent être examinées pour permettre une reconnaissance appropriée des réductions vérifiées. Le transfert séparé de certains attributs, par des mécanismes de book-and-claim, doit également pouvoir être développé avec les adaptations réglementaires requises, y compris pour des projets hors réseau ou in situ. Un registre doit assurer la propriété, les transferts et le retrait des droits, afin de prévenir les doubles revendications incompatibles. L'accès au transport, au marché fédéral des combustibles propres et aux autres marchés admissibles doit enfin élargir les débouchés, tandis que la valeur obtenue doit bénéficier de manière transparente à ceux qui la financent ou qui peuvent l'utiliser.

Ces réponses expriment une ambition intacte et une exigence renouvelée. L'ACIG continuera de soutenir le gouvernement dans le développement du GSR et de la filière québécoise, mais elle l'invite à faire de cette réforme le passage d'une politique de volumes imposés à une politique de valeur créée. Le Québec dispose de l'occasion de protéger simultanément ses consommateurs, son patrimoine industriel et ses objectifs climatiques. La saisir exige de ne pas confondre fidélité à une ambition et fidélité à un mécanisme qui l'a desservie. Le courage politique consiste désormais à donner au GSR les conditions d'un véritable marché, afin que sa contribution à la décarbonation renforce la prospérité du Québec plutôt qu'elle n'en fragilise les assises.

L'Association des consommateurs industriels de gaz

Créée en 1973, l'Association des consommateurs industriels de gaz (ACIG) représente plus de 32 grands consommateurs industriels au Québec et en Ontario, notamment dans les mines, les métaux, la chimie, les produits forestiers et la transformation manufacturière. Parmi ses membres figurent plus de 15 grands industriels québécois qui consomment ensemble près de 30 % du gaz distribué au Québec.

Pour ces entreprises, l'énergie est au cœur de la production. Elle fait fonctionner les procédés, permet de transformer les matières et assure la continuité des opérations. Son prix, sa disponibilité et la fiabilité de l'approvisionnement pèsent dans les décisions quotidiennes comme dans celles qui engagent l'avenir d'une installation.

Plusieurs de ces industriels fabriquent des produits peu différenciés dont les prix sont largement fixés sur les marchés internationaux. Ils disposent donc de peu de marge pour augmenter leurs prix lorsque leur facture énergétique s'alourdit. Une hausse du coût de l'énergie touche directement leur rentabilité et leur capacité à concurrencer des producteurs établis ailleurs. Elle peut aussi réduire les moyens qu'ils consacrent à la modernisation de leurs équipements et à la réduction de leurs émissions.

L'ACIG fait connaître ces réalités aux pouvoirs publics et aux organismes de réglementation. Elle intervient pour que les politiques énergétiques et les règles tarifaires tiennent compte des conditions dans lesquelles les industriels produisent et investissent. Elle soutient une décarbonation adaptée à leurs procédés et à leurs cycles d'investissement, qui leur permette de poursuivre leurs activités et de maintenir des emplois de qualité au Québec et en Ontario.

Introduction

La transition énergétique doit permettre au Québec de réduire ses émissions tout en préservant sa capacité à produire, à investir et à créer de la richesse. Le gaz de source renouvelable peut contribuer à cette ambition. Son développement doit toutefois reposer sur des usages pertinents, des bénéfices environnementaux démontrés et des coûts soutenables pour ceux qui les assument. La demande d'avis confiée à la Régie offre l'occasion de réexaminer le régime québécois à la lumière de ces exigences.

Les choix faits en amont déterminent largement la facture en aval. Une cible de livraison conduit le distributeur à acquérir des volumes et à prendre des engagements contractuels qui peuvent s'étendre sur de nombreuses années. Lorsque les achats volontaires ne permettent pas d'en couvrir le coût, le solde est transféré à la clientèle par la socialisation. L'examen des effets tarifaires doit donc remonter aux décisions qui créent la dépense, aux débouchés envisagés et aux risques associés aux approvisionnements.

L'ACIG reconnaît l'intérêt du GSR pour valoriser des matières résiduelles et réduire les émissions. Sa contribution dépend cependant des conditions de production, de l'usage auquel il est destiné et de la valeur environnementale que l'acheteur peut effectivement faire reconnaître. Pour les industriels, cette valeur doit aussi être appréciée au regard des autres solutions de décarbonation accessibles. Exposées à la concurrence internationale, ces entreprises doivent pouvoir consacrer leurs ressources aux investissements les mieux adaptés à leurs procédés, à leurs obligations carbone et à leurs capacités financières.

Dans cette perspective, l'ACIG propose de revoir les fondements du régime et les engagements qui en découlent. Cette démarche comprend le réexamen du portefeuille d'approvisionnement et la recherche de possibilités de renégocier certains contrats, notamment leurs volumes, leurs prix, leurs durées et leurs conditions de transfert ou de résiliation. Elle vise à réduire la charge à sa source et à mieux répartir les risques entre les acteurs qui participent au développement de la filière.

Elle suppose également d'élargir les débouchés et les mécanismes de reconnaissance du GSR. Le transport, de même que le biométhane produit et consommé sur place, doit trouver sa place dans cette réflexion. La valeur d'une réduction d'émissions mérite d'être examinée indépendamment du passage du gaz par le réseau de distribution, selon des critères rigoureux de mesure et de traçabilité.

Le présent mémoire examine ces enjeux, les contraintes propres aux consommateurs industriels et les enseignements des expériences étrangères. Il répond ensuite aux cinq questions de la demande d'avis avec une même préoccupation, celle de donner au GSR une place utile dans la décarbonation du Québec, sans compromettre la compétitivité des entreprises appelées à la réaliser.

Première partie : concepts clés et définition des enjeux

1. Reprendre la maîtrise du régime et préciser le problème à résoudre

Le régime québécois du GSR se heurte aujourd'hui à un déséquilibre que la seule révision de ses modalités tarifaires ne saurait résoudre. Des engagements d'approvisionnement importants ont été pris pour satisfaire des exigences de distribution croissantes, sans qu'une demande suffisante se développe aux conditions offertes. La socialisation est devenue le moyen de financer cet écart, au prix d'une pression grandissante, et aujourd'hui difficilement supportable par les consommateurs, notamment industriels. En demandant à la Régie de réexaminer les fondements réglementaires, tarifaires et contractuels du régime, le gouvernement reconnaît la nécessité d'une correction d'ensemble¹. L'ACIG soutient cette demande de réforme et rappelle que, dès 2018, elle a appuyé le gouvernement dans sa volonté de développer la filière québécoise du GSR sur des bases saines. Cet engagement repose sur une conviction constante, celle que l'essor de la production doit aller de pair avec la constitution d'un véritable marché et d'une offre adaptée aux besoins des consommateurs. La refonte du régime doit permettre de concrétiser cette ambition, en conjuguant efficacité de la décarbonation, viabilité de la filière et compétitivité de l'économie québécoise.

Pour l'ACIG, cette démarche doit porter sur la conception même du dispositif. En privilégiant les quantités à distribuer plutôt que les conditions auxquelles les consommateurs peuvent utilement les acquérir, le régime a confondu la constitution d'un portefeuille d'approvisionnement avec l'émergence d'un marché. Il n'a ainsi permis ni de donner à la filière des débouchés suffisamment autonomes ni de rendre le GSR économiquement pertinent pour une large part de la clientèle industrielle. L'aporie tient précisément à cette contradiction entre l'ambition de développer une demande et le recours à un mécanisme qui permet de financer durablement son insuffisance.

Le GSR demeure pourtant une voie importante de décarbonation. La valorisation énergétique des matières résiduelles peut conjuguer réduction des émissions, développement local et réponse aux besoins de l'économie². Le Québec doit poursuivre le développement de sa filière et élargir l'accès à cette ressource, en lui donnant les conditions économiques nécessaires à une utilisation durable. C'est à cette ambition que la réforme doit servir.

L'ACIG s'inscrit dans cette perspective depuis les premières étapes du dossier. Ses propositions en faveur d'un marché ouvert, de la reconnaissance de l'intensité carbone et de modalités d'achat plus souples visent à offrir à ses membres, comme à l'ensemble de l'économie, une solution de décarbonation qu'ils puissent réellement utiliser, valoriser et financer. Le développement de l'offre et celui de la demande doivent avancer de concert, avec un soutien public proportionné lorsque les bénéfices collectifs le justifient.

La question à résoudre dépasse donc le choix d'un nouveau pourcentage ou d'une nouvelle échéance. Elle consiste à rétablir un lien cohérent entre les besoins des consommateurs, la valeur du GSR, les engagements d'approvisionnement et la responsabilité de leur financement. C'est à partir de cette

¹ Ministre de l'Économie, de l'Innovation et de l'Énergie, lettre à la Régie du 14 juillet 2026, dossier R-4353-2026, pièce B-0001, p. 1 et 2. [Consulter la source](#)

² Agence internationale de l'énergie, Outlook for Biogas and Biomethane, mai 2025, « Key findings », passages sur la valorisation des matières résiduelles, les usages énergétiques et les bénéfices climatiques. [Consulter la source](#)

exigence que doit être examiné le régime actuel, afin que sa refonte permette enfin à la filière et à ses utilisateurs de progresser ensemble.

1.1 Une architecture qui a fait du volume sa variable directrice

Le règlement adopté en 2019 a établi des exigences minimales de distribution de 1 % en 2020, de 2 % en 2023 et de 5 % en 2025. Sa modification de 2022 a ajouté les paliers de 7 % en 2028 et de 10 % en 2030. Le relèvement des seuils a ainsi installé une trajectoire d'intégration du GSR dans les volumes distribués, avant que la demande ne soit en mesure d'en soutenir l'échelle.³

L'exigence vise le distributeur. Elle s'est traduite par une obligation tarifaire imposant à chaque client d'acheter personnellement la même proportion de GSR. Sa mise en œuvre repose néanmoins sur une succession d'opérations dont les effets rejoignent la clientèle. Le distributeur sécurise des approvisionnements, offre le produit aux consommateurs et, lorsque les achats volontaires sont insuffisants, récupère auprès des clients assujettis le surcoût admissible des volumes invendus. La socialisation intervient ainsi pour financer le décalage entre l'approvisionnement et ses débouchés.⁴

Le régime comporte certes des règles d'approbation, des soutiens et des possibilités de valorisation. Son ressort demeure toutefois essentiellement volumétrique. Il privilégie une quantité à distribuer sans faire de la demande solvable, du coût d'abattement carbone et de la valeur utilisable par le client les conditions premières de l'engagement. La cible est devenue le substitut d'un débouché.

Or, aussi légitime soit l'intention qui la sous-tend, cette conception confond la disponibilité d'une ressource, son utilité pour les consommateurs et leur disposition à en payer le prix. En faisant du volume à distribuer le point de départ des décisions d'approvisionnement, le régime a favorisé la conclusion de contrats sans que soit assurée l'existence de débouchés suffisants aux conditions proposées. Le décalage entre l'offre et la demande s'est ainsi inscrit dans des engagements durables qui contraignent désormais les possibilités de réforme. La difficulté ne consiste donc plus seulement à corriger une règle, mais également à composer avec les obligations financières que son application a contribué à créer.

Cette imbrication explique pourquoi une simple révision des cibles ou des modalités tarifaires ne saurait suffire. Abaisser les seuils peut réduire les exigences futures, sans pour autant libérer le distributeur des engagements déjà conclus. De même, reporter la récupération des surcoûts en modifie le calendrier de paiement, mais ne remédie pas à l'insuffisance des acheteurs. Quant au développement de nouveaux approvisionnements québécois, il risque d'ajouter des dépenses aux sommes déjà dues plutôt que de s'y substituer, si les contrats existants demeurent inchangés. La correction doit dès lors porter conjointement sur les obligations de volume, les engagements contractuels et leur financement, afin que la refonte du régime ne reste pas tributaire des choix qu'elle entend précisément corriger.

³ Benoit Marcoux, Le gaz renouvelable dans la transition énergétique du Québec, 10 septembre 2026, dossier R-4353-2026, pièce A-0035 déposée le 16 septembre 2026, section 2.3, p. 9 et 10. Rappel des exigences issues du règlement de 2019 et de sa modification de 2022. [Consulter la source](#)

⁴ Gouvernement du Québec, Analyse d'impact réglementaire relative au projet de règlement modifiant le Règlement concernant le gaz de source renouvelable, dossier ministériel 2026-0077, document préliminaire, rubrique « Définition du problème », p. 5 et 6 du PDF. Ce document décrit le régime et un projet modificatif, non une réforme déjà adoptée. [Consulter la source](#)

1.2 Une offre qui n'a pas trouvé une demande à sa mesure

Les données disponibles démontrent avant tout que la demande volontaire de GSR ne s'est jamais véritablement matérialisée à l'échelle requise par le régime. Quelques volumes ont bien été vendus et certains clients ont manifesté un intérêt réel, mais ces achats sont demeurés marginaux au regard des quantités progressivement exigées et contractées. Les livraisons volontaires publiées atteignent 39,70 Mm³ en 2023, puis 26,70 Mm³ en 2025. Pour 2026, l'estimation s'établit seulement à 21Mm³, sur la base de dix mois réels et de deux mois prévisionnels⁵.

Ces données ne permettent pas de préjuger de l'évolution future du marché. Elles permettent toutefois d'écarter une lecture trop optimiste selon laquelle il suffirait d'attendre que la demande rejoigne naturellement l'offre. Le marché volontaire n'a pas connu une croissance. Il n'a simplement jamais atteint la profondeur et encore moins la maturité nécessaire pour soutenir l'architecture volumétrique mise en place.

Cette distinction est fondamentale. L'existence d'objectifs de décarbonation chez les consommateurs ne constitue pas, par elle-même, une demande de GSR. Pour qu'une demande se matérialise, encore faut-il que le produit soit offert à un prix acceptable, qu'il procure une valeur environnementale utilisable et que ses modalités contractuelles répondent aux besoins de l'acheteur. C'est précisément cette convergence entre intérêt pour la décarbonation par GSR et décision réelle d'achat que le régime actuel n'a pas réussi à provoquer.

Il serait donc erroné d'assimiler cette faiblesse à un désintérêt pour la décarbonation. Dans le cas des consommateurs industriels de gaz, un industriel n'achète pas une intention environnementale. Il recherche une solution dont il peut mesurer le bénéfice, mobiliser les droits et soutenir le coût. Son choix dépend aussi de ses équipements, de ses échéances d'investissement et des autres réductions de GES accessibles. Lorsque l'offre ne réunit pas ces conditions, l'engagement climatique de l'entreprise ne suffit pas à rendre l'achat pertinent.

La même prudence s'impose lorsqu'on examine la production locale. Énergir présente pour 2035 un potentiel accessible de 250 à 380 Mm³, comprenant déjà 125 Mm³ associés à des contrats québécois signés. Cette estimation rassemble des projets de maturités différentes. Elle ne constitue ni une offre entièrement additionnelle ni une garantie de réalisation et d'écoulement.⁶ Le prix auquel ces volumes pourraient être offerts est tout aussi déterminant. Une production québécoise ne devient pas abordable du seul fait de son origine. Si son prix dépasse ce que les consommateurs sont disposés à payer pour la valeur qu'ils en retirent, son développement risque d'accroître les volumes invendus et les coûts socialisés. Le potentiel de production locale doit donc être examiné avec les conditions économiques permettant de lui trouver de véritables acheteurs.

L'échec du régime tient à l'incapacité du dispositif à relier durablement ces réalisations à une demande suffisamment large. L'offre a été sécurisée plus rapidement que les conditions permettant de la vendre.

⁵ Énergir, Réponses à la Régie, dossier R-4353-2026, pièce C-Énergir-0010, Énergir-1, document 1, révision du 2 septembre 2026, tableau 2, p. 9. Les années 2023, 2025 et 2026 correspondent respectivement aux exercices 2022–2023, 2024–2025 et 2025–2026; le dernier résultat est estimatif et exclut l'autoconsommation d'Énergir. [Consulter la source](#)

⁶ Énergir, même document, tableau 1, p. 6. Le potentiel de 250 à 380 Mm³ comprend les 125 Mm³ déjà associés à des contrats québécois; ces quantités ne doivent pas être additionnées. [Consulter la source](#)

Attendre que le marché finisse par absorber les engagements, sans modifier le produit, ses droits ou son coût, relèverait d'un irénisme que les résultats ne permettent plus d'entretenir.

1.3 Des cibles mal dimensionnées au regard du marché

Pour l'ACIG, le caractère prématuré de la cible de 10 % ne constitue que la manifestation la plus visible d'un problème plus ancien. Le régime québécois a successivement porté l'exigence minimale de GSR à 1 %, 2 %, 5 %, puis prévoit 7 % et 10 %. À chacune de ces étapes, la progression du volume a précédé la démonstration qu'une demande suffisante pouvait se matérialiser aux conditions offertes.

Le problème ne réside donc pas uniquement dans le niveau ultime de 10 %. Les paliers précédents ont eux aussi été fixés dans une architecture qui faisait de la quantité distribuée la variable directrice du régime. Or, parallèlement, le produit offert aux consommateurs a peu évolué sur les dimensions susceptibles de provoquer une véritable demande volontaire. Le prix demeure élevé, la reconnaissance de l'intensité carbone reste imparfaite pour certains usages industriels, les attributs environnementaux ne sont pas toujours pleinement mobilisables. Le cadre actuel reste également centré sur l'injection dans le réseau gazier, ce qui limite les possibilités de faire reconnaître et de valoriser le biométhane produit et consommé directement sur un site industriel.

Le régime a ainsi augmenté l'obligation plus rapidement qu'il n'a amélioré la proposition de valeur du GSR. C'est cette séquence que l'ACIG estime mal dimensionnée. Avant d'augmenter les quantités, il fallait comprendre pourquoi les consommateurs n'achetaient pas davantage, améliorer l'offre et sa commercialisation et créer les conditions permettant à de nouveaux débouchés d'apparaître.

La comparaison internationale renforce ce constat, mais elle doit être maniée avec prudence. Les pourcentages observés dans d'autres juridictions ne désignent pas toujours la même chose. Certains correspondent à une obligation réglementaire, d'autres à une part effectivement atteinte dans le réseau, à un objectif appliqué à une catégorie particulière de consommateurs ou encore à des mécanismes fondés sur la performance environnementale. Surtout, plusieurs juridictions développent le biométhane à travers une pluralité d'usages plutôt qu'en faisant d'un taux uniforme d'injection dans le réseau la mesure principale du succès.

1.3.1 Le balisage international révèle surtout une diversité d'usages

Tableau 1 — Repères internationaux sur les cibles et les usages du GSR

Juridiction	Repère quantitatif	Nature du mécanisme	Principaux usages ou débouchés
Québec	1 % en 2020, 2 % en 2023, 5 % en 2025, 7 % en 2028 et 10 % en 2030	Exigence minimale de GSR distribué pour consommation finale	Principalement organisé autour de la distribution par le réseau; autres débouchés encore insuffisamment intégrés au mécanisme
France	2,4 % de la consommation nationale de gaz sous forme de biométhane injecté en 2023	Soutien à la production, tarifs et certificats de production de biogaz; obligation CPB limitée à certaines consommations	Injection, chaleur, cogénération et autres valorisations du biogaz
Allemagne	Pas de taux général comparable imposé à l'ensemble du gaz distribué dans les sources examinées	Plusieurs instruments selon le marché et l'usage	Cogénération, chaleur, bâtiments, carburants et transport

Juridiction	Repère quantitatif	Nature du mécanisme	Principaux usages ou débouchés
Pays-Bas	Pas de taux général comparable actuellement applicable dans les sources examinées; réforme du gaz vert en développement	Soutiens fondés notamment sur le besoin de financement et la réduction des émissions	Gaz renouvelable, chaleur et autres technologies de réduction des émissions
Californie	Objectif 2030 correspondant à environ 12,2 % de la consommation de référence 2020 de la clientèle <i>bundled core</i>	Objectif volumétrique appliqué à une clientèle déterminée	Approvisionnement des clients <i>core</i> ; transport traité séparément notamment par le LCFS
Danemark	Près de 40 % du gaz du système provenait du biométhane en 2023	Forte politique de soutien ayant accompagné le développement de la production et de l'injection	Historiquement électricité et chaleur; aujourd'hui environ 80 % du biogaz est épuré et injecté dans le réseau

Le tableau fait apparaître une différence importante. Le Québec n'est pas la seule juridiction à utiliser des objectifs quantitatifs et il serait inexact de le soutenir. La Californie possède également une cible volumétrique importante, tandis que le Danemark affiche une pénétration physique du biométhane beaucoup plus élevée. Mais ces situations ne sont pas directement transposables.

En Californie, la cible de 2030 équivaut à environ 12,2 % de la consommation de référence des clients *bundled core*. Elle ne constitue donc pas une obligation uniforme imposée à l'ensemble des consommateurs gaziers et elle est distincte du marché du biométhane destiné au transport. En France, le mécanisme actuel de certificats de production de biogaz repose, pour 2026 à 2028, sur les livraisons aux consommateurs résidentiels et tertiaires, plutôt que sur une obligation générale couvrant indistinctement tous les usages industriels.

L'Allemagne illustre encore plus clairement la diversité des débouchés. Le biométhane y a été utilisé dans la cogénération, la chaleur et le transport, et les perspectives actuelles concernent notamment les bâtiments, le transport lourd et les carburants. La valeur du produit dépend ainsi de l'usage auquel il est destiné et du mécanisme qui reconnaît cette valeur, plutôt que d'un taux uniforme de substitution du gaz de réseau.

Le Danemark constitue une exception particulièrement instructive. Le biométhane représentait près de 40 % du gaz du système en 2023 et environ 80 % du biogaz produit est aujourd'hui épuré puis injecté dans le réseau. Mais cette pénétration résulte d'une trajectoire particulière, soutenue par des mécanismes publics successifs et par une filière fortement liée aux ressources agricoles et aux matières résiduelles. Il s'agit d'un résultat atteint dans un système spécifique, non de la démonstration qu'une obligation uniforme de même nature devrait constituer la voie normale de développement d'une filière.

Le balisage conduit donc l'ACIG à une conclusion plus simple. Une cible volumétrique peut être un instrument, mais elle ne peut tenir lieu de marché. Lorsque les consommateurs n'achètent pas les volumes prévus, la réponse ne peut consister indéfiniment à augmenter les seuils puis à faire financer l'écart par le tarif. Il faut d'abord travailler sur les raisons pour lesquelles la demande ne se matérialise pas.

C'est là que le Québec peut désormais changer de logique. Le développement du GSR pourrait être mesuré non seulement par les mètres cubes injectés, mais également par les usages qu'il permet, les émissions effectivement réduites et la valeur qu'il apporte à celui qui l'utilise. Le biométhane consommé dans un procédé industriel, le biogaz utilisé directement sur son lieu de production ou le GSR valorisé dans le transport peuvent contribuer à la décarbonation sans nécessairement emprunter le même circuit commercial.

Le véritable enjeu n'est donc pas de trouver le « bon » pourcentage. Il est de construire une offre suffisamment pertinente pour que la demande précède, ou à tout le moins accompagne, la croissance des volumes.

1.5 La véritable problématique est celle du marché et de la valeur

La difficulté à résoudre n'est donc pas de déterminer comment écouler, à tout prix, une quantité prédéfinie de GSR. Elle consiste à établir les conditions auxquelles cette ressource peut contribuer à la décarbonation de l'économie lato sensu, en répondant à des besoins réels et sans affaiblir ceux qui doivent financer leur transformation. Le besoin doit orienter le produit, la performance doit fonder sa valeur et le financement doit correspondre aux bénéfices recherchés.

Cette remise en ordre exige de distinguer les fonctions que le régime a trop étroitement réunies. La valorisation d'un déchet peut justifier un soutien public. L'acheminement d'un gaz appelle la rémunération d'un service. L'acquisition d'une réduction ou d'un droit environnemental suppose un acheteur qui peut l'utiliser. Aucune de ces opérations ne justifie, par elle-même, que les consommateurs gaziers garantissent le revenu de toute production.

Il faut également sortir de l'atavisme volumétrique qui conduit à confondre le développement de la ressource avec la croissance des livraisons du réseau. Le biométhane consommé in situ, les livraisons directes et les débouchés de transport ou autre doivent pouvoir être examinés selon leur efficacité réelle. La reconnaissance de ces usages suppose des règles de preuve et de traçabilité, sans double comptage. Le réseau conserve toute sa valeur lorsqu'il rend un service utile. Il doit être un moyen d'accès au GSR, non la frontière de sa reconnaissance.

La réforme doit enfin traiter les engagements existants. Construire un meilleur marché ne suffit pas si un portefeuille surdimensionné continue d'en dicter les coûts. L'ACIG demande donc que la refonte des exigences s'accompagne d'une révision et d'une renégociation de certains contrats, afin de réduire à la source les coûts liés aux volumes qui ne trouvent pas preneur. Les industriels doivent également être protégés contre le financement imposé de ces invendus, qui alourdit leurs coûts de production et réduit les moyens disponibles pour leur propre décarbonation. Les coûts qui subsisteraient après cette démarche devront faire l'objet d'un traitement explicite, sans que leur transfert à la clientèle soit tenu pour acquis. Les réponses qui suivent précisent les conditions de cette révision.

Une réponse marquée par le pusillanisme, limitée au déplacement des échéances ou au lissage de la facture, laisserait intacte la cause du déséquilibre. L'ambition doit être plus profonde, sans devenir plus compliquée. Elle consiste à développer une offre attractive, à rendre ses bénéfices accessibles et à préserver les moyens des consommateurs de financer leur propre décarbonation. C'est ainsi que la politique pourra réunir l'intérêt des producteurs, celui des utilisateurs et celui de la collectivité.

1.6 Les cinq questions dessinent les dimensions d'une même réforme

Dans sa lettre du 14 juillet 2026, le ministre indiquait qu'il ne recommanderait pas le projet réglementaire publié en avril dans sa forme proposée. Il sollicitait plutôt une analyse des modalités réglementaires, tarifaires et contractuelles susceptibles de corriger la situation.⁷ Cette ouverture ne préjuge pas des décisions à venir. Elle permet cependant d'examiner les fondements du régime plutôt que de tenir son architecture inadéquate pour intangible.

L'avis public de la Régie organise cet examen autour des cinq questions suivantes, reproduites dans leur formulation officielle.⁸

- 1. La progression optimale et prévisible des exigences de distribution de GSR minimalement d'ici 2035, selon différents scénarios et leurs impacts estimés sur les tarifs, les différentes catégories de consommateurs ainsi que sur le développement de la filière québécoise de production de GSR. Ces cibles devront également respecter la capacité de payer des consommateurs et préserver la compétitivité des entreprises;*
- 2. Les mécanismes à mettre en place afin de réduire au maximum, voire éliminer, les frais de socialisation et les chocs tarifaires et répartir équitablement leur impact entre les consommateurs et les différentes catégories de consommateurs;*
- 3. La réduction de la dépendance aux importations de GSR en examinant les options possibles liées aux volumes déjà contractés;*
- 4. La recherche d'incitatifs pour favoriser un approvisionnement compétitif et à moindre coût qui s'arrime avec les besoins des consommateurs;*
- 5. Les mécanismes de valorisation optimale des attributs GSR, notamment les unités de conformité au Règlement sur les combustibles propres (DORS/2022-140), et pour réduire les obligations prévues au Règlement concernant le système de plafonnement et d'échange de droits d'émission de gaz à effet de serre (chapitre Q-2, r. 46.1), aux bénéfices des consommateurs et des distributeurs.*

Ces questions ne forment pas cinq dossiers indépendants. Les cibles déterminent les volumes, les contrats engagent les dépenses, la demande conditionne l'offre et les attributs fondent une part essentielle de la valeur du produit. La socialisation apparaît lorsque ces éléments ne se rejoignent plus. Les traiter séparément reviendrait à déplacer le problème d'une composante à l'autre.

Le mémoire les aborde comme les dimensions d'une même refondation. Avant d'en présenter les réponses, il précise la nature de la ressource, la diversité de ses usages et les réalités de la décarbonation industrielle. L'ambition est de donner au GSR les conditions d'une réussite durable, en faisant de la valeur créée pour les consommateurs et pour le Québec le moteur de son développement.

⁷ Ministre de l'Économie, de l'Innovation et de l'Énergie, lettre à la Régie du 14 juillet 2026, dossier R-4353-2026, pièce B-0001, p. 1 à 3. La lettre ne décide pas de la suppression de l'obligation volumétrique proposée par l'ACIG. [Consulter la source](#)

⁸ Régie de l'énergie, Avis public, dossier R-4353-2026, pièce A-0005, 5 août 2026, p. 1. Formulation des cinq questions reprise de cet avis. [Consulter la source](#)

2. Comprendre la valeur du GSR avant de lui assigner un volume

Le régime actuel du GSR traite ce dernier, (il conviendrait de le mentionner) de manière erronée comme un produit homogène. Un mètre cube renouvelable peut être comptabilisé comme un autre et, une fois le biométhane épuré aux spécifications requises, la molécule peut remplacer le gaz naturel dans de nombreux équipements. Cette équivalence physique est utile au fonctionnement du réseau. Elle ne dit pourtant presque rien de la valeur économique et environnementale du produit.⁹

Le GSR n'est pas, du point de vue de sa valeur, un produit homogène. Selon qu'il provient d'effluents d'élevage, de gaz d'enfouissement, de boues d'épuration, de résidus agroalimentaires ou d'autres matières organiques, il ne répond ni à la même fonction de valorisation, ni au même scénario de référence, ni au même bilan de GES. Deux volumes possédant le même contenu énergétique peuvent donc procurer des bénéfices environnementaux très différents.

Cette hétérogénéité n'est pas un écueil du GSR. Elle constitue au contraire une part essentielle de sa valeur. Un projet peut simultanément traiter une matière résiduelle, éviter des émissions de méthane, produire une énergie utile, remplacer un combustible fossile et créer des attributs environnementaux. Mais l'importance de chacun de ces bénéfices varie d'un projet à l'autre, et tous ne sont ni automatiquement cumulables ni nécessairement utilisables par le même acheteur.

Pour l'ACIG, cette distinction est fondamentale. Une politique conçue autour du seul volume risque de donner la même valeur réglementaire à des produits qui n'ont ni la même performance climatique ni la même utilité économique. La question pertinente n'est donc pas seulement de savoir combien de GSR peut être produit ou injecté. Elle est de savoir quelle valeur est créée, pour quel usage, au bénéfice de qui et à quel coût.

2.1 Une même désignation recouvre des fonctions de valorisation différentes

Le biogaz naît de la dégradation de matières organiques. Il peut être utilisé directement, notamment pour produire de la chaleur ou de l'électricité, ou être épuré afin d'obtenir du biométhane. Cette étape rend le gaz compatible avec des usages normalement alimentés au gaz naturel. Le point de départ du projet demeure toutefois déterminant, car la production énergétique est souvent indissociable d'une fonction préalable de gestion des matières, de traitement des eaux ou de réduction d'émissions.¹⁰

Réduire toutes ces filières à une seule catégorie volumétrique efface précisément ce qui les distingue. Un site d'enfouissement valorise un gaz issu de déchets déjà stockés. Une ferme peut modifier la gestion de ses effluents et éviter des émissions de méthane qui se seraient produites lors du stockage. Une station d'épuration traite d'abord des eaux usées. Une usine agroalimentaire peut, quant à elle, transformer ses propres résidus et utiliser localement l'énergie produite. Dans chacun de ces cas, la molécule peut être semblable après épuration, mais la fonction rendue et le bénéfice environnemental ne le sont pas.

⁹ Agence internationale de l'énergie, Outlook for Biogas and Biomethane, mai 2025, introduction et principales conclusions. L'AIE distingue la composition du biogaz, l'épuration en biométhane, la diversité des matières premières et les usages dans l'industrie, le transport, les bâtiments et l'électricité. [Consulter la source](#)

¹⁰ Agence internationale de l'énergie, Outlook for Biogas and Biomethane, mai 2025, « Introduction to biogas and biomethane ». Le biogaz peut provenir notamment de biodigesteurs et de systèmes de récupération de gaz d'enfouissement; sa composition et ses usages dépendent de la matière et du procédé. [Consulter la source](#)

Tableau 2 — Une même énergie, des fonctions de valorisation différentes

Filière ou origine	Fonction première	Valeur susceptible d'être créée environnementale	Éléments déterminants
Gaz d'enfouissement	Gestion d'un gaz produit par des déchets déjà stockés.	Captation du méthane et substitution à une énergie fossile.	Part qui aurait été ventilée ou torchée, taux de captation, fuites, épuration.
Effluents d'élevage	Gestion des déjections animales et production de digestat.	Évitement possible d'émissions de méthane en amont, en plus de la substitution énergétique.	Pratique de référence, intrants, fuites, gestion du digestat.
Boues d'épuration	Traitement des eaux et des boues.	Valorisation énergétique d'un gaz associé à une fonction de traitement déjà nécessaire.	Production additionnelle mobilisable, besoins locaux de chaleur, raccordement.
Matières organiques résiduelles	Traitement de résidus municipaux, commerciaux ou industriels.	Réduction de certaines émissions liées au traitement des déchets et production d'énergie.	Mode de traitement évité, collecte, tri, transport, contamination.
Résidus agroalimentaires ou industriels	Gestion de résidus souvent concentrés près d'un besoin énergétique.	Substitution locale de combustible et valorisation d'une matière résiduelle.	Saisonnalité, distance, continuité du besoin, qualité du gaz.
Biomasse ligneuse et voies thermochimiques	Conversion de matières solides en gaz renouvelable.	Valorisation de résidus et substitution énergétique selon le procédé retenu.	Usages concurrents de la biomasse, rendement, maturité, bilan de cycle de vie.

Sources — Synthèse de l'ACIG à partir de la CRE, de la Cour des comptes française et de l'AIE.¹¹

Le tableau vise surtout à montrer que la valeur environnementale d'un projet dépend de la nature du bénéfice qu'il procure. Tous les projets de GSR ne produisent pas les mêmes réductions d'émissions, même lorsqu'ils livrent une quantité comparable d'énergie. L'essentiel est donc de comprendre ce que le projet permet réellement d'éviter.

Ainsi, capter un méthane qui aurait autrement été rejeté dans l'atmosphère procure un bénéfice climatique différent de celui obtenu lorsqu'un gaz aurait déjà été capté puis détruit. Cette distinction est importante, car elle influence directement l'intensité carbone du produit et, en définitive, sa valeur environnementale. L'évaluation doit donc reposer sur un scénario de référence crédible, afin que les réductions reconnues correspondent à un bénéfice réel et non à un avantage artificiellement créé par la méthode de calcul.

2.2 L'intensité carbone traduit une partie de cette hétérogénéité

L'intensité carbone offre un langage commun pour comparer des produits qui, physiquement, peuvent sembler équivalents. Elle rapporte les émissions de GES d'un cycle de vie à une unité d'énergie et permet d'intégrer la production, le traitement, le transport et, selon la méthode retenue, certaines

¹¹ Commission de régulation de l'énergie, Bilan technique et économique des installations de production de biométhane, 19 décembre 2018, pièce A-0025 au dossier R-4353-2026, p. 1 à 4; Bilan technique et économique des installations de production de biométhane injecté (hors STEP et ISDND), 4 décembre 2024, pièce A-0026, p. 2 à 4. Cour des comptes, Le soutien au développement du biogaz, mars 2025, pièce A-0029. Agence internationale de l'énergie, Outlook for Biogas and Biomethane, mai 2025, « Key findings ». [Source 1](#) · [Source 2](#) · [Source 3](#) · [Source 4](#)

émissions évitées par rapport au scénario de référence. Elle rend ainsi visible une différence que le seul nombre de mètres cubes ne peut pas montrer.

Cette mesure doit toutefois être maniée avec rigueur. Les résultats dépendent du périmètre, du scénario de référence et des données utilisées. Les fuites de méthane sont particulièrement importantes. L'AIE souligne que les émissions fugitives des installations de biogaz et de biométhane peuvent réduire sensiblement le bénéfice climatique si elles ne sont pas maîtrisées; elle situe les pertes observées dans une plage de 2 % à 5,5 % de la production dans les données qu'elle examine.¹²

Le Danemark illustre la même exigence. Une étude réalisée pour l'agence danoise de l'énergie évaluait les pertes moyennes de méthane à environ 2,5 % de la production en 2021, avec des écarts importants selon les types d'installations. Des règles additionnelles ont ensuite été mises en place pour réduire ces pertes.¹³

Une intensité carbone très faible, voire négative dans certaines méthodes, ne signifie pas que le biométhane retire physiquement du CO₂ de l'atmosphère. Elle peut traduire la reconnaissance d'émissions de méthane évitées ailleurs dans la chaîne. C'est précisément pour cette raison que la méthode de calcul et le droit d'utiliser le résultat doivent accompagner le produit. Sans cette information, deux GSR de même volume apparaissent identiques alors que leur contribution climatique peut être profondément différente.

2.3 La valeur ne réside pas seulement dans la molécule

Pour un consommateur, la valeur du GSR se compose de plusieurs éléments qui ne se confondent pas. Il y a d'abord l'énergie physique, c'est-à-dire le service énergétique que le gaz rend. S'y ajoute la performance environnementale du projet. Viennent ensuite les attributs ou droits que les différents régimes permettent de reconnaître, de transférer ou de retirer. Enfin, le mode de livraison lui-même peut avoir une valeur par la souplesse, la continuité ou l'accès qu'il procure.

La valeur, au sens large, dépend donc de l'usage qu'un acheteur peut réellement faire de ces éléments. Un industriel n'accordera pas le même prix à un GSR dont l'intensité carbone lui procure un avantage de conformité vérifiable qu'à un produit pour lequel cet avantage ne peut être reconnu. Un transporteur peut rechercher une autre combinaison de droits. Un producteur situé près d'un site industriel peut, pour sa part, créer de la valeur par une utilisation locale qui évite certains coûts d'acheminement.

Cette distinction prépare directement la question des attributs environnementaux examinée plus loin dans le mémoire. Elle permet surtout d'éviter une confusion fréquente. Le caractère renouvelable de la molécule, son intensité carbone et les droits réglementaires qui lui sont associés sont liés, mais ils ne sont pas synonymes. Un marché fonctionnel doit préciser ce qui est vendu et ce que l'acheteur peut effectivement revendiquer.

¹² Agence internationale de l'énergie, Outlook for Biogas and Biomethane, mai 2025, « Key issues affecting biogas and biomethane projects ». L'AIE rapporte des émissions de méthane observées dans une plage de 2 % à 5,5 % de la production et insiste sur les bonnes pratiques de maîtrise des fuites. [Consulter la source](#)

¹³ Danish Energy Agency, « Biogas in Denmark », rubrique « Methane loss from biogas plants ». L'étude de 2021 citée par l'agence évalue les pertes moyennes à environ 2,5 % de la production et décrit les mesures réglementaires adoptées par la suite. [Consulter la source](#)

2.4 L'usage et le circuit d'acheminement modifient eux aussi la valeur

Le réseau constitue une infrastructure de service particulièrement utile pour mutualiser les approvisionnements, joindre des consommateurs éloignés et assurer de la flexibilité. Il ne constitue toutefois pas l'unique voie de valorisation. L'AIE distingue expressément l'utilisation directe du biogaz, notamment pour la chaleur industrielle, et le biométhane épuré, qui peut se substituer au gaz naturel dans plusieurs secteurs.¹⁴

L'injection est donc un mode d'acheminement, non une mesure exhaustive de la valeur créée. Un projet peut fournir de la chaleur sur son site de production, alimenter un établissement voisin, produire du biométhane consommé in situ ou servir le transport. Selon le projet, ces voies peuvent réduire certains coûts de raccordement ou d'acheminement tout en conservant la valeur environnementale, à condition que la production, l'usage et les attributs soient suivis avec la rigueur nécessaire.

Cette limite apparaît jusque dans les statistiques internationales. Le rapport 2026 d'ENTSOG mesure les gaz renouvelables injectés dans les réseaux couverts, mais exclut notamment les consommations sur le site de production. Une réduction réelle obtenue hors réseau peut ainsi être absente d'un indicateur d'injection.¹⁵

Pour l'ACIG, la conséquence est simple. La réussite d'une filière ne devrait pas être appréciée à partir d'un seul circuit physique. Le volume injecté demeure une information utile, mais il doit être complété par la performance environnementale, le coût, l'usage final et la valeur effectivement accessible au consommateur.

2.5 Le potentiel de production ne préjuge ni de la valeur ni de la demande

L'importance de la ressource ne change pas cette logique. L'AIE estime que le potentiel durable mondial du biogaz et du biométhane représente près du quart de la demande mondiale actuelle de gaz naturel. Elle situe 90 % du potentiel durable de biométhane dans une fourchette de coûts de production comprise entre 10 et 30 dollars américains par GJ. Cette amplitude montre à elle seule qu'un potentiel physique ne correspond pas à une offre uniforme ni à un prix unique.¹⁶

Au Québec, Énergir présente pour 2035 un potentiel accessible de 250 à 380 Mm³, dont 125 Mm³ sont déjà associés à des contrats québécois. Ces volumes constituent des repères utiles, mais ils regroupent des projets de maturités différentes et ne démontrent ni leur réalisation future, ni leur coût, ni leur performance environnementale, ni l'existence d'un acheteur final.¹⁷

¹⁴ Agence internationale de l'énergie, Outlook for Biogas and Biomethane, mai 2025, « Key findings ». L'AIE indique que le biogaz peut être utilisé directement pour la chaleur et l'électricité, tandis que le biométhane constitue un substitut au gaz naturel dans plusieurs usages. [Consulter la source](#)

¹⁵ ENTSOG, Report on Annual Renewable Gas Injections into Gas Networks 2026, février 2026, p. 3 à 4. Le périmètre porte sur les injections dans les réseaux de transport et de distribution et exclut notamment les consommations sur le site de production. [Consulter la source](#)

¹⁶ Agence internationale de l'énergie, Outlook for Biogas and Biomethane, mai 2025, « Key findings ». Le potentiel durable actuel des biogaz est évalué à près de 1 000 bcm, soit environ le quart de la demande mondiale de gaz naturel, et 90 % du potentiel durable de biométhane se situe entre 10 et 30 \$ US/GJ selon l'analyse de l'AIE. [Consulter la source](#)

¹⁷ Énergir, Réponses à la Régie, R-4353-2026, pièce C-Énergir-0010, Énergir-1, document 1, révision du 2 septembre 2026, tableau 1, p. 6. Le potentiel accessible présenté pour 2035 est de 250 à 380 Mm³ et comprend 125 Mm³ associés à des contrats québécois. [Consulter la source](#)

Un potentiel n'est donc pas un marché. Il indique ce qui pourrait être mobilisé. La valeur indique pourquoi un consommateur, un programme environnemental ou la collectivité accepterait d'en supporter le coût. Confondre ces deux notions ramène inévitablement l'analyse au volume alors que la question économique se situe ailleurs.

2.6 Le balisage international confirme que les juridictions ne valorisent pas toutes le même objet

Le balisage international est utile lorsqu'il permet de comprendre ce que chaque régime cherche à valoriser. Il l'est beaucoup moins lorsqu'il consiste à aligner des pourcentages sans tenir compte de leur assiette, de l'usage du gaz, de la nature du soutien et des consommateurs appelés à le financer. Les dispositifs examinés montrent une grande diversité. Certains reposent sur une obligation de volume, d'autres sur la performance carbone, le soutien au producteur, un service volontaire ou une combinaison de ces instruments.

Tableau 3 — Balisage international des mécanismes de valorisation du GSR et du biométhane

Juridiction	Mécanisme ou repère	Objet principalement valorisé et portée
Québec ¹⁸	Exigence minimale de 5 % depuis 2025, 7 % à compter de 2028 et 10 % à compter de 2030.	Le mécanisme est d'abord construit autour d'une quantité de GSR distribuée pour consommation finale. Il ne différencie pas, dans la cible elle-même, les GSR selon leur intensité carbone ou leur fonction de valorisation.
Californie ¹⁹	Programme d'approvisionnement en biométhane. Cible 2030 de 72,8 Bcf, soit environ 12,2 % de la demande 2020 des clients « bundled core ».	La cible vise une clientèle déterminée et s'inscrit notamment dans la réduction du méthane issu des déchets. Les usages transport sont traités dans un cadre distinct, dont le LCFS.
France ²⁰	Certificats de production de biogaz pour 2026-2028, assis sur certaines livraisons résidentielles et tertiaires; autres soutiens à la production.	La politique distingue l'obligation de certificats, les soutiens au producteur et les différents usages du biogaz. Les grands procédés industriels ne constituent pas l'assiette générale du CPB.
Allemagne ²¹	Pas de taux général unique de biométhane imposé à l'ensemble du gaz distribué dans les sources examinées.	Le biométhane trouve des débouchés dans la cogénération, les carburants et, plus progressivement, la chaleur. La dena décrit un marché dont la valeur dépend fortement des mécanismes propres à chaque usage.

¹⁸ Québec, Règlement concernant le gaz de source renouvelable, RLRQ, c. R-6.01, r. 3.01, art. 1. Le règlement prévoit des taux de 5 % à compter de 2025, 7 % à compter de 2028 et 10 % à compter de 2030. [Consulter la source](#)

¹⁹ California Public Utilities Commission, Decision 22-02-025, 24 février 2022; voir également la présentation officielle du programme de biométhane. La cible de 2030 est de 72,8 Bcf, soit environ 12,2 % de la demande 2020 de la clientèle « bundled core ». [Source 1](#) - [Source 2](#)

²⁰ France, Code de l'énergie, art. R. 446-113, version en vigueur depuis le 25 mai 2026. L'obligation de certificats de production de biogaz pour 2026-2028 est assise sur des livraisons à des consommateurs domestiques et du secteur tertiaire, ainsi que certaines consommations de chaleur. [Consulter la source](#)

²¹ Deutsche Energie-Agentur (dena), Branchenbarometer Biomethan 2025 et données sur la production et l'utilisation du biométhane. La dena décrit des débouchés distincts dans la cogénération, les carburants et la chaleur et souligne la sensibilité du marché aux mécanismes propres à chaque usage. [Consulter la source](#)

Juridiction	Mécanisme ou repère	Objet principalement valorisé et portée
Pays-Bas ²²	Projet de loi de 2026 sur une obligation de gaz vert, exprimée à partir de réductions d'émissions; régime SDE++ distinct.	Le projet cherche à tenir compte de la performance sur la chaîne de valeur. SDE++ rémunère, selon ses règles, un besoin de soutien lié à des technologies de réduction d'émissions. Les deux mécanismes ne doivent pas être confondus.
Danemark ²³	Près de 40 % du gaz du système provenait du biométhane en 2023; environ 80 % du biogaz produit est aujourd'hui épuré et injecté.	Cas singulier de forte pénétration, issu d'une politique de soutien prolongée et d'une filière largement agricole. Le niveau observé est un résultat du système, non une obligation uniforme de même nature que celle du Québec.
Oregon ²⁴	Programme volontaire pour les utilities participantes. Repère de 10 % pour 2025-2029, jusqu'à 30 % en 2045-2050.	Le dispositif autorise la récupération de coûts prudents mais prévoit un plafond lié au revenu requis. La loi tient aussi compte de la valeur de revente et des crédits environnementaux.
Washington ²⁵	Programme RNG approuvé par la commission, avec charge au client plafonnée à 5 %; service volontaire distinct offert à tous les clients.	Le régime distingue programme général et choix volontaire. Il prévoit explicitement le suivi, le transfert ou le retrait des attributs environnementaux afin d'éviter leur double utilisation.
Minnesota ²⁶	Natural Gas Innovation Act. Les plans peuvent inclure GNR, biogaz et autres ressources et doivent documenter les émissions sur le cycle de vie.	La loi met l'accent sur les réductions de GES, la comparaison coût-efficacité et la traçabilité des attributs. Certaines grandes installations exemptées ne supportent pas les coûts du plan sauf demande d'inclusion.
Colombie-Britannique ²⁷	Depuis le 1er juillet 2026, la plupart des clients de FortisBC ont 3,5 % de leur consommation désignée comme GNR, avec options volontaires additionnelles.	Le modèle combine une part désignée et des choix volontaires pouvant aller jusqu'à 100 %. La désignation repose sur l'ajout de GNR au système, sans livraison physique individualisée à chaque client.

²² Pays-Bas, projet de loi 36 947, Memorie van toelichting, no 3, publié le 21 mai 2026. Le projet de « *bijmengverplichting groen gas* » est présenté comme une obligation visant à accroître la part de gaz renouvelable et s'appuie sur une trajectoire de réductions d'émissions; il demeure ici cité comme projet législatif. [Consulter la source](#)

²³ Danish Energy Agency, « *Biogas in Denmark* ». L'agence indique qu'en 2023 le biométhane représentait presque 40 % du gaz du système danois et qu'environ 80 % du biogaz produit est aujourd'hui épuré puis injecté dans le réseau; elle décrit aussi les mécanismes de soutien mis en place depuis 2012. [Consulter la source](#)

²⁴ Oregon, Oregon Revised Statutes, art. 757.394 et 757.396; Oregon Administrative Rules, OAR 860-150-0200(3). Le programme est volontaire pour les grandes entreprises gazières participantes. Les repères passent notamment à 10 % pour 2025–2029 et jusqu'à 30 % pour 2045–2050. Au-delà de 5 % du revenu requis en coûts annuels incrémentaux nivelés, de nouveaux investissements admissibles nécessitent l'autorisation de la commission. [Source 1](#) · [Source 2](#)

²⁵ Washington, RCW 80.28.385 et 80.28.390. Le premier permet un programme de GNR avec une charge plafonnée à 5 % de la facture de gaz et encadre le retrait des attributs; le second impose l'offre d'un service volontaire de GNR à tous les clients. [Source 1](#) · [Source 2](#)

²⁶ Minnesota Statutes, § 216B.2427. Le Natural Gas Innovation Act définit le GNR par une intensité de GES sur le cycle de vie inférieure à celle du gaz conventionnel, impose des analyses de réductions sur le cycle de vie et prévoit que certaines grandes installations exemptées ne soient pas chargées des coûts d'un plan sauf demande d'inclusion. [Consulter la source](#)

²⁷ FortisBC, « *How Much Does Renewable Natural Gas Cost?* », tarifs applicables depuis le 1er juillet 2026. La plupart des clients ont 3,5 % de leur consommation désignée comme GNR, avec des options volontaires supplémentaires. [Consulter la source](#)

Juridiction	Mécanisme ou repère	Objet principalement valorisé et portée
Grande-Bretagne ²⁸	Green Gas Support Scheme. Soutien versé aux producteurs admissibles selon le biométhane injecté; nouvelles demandes possibles jusqu'au 31 mars 2028.	Le mécanisme soutient directement de nouvelles installations de biométhane issues de digestion anaérobie. Il ne fixe pas une obligation générale de pourcentage de GSR à chaque consommateur.

Le tableau fait surtout ressortir une constante. La valeur du gaz renouvelable est rarement enfermée dans une seule dimension. Plusieurs régimes distinguent le soutien à la production, l'usage énergétique, la performance climatique, les attributs et la clientèle qui finance le dispositif. Même lorsqu'une cible volumétrique existe, son périmètre et sa finalité comptent autant que le pourcentage affiché.

Cette lecture est particulièrement importante pour le Québec. La comparaison ne suggère pas qu'un modèle étranger puisse être transposé tel quel. Elle montre plutôt qu'il est possible de différencier les fonctions du GSR et de rémunérer la valeur pertinente au lieu de demander au seul volume distribué de porter toutes les ambitions de la politique.

2.7 La valeur doit devenir l'unité de lecture du régime

Le principal enseignement de cette section est que le GSR ne peut être correctement apprécié comme une simple commodité renouvelable indifférenciée. Sa valeur naît de la combinaison d'une matière première, d'une fonction de valorisation, d'une performance climatique, d'un usage et de droits qui peuvent être reconnus au consommateur. Cette pluralité explique pourquoi le prix acceptable, le coût d'abattement et l'intérêt industriel peuvent varier fortement d'un projet à l'autre.

Pour l'ACIG, l'hétérogénéité du GSR doit donc être considérée comme une donnée de conception du futur régime, et non comme une complication à effacer. Elle permet de rechercher les projets qui créent le plus de valeur environnementale et économique, d'ouvrir plusieurs voies d'utilisation et de rapprocher le soutien public ou réglementaire du bénéfice effectivement produit.

De plus, l'approche par la valeur permettrait de soutenir les filières en fonction de la valeur qu'elles produiront. Le sens de ce changement d'approche est d'attribuer des financements et des soutiens en fonction de la valeur environnementale réellement créée ou encore pour répondre à un besoin de valorisation de résidus particulier. Cette avenue permettrait de rendre le mécanisme de soutien à la filière plus pertinent mais aussi d'offrir un produit qui trouverait une demande.

Ce changement de perspective prépare les réponses aux cinq questions du gouvernement. Il permet de discuter des cibles sans confondre volume et performance, de réduire la socialisation en élargissant les débouchés, de mieux orienter les approvisionnements, de rendre l'offre plus attractive et, surtout, de donner aux attributs environnementaux une valeur utilisable par les consommateurs.

²⁸ Ofgem, Green Gas Support Scheme Guidance, version 2.2, 7 juillet 2025. Le programme soutient les producteurs de biométhane admissible issu de digestion anaérobie selon les volumes injectés dans le réseau; les nouvelles demandes peuvent être présentées jusqu'au 31 mars 2028. [Consulter la source](#)

3. La décarbonation industrielle exige des solutions adaptées aux procédés

Comprendre la valeur du GSR ne suffit pas. Encore faut-il déterminer à quel besoin il répond et dans quelles conditions cette valeur peut être effectivement mobilisée par l'utilisateur. Cette question prend une importance particulière dans l'industrie, où l'énergie n'est pas seulement consommée. Elle est souvent intégrée au procédé lui-même, à ses températures, à ses rythmes de production, à la qualité du produit final et, parfois, à la transformation même de la matière.

La décarbonation industrielle ne peut dès lors être abordée comme une simple opération de substitution entre deux molécules ou deux sources d'énergie. Chaque établissement possède sa propre configuration, ses équipements, ses contraintes de production, son calendrier d'investissement et ses possibilités technologiques. Une solution pertinente pour une installation peut être inapplicable, disproportionnée ou simplement prématurée pour une autre. La réduction des émissions industrielles procède ainsi moins d'une recette uniforme que d'une succession d'arbitrages techniques, économiques et opérationnels.

C'est dans cette réalité que doit être replacé le GSR. Il peut constituer une voie particulièrement utile lorsqu'un procédé demeure difficile à électrifier, lorsqu'une transformation majeure des équipements ne peut être réalisée immédiatement ou encore lorsque ses attributs environnementaux procurent une valeur de conformité réelle à l'établissement. Sa pertinence ne découle toutefois pas de son seul caractère renouvelable. Elle dépend de sa capacité à répondre à un besoin industriel précis, à un coût soutenable et dans des conditions compatibles avec la trajectoire de décarbonation de l'entreprise.

Les membres de l'ACIG sont engagés dans la réduction de leurs émissions et dans la modernisation de leurs installations. Pour l'ACIG, l'enjeu n'est donc pas de choisir abstraitement entre le GSR, l'électricité, l'efficacité énergétique ou la transformation des procédés. Il consiste à préserver la capacité des industriels à mobiliser la combinaison de solutions la plus adaptée à leurs réalités, en tenant compte des investissements requis, de la disponibilité des technologies, de l'accès à l'énergie et de la compétitivité des établissements.

Le GSR trouve pleinement sa place dans cette démarche lorsqu'il devient une solution choisie pour la valeur qu'il apporte au procédé et à la stratégie de décarbonation, plutôt qu'une quantité uniforme à intégrer indépendamment des besoins de l'utilisateur.

3.1 Une transformation des procédés qui ne se résume pas au changement d'énergie

L'implantation d'une thermopompe, aussi pertinente soit-elle pour certains besoins, ne décrit qu'une partie de la transformation industrielle. Une installation peut avoir besoin de vapeur, d'une flamme, d'une atmosphère contrôlée ou d'un intrant chimique. La qualité du produit, la stabilité de la réaction et l'intégration des flux de chaleur limitent parfois les possibilités de substitution. L'AIE distingue ainsi les industries énergivores, dont les besoins thermiques dépassent souvent 500 °C, des usages moins intensifs où des technologies existantes peuvent répondre à des besoins de chaleur inférieurs à 200 °C.

Cette distinction technique ne correspond pas à deux catégories d'entreprises étanches. Plusieurs usages coexistent dans un même établissement.²⁹

L'évaluation se fait à l'échelle du procédé. Une baisse de combustible peut s'accompagner d'un besoin supplémentaire d'électricité. Une récupération de chaleur peut modifier la vapeur disponible ailleurs dans l'usine. Un changement de matière première peut affecter les réactions et la qualité du produit. La comparaison des solutions inclut donc leurs investissements, leurs rendements et leurs contraintes de fonctionnement, pour un même service rendu.

Deux établissements d'un même secteur peuvent ainsi retenir des solutions différentes. La disponibilité électrique, la configuration des équipements et l'accès à une ressource locale modifient les possibilités. Un objectif commun de réduction des émissions ne suppose pas un moyen identique.

Le réseau assure un service d'acheminement standardisé. Le choix de décarbonation d'un procédé répond à une autre logique. Une offre de GSR peut faciliter ce choix, mais l'obligation de consommer un volume donné de gaz renouvelable ne suffit pas à déterminer la technologie pertinente, la durée d'engagement ou la part du budget que l'entreprise peut y consacrer.

3.2 Les cycles d'investissement déterminent le moment où une solution devient réalisable

Le calendrier industriel ne se confond pas avec celui d'une obligation annuelle de livraison. Les équipements majeurs sont conçus pour fonctionner longtemps et leur remplacement intervient à l'occasion de décisions coûteuses, généralement coordonnées avec les arrêts de production. L'AIE situe autour de quarante ans la durée de vie typique de certains fours de production de fer. Les réinvestissements importants interviennent autour de vingt-cinq ans, avec une fourchette de quinze à trente ans. Pour un haut fourneau d'une capacité annuelle d'un million de tonnes, elle estime l'investissement initial à 200 à 300 millions de dollars américains et le remplacement du revêtement à environ la moitié. Ces chiffres concernent la sidérurgie et ne sont pas transposables à toutes les activités minières ou manufacturières.³⁰

Ces repères concernent certains équipements sidérurgiques; ils n'établissent pas un cycle unique pour toute l'industrie. Chaque investissement dépend de l'âge des installations, de la production attendue et du capital disponible. La durée restante d'un gisement ou l'intégration d'un atelier dans une usine peut également modifier le calendrier.

Un établissement peut profiter d'un arrêt majeur pour transformer son procédé. Un autre peut conserver un équipement récent tout en récupérant davantage de chaleur. Un troisième peut acheter temporairement du GSR. Ces choix ne permettent pas, à eux seuls, de conclure à une différence d'engagement environnemental. Ils peuvent traduire des possibilités techniques et des calendriers distincts.

Le GSR présente précisément un intérêt lorsque sa compatibilité avec les équipements permet une réduction sans transformation lourde immédiate. Mais cette facilité technique ne doit pas devenir une raison d'imposer un surcoût récurrent. Elle doit être évaluée contre les autres options disponibles, y

²⁹ Agence internationale de l'énergie, Energy Efficiency 2025, chapitre « Industry », sections sur les usages énergétiques et les moyens d'amélioration. [Consulter la source](#)

³⁰ Agence internationale de l'énergie, Iron and Steel Technology Roadmap, 2020, p. 45 à 47, notamment la note 14. [Consulter la source](#)

compris une solution transitoire suivie d'un investissement de procédé. Un contrat de combustible de vingt ans peut être inadapté à un établissement qui prévoit de modifier sa technologie dans six ans. À l'inverse, un utilisateur peut volontairement accepter un engagement long s'il sécurise une ressource et un coût pertinents pour son procédé.

La position de l'ACIG porte sur cette capacité d'ajustement. Les dépenses récurrentes de GSR et les investissements de procédé doivent être appréciés ensemble. Un achat imposé à l'avance peut mobiliser des ressources qu'un établissement prévoyait de consacrer à une autre transformation. L'effet dépend du projet, de son calendrier et des solutions effectivement disponibles.

3.3 Comparer des tonnes évitées et des coûts véritablement comparables

Le coût d'abattement rapporte la dépense supplémentaire aux émissions évitées. Dans l'exemple retenu, remplacer 1 000 GJ de gaz à 4 \$/GJ par du GSR à 25 \$/GJ coûte 21 000 \$ de plus. Si la substitution évite 50 tonnes de CO₂e, le surcoût est de 420 \$ par tonne. Les prix et la réduction sont des hypothèses; ils ne décrivent pas une installation particulière.

La comparaison conserve un même service et un même périmètre de réduction. Dans un projet réel, les tonnes évitées doivent être établies à partir de données vérifiées, selon une méthode commune aux solutions étudiées. Le tableau suivant isole l'effet du résultat climatique sur le coût par tonne.

Tableau 4 — Même dépense supplémentaire, résultats climatiques différents

Surcoût pour 1 000 GJ	Tonnes évitées, hypothèse	Coût par tonne
21 000 \$	25	840 \$
21 000 \$	50	420 \$
21 000 \$	100	210 \$

Source — Calculs du présent mémoire. Prix hypothétiques de 25 \$/GJ pour le GSR et de 4 \$/GJ pour le gaz de référence. Réductions fictives sur un périmètre commun.

À dépense identique, le coût par tonne varie avec la réduction obtenue. Doubler les tonnes évitées divise ce coût par deux. Une quantité d'énergie et un prix identiques ne suffit donc pas à rendre deux offres équivalentes du point de vue climatique.

Il faut ensuite regarder ce que le GSR coûte réellement à l'industriel après prise en compte des économies qu'il permet de réaliser. Lorsqu'il réduit les émissions reconnues aux fins de conformité, le GSR ne devient, cependant pas moins cher en soi, mais son coût net pour l'entreprise diminue parce qu'il lui permet d'éviter d'autres coûts. C'est cette valeur additionnelle qui doit être prise en compte lorsque le GSR est comparé aux autres solutions de décarbonation.

Le coût par tonne de CO₂e évitée permet précisément d'effectuer cette comparaison. L'expérience ontarienne en donne une illustration simple. Dans le dossier EB-2024-0111, l'OEB rapporte un coût de 42,41 \$/tCO₂e pour les programmes d'efficacité énergétique de 2023. Pour le GNR, les estimations alors présentées se situaient entre 96,40 \$ et 420,80 \$/tCO₂e³¹. Ces chiffres ne peuvent pas être

³¹ Ontario Energy Board, Enbridge Gas Inc., EB-2024-0111, Decision and Order, Phase II, 29 mai 2025, p. 29 et note 34 (comparaison des coûts), p. 34 (offre hors activité réglementée sans garantie financière des clients). [Consulter la source](#)

transposés directement au Québec et l'OEB souligne elle-même que certains paramètres utilisés pour calculer le coût du GNR ont depuis changé. Ils illustrent néanmoins l'ampleur des écarts qui peuvent exister entre différentes voies de réduction des émissions.

L'intérêt de cette comparaison est facile à comprendre. À réduction d'émissions égale, une solution coûtant 400 \$ par tonne mobilise environ quatre fois plus de ressources qu'une solution coûtant 100 \$ par tonne. Pour une entreprise qui dispose d'un budget limité de décarbonation, cette différence est déterminante. Elle influence le nombre de tonnes qui pourront effectivement être réduites et les sommes qui resteront disponibles pour d'autres investissements.

Cela ne signifie évidemment pas que l'entreprise doit toujours retenir la solution la moins coûteuse. Une mesure d'efficacité énergétique peut être très avantageuse sans être techniquement disponible pour un procédé donné. À l'inverse, le GSR peut offrir une solution immédiatement utilisable là où l'électrification ou le remplacement d'un équipement nécessiterait plusieurs années. Le coût par tonne permet donc de comparer les options, mais la faisabilité du projet, le calendrier d'investissement et les contraintes du procédé déterminent celles qui sont réellement accessibles.

La comparaison avec un investissement doit également tenir compte du temps. L'achat de GSR constitue généralement une dépense qui se répète chaque année, alors qu'un nouvel équipement demande un investissement initial dont les effets peuvent durer plusieurs années. Les deux solutions doivent donc être évaluées sur une même période. Comparer une année d'achat de GSR au coût total d'un équipement conduirait nécessairement à une lecture faussée.

C'est finalement le coût d'opportunité qui importe pour l'industriel. Chaque dollar consacré à une solution de décarbonation ne peut être consacré à une autre. Le véritable arbitrage consiste donc à déterminer quelle combinaison de mesures permet de réduire les émissions de manière réaliste, au rythme permis par le procédé et avec les ressources financières disponibles. Dans cette analyse, le GSR peut constituer une option particulièrement pertinente, mais sa valeur doit pouvoir être comparée clairement à celle des autres solutions.

3.4 Le faible intérêt pour l'offre ne constitue pas un refus de décarboner

Le faible achat de GSR ne renseigne pas, à lui seul, sur la volonté de décarboner. Un industriel recherche un résultat qu'il pourra faire reconnaître, des droits utilisables et des engagements compatibles avec son procédé. Le prix énergétique peut être supérieur à celui du gaz fossile tout en répondant à ces conditions. À l'inverse, l'objectif environnemental de l'entreprise ne rend pas toute offre pertinente.

La commercialisation dépend ainsi de la définition du produit. L'intensité carbone, la propriété des attributs environnementaux et les modalités de cession ne sont pas des renseignements accessoires. Ils permettent de comparer l'achat avec les autres moyens dont dispose l'établissement pour respecter ses obligations et poursuivre ses objectifs.

Cette difficulté ne doit pas être confondue avec une absence générale de reconnaissance environnementale. Le protocole québécois QC.35, entré en vigueur en 2025, encadre la possibilité de déclarer des quantités de biométhane acquises en remplacement du gaz naturel. La question est donc de savoir ce que cette reconnaissance permet exactement, à quelles conditions et pour quel acheteur.

Elle ne se confond pas nécessairement avec toute la réduction calculée sur le cycle de vie du produit. La cinquième réponse examine ces différences et leurs conséquences sur la valeur du GSR.³²

Il faut enfin distinguer les obligations réglementaires et les engagements corporatifs. Une entreprise peut suivre une méthode de déclaration différente de celle du SPEDE. Le certificat qu'elle accepte dépend alors de cette méthode et des exigences de vérification qui l'accompagnent. Une offre de GSR doit donc préciser les preuves fournies et les usages autorisés des droits vendus. La mention générale d'attributs environnementaux ne devrait jamais laisser croire que tous les bénéfices possibles sont inclus ou utilisables dans tous les régimes.

3.5 Le balisage international montre que l'assiette est un choix de conception

Le balisage international n'a pas pour objet de soutenir que les grands consommateurs industriels seraient partout exclus du financement du GSR. Une telle affirmation serait inexacte. Il montre plutôt un point plus utile pour la présente analyse. Les juridictions ne définissent ni la même assiette, ni les mêmes bénéficiaires, ni les mêmes mécanismes de récupération des coûts. La participation au réseau gazier ne détermine donc pas, à elle seule, qui doit financer une politique de gaz renouvelable.

Cette distinction est importante pour la proposition de l'ACIG. L'exclusion de l'industrie de l'assiette québécoise ne découle pas d'un précédent étranger qu'il suffirait de transposer. Elle constitue une option de conception que le Québec peut examiner au regard de sa propre structure industrielle, de ses obligations climatiques et de la compétitivité de ses établissements. Le balisage sert à montrer que cette assiette peut être définie, limitée ou assortie de garde-fous explicites.

Tableau 5 — Assiette, financement et garde-fous dans les juridictions comparées

Juridiction	Mécanisme	Ce que le texte permet d'affirmer
France	L'obligation de restitution de certificats de production de biogaz pour 2026–2028 est calculée sur des livraisons aux consommateurs finals domestiques, à certains immeubles d'habitation et au secteur tertiaire. ³³	L'assiette est définie par catégories de consommation. Le texte cité ne place pas les usages industriels de procédé dans cette assiette.
Minnesota	Une grande installation déjà exemptée du programme de conservation est aussi exemptée des offres et des coûts d'un plan d'innovation gazier, sauf si elle demande à y être incluse. Ses revenus sont retirés de l'assiette utilisée pour les plafonds de coûts. ³⁴	Le législateur a prévu un retrait explicite de certaines grandes installations, avec possibilité de participation sur demande.

³² Québec, Arrêté 2024-0011 du 20 novembre 2024, Gazette officielle du Québec, 11 décembre 2024, p. 7167 à 7171, modification du RDOCECA, art. 5 et 8, introduisant l'article 6.2.1 et le protocole QC.35; art. 9, entrée en vigueur le 1er janvier 2025. [Consulter la source](#)

³³ France, Code de l'énergie, art. R. 446-113, version en vigueur depuis le 25 mai 2026. L'obligation de restitution de certificats de production de biogaz pour 2026-2028 est calculée sur les livraisons aux consommateurs finals domestiques, à certains immeubles d'habitation, au secteur tertiaire et à certains usages de chaleur visés par le texte. [Consulter la source](#)

³⁴ Minnesota Statutes, § 216B.2427, subd. 3(f) et (h). Une grande installation déjà exemptée du programme de conservation est exemptée des offres et des coûts du plan d'innovation, sauf demande d'inclusion. Les revenus du distributeur provenant de ces installations sont exclus de l'assiette pertinente pour les plafonds de coûts. [Consulter la source](#)

Juridiction	Mécanisme	Ce que le texte permet d'affirmer
Ontario	L'OEB a autorisé une offre volontaire de GNR destinée aux grands clients comme activité non réglementée et a refusé que les clients de fourniture système servent de garantie financière au programme. ³⁵	Le risque commercial d'une offre volontaire peut être séparé du service réglementé et des clients qui n'y participent pas.
Californie	La cible de 72,8 Bcf en 2030, soit environ 12,2 % de la demande de référence, est une cible d'approvisionnement pour les clients « bundled core ». Les clients « noncore », généralement de grands clients commerciaux et industriels, sont traités séparément. ³⁶	Une cible volumétrique peut être appliquée à une assiette de clientèle déterminée plutôt qu'à l'ensemble des volumes gaziers.
Washington	Le programme de GNR prévu à RCW 80.28.385 limite la charge à 5 % de la facture de gaz. Un autre article impose une offre volontaire de GNR accessible aux clients qui choisissent d'y participer. ³⁷	Le cadre distingue un programme assorti d'un plafond de coût d'un service volontaire portant les attributs environnementaux.
Oregon	Lorsqu'une grande utility dépasse 5 % de son revenu requis en coûts annuels incrémentaux liés au programme, elle doit obtenir l'autorisation de la commission pour poursuivre de nouveaux investissements admissibles. ³⁸	Le régime encadre explicitement l'exposition financière; il ne constitue pas une exclusion générale de l'industrie.
Colombie-Britannique	Depuis le 1er juillet 2026, FortisBC indique que la plupart de ses clients gaziers ont 3,5 % de leur consommation désignée comme GNR, avec possibilité d'achat volontaire additionnel. ³⁹	Ce contrepoint montre qu'il existe aussi des modèles à assiette large. Le balisage ne révèle donc aucune règle universelle.

Ce que le balisage permet réellement de conclure

Le premier constat est que l'assiette n'est pas une donnée naturelle. La France la définit par usages et catégories de clientèle. Le Minnesota prévoit une exclusion précise pour certaines grandes installations. La Californie applique sa cible au marché « bundled core », tandis que l'Ontario a choisi, dans une décision particulière, de laisser une offre volontaire de GNR aux grands clients hors de l'activité réglementée. À l'inverse, la Colombie-Britannique présente aujourd'hui un mélange désigné applicable à la plupart des clients. Ces exemples ne convergent pas vers un modèle unique; ils montrent que la répartition du coût relève d'un choix explicite de conception.

³⁵ Ontario Energy Board, Enbridge Gas Inc., EB-2024-0111, Decision and Order, Phase II, 29 mai 2025, p. 2 et 32 à 35. L'OEB a autorisé une offre volontaire de GNR destinée aux grands clients comme activité non réglementée et a refusé le mécanisme de garantie financière proposé sur la clientèle de fourniture système. [Consulter la source](#)

³⁶ California Public Utilities Commission, Decision 22-02-025, 24 février 2022, p. 28 et 32 à 35. La cible de 72,8 Bcf en 2030 correspond à environ 12,2 % de la demande annuelle de référence des clients « bundled core ». Le traitement du financement par les clients « noncore » doit être distingué de cette assiette d'approvisionnement; la décision ne permet pas de conclure à leur exemption générale de financement. [Consulter la source](#)

³⁷ Washington, Revised Code of Washington. RCW 80.28.385 prévoit qu'un programme de GNR ne peut imposer une charge supérieure à 5 % du montant facturé au client pour le gaz; RCW 80.28.390 prévoit séparément une offre volontaire de GNR accessible à tous les clients. [Source 1](#) · [Source 2](#)

³⁸ Oregon Administrative Rules, OAR 860-150-0200(3). Lorsqu'une grande utility gazière dépasse 5 % de son revenu requis en coûts annuels incrémentaux nivelés, elle doit saisir la commission et obtenir son autorisation avant de poursuivre de nouveaux investissements admissibles pendant l'année. [Consulter la source](#)

³⁹ FortisBC, « How Much Does Renewable Natural Gas Cost ». Depuis le 1er juillet 2026, FortisBC indique que la plupart de ses clients gaziers ont 3,5 % de leur consommation désignée comme GNR; des achats volontaires additionnels demeurent possibles. [Consulter la source](#)

Le deuxième constat concerne les garde-fous. Washington plafonne la charge de son programme visé à 5 % de la facture de gaz. L'Oregon subordonne le dépassement d'un seuil de 5 % du revenu requis à une autorisation réglementaire. Le Minnesota impose également des plafonds de coûts à ses plans d'innovation. Ces mécanismes ne rendent pas le GSR moins coûteux. Ils rendent visible le risque financier et déterminent jusqu'où il peut être transféré aux clients.

Pour l'ACIG, ce balisage ne sert donc pas à prétendre que l'exclusion industrielle serait la règle ailleurs. Il établit plutôt qu'une politique de GSR peut distinguer les participants, les bénéficiaires et les payeurs. La proposition québécoise doit ensuite être appréciée à partir de la situation propre aux grands consommateurs industriels.

3.6 La compétitivité industrielle impose de regarder autrement une charge volumétrique

Dans une grande installation industrielle, la consommation de gaz découle d'abord des besoins du procédé. Elle peut servir à fournir de la chaleur, à maintenir une température, à transformer une matière ou à assurer la continuité d'une production. Une charge calculée sur les mètres cubes consommés augmente donc mécaniquement avec la taille du besoin énergétique, sans mesurer pour autant la capacité de l'établissement à utiliser du GSR, la valeur des attributs qu'il peut reconnaître ou le coût de ses autres options de décarbonation.

Cette distinction revêt une importance particulière pour les secteurs exposés au commerce. Le ministère des Finances du Québec rappelle lui-même que les allocations gratuites du SPEDE aux grandes entreprises industrielles exposées au commerce international visent à atténuer l'effet de la tarification du carbone sur leur compétitivité et à limiter le risque de déplacement de la production. Cette politique ne permet pas de conclure qu'une hausse donnée du coût du gaz provoquera une fermeture ou une délocalisation. Elle établit toutefois que la compétitivité des industries exposées constitue déjà un paramètre reconnu de la politique climatique québécoise.⁴⁰

Une stratégie volumétrique de GSR doit être examinée à la lumière de cette même contrainte. Lorsqu'un surcoût est réparti au volume, une même unité tarifaire produit des montants absolus très différents selon la consommation. Dans la proposition tarifaire B-0179 pour 2026–2027⁴¹, Énergir présente un taux combiné de 4,055 ¢/m³, composé d'un frais prévisionnel de 2,706 ¢/m³ et d'un cavalier de 1,349 ¢/m³. Ce taux est une proposition dans le dossier tarifaire; il ne constitue pas ici une facture finale déjà approuvée.⁴²

⁴⁰ Ministère des Finances du Québec, « Ratio de tarification du carbone ». Le ministère indique que l'allocation gratuite d'unités d'émission aux grandes entreprises industrielles assujetties au SPEDE et exposées au commerce international vise à atténuer l'impact du SPEDE sur leur compétitivité et à limiter le risque de délocalisation d'activités industrielles. [Consulter la source](#)

⁴¹ Énergir, Stratégie tarifaire 2026–2027, dossier R-4334-2026, pièce B-0179, Énergir-Q, document 1, révision du 14 août 2026, tableau 2, p. 8. Il s'agit de la proposition tarifaire citée dans le texte. [Consulter la source](#)

⁴² Énergir, Stratégie tarifaire 2026–2027, dossier R-4334-2026, pièce B-0179, Énergir-Q, document 1, révision du 14 août 2026, tableau 2, p. 8. La pièce présente 2,706 ¢/m³ de frais prévisionnels et un cavalier de 1,349 ¢/m³, pour un total de 4,055 ¢/m³. Les montants sont ceux de la proposition déposée dans le dossier tarifaire. [Consulter la source](#)

Illustration 1 — Effet d'une charge volumétrique uniforme

Volume annuel hypothétique	Charge annuelle à 4,055 ¢/m ³
10 Mm ³	405 500 \$
100 Mm ³	4 055 000 \$

Ces montants sont de simples applications arithmétiques du taux proposé à des volumes hypothétiques. Ils n'identifient aucun membre de l'ACIG et ne représentent pas une facture énergétique complète. Ils montrent seulement une propriété de la méthode. Lorsque le coût est réparti au volume, l'exposition absolue augmente directement avec la consommation.

Pour une usine exposée à la concurrence, plusieurs millions de dollars de coût local additionnel peuvent entrer en concurrence avec les sommes disponibles pour l'entretien, la modernisation ou les projets de réduction d'émissions. L'ACIG ne soutient pas qu'un montant donné entraîne automatiquement une baisse de production. Elle soutient qu'une politique de décarbonation doit examiner cette contrainte avant d'utiliser le volume consommé comme principal vecteur de financement.

L'enjeu est d'autant plus important que le volume de gaz ne constitue pas un indicateur du besoin de décarbonation. Deux établissements consommant la même quantité peuvent avoir des procédés, des échéanciers d'investissement et des coûts d'abattement très différents. À l'inverse, une usine consommant davantage de gaz n'en retire pas nécessairement davantage de valeur du GSR si ses attributs ne sont pas pleinement utilisables dans le régime de conformité qui lui est applicable.

3.6.1 L'exclusion proposée par l'ACIG vise le financement du GSR, non les obligations climatiques de l'industrie

C'est dans ce contexte que l'ACIG propose de retirer les volumes industriels non participants de l'assiette servant à financer les obligations de GSR et les unités invendues. Cette proposition doit être définie avec précision. Elle ne soustrairait pas les établissements industriels au SPEDE, à leurs obligations environnementales ou au paiement des services gaziers qu'ils utilisent. Elle ne limiterait pas non plus leur capacité d'acheter volontairement du GSR lorsqu'il constitue pour eux une solution pertinente.

La distinction porterait sur la causalité du coût. Un industriel qui choisit du GSR assumerait le prix, les services et les attributs correspondant au produit qu'il achète. Un industriel qui retient une autre voie de décarbonation ne financerait pas, du seul fait de sa consommation de gaz, le surcoût d'un volume renouvelable qu'il n'a pas souscrit. Pour l'ACIG, cette séparation permettrait au GSR de concurrencer les autres solutions par la valeur qu'il apporte plutôt que par le financement obligatoire des invendus.

Le balisage international ne commande pas nécessairement cette solution. Il montre simplement qu'il est possible de définir l'assiette, de protéger certains non-participants, d'établir des plafonds ou de séparer une offre commerciale du service réglementé. La justification de l'exclusion industrielle proposée au Québec repose donc sur le contexte québécois lui-même qui se distingue par l'importance des volumes industriels, exposition de certains secteurs au commerce international, obligations climatiques déjà assumées et nécessité de préserver le choix des moyens de décarbonation. L'ACIG rappelle également que toute comparaison entre le Québec et d'autres juridictions doit être interprétée avec prudence et tenir compte de la composition propre du tissu industriel québécois. Une

comparaison fondée uniquement sur des indicateurs agrégés de consommation énergétique, de coûts ou d'intensité des émissions risquerait autrement de confondre des différences de structure économique avec des différences de performance.

Le développement industriel du Québec s'est notamment appuyé sur l'implantation et l'expansion d'industries de base et de grands complexes industriels. Ces activités produisent généralement des biens relativement peu différenciés, souvent destinés à des marchés largement intégrés et concurrentiels, au moyen de procédés qui nécessitent d'importantes quantités d'énergie, qu'elle soit électrique, gazière ou issue d'autres sources. Leur consommation énergétique constitue ainsi, dans une large mesure, une caractéristique intrinsèque de leur procédé de production plutôt qu'un indicateur, à elle seule, d'une moindre efficacité.

Cette distinction est fondamentale lorsqu'il s'agit de comparer le Québec à d'autres juridictions dont la structure économique repose davantage sur les services, les activités à forte valeur ajoutée mais à faible intensité énergétique ou une composition industrielle différente. Deux juridictions peuvent afficher des niveaux très différents de consommation énergétique ou de coûts énergétiques agrégés sans que cet écart traduise nécessairement une différence de performance. Il peut simplement résulter du poids relatif des secteurs qui composent leur économie.

Toute analyse comparative devrait donc être mise à l'échelle et normalisée de manière à tenir compte notamment de la composition sectorielle, de l'intensité énergétique des procédés, de la nature des produits fabriqués et du poids relatif des industries de base dans chacune des juridictions étudiées. À défaut, la comparaison serait affectée par un biais de composition. Elle attribuerait aux politiques, aux entreprises ou à leur performance ce qui relève en réalité de différences structurelles entre les économies comparées.

Cette précaution méthodologique est particulièrement importante dans l'analyse des politiques énergétiques et de décarbonation. Une mesure dont l'incidence paraît limitée à l'échelle moyenne d'une économie peut avoir un effet sensiblement plus important dans une juridiction où une proportion importante de l'activité industrielle repose sur des procédés fortement consommateurs d'énergie. La comparaison pertinente n'est donc pas seulement celle des coûts moyens entre juridictions, mais celle de l'exposition de secteurs comparables, exerçant des activités comparables et soumis à des contraintes concurrentielles comparables.

Deuxième Partie : réponses aux questions posées dans l'avis demandé à la Régie de l'énergie du Québec

4. Première question : La progression optimale des exigences de distribution

Comme exprimé au début de ce mémoire, l'ACIG réitère que l'écueil fondamental qu'elle relève dans le régime actuel du GSR au Québec tient au décalage entre les cibles réglementaires imposées au distributeur et la capacité du marché à absorber les volumes correspondants. La difficulté ne réside donc pas uniquement dans la disponibilité du gaz nécessaire pour satisfaire une obligation. Elle concerne également les conditions auxquelles ce gaz peut trouver preneur, être utilement valorisé et être financé sans faire reposer le surcoût sur les consommateurs qui ne l'ont pas choisi. La stagnation de la demande volontaire et les préoccupations tarifaires qui en découlent figurent d'ailleurs expressément parmi les motifs de la demande d'avis gouvernementale.

La première question revêt, à cet égard, une importance fondamentale. Définir une cible constitue un exercice autrement plus complexe que fixer un pourcentage et lui associer une échéance. Une telle décision suppose de rapprocher le potentiel de production, les coûts d'approvisionnement, les besoins des utilisateurs et les résultats environnementaux attendus. Elle engage également une répartition des risques entre les producteurs, les distributeurs et les consommateurs. L'examen de la trajectoire future appelle donc une appréciation préalable de ce que les exigences existantes ont permis d'accomplir, ainsi que des conditions économiques de leur réalisation.

À l'origine, le dispositif adopté en mars 2019 poursuivait deux objectifs complémentaires à savoir :

- Accroître la présence du gaz renouvelable dans le réseau gazier afin de réduire l'empreinte environnementale de la consommation et
- Soutenir l'émergence d'une filière de production au Québec. Cette double finalité a ensuite été réaffirmée lors du relèvement des exigences.

Elle constitue le point de départ de l'évaluation. D'une part, le développement d'une offre québécoise; d'autre part, sa contribution à la décarbonation. L'augmentation des volumes distribués renseigne sur ces objectifs, mais ne suffit pas, à elle seule, à établir dans quelle mesure ils ont été atteints.

Sur le développement de la filière, l'existence de contrats québécois et de projets de production témoigne d'une activité réelle. Elle ne se confond toutefois pas avec la constitution d'un marché capable d'absorber durablement cette production aux conditions offertes. Plusieurs années après l'adoption du premier règlement, la question demeure celle de l'adéquation entre le produit, son prix et les besoins de l'économie. Énergir identifie elle-même le prix élevé ou le coût additionnel comme le principal obstacle à l'achat volontaire. Le développement des capacités de production et celui d'une demande solvable restent ainsi deux dimensions distinctes, dont l'articulation sera examinée plus précisément en réponse à la quatrième question.

Sur le plan climatique, une distinction tout aussi essentielle s'impose entre le verdissement du gaz distribué et l'efficacité de la décarbonation obtenue. La substitution de biométhane au gaz fossile peut procurer des réductions d'émissions; il ne s'agit pas d'en nier l'existence. Leur portée dépend cependant des caractéristiques du produit, de son mode de production, des pertes de méthane et de l'usage auquel il est destiné. L'injection dans un réseau constitue une voie d'utilisation parmi d'autres, et non une mesure complète du bénéfice climatique.

Il faut ensuite apprécier ces réductions au regard des ressources mobilisées pour les obtenir. Une diminution des émissions associées au gaz distribué ne démontre pas, par elle-même, que le coût de chaque tonne de GES évitée est compatible avec les capacités financières des utilisateurs ou avec les autres possibilités de décarbonation accessibles à leurs installations. Les simulations présentées dans ce mémoire éclairent précisément cette distinction entre les quantités remplacées, les réductions correspondantes et leur coût, dans les limites des hypothèses retenues. Le verdissement du réseau et l'efficacité économique de la décarbonation ne sont pas deux notions équivalentes.

En définitive, la première question ne porte pas seulement sur le niveau des prochaines cibles. Elle appelle un examen du lien entre l'obligation réglementaire, le développement de la filière et la valeur effectivement offerte aux consommateurs. Il s'agit de déterminer dans quelles conditions le GSR peut accompagner les efforts de décarbonation de l'économie, au-delà de sa contribution au pourcentage renouvelable du gaz distribué. La réalisation d'une obligation de volume, la constitution d'un marché et l'obtention de réductions d'émissions à un coût maîtrisé sont trois résultats distincts. C'est leur articulation, plutôt que le seul choix d'une nouvelle échéance, qui structure la réponse à cette première question.

Dans ce contexte, le gouvernement exprime, à travers sa demande d'avis, la volonté de réexaminer la mécanique des cibles de GSR et les conditions de leur progression. L'exercice ne se limite pas à déterminer un pourcentage et une échéance. Il met également en relation le développement de la filière, les conséquences tarifaires et la capacité des consommateurs à en supporter le coût. Le gouvernement soumet ainsi à la Régie la première question dans les termes suivants :

« La progression optimale et prévisible des exigences de distribution de GSR minimalement d'ici 2035, selon différents scénarios et leurs impacts estimés sur les tarifs, les différentes catégories de consommateurs ainsi que sur le développement de la filière québécoise de production de GSR. Ces cibles devront également respecter la capacité de payer des consommateurs et préserver la compétitivité des entreprises ; »

Cette formulation place la capacité de payer et la compétitivité au cœur de l'examen, au même titre que le développement de la filière. Pour y répondre, il convient donc de distinguer la possibilité de satisfaire une obligation de distribution de la capacité du marché à absorber les volumes correspondants dans des conditions économiquement soutenables. C'est à partir de cette distinction que l'ACIG examinera les effets des cibles volumétriques, les coûts qu'elles impliquent et leur contribution aux résultats climatiques recherchés.

4.1 Une cible réglementaire ne crée pas un marché

Le premier constat est simple. Une cible réglementaire peut créer une obligation d'achat ou de distribution, mais elle ne crée ni une demande, ni un marché, et encore moins la valeur nécessaire pour soutenir durablement ce marché.

L'obligation peut offrir au producteur un débouché et permettre au distributeur d'accroître la part renouvelable de son réseau. Mais lorsque le surcoût des volumes non vendus peut être récupéré dans les tarifs, elle dissocie deux réalités qui devraient pourtant évoluer ensemble. L'approvisionnement du distributeur et la demande réelle des utilisateurs. Les volumes contractés peuvent ainsi augmenter

sans que les ventes volontaires progressent au même rythme. Le risque commercial n'est alors plus porté par celui qui achète ou qui produit, mais transféré aux consommateurs.

Cette logique est d'autant plus problématique que tous les GSR ne se valent pas. Une même cible peut être satisfaite par des produits présentant des intensités carbone, des attributs, des prix et des usages très différents. De même, un contrat de longue durée peut sécuriser le financement d'un producteur sans correspondre à la durée pendant laquelle un client est disposé à acheter le produit. Atteindre une cible réglementaire ne signifie donc pas nécessairement répondre à un besoin économique ou environnemental.

Les ordres de grandeur québécois illustrent clairement ce décalage. Une cible de 10 % appliquée à une consommation de 6,1 Gm³ représente environ 610 Mm³ de GSR par année. À partir d'une demande volontaire estimée à 21 Mm³, atteindre un tel niveau en neuf ans supposerait une croissance annuelle moyenne d'environ 45,4 %. Ce calcul ne constitue pas une prévision du marché. Il montre toutefois l'ampleur de l'écart entre la demande aujourd'hui observée et l'échelle que suppose l'objectif réglementaire.

De nouveaux usages, une meilleure valorisation des attributs environnementaux, le transport ou le développement d'offres hors réseau peuvent évidemment accroître la demande. Mais une demande potentielle ne devient pas une demande réelle avant qu'un acheteur accepte un prix, une durée, des volumes et des droits déterminés.

C'est pourquoi la réponse ne consiste pas simplement à abaisser la cible actuelle. Remplacer 10 % par 7 % ou 5 % sans modifier la mécanique de fond reviendrait à réduire l'ampleur du problème sans le résoudre. Le principe doit être inversé : les nouveaux approvisionnements doivent suivre une demande identifiable et une valeur démontrée, plutôt que de compter sur les tarifs pour absorber, après coup, les volumes que le marché n'a pas achetés.

4.2 Ce que représenteraient différentes cibles volumétriques à l'horizon 2035

La question soumise à la Régie invite à examiner différentes progressions possibles des exigences de distribution de GSR d'ici 2035. Il est possible d'en mesurer les conséquences financières et climatiques. Il faut toutefois reconnaître d'emblée la limite de l'exercice. Aucune trajectoire volumétrique, qu'elle soit fixée à 5 %, 7 %, 10 % ou 15 %, ne garantit pas que les volumes correspondants trouveront preneur ni que la réduction des émissions obtenue constituera le meilleur usage des ressources disponibles.

La question devrait donc être en partie inversée. Avant de déterminer combien de GSR les distributeurs devraient être tenus de livrer, il faut se demander comment faire croître une demande réelle pour le produit. Qui souhaite acheter du GSR ? Pour quel usage ? À quel prix ? Pour quelle durée ? Avec quels attributs environnementaux ? Le GSR demeure un produit énergétique. S'il ne répond pas à un besoin suffisamment valorisé par un acheteur, l'obligation réglementaire ne crée pas cette valeur ; elle organise seulement le financement du volume qui n'a pas trouvé preneur.

Cette distinction prend une importance particulière compte tenu de la durée possible des engagements d'approvisionnement. Une cible fixée pour 2035 peut conduire à la conclusion de contrats dont les effets financiers se prolongeront bien au-delà de cette échéance. Puisque des engagements peuvent

s'étendre sur vingt ans, l'appréciation d'une cible ne peut donc se limiter à son coût pour une année donnée. Elle doit également mesurer l'exposition qu'elle peut créer sur la durée des contrats.

Afin d'illustrer cet effet, le présent mémoire compare quatre niveaux de GSR, soit 5 %, 7 %, 10 % et 15 %. L'exercice retient une consommation gazière constante de 6,1 Gm³ par année, un prix initial du GSR de 25 \$/GJ augmentant de 2 % par année pendant vingt ans et un prix de référence du gaz naturel de 4 \$/GJ. Le GSR est, aux seules fins de cette simulation, considéré comme carboneutre sur le périmètre retenu, ce qui correspond à une réduction conventionnelle de 0,05 tCO₂e par GJ substitué. Les revenus liés aux attributs environnementaux et les économies de conformité ne sont pas inclus.

Tableau 6 — Effet de différentes cibles maintenues pendant vingt ans

Cible de GSR	Volume annuel de GSR	Surcoût année 1	Surcoût année 20	Surcoût cumulé sur 20 ans	Réduction annuelle	Réduction sur 20 ans
5 %	305 Mm ³	242,75 M\$	374,76 M\$	6,10 G\$	0,58 MtCO ₂ e	11,56 MtCO ₂ e
7 %	427 Mm ³	339,85 M\$	524,67 M\$	8,54 G\$	0,81 MtCO ₂ e	16,18 MtCO ₂ e
10 %	610 Mm ³	485,50 M\$	749,52 M\$	12,19 G\$	1,16 MtCO ₂ e	23,12 MtCO ₂ e
15 %	915 Mm ³	728,25 M\$	1 124,29 M\$	18,29 G\$	1,73 MtCO ₂ e	34,68 MtCO ₂ e

Source — Calculs du présent mémoire. Les montants représentent le surcoût énergétique par rapport à un gaz naturel maintenu à 4 \$/GJ. Ils ne constituent ni une prévision de socialisation ni une estimation des contrats existants.

La lecture du tableau est relativement simple. À 5 %, le régime représenterait environ 305 Mm³ de GSR par année et un surcoût énergétique de 242,75 M\$ dès la première année. Maintenue pendant vingt ans, cette cible représenterait un surcoût cumulé d'environ 6,10 G\$. À 10 %, ces montants sont doublés. Une cible de 15 % porterait quant à elle le surcoût à 728,25 M\$ dès la première année et à plus de 18 G\$ sur vingt ans, dans les hypothèses retenues.

Les réductions d'émissions augmentent dans les mêmes proportions. Une cible plus élevée produit donc davantage de réductions, mais elle n'améliore pas, en elle-même, l'efficacité économique du mécanisme. Avec les hypothèses retenues, le coût d'abattement demeure de 420 \$/tCO₂e la première année, quelle que soit la cible, et atteint environ 527 \$/tCO₂e lorsque les surcoûts nominaux des vingt années sont rapportés aux réductions cumulées. Passer de 5 % à 15 % triple ainsi les dépenses et les réductions, sans modifier le coût de la tonne évitée.

C'est précisément la limite de l'exercice. Ces simulations permettent de mesurer l'ordre de grandeur financier d'une décision volumétrique, mais elles ne permettent pas de déterminer qu'une cible de 5 %, de 7 %, de 10 % ou de 15 % serait optimale. Elles reposent sur des hypothèses constantes de consommation, de prix, de performance carbone et de disponibilité du produit. Elles ne disent surtout rien de la demande réelle qui existera pour ces volumes.

Or, c'est cette demande qui devrait être au centre du futur régime. Si 610 Mm³ doivent être distribués pour satisfaire une cible de 10 %, mais qu'une faible fraction seulement trouve des acheteurs volontaires, la réalisation de la cible réglementaire n'est pas synonyme de réussite du marché. Elle signifie simplement qu'un mécanisme devra absorber la différence. Plus la cible est élevée sans demande correspondante, plus le risque d'engagements contractuels sans débouché augmente.

L'exercice appelle également une deuxième comparaison, plus importante encore. Le choix d'une cible de GSR ne peut être apprécié isolément des autres moyens de réduire les émissions. Si une trajectoire mobilise plusieurs milliards de dollars pendant vingt ans, il faut déterminer quelles réductions les mêmes ressources auraient permis d'obtenir par l'efficacité énergétique, la récupération de chaleur, l'électrification ciblée, la modification des procédés, la biomasse ou d'autres solutions adaptées aux différents secteurs de l'économie. Une cible de GSR ne devrait être retenue qu'après avoir considéré le coût de la tonne évitée et le coût d'opportunité du capital mobilisé et aussi et surtout le coût d'opportunité de déploiement d'autres avenues de décarbonation. En effet, le risque principal d'imposer des seuils est de priver les acteurs économiques de solutions technologiques ou d'autres voies pour réduire les GES et atteindre plus efficacement et rapidement les objectifs de décarbonation.

Cette comparaison est particulièrement importante pour l'industrie. Les procédés, les équipements et les possibilités de substitution diffèrent profondément d'un établissement à l'autre. Imposer une même proportion de GSR à l'ensemble de l'économie revient à présumer qu'une même solution de décarbonation présente partout une valeur comparable. Cette prémisse ne peut être retenue.

Enfin, le rôle du GSR lui-même doit être correctement circonscrit. Pour l'ACIG, sa première valeur réside dans la valorisation de matières résiduelles, la récupération d'un potentiel énergétique autrement perdu et, selon les projets, l'évitement d'émissions associées à la gestion de ces matières. Ces qualités peuvent lui conférer une place importante dans la transition énergétique. Elles ne justifient toutefois pas d'en faire, par voie réglementaire, un substitut général au gaz fossile ni une voie uniforme de décarbonation pour l'ensemble de l'économie.

La question pertinente n'est donc pas de savoir quel pourcentage peut être inscrit dans un règlement. Elle est de savoir quelle quantité de GSR peut être produite, vendue et utilisée à un coût qui répond réellement aux besoins de l'économie québécoise et à ses objectifs de réduction des émissions. C'est à partir de cette demande, et non à partir d'un volume prédéterminé à écouler, que devrait être construite la prochaine architecture du régime.

4.3 Les catégories de consommateurs ne peuvent être traitées comme une assiette homogène

La commande gouvernementale est claire, elle demande expressément d'examiner les effets des cibles sur les différentes catégories de consommateurs. Cette précision est fondamentale. Une même augmentation du coût de l'énergie n'a ni la même portée économique, ni les mêmes conséquences environnementales, selon qu'elle touche un ménage, un commerce ou un établissement industriel à forte intensité énergétique.

Pour l'industrie, la réponse doit être claire. **Si le gouvernement décide malgré tout de maintenir une exigence minimale de GSR, les volumes industriels devraient être soustraits de l'assiette servant à établir cette obligation et les industriels ne devraient pas être contraints d'en financer l'atteinte.** Exposés à la concurrence internationale, ils peuvent difficilement répercuter une hausse de leurs coûts énergétiques sur leurs clients. Leur imposer cette charge fragiliserait leur compétitivité et réduirait les ressources qu'ils peuvent consacrer à des solutions de décarbonation adaptées à leurs procédés et à leurs obligations carbone.

Cette position ne signifie pas que l'industrie serait soustraite à l'effort de décarbonation. C'est précisément l'inverse. Les grands émetteurs industriels sont déjà soumis à leurs propres obligations environnementales et doivent arbitrer entre plusieurs solutions pour réduire leurs émissions. La question est donc de savoir qui doit déterminer la manière dont cette décarbonation est réalisée.

De l'avis de l'ACIG, ce choix doit demeurer d'abord celui de l'industriel. La transformation d'un procédé dépend de la technologie disponible, de l'âge des équipements, de la possibilité d'électrifier, de la continuité de production, du coût du capital et du calendrier des investissements. Une obligation de GSR intégrée au tarif ne peut pas se substituer à cette analyse propre à chaque établissement.

Cela ne retire rien à l'intérêt potentiel du GSR pour l'industrie. Au contraire, le biométhane peut représenter une option particulièrement intéressante pour certains procédés difficilement électrifiables, notamment lorsqu'il permet de réduire les émissions sans remplacer immédiatement un équipement majeur. Mais sa valeur dépend alors de conditions précises :

- Le prix du produit,
- Son intensité carbone,
- Les attributs environnementaux transférés avec la molécule,
- La possibilité de les utiliser aux fins de conformité
- Et, surtout, le coût d'opportunité par rapport aux autres moyens de réduction disponibles.

Dans les hypothèses illustratives présentées à la section précédente, le coût d'abattement du GSR atteint environ 420 \$/tCO₂e en première année et dépasse 500 \$/tCO₂e lorsque les surcoûts nominaux sont considérés sur vingt ans. Ces résultats ne décrivent pas tous les GSR ni tous les projets. Ils montrent cependant pourquoi l'achat ne peut être présumé rationnel pour l'ensemble de l'industrie. À ce niveau de coût, la question n'est plus seulement de savoir si le GSR réduit les émissions, mais s'il constitue la meilleure utilisation du capital disponible pour les réduire.

La demande industrielle doit donc être construite par la valeur du produit plutôt que par la contrainte. Si une offre de GSR présente une intensité carbone suffisamment avantageuse, donne accès à des attributs utilisables et est offerte à un prix concurrentiel par rapport aux autres solutions de décarbonation, des acheteurs industriels peuvent se manifester. Le rôle du cadre réglementaire devrait être de rendre cette transaction possible et transparente, non de la présumer.

L'ACIG ne prétend pas déterminer à la place des représentants des autres catégories de consommateurs le régime qui leur conviendrait. Une différenciation demeure toutefois possible. Certaines clientèles ne font pas face aux mêmes contraintes de procédés, à la même exposition commerciale ou à des obligations directes comparables à celles des grands émetteurs industriels. Si le gouvernement souhaite conserver une cible minimale pour certaines catégories, ses effets devraient donc être examinés séparément, en fonction de leur capacité de payer, des mécanismes climatiques auxquels elles sont déjà assujetties et des solutions de substitution qui leur sont réellement accessibles.

Le balisage international montre d'ailleurs qu'une politique de gaz renouvelable peut définir explicitement son assiette et prévoir un traitement distinct pour certaines catégories de consommateurs. Ces exemples ne sont pas transposables mécaniquement au Québec, mais ils

démontrent qu'il n'existe aucune nécessité technique à appliquer uniformément une même obligation et un même financement à l'ensemble des volumes industriels.

4.4 La capacité de payer et la compétitivité doivent être des contraintes de conception

La référence expresse du gouvernement à la capacité de payer et à la compétitivité ne devrait pas être traitée comme une considération secondaire venant après la fixation de la cible. Elle doit intervenir avant celle-ci. Une cible qui ne peut être financée durablement par les consommateurs auxquels elle s'applique ne devient pas optimale parce qu'elle est prévisible.

Cette question est particulièrement importante pour l'industrie. Le poids de l'énergie dans le coût de production varie considérablement d'un secteur et d'un établissement à l'autre. Pour certaines installations à forte intensité énergétique, l'énergie figure parmi les principaux postes de coûts. Une hausse qui pourrait demeurer marginale dans une autre catégorie de consommateurs peut alors modifier directement le coût unitaire de production.

Cette réalité est renforcée par l'exposition au commerce. Un industriel québécois qui vend sur un marché nord-américain ou international ne peut pas nécessairement répercuter une hausse locale de ses coûts dans son prix de vente. La hausse réduit alors sa marge, sa capacité d'investissement ou l'attractivité relative du site lorsqu'un groupe doit choisir où moderniser ou développer sa production.

C'est pourquoi l'impact d'une éventuelle cible devrait être présenté non seulement en cents par mètre cube ou en pourcentage de facture, mais également en dollars par établissement, en coût d'abattement et en proportion du coût énergétique total. La capacité de payer n'est pas une abstraction tarifaire : elle traduit la possibilité réelle de continuer à produire, à investir et à financer simultanément la transition.

Il faut également tenir compte du coût d'opportunité. Chaque dollar consacré à l'achat obligatoire d'un combustible est un dollar qui n'est plus disponible pour une autre intervention. Cela ne signifie pas qu'une autre solution sera toujours meilleure que le GSR. Cela signifie qu'avant de réserver une partie du capital disponible à une voie déterminée, il faut comparer cette voie aux autres réductions accessibles au même établissement.

Sous cet angle, préserver la compétitivité et poursuivre la décarbonation ne sont pas deux objectifs opposés. La compétitivité conditionne précisément la capacité des établissements à conserver les moyens financiers nécessaires à leur transformation.

4.5 Le développement de la filière doit reposer sur un marché, non sur une garantie tarifaire

La dernière dimension de la première question concerne le développement de la filière québécoise. Il faut ici distinguer deux notions qui ont trop souvent été confondues :

- Faire apparaître de la production et
- Faire émerger une filière économiquement viable.

Une cible réglementaire peut certainement stimuler la production. Si un producteur sait qu'un distributeur doit acquérir une quantité déterminée et que le coût résiduel pourra ultimement être

récupéré dans les tarifs, le risque de débouché est fortement réduit. Ce mécanisme peut permettre à des projets de voir le jour. Il ne démontre cependant pas que le produit créé répond aux besoins du marché, ni que son prix est soutenable pour ses utilisateurs.

Une filière qui dépend durablement d'une obligation d'achat et du transfert des invendus aux payeurs de tarifs demeure vulnérable à toute modification de cette obligation. Elle développe une capacité de production sans nécessairement développer le marché qui doit la soutenir. C'est précisément le déséquilibre que le régime québécois doit maintenant éviter de reproduire.

Le développement de la filière devrait donc être recherché autrement. Le développement de la filière devrait passer par l'amélioration du produit et par la multiplication de ses débouchés. Le GSR doit être offert avec une information claire sur son intensité carbone, ses attributs environnementaux, son origine, sa durée contractuelle et la valeur réglementaire que l'acheteur peut effectivement utiliser. Son prix doit ensuite être confronté à la demande réelle.

Cette approche permet aussi d'élargir le marché au-delà de la seule injection dans le réseau de distribution. Le transport, les approvisionnements directs, le biométhane produit et consommé sur un site industriel et, lorsque la qualité requise le permet, l'utilisation locale du biogaz constituent autant de débouchés possibles. Une molécule n'acquiert pas davantage de valeur climatique parce qu'elle a été injectée dans un réseau avant d'être consommée. Lorsque la production et la consommation peuvent être rapprochées physiquement, imposer l'injection comme condition préalable peut au contraire ajouter des équipements et des coûts sans créer de réduction supplémentaire.

Le balisage international montre qu'il n'existe pas une seule manière de développer une filière de biométhane. Certaines juridictions utilisent des certificats, d'autres soutiennent directement la production, d'autres encore organisent une concurrence entre technologies ou circonscrivent les clientèles auxquelles l'obligation s'applique. La leçon n'est pas qu'un modèle étranger devrait être importé tel quel, mais qu'il est possible de soutenir une filière sans faire de la quantité de biométhane distribuée à toute la clientèle l'unique mesure du succès.

Pour le Québec, l'enjeu serait donc de faire émerger une offre capable de trouver ses propres acheteurs. Le soutien public peut demeurer justifié lorsqu'un projet procure un bénéfice collectif qui n'est pas entièrement rémunéré par le marché. Mais ce soutien devrait être identifiable, ciblé et distinct de l'obligation faite à un distributeur d'acheter la production.

L'ACIG développera plus précisément, en réponse à la question 4, une proposition d'architecture permettant de soutenir la filière tout en recherchant un approvisionnement compétitif et mieux arrimé aux besoins des consommateurs. Cette proposition visera notamment à mieux organiser la concurrence entre projets, à distinguer le soutien public du tarif de distribution et à créer des produits de GSR dont le prix, les attributs environnementaux et les conditions contractuelles répondent à une demande identifiable.

4.6 Sortir d'une logique exclusivement fondée sur l'injection

Cette évolution implique enfin de revoir l'indicateur lui-même. Tant et aussi longtemps que la politique mesure principalement sa réussite par la quantité de GSR injectée dans le réseau, elle favorise

mécaniquement cette voie, même lorsqu'un autre usage permettrait d'obtenir le même bénéfice environnemental à moindre coût.

Une future architecture devrait donc pouvoir reconnaître séparément le biométhane injecté, le biométhane destiné au transport, les livraisons directes et le biométhane produit et consommé in situ. Une telle reconnaissance devrait évidemment reposer sur des règles de mesure, de traçabilité et de retrait des attributs permettant d'éviter tout double comptage.

Cette ouverture est particulièrement importante pour le développement de la filière québécoise. Elle augmente le nombre de débouchés potentiels sans obliger chaque projet à supporter les coûts nécessaires pour devenir un fournisseur du réseau de distribution. Elle rapproche aussi la production de la demande et permet au projet de se structurer autour du service recherché par son acheteur.

Le hors réseau ne constitue donc pas une exception marginale au régime. Il permet de poser autrement la question de fond. Cherche-t-on à augmenter une statistique d'injection ou à produire et utiliser davantage d'énergie renouvelable lorsque cette utilisation permet une réduction d'émissions à un coût soutenable ?

Réponse à la question 1

À la lumière de ce qui précède, l'ACIG ne considère pas qu'il soit possible d'identifier une progression « optimale » des exigences de distribution à partir d'une succession de pourcentages prédéterminés. Les scénarios de 5 %, 7 %, 10 % ou 15 % permettent d'illustrer les volumes, les engagements financiers et les réductions théoriques correspondantes. Ils ne démontrent toutefois ni l'existence d'une demande suffisante, ni la capacité de payer des consommateurs, ni la supériorité économique et climatique du GSR par rapport aux autres solutions disponibles.

La position soumise est donc de mettre fin à l'obligation volumétrique générale et de déplacer le centre du régime vers la création d'une demande réelle, la valeur environnementale du produit et le coût des réductions obtenues.

Dans l'hypothèse où le gouvernement choisirait néanmoins de maintenir une exigence minimale, l'ACIG demande que les volumes industriels soient exclus de son assiette et de son financement. La participation des industriels au GSR devrait demeurer volontaire et dépendre de la valeur que le produit apporte à leurs propres trajectoires de décarbonation. Le traitement des autres catégories devrait être examiné séparément avec leurs représentants, en fonction de leur exposition au coût, de leurs obligations environnementales et des solutions qui leur sont accessibles.

La préservation de la compétitivité suppose également que toute progression résiduelle soit évaluée à partir de son impact économique réel, et non du seul pourcentage de GSR distribué. Le coût par établissement, le coût de la tonne évitée et les autres réductions que le même capital aurait pu financer doivent faire partie de cette appréciation.

Enfin, le développement de la filière québécoise devrait reposer sur une offre de GSR mieux différenciée et capable de trouver preneur, plutôt que sur la garantie tarifaire d'un volume prédéterminé. Le futur cadre devrait reconnaître l'ensemble des débouchés pertinents, y compris le réseau, le transport, les livraisons directes et les usages in situ. La proposition détaillée de l'ACIG sur

les mécanismes permettant de soutenir cette filière et d'organiser un approvisionnement compétitif est développée en réponse à la question 4.

En définitive, la progression optimale n'est pas celle qui conduit mécaniquement à un pourcentage donné en 2035. C'est celle qui permet au GSR de croître au rythme auquel des consommateurs peuvent réellement l'utiliser, le valoriser et le financer, tout en obtenant des réductions d'émissions comparables aux autres solutions disponibles à un coût soutenable.

5. Deuxième question : Mettre fin à la socialisation

La socialisation ne constitue pas, pour l'ACIG, un mécanisme de développement du GSR. Elle est la résultante directe d'un régime qui a fait de l'obligation de distribution le principal moteur de l'intégration du GSR dans l'économie, sans construire parallèlement une demande capable d'absorber les volumes correspondants. Lorsque le produit ne trouve pas suffisamment d'acheteurs volontaires, le tarif prend le relais. En pratique, l'absence d'achat devient alors une obligation de financer.

Ce mécanisme produit un double effet pervers. Il transfère aux consommateurs le coût d'un déséquilibre entre l'offre et la demande et, ce faisant, rend le GSR lui-même moins attrayant. Un consommateur qui supporte déjà dans ses tarifs le coût de volumes qu'il n'a pas choisis dispose de moins de ressources pour acquérir volontairement du GSR ou pour financer ses propres projets de décarbonation. De l'avis de l'ACIG, le régime a ainsi pensé plus rapidement la sécurisation des volumes que la construction d'une véritable offre commerciale avec un produit différencié, doté d'attributs utilisables, offert à un prix et pour une durée auxquels un acheteur peut réellement souscrire.

La socialisation doit donc être comprise pour ce qu'elle est soit le symptôme d'un régime qui n'est pas parvenu à faire coïncider l'offre, la demande et le financement. Elle ne devrait jamais devenir un instrument permanent de développement de la filière. La considérer comme une variable à optimiser indéfiniment reviendrait à administrer le symptôme plutôt qu'à corriger la cause. Pour l'ACIG, ce serait consacrer un constat d'impuissance réglementaire et une absence de vision de marché.

Énergir reconnaissait elle-même, dans sa preuve au dossier R-4320-2025, que la hausse constante des coûts de socialisation s'expliquait notamment par l'augmentation des seuils réglementaires jumelée à une demande volontaire insuffisante pour les atteindre.⁴³

Le gouvernement paraît avoir pris la mesure de ce décalage. En demandant à la Régie d'examiner des mécanismes permettant de réduire au maximum, voire d'éliminer la socialisation, il ouvre la voie à une remise en cause de la mécanique elle-même. L'ACIG salue cette initiative et se réjouit que l'exercice permette de sortir le régime de l'aporie dans laquelle il s'est enfermé qui consiste à acheter pour satisfaire une obligation, constater l'absence de demande, puis demander aux non-acheteurs de financer l'écart.

Le gouvernement pose la question dans ces termes :

« Les mécanismes à mettre en place afin de réduire au maximum, voire éliminer, les frais de socialisation et les chocs tarifaires et répartir équitablement leur impact entre les consommateurs et les différentes catégories de consommateurs ; »⁴⁴

La réponse ne peut dès lors consister à choisir une meilleure formule de répartition d'une charge appelée à perdurer. Elle doit viser l'extinction de cette charge, d'abord en réduisant les engagements qui la créent, ensuite en développant de véritables débouchés, puis en traitant explicitement et exceptionnellement le reliquat qui subsisterait après ces opérations.

⁴³ Énergir, Modification à la méthode d'établissement du tarif pour les frais de socialisation, dossier R-4320-2025, pièce B-0084, Énergir-1, document 2, révision du 19 mars 2026, p. 6. Énergir y attribue la hausse constante des coûts de socialisation à la progression des seuils réglementaires jumelée à une demande volontaire insuffisante pour atteindre les cibles. [Consulter la source](#)

⁴⁴ Régie de l'énergie, Avis public, dossier R-4353-2026, pièce A-0005, 5 août 2026, p. 1, deuxième question. [Consulter la source](#)

5.1 La socialisation est le symptôme d'un déséquilibre devenu structurel

La mécanique de socialisation intervient lorsque des volumes de GSR acquis pour satisfaire l'obligation réglementaire ne trouvent pas suffisamment d'acheteurs volontaires. Le surcoût associé aux volumes invendus est alors récupéré auprès de la clientèle visée par le tarif de socialisation. Le mécanisme transforme ainsi un risque de marché en charge tarifaire.

Les montants observés montrent que ce qui pouvait être présenté, à l'origine, comme un mécanisme résiduel a changé d'échelle. Les données ci-dessous ne constituent pas une série parfaitement homogène. Les méthodes de recouvrement et les années de constatation diffèrent. Elles donnent néanmoins la mesure de la trajectoire.

Tableau 7 — Évolution des coûts de socialisation

Année tarifaire	Repère de coût	Repère tarifaire	Lecture
2024-2025	7,77 M\$	0,133 ¢/m ³	Coût du CFR-surcoût GSR invendu intégré au tarif de socialisation.
2025-2026	49,40 M\$	—	Surcoût de 89,82 Mm ³ de GSR invendu de 2023-2024 à récupérer.
2026-2027	241,10 M\$	4,055 ¢/m ³	160,90 M\$ prévisionnels + 80,19 M\$ de cavalier historique.

Sources.⁴⁵

Le décalage ne tient pas seulement au coût du produit. Il tient à la faiblesse persistante de la demande par rapport aux volumes anticipés. Pour 2023-2024, la Régie a constaté que les livraisons réelles de GSR s'élevaient à 33,74 Mm³ alors qu'Énergir avait prévu une demande volontaire de 123,57 Mm³, soit un niveau équivalent à son obligation réglementaire. Cet écart ne signifie pas que le GSR n'a pas de marché. Il signifie que l'on ne peut plus présumer que le marché absorbera automatiquement les volumes achetés pour satisfaire un seuil.⁴⁶

Dans ces conditions, poursuivre la trajectoire en cherchant seulement à mieux répartir la socialisation serait économiquement insoutenable. La question pertinente n'est plus de savoir comment facturer plus proprement les invendus. Elle est de savoir comment cesser d'en créer et comment réduire ceux qui résultent déjà des engagements pris.

5.2 Réduire la socialisation commence par réduire les engagements qui la créent

La première difficulté est contractuelle. Une diminution du seuil réglementaire ou une modification du tarif ne fait pas disparaître les engagements déjà conclus. Tant que le distributeur demeure tenu

⁴⁵ Régie de l'énergie, D-2024-113, dossier R-4257-2024, par. 430 à 432 et tableau 26 : 7,770 M\$ et 0,133 ¢/m³ pour 2024-2025. Régie de l'énergie, D-2025-067, dossier R-4288-2024, par. 202 à 204 et tableau 9 : 49,399 M\$ pour 89,824 Mm³ de GSR invendu de 2023-2024 à récupérer en 2025-2026. Énergir, R-4334-2026, B-0179, Énergir-Q, document 1, révision du 14 août 2026, tableau 2, p. 8 : 160,902 M\$ de socialisation prévisionnelle et 80,194 M\$ de cavalier historique, soit 241,096 M\$ et un taux combiné de 4,055 ¢/m³. Les trois repères ne reposent pas sur une méthode de recouvrement identique et ne doivent pas être lus comme une série strictement homogène. [Source 1](#) · [Source 2](#) · [Source 3](#)

⁴⁶ Régie de l'énergie, décision D-2025-067, dossier R-4288-2024, 25 juin 2025, par. 202 à 205, p. 54 et 55. La décision compare 33,742 Mm³ de GSR livrés en 2023-2024 à une prévision de demande volontaire de 123,566 Mm³. [Consulter la source](#)

d'acheter des volumes dont la demande ne couvre pas le coût, une charge résiduelle subsistera et cherchera nécessairement un payeur.

La sortie de la socialisation doit donc commencer par un inventaire contrat par contrat (volumes fermes, prix, indexation, durée restante, droits environnementaux, clauses de cession, possibilités de réduction, conditions de reprise et modalités de résiliation). Les réponses d'Énergir à l'ACIG ont notamment identifié, sur quatre exercices, 197,86 Mm³ de volumes cumulés au-delà de l'obligation réglementaire provenant de contrats déjà conclus et approuvés. Ce chiffre ne représente ni tous les invendus ni le coût de socialisation, mais il illustre la rigidité qu'un portefeuille contractuel peut conserver lorsque les obligations et la demande évoluent.⁴⁷

L'objectif doit être explicite, réduire les volumes et les obligations financières avant de chercher à répartir leur coût. Cela suppose d'ouvrir des négociations avec certains producteurs et contreparties sur les quantités, les prix, les durées et, lorsque les contrats et le droit applicable le permettent, sur des reprises, des cessions ou des résiliations négociées. La réponse à la question 3 développera plus précisément cette stratégie de restructuration du portefeuille.

Dans le même temps, aucun nouvel engagement ne devrait être ajouté au portefeuille général sans débouché identifiable. Un projet peut être soutenu pour des raisons de politique publique; il ne devrait toutefois pas devenir automatiquement une nouvelle obligation d'achat à long terme financée par des clients qui n'ont pas demandé le produit.

5.3 Faire du GSR un produit qui trouve sa demande

La deuxième voie de sortie consiste à augmenter la demande volontaire. Mais une demande ne se décrète pas. Elle apparaît lorsqu'un produit répond à un besoin et lorsque son prix, sa durée et ses attributs procurent une valeur suffisante à l'acheteur.

Le GSR doit donc cesser d'être présenté comme un produit uniforme. Son intensité carbone, son origine, les attributs environnementaux qui l'accompagnent, les droits de conformité transférés et la durée de l'engagement peuvent profondément modifier son intérêt pour un client. Un industriel n'achètera pas nécessairement le même produit qu'un transporteur, un commerce ou un acheteur volontaire à la recherche d'un attribut environnemental précis.

La réponse à la question 4 proposera une architecture destinée à améliorer l'offre et à organiser un approvisionnement plus compétitif. La réponse à la question 5 examinera pour sa part la valorisation des attributs environnementaux. Ces deux dimensions sont directement liées à la sortie de la socialisation qui se ferait, entre autres, par une meilleure valorisation du produit qui augmenterait la probabilité qu'un consommateur accepte de l'acheter plutôt que d'en faire financer le surcoût par les autres clients.

La logique doit ainsi être inversée, au lieu d'acheter d'abord puis de chercher ensuite à écouler le produit, il faut construire l'offre autour de la demande que le produit peut réellement satisfaire.

⁴⁷ Énergir, Réponses à la demande de renseignements no 2 de l'ACIG, R-4334-2026, B-0133, 16 juillet 2026, réponses 1.1 à 1.3; rapprochement avec les quatre exercices du plan d'approvisionnement. [Consulter la source](#)

5.4 Élargir les débouchés au transport et aux usages hors réseau

La demande ne doit pas non plus être recherchée uniquement à l'intérieur du réseau de distribution. Le transport lourd constitue un débouché potentiel important lorsque le GSR physique, comprimé ou liquéfié, ou les droits qui lui sont associés, peuvent contribuer à réduire les émissions d'un carburant de transport. Le Règlement fédéral sur les combustibles propres prévoit d'ailleurs des mécanismes de création de crédits pour le gaz naturel renouvelable utilisé comme carburant de véhicule, sous réserve des conditions de traçabilité et d'admissibilité prévues au règlement.⁴⁸

Le Québec devrait donc créer les conditions permettant à des transporteurs, exploitants de flottes ou fournisseurs de carburants de contracter directement pour des volumes ou des attributs qui répondent à leurs besoins. Cette demande nouvelle peut contribuer à absorber une partie du GSR aujourd'hui difficile à écouler, tout en dirigeant le produit vers un usage où sa valeur environnementale est reconnue.

La même logique vaut pour le hors réseau. Du biométhane produit et consommé in situ, une fourniture directe à un établissement voisin ou un projet reposant sur une conduite dédiée peuvent créer une demande sans transiter par le réseau de distribution. Le futur régime devrait reconnaître ces usages lorsqu'ils sont mesurables et vérifiables, plutôt que de faire de l'injection le passage obligé de toute contribution du biométhane à la décarbonation.

5.5 Exclure les industriels de la socialisation

La demande d'avis invite également à examiner la répartition de l'impact entre les différentes catégories de consommateurs. Pour l'ACIG, cet examen doit tenir compte de la situation particulière des industriels. Ceux-ci ont leurs propres engagements et obligations carbone, auxquels ils doivent répondre par des solutions adaptées à leurs procédés, à leurs cycles d'investissement et à leurs contraintes concurrentielles.

Ce contexte justifie, selon l'ACIG, leur exclusion complète de la socialisation du GSR. L'objectif de verdissement du réseau du distributeur ne devrait pas entraîner l'obligation, pour les industriels, de financer des volumes invendus indépendamment de leurs besoins et de leurs propres démarches de décarbonation. Cette charge alourdit des coûts qu'ils peuvent difficilement répercuter sur leurs clients et réduit les ressources disponibles pour réaliser leurs projets de réduction des émissions.

Cette demande repose d'abord sur la nature des obligations industrielles. Les grands émetteurs disposent déjà de leurs propres contraintes environnementales, de leurs trajectoires d'investissement et de leurs choix technologiques. Leur décarbonation ne devrait pas être déterminée indirectement par le portefeuille d'approvisionnement d'un distributeur. Le GSR peut constituer une option pertinente pour certains procédés, mais son achat doit dépendre de sa valeur pour l'établissement, de son coût d'abattement et de sa comparaison avec les autres solutions disponibles.

Elle repose ensuite sur la compétitivité. Pour plusieurs établissements à forte intensité énergétique, le coût de l'énergie constitue l'un des principaux postes de production. Une charge de plusieurs millions

⁴⁸ Canada, Règlement sur les combustibles propres, DORS/2022-140, notamment art. 19, 99 et 100. Le règlement prévoit, sous conditions, la création d'unités de conformité pour le gaz naturel renouvelable comprimé ou liquéfié fourni comme carburant de véhicule et pour certaines fournitures de GNR destinées à cet usage. Texte à jour consulté en septembre 2026. [Consulter la source](#)

de dollars qui ne peut être répercutée sur un prix de vente international affecte directement la marge, la capacité d'investissement et l'attractivité du site. La socialisation absorbe ainsi des ressources qui peuvent être nécessaires à la modernisation des procédés et à la décarbonation elle-même.

L'exclusion doit être structurelle. Elle ne devrait pas se limiter à retirer une ligne tarifaire de la facture industrielle tout en continuant d'utiliser les volumes industriels pour déterminer l'obligation dont le coût serait ensuite reporté sur les autres catégories. Si une obligation minimale était conservée, l'assiette réglementaire et l'assiette de financement devraient être adaptées en conséquence. Le cadre législatif actuel permet déjà à certains tarifs liés au GSR et aux coûts de conformité de varier selon les catégories de consommateurs, même si l'exclusion proposée ici requerrait l'analyse et les décisions appropriées dans le nouveau régime.⁴⁹

Enfin, l'exclusion industrielle ne doit pas devenir un simple transfert vers les ménages et les commerces. Elle n'est soutenable que si elle s'accompagne simultanément d'une réduction des engagements, d'une augmentation de la demande volontaire et d'un traitement explicite du reliquat. C'est la charge totale qu'il faut réduire avant de décider de sa répartition.

5.6 Traiter le reliquat explicitement, sans recréer la socialisation sous un autre nom

Même après la renégociation des contrats, la recherche de nouveaux acheteurs, l'ouverture au transport, la reconnaissance du hors réseau et une meilleure valorisation des attributs, un reliquat financier peut subsister. Ce reliquat devra être identifié clairement. Il ne devrait pas être présumé récupérable auprès de la clientèle simplement parce qu'il résulte d'engagements historiques pris dans le cadre du régime actuel.

Pour l'ACIG, une sortie crédible de la socialisation implique que ce reliquat fasse l'objet d'une décision distincte sur les responsabilités et le financement. Les concessions négociées avec les fournisseurs, les recettes de revente, les revenus d'attributs environnementaux et toute contribution commerciale doivent être comptabilisés avant de déterminer ce qui demeure. Si le gouvernement considère qu'une partie du coût résiduel découle d'une politique publique qu'il souhaite maintenir, un financement public transitoire peut être examiné. La part qui devrait relever du distributeur ou d'autres parties devra, quant à elle, être appréciée au regard des contrats, des décisions réglementaires et du droit applicable.

L'ACIG ne propose donc pas de déplacer automatiquement la facture vers un autre groupe de clients. Elle propose de mettre fin au réflexe selon lequel tout solde finit, par défaut, dans les tarifs. Le cadre actuel permet la récupération tarifaire de certains coûts liés à l'obligation de distribuer du GSR; la sortie proposée suppose précisément que le futur régime rompe avec cette automaticité et que le traitement des coûts historiques soit décidé expressément.⁵⁰

⁴⁹ Québec, Loi sur la Régie de l'énergie, RLRQ, c. R-6.01, art. 52.5. Les tarifs visés aux paragraphes 2° à 5° de cet article peuvent varier en fonction de catégories de consommateurs. [Consulter la source](#)

⁵⁰ Québec, Loi sur la Régie de l'énergie, RLRQ, c. R-6.01, art. 52.5, notamment la récupération de certains coûts assumés par un distributeur pour se conformer à une obligation de distribuer une quantité de GSR. La proposition formulée dans le présent mémoire constitue donc une proposition de réforme du traitement futur et n'est pas présentée comme le droit tarifaire actuellement applicable. [Consulter la source](#)

5.7 Prévenir le retour de la socialisation et circonscrire le rôle du distributeur

La meilleure manière d'éliminer durablement la socialisation est de ne plus créer le déséquilibre qui la rend nécessaire. À l'avenir, les achats devraient être appariés à une demande identifiable, à un soutien public explicitement autorisé ou à un autre débouché dont le financement est déterminé à l'avance. La socialisation ne doit plus servir de garantie implicite contre l'absence de marché.

Cette réforme exige également de clarifier le rôle du distributeur. La Loi sur la Régie de l'énergie lui impose notamment de fournir et de distribuer le gaz naturel aux personnes qui le demandent dans le territoire desservi par son réseau. Cette fonction de desserte et d'infrastructure est essentielle. De l'avis de l'ACIG, elle ne devrait toutefois pas être interprétée comme un mandat général de concevoir, à la place des consommateurs et du gouvernement, la politique de décarbonation de l'économie.⁵¹

Le distributeur est un partenaire incontournable. Il peut faciliter la rencontre entre producteurs et acheteurs, organiser l'accès au réseau, offrir des produits, assurer la traçabilité des transactions et fournir les services nécessaires à la continuité d'approvisionnement. Mais son rôle ne devrait pas consister à développer une filière, choisir une voie de décarbonation, à sécuriser des volumes au-delà de la demande puis à transférer le risque économique de ce choix à sa clientèle.

Dans le régime que propose l'ACIG, chaque acteur retrouverait une responsabilité lisible. Le gouvernement définirait les objectifs collectifs et les soutiens publics; les producteurs développeraient des projets répondant à ces signaux; le distributeur fournirait les services nécessaires à la rencontre de l'offre et de la demande; et les consommateurs choisiraient et financeraient les solutions correspondant à leurs propres obligations et besoins de décarbonation.

Si un distributeur souhaite aller au-delà de ses obligations et poursuivre une stratégie volontaire de décarbonation de son portefeuille, cette stratégie devrait disposer de son propre modèle de financement ou d'une autorisation publique explicite. Elle ne devrait pas être financée automatiquement par des clients qui, de leur côté, supportent déjà le coût de leur propre transition.

Réponse à la question 2

Pour l'ACIG, l'élimination de la socialisation ne passe pas par une nouvelle formule tarifaire. Elle passe par la correction du déséquilibre qui la crée. La première étape consiste à interrompre l'accumulation de nouveaux engagements sans débouché et à renégocier le portefeuille existant afin de réduire les volumes, les prix ou les durées qui continuent d'alimenter la charge.

La deuxième étape consiste à reconstruire la demande, différencier le GSR selon sa performance et ses attributs environnementaux, améliorer sa valeur pour les acheteurs, ouvrir les débouchés au transport et reconnaître les usages hors réseau. La croissance de la filière doit être portée par des consommateurs qui trouvent un intérêt réel au produit, et non par la garantie tarifaire de volumes invendus.

La troisième étape est distributive. Elle concerne la répartition des coûts résiduels. Pour l'ACIG, les consommateurs industriels devraient être exclus de leur socialisation, et leurs volumes soustraits à

⁵¹ Québec, Loi sur la Régie de l'énergie, RLRQ, c. R-6.01, art. 77 : obligation du distributeur de gaz naturel de fournir et de distribuer le gaz naturel à toute personne qui le demande dans le territoire desservi par son réseau, sous réserve des dispositions applicables.
[Consulter la source](#)

l'assiette d'une éventuelle obligation de GSR qui recréerait indirectement cette charge. Cette exclusion tient à leur situation particulière. Les industriels ont leurs propres engagements et obligations de réduction des émissions, auxquels ils doivent répondre par des solutions adaptées à leurs procédés et à leurs cycles d'investissement. Les contraindre à financer le verdissement du réseau du distributeur, indépendamment de leurs besoins, alourdirait leurs coûts de production et réduirait les ressources disponibles pour leur propre décarbonation. Leur participation au GSR demeurerait volontaire, lorsqu'il constitue une solution pertinente pour leurs activités et leurs objectifs de réduction des émissions.

Enfin, les sommes qui subsisteraient après les négociations, les ventes, les valorisations et les transferts devraient faire l'objet d'une décision explicite sur leur financement. Elles ne devraient pas être automatiquement renvoyées dans les tarifs sous un nouveau mécanisme ou une nouvelle appellation.

La sortie durable de la socialisation repose donc sur un principe simple, apparier l'offre à une demande réelle avant de contracter. Le tarif ne doit plus être l'acheteur de dernier ressort d'un marché que le régime n'a pas réussi à construire.

6. Troisième question : Les importations et les volumes déjà contractés

La troisième question est déterminante pour la suite de l'exercice. Elle conditionne à la fois le futur régime du GSR, la possibilité de réduire durablement la socialisation et l'espace qui pourra être dégagé pour le développement d'une filière québécoise. Avant même de décider quelle place le GSR devrait occuper à l'horizon 2035, il faut composer avec une réalité désormais incontournable. Une part importante des volumes futurs est déjà engagée.

Les données disponibles montrent que le portefeuille d'approvisionnement est déjà dimensionné, pour certains exercices à venir, à un niveau supérieur à l'ordre de grandeur du seuil réglementaire de 7 %. Énergir a par ailleurs confirmé que des volumes déjà contractés et approuvés excèdent les besoins réglementaires sur plusieurs années. Dans le même temps, environ 80 % des volumes de GSR achetés par Énergir proviennent actuellement des États-Unis.^{52,53}

Cette situation appelle un constat simple. Une baisse future des cibles ne suffira pas, à elle seule, à réduire les volumes à payer. Les engagements contractuels subsisteront tant qu'ils n'auront pas été modifiés, transférés ou éteints. Le futur régime est donc déjà contraint par les choix d'approvisionnement passés. Si rien n'est fait, le Québec risque de maintenir une socialisation devenue difficilement soutenable tout en se privant de la capacité d'intégrer de nouveaux volumes québécois sans accroître encore l'écart entre l'offre et la demande.

Dans cette perspective, l'origine des volumes ne doit pas masquer le problème principal. L'ACIG ne considère pas que l'importation soit, en elle-même, le défaut fondamental du portefeuille. Le marché gazier nord-américain est profondément intégré et l'approvisionnement transfrontalier fait partie du fonctionnement normal du système. La question déterminante est plutôt celle du niveau d'engagement, de sa durée, de son coût et de son adéquation avec une demande réelle.

Favoriser davantage de production locale peut présenter des avantages comme la diversification, valorisation de matières résiduelles québécoises, réduction de certaines distances logistiques et création de valeur au Québec. Mais la seule origine locale ne garantit ni la sécurité ni la souveraineté énergétique. L'AIE définit la sécurité énergétique par la disponibilité ininterrompue de l'énergie à un prix abordable. Le rapport Canadian Energy Security rappelle, pour sa part, que la sécurité doit être appréciée dans le contexte propre à chaque pays et qu'en Amérique du Nord l'intégration avec les États-Unis peut elle-même constituer un facteur de sécurité. L'approvisionnement local doit donc être

⁵² Énergir, Mise à jour des caractéristiques relatives à l'approvisionnement en GSR, dossier R-4320-2025, pièce B-0006, Énergir-1, document 1, original du 11 novembre 2025, déposé le 8 décembre 2025, p. 10. Énergir indique qu'environ 80 % des volumes de GSR qu'elle achète proviennent alors des États-Unis. [Consulter la source](#)

⁵³ Énergir, Prévission d'approvisionnement et de distribution de GSR — 2027 à 2030, cause tarifaire 2026–2027, dossier R-4334-2026, pièce B-0014, Énergir-H, document 6, original du 31 mars 2026, déposé le 15 avril 2026, p. 1. Pour 2028–2029 et 2029–2030, le tableau présente un seuil de 7 %, des volumes exigibles de 425,870 et 425,594 Mm³ et des approvisionnements totaux de 452,349 et 457,330 Mm³. [Consulter la source](#)

recherché lorsqu'il apporte une valeur réelle, notamment par la valorisation de déchets et de résidus locaux et non comme une fin en soi.^{54,55}

C'est dans ce contexte que le gouvernement formule la troisième question de la manière suivante: « **La réduction de la dépendance aux importations de GSR en examinant les options possibles liées aux volumes déjà contractés;** »⁵⁶

Pour l'ACIG, cette formulation conduit à une conclusion difficile mais incontournable. Une réforme crédible doit passer par une réduction d'une partie des engagements existants. Il n'apparaît pas possible de diminuer durablement la dépendance contractuelle, de réduire la socialisation et de créer de l'espace pour des volumes québécois en maintenant intégralement le portefeuille actuel.

L'ACIG est consciente qu'une telle démarche est complexe et qu'elle peut entraîner des coûts. Les contrats sont des engagements privés, souvent de longue durée, et leurs clauses ne sont pas publiques. Il ne s'agit donc pas de présumer qu'ils pourraient être dénoncés unilatéralement ou sans compensation. En l'absence d'accès aux contrats confidentiels, l'ACIG propose une méthode simple qui consiste à revoir l'ensemble du portefeuille, hiérarchiser les engagements et concentrer les efforts de négociation sur ceux qui apparaissent les moins adaptés au futur régime et ceux qui disposent d'une meilleure valorisation.

6.1 Réduire d'abord l'exposition contractuelle

La première étape consiste à distinguer la question de l'origine de celle de l'engagement. Remplacer une importation par un volume québécois n'a d'effet économique que si le contrat importé correspondant est lui-même réduit, transféré ou éteint. Si le distributeur demeure tenu de payer les deux volumes, il n'y a pas substitution, il y a addition.

Cette distinction est d'autant plus importante que les engagements déjà conclus présentent une rigidité réelle. La Régie constatait déjà en 2023 que 160,2 Mm³ sur 173,4 Mm³ de capacité contractée examinée étaient associés à des contrats de vingt ans. Elle soulignait alors l'intérêt d'une plus grande diversification des durées afin de conserver une capacité d'adaptation à l'évolution du marché.⁵⁷

Cette rigidité ne signifie pas que tous les contrats longs sont mauvais. Certains peuvent présenter un prix, une intensité carbone, des attributs environnementaux ou des conditions contractuelles qui justifient leur maintien. Elle signifie simplement que le portefeuille ne peut être traité comme une donnée intangible au moment où le gouvernement souhaite revoir le régime.

⁵⁴ Graduate School of Public and International Affairs, University of Ottawa, Canadian Energy Security: What Does Energy Security Mean for Canada?, juillet 2010, p. 5 et 16-18. Le rapport souligne que le contexte nord-américain diffère du contexte européen, qualifie les États-Unis de partenaire fiable pour le commerce du gaz naturel et traite l'intégration commerciale comme un élément de la sécurité énergétique canadienne. Il s'agit d'un rapport de séminaire destiné à nourrir la discussion et non d'une position officielle des organisations associées. [Consulter la source](#)

⁵⁵ Agence internationale de l'énergie, Glossary, entrée « Energy security ». Définition citée dans le texte, « The uninterrupted availability of energy sources at an affordable price ». [Consulter la source](#)

⁵⁶ Régie de l'énergie, Avis public, dossier R-4353-2026, pièce A-0005, 5 août 2026, p. 1. [Consulter la source](#)

⁵⁷ Régie de l'énergie, décision D-2023-022, dossier R-4008-2017, 21 février 2023, p. 32 à 34, par. 122 à 125 et tableau 3. La Régie constate que 160,2 Mm³ sur 173,4 Mm³ de capacité contractée examinée étaient associés à des contrats de vingt ans et souligne l'intérêt de diversifier les durées du portefeuille. [Consulter la source](#)

Les volumes déjà contractés doivent donc être rapprochés des besoins réels. Énergir a confirmé, dans ses réponses à l'ACIG, que des volumes cumulés identifiés au-delà de l'obligation sur plusieurs exercices proviennent d'engagements déjà contractés et approuvés. Ce constat renforce la nécessité de revoir le portefeuille avant d'ajouter de nouveaux engagements.⁵⁸

6.2 L'approvisionnement local doit répondre à une valeur, pas à un symbole

La réduction des importations peut être un objectif pertinent lorsqu'elle améliore la résilience du portefeuille ou soutient une filière québécoise capable de créer une valeur environnementale et économique. Mais elle ne devrait pas conduire à remplacer automatiquement un contrat importé par un contrat local, indépendamment de son coût ou de son utilité.

Le GSR québécois trouve d'abord sa justification lorsqu'il valorise des déchets, des résidus organiques ou d'autres ressources locales dont la transformation en énergie procure un bénéfice mesurable. Cette logique est plus solide qu'une recherche de souveraineté fondée uniquement sur le lieu de production. Une source locale très coûteuse, rigide ou mal adaptée à la demande peut affaiblir l'abordabilité sans améliorer suffisamment la sécurité du système.

Pour le futur portefeuille, l'origine devrait donc être un critère parmi d'autres. Le prix livré, l'intensité carbone, la possibilité de valoriser les attributs, la flexibilité du contrat, la proximité d'un usage et la contribution à la valorisation de matières résiduelles doivent être examinés ensemble. Cette approche permet de soutenir la production québécoise sans recréer, sous une autre forme, le même déséquilibre entre l'offre et la demande.

6.3 Sans accès aux contrats, l'ACIG propose une méthode simple de revue

L'ACIG ne dispose pas des contrats confidentiels conclus par le distributeur. Elle ne peut donc identifier aujourd'hui quel contrat devrait être maintenu, renégocié ou résilié, ni estimer le coût réel d'une sortie. La proposition qui suit est une méthode de travail, non un jugement sur un contrat particulier.

Pour chaque engagement, la revue devrait répondre à cinq questions simples :

- **Besoin** : Le volume correspond-il à une demande réelle ou raisonnablement prévisible?
- **Coût** : Le prix et son indexation demeurent-ils compatibles avec le futur régime et avec les autres approvisionnements?
- **Valeur environnementale** : L'intensité carbone et les attributs associés donnent-ils au volume une valeur particulière pour les consommateurs?
- **Flexibilité** : Le contrat permet-il une réduction de volume, un transfert, une modification de durée ou une sortie négociée?
- **Durée et maturité** : Combien d'années restent à courir et le projet est-il déjà en exploitation ou encore en développement?

Cette revue permettrait ensuite de classer les contrats en trois groupes. Les contrats les plus intéressants pour le futur régime seraient conservés. Les engagements qui présentent une valeur mais

⁵⁸ Énergir, Réponses à la demande de renseignements no 2 de l'ACIG, dossier R-4334-2026, pièce B-0133, 16 juillet 2026, réponses 1.1 à 1.3; rapprochement avec le plan d'approvisionnement. Les réponses confirment que les volumes cumulés identifiés au-delà de l'obligation sur les exercices examinés proviennent de volumes déjà contractés et approuvés. [Consulter la source](#)

dont les modalités sont mal adaptées feraient l'objet d'une renégociation ou d'un transfert. Enfin, les contrats les plus coûteux, les plus rigides ou les moins appuyés par une demande constitueraient les premiers candidats à une réduction ou à une sortie négociée.

Cette hiérarchisation devrait être effectuée avant de conclure de nouveaux contrats québécois. Elle permettrait de déterminer l'espace réellement disponible dans le portefeuille et d'éviter que la politique de relocalisation n'ajoute des volumes au lieu d'en remplacer.

6.4 Les voies de désengagement doivent rester simples et concrètes

Les contrats peuvent offrir des possibilités différentes et aucune solution unique ne peut être présumée. La négociation devrait néanmoins examiner, dans un ordre pragmatique, la réduction des volumes, la modification du prix ou de la durée, le transfert à un autre acheteur, la reprise du contrat avec libération du distributeur et, lorsque cela est possible, la résiliation négociée.

La distinction la plus importante est celle entre trouver un débouché et se départir d'un engagement. Une revente peut réduire le coût net du portefeuille, mais elle ne libère pas nécessairement le distributeur de son contrat initial. À l'inverse, une réduction de quantité, une reprise accompagnée d'une libération ou une résiliation négociée diminue réellement l'exposition future.

Le transport et les usages hors réseau peuvent également offrir de nouveaux débouchés. Un transporteur, un industriel ou un utilisateur de proximité peut être intéressé par certains volumes ou certains attributs. Ces solutions sont utiles si elles améliorent la valeur du portefeuille; elles ne doivent toutefois être présentées comme une réduction des engagements que si elles entraînent effectivement une diminution de l'obligation contractuelle du distributeur.

Enfin, le coût d'une sortie doit être comparé au coût du maintien de chaque contrat. Une indemnité immédiate peut être économiquement justifiée si elle permet d'éviter des dépenses plus importantes au cours des années suivantes. Sans accès aux contrats, l'ACIG ne peut déterminer à partir de quel montant une sortie serait avantageuse. Elle recommande que cette comparaison soit réalisée pour chaque engagement, selon une méthode commune et sur la base d'informations permettant à la Régie d'en apprécier les coûts, les avantages et les risques.

Cette démarche doit également s'accompagner d'une révision des critères d'approbation des contrats et de la latitude accordée aux distributeurs pour les conclure. Le seul respect de paramètres d'achat préautorisés ne devrait plus suffire à justifier un engagement à long terme. Les achats devraient reposer sur des perspectives de vente crédibles et sur une évaluation de la valeur du produit pour les consommateurs. Les pouvoirs de contracter devraient être encadrés en conséquence, avec un examen accru par la Régie lorsque les engagements envisagés risquent de faire supporter à la clientèle le coût de volumes invendus.

6.5 Développer la filière québécoise dans l'espace ainsi libéré

Une fois le portefeuille réduit et hiérarchisé, le développement de la production québécoise pourra être organisé sur des bases plus solides. Chaque nouveau volume devrait répondre à une nouvelle demande ferme qui ne crée pas de volume invendu supplémentaire.

Cette discipline est essentielle. Elle permet de développer la filière sans faire du tarif le débouché garanti de toute nouvelle production. Elle incite également les producteurs à structurer une offre qui réponde aux besoins des acheteurs en matière de prix, de durée, d'intensité carbone et d'attributs environnementaux.

La quatrième question du présent avis permettra de développer plus précisément la proposition de l'ACIG quant aux mécanismes capables de favoriser un approvisionnement québécois compétitif et mieux arrimé aux besoins des consommateurs. Dans la présente section, le principe est plus simple : **il faut d'abord dégager de l'espace dans le portefeuille avant de chercher à le remplir de nouveau.**

Réponse à la question 3

Pour l'ACIG, la réduction de la dépendance aux importations doit commencer par une réduction de l'exposition contractuelle existante. Ajouter des volumes québécois sans modifier les engagements déjà pris ne réduit pas la dépendance. Cela risque d'ajouter une nouvelle dépense à des obligations qui demeurent payables.

L'ACIG recommande donc une revue complète du portefeuille, suivie d'une hiérarchisation des contrats selon leur utilité future, leur coût, leur intensité carbone, leur flexibilité et leur durée. Les contrats les plus adaptés seraient conservés; les autres feraient l'objet, selon leurs clauses et la volonté des parties, d'une réduction, d'une renégociation, d'un transfert, d'une reprise ou d'une résiliation négociée.

Sans accès aux contrats confidentiels, l'ACIG ne prétend pas identifier les contrats à abandonner ni le coût d'une telle démarche. Elle soumet une méthode et un objectif. Réduire les engagements qui ne correspondent plus à la demande et reconstruire un portefeuille plus petit, plus flexible et davantage orienté vers la valeur du produit.

Le développement de la production québécoise doit ensuite prendre place dans l'espace ainsi libéré et répondre d'abord à des objectifs de valorisation de matières résiduelles, de performance environnementale et de demande réelle. L'origine locale peut contribuer à la diversification, mais elle ne constitue pas à elle seule une garantie de sécurité énergétique. La fiabilité et l'abordabilité demeurent des critères essentiels.

En définitive, l'ACIG ne voit pas d'alternative crédible à une réduction ordonnée de certains engagements existants. C'est cette opération, davantage que le simple remplacement géographique des fournisseurs, qui permettra de diminuer la socialisation, de redonner de la flexibilité au futur régime et de créer les conditions d'un développement durable de la filière québécoise.

7. Quatrième question : Un approvisionnement compétitif adapté aux besoins

La quatrième question porte moins sur la quantité de GSR à produire que sur les conditions permettant à une offre de rencontrer une demande. Pour l'ACIG, cette distinction est essentielle. L'ACIG représente d'abord des consommateurs d'énergie; elle n'a ni la prétention ni le mandat de concevoir à la place des producteurs ou du gouvernement l'architecture complète d'un programme de soutien à la filière. Elle peut toutefois contribuer au débat à partir de ce qu'elle observe du côté de la demande à savoir qu'un produit énergétique ne devient attractif que lorsqu'il répond à un besoin, à un prix acceptable et avec des caractéristiques que l'acheteur peut réellement valoriser.

Toute initiative de développement devrait donc reposer sur deux assises complémentaires :

- Une offre capable d'être produite dans des conditions économiques raisonnables et
- Une demande disposée à acheter le produit.

L'expérience du régime actuel montre la limite d'une approche qui agit principalement sur la première dimension et compte ensuite sur une obligation réglementaire pour absorber les volumes. Le GSR peut être utile et même particulièrement pertinent dans certains usages; il ne peut toutefois devenir un produit de masse simplement parce qu'un distributeur est tenu de l'acquérir.

« La recherche d'incitatifs pour favoriser un approvisionnement compétitif et à moindre coût qui s'arrime avec les besoins des consommateurs; »⁵⁹

L'ACIG comprend cette question comme une invitation à agir simultanément sur le coût de développement des projets et sur la valeur du GSR pour ses utilisateurs. La réponse ne devrait donc pas consister à rechercher une nouvelle manière de garantir l'achat des volumes. Elle devrait plutôt créer les conditions pour que les projets québécois puissent émerger, que leur coût résiduel soit financé de façon transparente et que le produit trouve des débouchés réels. C'est dans cette perspective de consommateur que les pistes suivantes sont formulées.

7.1 Un marché doit précéder la garantie d'un volume

Le développement d'une filière énergétique ne peut durablement reposer sur la seule existence d'un acheteur réglementaire. Il faut un marché. Cela suppose des producteurs capables d'offrir un produit, mais également des consommateurs qui ont intérêt à l'acheter. Lorsque ce second volet n'existe pas, le soutien à l'offre finit par se transformer en un mécanisme de financement des invendus.

Rendre le GSR attractif ne signifie donc pas le rendre artificiellement incontournable. Cela signifie améliorer les caractéristiques qui déterminent la décision d'achat :

- Le prix livré,
- L'intensité carbone,
- Les attributs environnementaux transférés,
- La durée du contrat,

⁵⁹ Régie de l'énergie, Avis public, dossier R-4353-2026, pièce A-0005, 5 août 2026, p. 1, question 4. [Consulter la source](#)

- La flexibilité des volumes et la qualité du service.

Pour un industriel, la comparaison se fait aussi avec les autres moyens de décarbonation disponibles. Un GSR qui réduit les émissions mais dont le coût d'abattement demeure très supérieur aux solutions concurrentes restera difficile à vendre, peu importe la force de l'obligation imposée au distributeur.

Cette logique rejoint l'analyse de l'Agence internationale de l'énergie. Dans son rapport de 2025, l'AIE rappelle que le biogaz et le biométhane tirent une part importante de leur intérêt de leur capacité à transformer des déchets et des résidus en énergie à faibles émissions et à rendre simultanément des services énergétiques, environnementaux et de gestion des matières. Le biogaz peut notamment être utilisé directement pour fournir de la chaleur à l'industrie, alors que le biométhane peut remplacer le gaz naturel dans plusieurs secteurs.⁶⁰

Cette caractéristique devrait guider le développement québécois. La filière ne devrait pas être conçue d'abord comme un moyen d'atteindre un pourcentage de gaz renouvelable dans un réseau, mais comme un moyen de valoriser des matières résiduelles et de produire une énergie qui trouve un usage. Le volume vient ensuite, lorsque le produit et son utilisateur ont été identifiés.

7.2 Un soutien public peut être nécessaire, mais il doit être proportionné

L'ACIG reconnaît qu'un marché du GSR ne se construira pas nécessairement sans soutien public. Les projets sont intensifs en capital, les coûts de collecte et de traitement varient fortement d'un site à l'autre et plusieurs bénéfices collectifs, notamment la valorisation de déchets ou l'évitement d'émissions de méthane, ne sont pas toujours rémunérés directement par l'acheteur d'énergie.

Le soutien public peut donc être justifié. Il devrait toutefois être orienté vers le projet et vers la valeur qu'il crée, plutôt que vers une garantie générale de récupération dans les tarifs. L'objectif devrait être de combler le besoin résiduel de financement nécessaire pour rendre un projet viable, après prise en compte de ses revenus énergétiques, de ses attributs environnementaux et des autres revenus qu'il peut raisonnablement générer.

Cette approche permet également de reconnaître qu'un projet de traitement de matières organiques peut mériter un soutien même si son énergie n'est pas, à elle seule, compétitive avec le gaz naturel. Dans ce cas, la politique publique rémunère explicitement un service de gestion des déchets, une réduction de méthane ou un autre bénéfice collectif. Elle ne dissimule pas ce financement dans le prix du gaz payé par des consommateurs qui n'ont pas demandé le produit.

7.2.1 Trois enseignements européens utiles

L'expérience française montre d'abord l'importance de bien calibrer le soutien. La production de biométhane injecté y a été soutenue notamment par des contrats d'achat de quinze ans et, plus récemment, par des appels d'offres et par le dispositif des certificats de production de biogaz. L'audit économique publié par la CRE en décembre 2024 met toutefois en évidence une dispersion importante

⁶⁰ Agence internationale de l'énergie, Outlook for Biogas and Biomethane, « Key findings », 28 mai 2025. L'AIE souligne notamment la valorisation des déchets et résidus, l'usage direct du biogaz pour la chaleur industrielle et la substituabilité du biométhane au gaz naturel. [Consulter la source](#)

des coûts entre projets et rappelle que le niveau de soutien doit être dimensionné à partir de données réelles plutôt qu'à partir d'un prix uniforme.⁶¹

La France offre également un exemple intéressant de création de demande. Pour la période 2026-2028, l'obligation de restitution de certificats de production de biogaz porte sur des livraisons définies, notamment aux consommateurs domestiques et au secteur tertiaire. Le mécanisme crée ainsi une demande pour un attribut de production plutôt que de faire reposer indistinctement le financement sur l'ensemble des consommateurs de gaz.⁶²

L'Allemagne fournit un enseignement différent. Le soutien à certaines installations de biomasse et de biométhane passe par des appels d'offres avec plafonds de prix. Pour 2026, la Bundesnetzagentur a fixé le plafond des installations au biométhane à 23,13 c€/kWh et a expressément relevé ce plafond après qu'aucune offre n'eut été reçue lors des enchères précédentes. Le dispositif allemand porte sur la production d'électricité à partir de biométhane et n'est donc pas directement transposable au Québec; il illustre toutefois une idée utile, le soutien peut être mis en concurrence, plafonné et ajusté lorsque le signal financier ne suffit pas à faire émerger les projets.⁶³

Le modèle néerlandais est probablement le plus instructif pour la question posée. Le programme SDE++ soutient plusieurs catégories de gaz renouvelable et vise à compenser l'« onrendabele top », c'est-à-dire l'écart entre le coût d'une technologie et les revenus qu'elle peut obtenir. Le soutien est accordé sur douze ou quinze ans selon la technologie. Lorsque les demandes excèdent le budget disponible, les projets peuvent être classés selon leur intensité de subvention par tonne de CO₂ réduite. Le régime conserve ainsi un soutien public important tout en maintenant une discipline de coût et de performance.⁶⁴

Tableau 8 — Trois enseignements européens utiles

Juridiction	Mécanisme observé	Enseignement pour le Québec
France	Soutien à la production, appels d'offres et certificats de production.	Mesurer les coûts réels et différencier les instruments plutôt que fixer un soutien uniforme.
Allemagne	Appels d'offres et plafonds pour certaines installations biomasse/biométhane.	Utiliser la concurrence et ajuster le niveau de soutien lorsque les projets ne répondent pas.
Pays-Bas	SDE++ : soutien du besoin résiduel et classement par efficacité de la subvention.	Lier l'aide au besoin de financement et à la performance, sans garantir le revenu par le tarif gazier.

⁶¹ Commission de régulation de l'énergie, Bilan technique et économique des installations de production de biométhane injecté (hors STEP et ISDND), 4 décembre 2024, synthèse, p. 2 à 4, et section 5.4 sur les coûts complets. [Consulter la source](#)

⁶² France, Code de l'énergie, art. R. 446-113, version en vigueur depuis le 25 mai 2026. L'obligation de restitution des certificats de production de biogaz pour 2026-2028 porte notamment sur des livraisons aux consommateurs domestiques et au secteur tertiaire. [Consulter la source](#)

⁶³ Bundesnetzagentur, « Price ceilings for biomass and biomethane auctions in 2026 », 20 février 2026. Le plafond des installations au biométhane a été relevé de 10 % à 23,13 c€/kWh après l'absence d'offres à l'enchère précédente. Le mécanisme concerne la production d'électricité au biométhane et n'est pas un analogue direct d'un soutien au biométhane injecté. [Consulter la source](#)

⁶⁴ Rijksdienst voor Ondernemend Nederland (RVO), SDE++ 2025, brochure officielle, notamment les sections sur l'« onrendabele top », le classement par intensité de subvention en €/tCO₂ et les catégories de gaz renouvelable. Version de la brochure diffusée sur le site de RVO en février 2026. [Consulter la source](#)

Ces expériences ne fournissent pas une recette à importer au Québec. Elles montrent néanmoins qu'il existe d'autres manières de soutenir une filière, mesurer le besoin réel de financement, organiser une concurrence entre projets, créer une demande pour certains attributs environnementaux et ajuster le soutien au service environnemental rendu. Cette logique paraît plus robuste que la garantie de récupération d'un volume invendu auprès des payeurs de tarifs.

7.3 Faciliter l'émergence des projets québécois

Si le Québec souhaite développer une production locale de GSR, il doit s'assurer qu'elle répond à des besoins réels et qu'elle peut trouver preneur à un coût acceptable. Ce développement ne doit pas se faire à tout prix. Il suppose aussi de réduire les obstacles qui précèdent la mise en exploitation des projets, notamment les délais d'autorisation, l'accès aux matières résiduelles, le financement, les études techniques et le raccordement aux infrastructures.

Le GSR a sa place dans le bouquet énergétique, notamment lorsqu'il permet de tirer une valeur énergétique de déchets et de matières résiduelles. Pour l'ACIG, il serait toutefois erroné d'envisager son développement dans une logique de remplacement généralisé du gaz fossile. Le biométhane issu de ces matières doit d'abord être considéré comme un produit de leur valorisation, dont l'utilisation dépend des ressources disponibles, des coûts de production et des besoins des consommateurs. Son origine locale ne suffit à démontrer ni un gain de sécurité énergétique ni un avantage environnemental justifiant n'importe quel coût. Ces contributions doivent être évaluées concrètement, en tenant compte des autres solutions disponibles.

Les soutiens financiers doivent donc être ciblés, proportionnés aux bénéfices attendus et assortis de conditions claires. Ils devraient faciliter les projets qui répondent à une demande crédible, sans reporter durablement leur coût sur la clientèle gazière. Un tarif d'achat garanti ne devrait se substituer ni à l'existence d'un besoin ni à la volonté des consommateurs de payer pour la valeur du produit. Autrement, le soutien à la production risque surtout d'accroître les volumes invendus et d'alourdir la facture énergétique, et dans une certaine mesure contraindre l'atteinte de certaines cibles environnementales.

Dans cette perspective, l'ACIG estime qu'un cadre plus efficace pourrait notamment reposer sur des processus d'autorisation plus prévisibles, des critères techniques publics, des échéanciers mieux définis et un accompagnement des projets dans leurs premières étapes. La simplification ne signifie pas l'abandon des exigences environnementales; elle signifie que le promoteur doit savoir rapidement quelles informations fournir, quelles normes satisfaire et dans quels délais une décision peut être attendue.

Le financement peut également être structuré en fonction du risque. Les aides à l'investissement, les garanties, les prêts ou les mécanismes de soutien à l'exploitation ne remplissent pas la même fonction. Un projet qui présente un bénéfice collectif démontré mais un coût initial élevé peut nécessiter une aide au capital. Un autre peut surtout avoir besoin d'une visibilité sur son revenu pendant les premières années. Dans tous les cas, l'aide devrait rester proportionnée à l'écart qu'elle cherche à combler et diminuer lorsque les revenus commerciaux ou environnementaux augmentent.

Les Pays-Bas offrent ici un exemple complémentaire. Leur politique de gaz vert associe le soutien financier à des démarches visant à faciliter la réalisation des projets; les documents gouvernementaux mentionnent notamment des outils destinés aux autorités chargées des permis et le développement d'expertise spécialisée en gaz vert.⁶⁵

7.4 Sortir de la logique de l'injection comme condition du développement

La sortie d'une logique strictement volumétrique ouvre également une possibilité importante. Développer des projets dont la valeur ne dépend pas de l'injection dans le réseau de distribution.

Le régime actuel tend naturellement à privilégier l'injection, puisque le succès est mesuré par la quantité de GSR distribuée. Cette logique peut toutefois conduire à écarter des projets qui seraient plus efficaces économiquement ou environnementalement s'ils étaient conçus autour d'un usage local. Le problème n'est pas le réseau lui-même, qui demeure une infrastructure précieuse lorsqu'il permet de rejoindre des clients, d'assurer la continuité du service ou de mutualiser les usages. Le problème apparaît lorsque le passage par le réseau devient une condition de reconnaissance plutôt qu'un choix fondé sur le service réellement nécessaire.

L'AIE distingue précisément ces deux voies. Le biogaz peut être utilisé directement pour produire de la chaleur industrielle ou de l'électricité, alors que le biométhane correspond à un biogaz épuré jusqu'à une qualité permettant de remplacer le gaz naturel.⁶⁶

Cette distinction revêt des conséquences économiques. Lorsqu'un biogaz peut être consommé directement sur le site où il est produit, il peut éviter une partie des coûts d'épuration nécessaires pour atteindre les spécifications du réseau. Lorsqu'un biométhane est produit et consommé in situ, l'épuration demeure nécessaire selon le procédé et la qualité recherchée, mais les coûts d'injection, de compression, de comptage et de raccordement au réseau peuvent être réduits ou évités. Pour certains projets, ces coûts peuvent faire la différence entre une solution compétitive et une solution qui dépend durablement d'un soutien.⁶⁷

Le futur cadre devrait donc permettre de reconnaître un projet sur la base de l'énergie renouvelable réellement produite et consommée, de la réduction d'émissions vérifiée et de la gestion des matières, même lorsque la molécule n'est pas injectée dans un réseau de distribution. Cette reconnaissance devrait naturellement s'accompagner de règles de mesure, de traçabilité et de retrait des attributs afin d'éviter tout double comptage.

Une telle ouverture favoriserait notamment les projets situés à proximité d'usines, de sites agroalimentaires, d'installations de traitement des eaux, de lieux d'enfouissement ou d'autres sources

⁶⁵ Gouvernement des Pays-Bas, Handreiking voor de gebiedsprogramma's NPLG, version février 2024, section « Groen gas », p. 110 : soutien par la SDE++ et développement d'outils pour les autorités chargées des permis et d'un centre d'expertise sur le gaz vert. [Consulter la source](#)

⁶⁶ Agence internationale de l'énergie, Outlook for Biogas and Biomethane, 2025, « Key findings ». L'AIE distingue l'utilisation directe du biogaz de l'usage du biométhane épuré et identifie des débouchés dans l'industrie, le transport, les bâtiments et la production d'électricité. [Consulter la source](#)

⁶⁷ Rijksdienst voor Ondernemend Nederland (RVO), Handreiking vergunningverlening — Monomestvergisting, 2024, p. 12 et 13. Le guide décrit le traitement, la mise à la qualité du réseau, la compression et l'odorisation, ainsi que les voies Bio-CNG et Bio-LNG. Copie du document de RVO conservée par le Nederlands Centrum Mestverwaarding, l'ancien lien de RVO étant indisponible. [Consulter la source](#)

de matières organiques. Le développement de la filière serait alors guidé par la proximité entre la ressource et son utilisateur, et non par l'obligation de faire transiter chaque projet par la même infrastructure.

7.5 Élargir les débouchés pour créer la demande

Le deuxième volet d'un véritable marché consiste à élargir les débouchés. Le réseau de distribution demeure l'un d'eux, mais il ne devrait pas être le seul. Le transport, les contrats directs avec des industriels, les usages locaux de chaleur, les livraisons dédiées et les projets in situ peuvent tous contribuer à absorber une production qui répond à leurs besoins.

Le transport présente à cet égard un intérêt particulier. Certains utilisateurs peuvent accorder une valeur élevée à un combustible à faible intensité carbone ou à ses attributs lorsque ceux-ci permettent de répondre à une obligation de conformité. Le développement de stations de ravitaillement, de bio-GNC ou de bio-GNL, ou encore de mécanismes permettant la reconnaissance des attributs dans les cadres applicables, peut créer une demande différente de celle du réseau de distribution. La question 5 examinera plus précisément la valorisation et la propriété de ces attributs.

Pour l'industrie, l'objectif est similaire. Le GSR devient attractif lorsqu'il répond à un besoin concret comme un procédé difficile à électrifier, besoin de chaleur, contrainte de continuité, réduction réglementaire valorisable ou transition avant un investissement majeur. Les modalités d'achat doivent alors pouvoir être adaptées au calendrier du site, à sa consommation et à la durée pendant laquelle le GSR constitue réellement la meilleure option.

7.6 Ce que signifie, du point de vue du consommateur, un GSR attractif

Du point de vue de la demande, quatre conditions apparaissent déterminantes. Premièrement, le prix doit pouvoir être rapproché de la valeur énergétique et environnementale réellement accessible au client. Deuxièmement, les attributs environnementaux doivent être identifiés et transférables lorsqu'ils sont vendus avec le produit. Troisièmement, la durée et les volumes doivent demeurer compatibles avec les investissements et les besoins du consommateur. Enfin, le mode de livraison - réseau, transport, conduite dédiée ou consommation in situ - doit être choisi en fonction du coût et du service, plutôt qu'en fonction d'un indicateur réglementaire unique.

C'est cette combinaison qui peut faire croître la demande volontaire. Une baisse artificielle du prix financée par l'ensemble des clients peut augmenter les ventes à court terme, mais elle ne démontre pas que le produit est devenu compétitif. À l'inverse, une offre mieux structurée, accompagnée d'un soutien public transparent lorsque cela est nécessaire, peut permettre à un projet de trouver un acheteur sans créer une nouvelle dette tarifaire pour les non-participants.

Réponse à la question 4

Pour l'ACIG, rendre le GSR attractif ne consiste pas à garantir son achat par le tarif. Il faut créer les conditions d'un marché dans lequel le produit trouve preneur parce qu'il répond à un besoin et parce que son coût, ses attributs et ses modalités de livraison présentent une valeur pour l'utilisateur.

L'ACIG reconnaît qu'un soutien public peut être nécessaire pour développer une filière québécoise, notamment lorsque les projets permettent de valoriser des déchets, de réduire des émissions de

méthane ou de produire une énergie utile à partir de ressources locales. Ce soutien devrait toutefois être transparent, proportionné au besoin résiduel de financement et, lorsque cela est possible, attribué dans un cadre concurrentiel. Il devrait rémunérer explicitement la valeur publique produite plutôt que transformer le tarif gazier en garantie permanente de revenu.

La politique de développement devrait également faciliter les projets en agissant sur les autorisations, les délais, l'accès au financement et les obstacles de raccordement. Le soutien ne devrait pas être réservé aux projets injectés dans le réseau. Les usages hors réseau, les consommations in situ, les livraisons directes et le transport devraient pouvoir être reconnus lorsqu'ils procurent une réduction d'émissions vérifiable et évitent des coûts inutiles.

Enfin, la croissance de la filière doit être liée à la croissance de la demande. Les nouveaux projets devraient être développés autour de débouchés identifiés et de produits dont les caractéristiques répondent aux besoins des consommateurs. Pour l'ACIG, c'est cette articulation entre soutien public, discipline économique, diversité des usages et demande réelle qui permettra au GSR de prendre une place durable dans la décarbonation du Québec.

8. Cinquième question : Faire de la valeur environnementale le moteur de la demande

La cinquième question va au cœur de l'un des problèmes qui expliquent, au moins en partie, la faiblesse de la demande notamment industrielle de GSR. Un produit dont la valeur environnementale est mal reconnue ou difficilement transférable demeure, pour l'acheteur, essentiellement un combustible beaucoup plus coûteux que le gaz naturel qu'il remplace. Tant que cette valeur n'est pas rendue utilisable, le marché volontaire restera nécessairement étroit.

Au Québec, le cadre actuel permet à un émetteur d'acquérir du biométhane et, sous les conditions prévues au protocole QC.35, de le déclarer en substitution au gaz naturel. Depuis 2026, les émissions de CO₂ attribuables au biométhane admissible n'ont pas à être couvertes par des droits d'émission au SPEDE. Le mécanisme reconnaît donc le caractère biogénique du biométhane, mais il ne transforme pas, pour l'industriel, toute la performance d'intensité carbone du cycle de vie en une réduction additionnelle de son obligation de conformité.⁶⁸

Cette distinction est déterminante. Dans une illustration simple où le gaz naturel vaut 4 \$/GJ et où l'économie de conformité associée à environ 0,05 tonne de CO₂e par GJ vaut près de 2 \$/GJ, la valeur immédiatement accessible à l'industriel est de l'ordre de 6 \$/GJ. Face à un GSR offert à 25 \$/GJ, l'écart demeure considérable. Le coût d'abattement brut se situe alors autour de 420 \$/tCO₂e en première année et peut dépasser 500 \$/tCO₂e lorsque l'on considère un scénario de long terme avec indexation. Ces valeurs sont illustratives, elles montrent surtout que la demande ne peut pas être stimulée durablement tant que la performance environnementale additionnelle du produit reste sans valeur utilisable pour l'acheteur.⁶⁹

C'est précisément ce que vise la cinquième question du gouvernement :

« Les mécanismes de valorisation optimale des attributs GSR, notamment les unités de conformité au Règlement sur les combustibles propres (DORS/2022-140), et pour réduire les obligations prévues au Règlement concernant le système de plafonnement et d'échange de droits d'émission de gaz à effet de serre (chapitre Q-2, r. 46.1), aux bénéfices des consommateurs et des distributeurs. »⁷⁰

Pour l'ACIG, la réponse consiste à faire évoluer le GSR d'un produit essentiellement vendu par volume vers un produit dont la valeur dépend aussi de sa performance environnementale. Cela suppose de reconnaître l'intensité carbone, de rendre certains attributs échangeables lorsque le cadre juridique le

⁶⁸ Québec, RDOCECA, RLRCQ, c. Q-2, r. 15, art. 6.2.1 et protocole QC.35; MELCCFP, « Couvertures des émissions » et « Règlement modifiant le RDOCECA », modifications entrées en vigueur le 1er janvier 2026. Le mémoire ministériel 2025-0150, p. 2 et 3, précise que l'exclusion du CO₂ biogénique au SPEDE est antérieure à 2026. Les modifications de 2026 maintiennent cette exclusion tout en renforçant la vérification. Le cadre ne module pas l'obligation de remise selon toute l'intensité carbone du cycle de vie du GSR. [Source 1](#) · [Source 2](#) · [Source 3](#) · [Source 4](#)

⁶⁹ Illustration du présent mémoire : gaz naturel à 4 \$/GJ; valeur carbone de 40 \$/tCO₂e; réduction reconnue de 0,05 tCO₂e/GJ, soit environ 2 \$/GJ de valeur de conformité et 6 \$/GJ avec la valeur énergétique. À 25 \$/GJ pour le GSR, le surcoût énergétique brut est de 21 \$/GJ et le coût d'abattement brut de 420 \$/tCO₂e. Le scénario de vingt ans développé à la question 1 atteint un rapport nominal cumulé supérieur à 500 \$/tCO₂e. Ces valeurs sont des hypothèses de démonstration, non des prix de marché garantis.

⁷⁰ Régie de l'énergie, Avis public, dossier R-4353-2026, pièce A-0005, 5 août 2026, p. 1. [Consulter la source](#)

permet, d'ouvrir des débouchés au-delà du seul réseau gazier et de garantir qu'une même réduction ne soit pas revendiquée deux fois.

8.1 L'intensité carbone doit devenir une composante de la valeur du GSR

Tous les GSR ne se valent pas. Leur performance dépend de la matière utilisée, du scénario de référence, des émissions de méthane évitées, de l'énergie consommée pour produire ou épurer le gaz, des fuites et du mode de livraison. Deux produits fournissant exactement le même GJ peuvent donc présenter des performances climatiques très différentes.

Le cadre québécois actuel reconnaît utilement le caractère biogénique du biométhane admissible. Il demeure toutefois essentiellement binaire du point de vue de la couverture au SPEDE. Le CO₂ biogénique n'a pas à être couvert, mais un GSR présentant une intensité carbone très faible ou négative ne procure pas, de ce seul fait, une réduction supplémentaire de l'obligation de remise proportionnelle à cette meilleure performance. Pour stimuler une véritable demande industrielle, cette performance doit pouvoir acquérir une valeur réglementaire.

L'ACIG ne prétend pas déterminer la forme juridique exacte de cette réforme. Deux avenues pourraient notamment être étudiées :

- Une modification des règles de déclaration et de couverture permettant de tenir compte d'une intensité carbone certifiée,
- Ou la création d'un instrument de conformité distinct fondé sur les tonnes de CO₂e vérifiées.

Dans les deux cas, l'objectif serait le même. Faire en sorte qu'un GSR plus performant ait réellement plus de valeur pour celui qui l'achète.

Illustration 2 — Effet d'une meilleure reconnaissance de la performance carbone

Réduction reconnue	Surcoût énergétique illustratif	Coût d'abattement
0,05 tCO ₂ e/GJ	21 \$/GJ	420 \$/tCO ₂ e
0,10 tCO ₂ e/GJ	21 \$/GJ	210 \$/tCO ₂ e
0,15 tCO ₂ e/GJ	21 \$/GJ	140 \$/tCO ₂ e

Source — Illustration du présent mémoire. Le tableau ne constitue pas une proposition de facteur réglementaire; il montre l'effet mécanique d'une reconnaissance accrue des réductions vérifiées.

Cette illustration explique pourquoi l'intensité carbone peut devenir un puissant moteur de demande. À prix énergétique identique, une meilleure performance réduit fortement le coût par tonne évitée. L'acheteur industriel peut alors comparer le GSR avec ses autres options de décarbonation sur une base économique plus cohérente.

Pour un consommateur industriel, cette différenciation est essentielle parce que la décision d'achat ne se prend pas uniquement en comparant le prix de deux molécules. Elle se prend en comparant le coût de plusieurs trajectoires de décarbonation. Si un GSR à très faible intensité carbone permet d'éviter davantage d'émissions par GJ, sa valeur de conformité augmente et son coût d'abattement diminue. À l'inverse, si deux GSR sont vendus au même prix alors que l'un procure une réduction beaucoup plus importante, l'absence de différenciation prive le meilleur produit de la valeur économique qui pourrait

soutenir sa demande. Le marché actuel tend ainsi à lisser des performances qui devraient précisément être rendues visibles.

Cette reconnaissance aurait également un effet de discipline sur l'offre. Un producteur capable de démontrer une meilleure performance carbone pourrait chercher à la valoriser auprès des acheteurs qui en ont le plus besoin, plutôt que de dépendre uniquement d'un prix moyen de portefeuille. L'objectif ne serait pas de créer artificiellement une prime, mais de permettre au prix de refléter une caractéristique environnementale effectivement mesurée et utilisable. C'est à cette condition que l'intensité carbone peut devenir non seulement un indicateur environnemental, mais aussi un signal économique pour orienter les investissements vers les projets les plus performants.

8.2 Séparer la molécule de certains attributs pour créer un véritable marché

La deuxième piste consiste à dissocier, lorsque le cadre réglementaire le permet, la circulation physique de la molécule et la circulation de ses attributs environnementaux. Le principe de book-and-claim répond précisément à cette logique. L'acheteur acquiert et retire un attribut vérifié sans qu'il soit nécessaire de démontrer que la même molécule physique a circulé jusqu'à son établissement.

Le Québec possède déjà une première brique de cette architecture. QC.35 permet, sous conditions, à un émetteur d'acquérir du biométhane auprès d'un distributeur ou d'un autre fournisseur et de le déclarer en substitution au gaz naturel. Le protocole exige notamment que le biométhane soit de nature biogénique, qu'il soit injecté dans un réseau physiquement relié au Québec ou directement dans un réseau québécois et qu'il ne soit vendu qu'une seule fois. Le système reconnaît donc déjà une logique contractuelle de substitution, mais demeure attaché à l'injection dans un réseau.⁷¹

Pour l'ACIG, le futur cadre devrait aller plus loin. Une fois abandonnée la logique selon laquelle l'injection constitue la mesure principale du succès, il devient possible d'envisager une reconnaissance des attributs de projets hors réseau ou de consommation in situ. Un producteur agricole éloigné du réseau pourrait, par exemple, produire et utiliser localement du biogaz ou du biométhane tout en transférant, selon une méthode approuvée, un attribut environnemental vérifié à un industriel qui souhaite l'utiliser à des fins de conformité.

Une telle possibilité n'existe pas aujourd'hui sous QC.35 dans cette forme et nécessiterait une modification réglementaire. Elle ne devrait surtout pas prendre la forme d'une simple convention comptable privée. Si un industriel doit pouvoir réduire une obligation réglementaire sans recevoir physiquement la molécule, le droit correspondant doit être expressément reconnu par le cadre applicable, quantifié selon une méthodologie commune, vérifié indépendamment et retiré d'un registre au moment de son utilisation.

Le book-and-claim présente ici un intérêt particulier parce qu'il dissocie la valeur environnementale de la contrainte géographique. Un producteur situé loin du réseau, ou à proximité d'un utilisateur qui consomme directement son biogaz ou son biométhane, pourrait créer une valeur vérifiable sans devoir

⁷¹ MELCCFP, « Déclaration obligatoire de certaines émissions de contaminants dans l'atmosphère », renseignements sur le protocole QC.35; Québec, RDOCECA, art. 6.2.1 et protocole QC.35, introduits par l'arrêté 2024-0011 du 20 novembre 2024. Le biométhane doit notamment être biogénique, être injecté dans un réseau physiquement relié au réseau québécois ou directement dans celui-ci, et ne pas être vendu plus d'une fois. [Source 1](#) · [Source 2](#)

modifier artificiellement le parcours physique de l'énergie. L'acheteur industriel, de son côté, pourrait acquérir l'attribut correspondant à une réduction qu'il est autorisé à utiliser dans son régime de conformité. Le marché ne serait plus limité par la nécessité que la molécule renouvelable emprunte exactement le même réseau que celui du consommateur.

Cette souplesse est particulièrement importante au Québec, où la localisation des ressources organiques, des sites agricoles, des lieux d'enfouissement et des installations industrielles ne coïncide pas nécessairement avec l'architecture du réseau gazier. En maintenant l'injection comme porte d'entrée quasi obligatoire de la reconnaissance, on risque de favoriser les projets les mieux situés pour le réseau plutôt que les projets offrant la meilleure combinaison de coût, de réduction d'émissions et de valorisation des matières résiduelles. Un mécanisme d'attributs correctement encadré permettrait de corriger ce biais sans remettre en cause l'intégrité environnementale du système.

Cette évolution peut être particulièrement intéressante pour les projets hors réseau. Elle permettrait d'éviter qu'un projet soit obligé d'assumer des coûts d'épuration, de compression, de raccordement et d'injection uniquement pour rendre sa contribution visible dans un mécanisme réglementaire. Lorsque le même bénéfice climatique peut être obtenu par une utilisation locale ou une livraison directe, le mécanisme de valorisation devrait être capable de reconnaître cette voie.

8.3 Un registre est indispensable pour prévenir le double comptage

La séparation entre la molécule et les attributs rend la traçabilité indispensable. Plus les droits deviennent échangeables, plus il faut être capable de répondre à quatre questions simples : quelle réduction a été créée, qui la détient, dans quel régime peut-elle être utilisée et a-t-elle déjà été retirée?

L'ACIG propose donc qu'un registre ou passeport accompagne chaque lot ou chaque projet. Il devrait notamment identifier la quantité d'énergie, l'origine, l'intensité carbone certifiée, l'usage physique, les attributs transférés, les aides publiques reçues et le statut de chaque droit environnemental.

Le principe doit être strict. Une même valeur environnementale ne peut être vendue plusieurs fois. Si une réduction ou un attribut précis a été transféré et retiré pour créer une unité de conformité ou satisfaire une obligation dans un régime, ce même attribut ne doit pas être revendu comme s'il était encore disponible. Cela ne signifie pas que tous les régimes sont automatiquement incompatibles entre eux; certains droits peuvent être juridiquement distincts. Le registre doit justement permettre d'identifier les combinaisons permises et celles qui constituent un double comptage.

La difficulté n'est toutefois pas seulement d'éviter qu'un même attribut soit vendu deux fois. Il faut aussi éviter qu'une même réduction soit revendiquée simultanément sous des formes différentes par plusieurs acteurs. Un producteur peut, par exemple, disposer d'une valeur liée à l'intensité carbone de son produit; un distributeur peut chercher à utiliser une partie de cette valeur dans un mécanisme de conformité; un consommateur peut vouloir l'intégrer à sa propre déclaration. Le registre doit donc suivre non seulement le transfert d'un certificat, mais aussi la nature exacte du droit transféré et l'usage qui en a été fait.

Cette précision est déterminante pour la crédibilité du marché. Un système trop permissif créerait rapidement une incertitude sur la réalité des réductions revendiquées et ferait perdre de la valeur aux attributs eux-mêmes. À l'inverse, un système trop rigide pourrait empêcher des valorisations

compatibles entre elles. L'enjeu consiste donc à définir clairement les combinaisons autorisées, ce qui peut être cumulé, ce qui doit être retiré, et à quel moment un droit cesse d'être disponible. La traçabilité devient alors une condition de liquidité du marché, et non une simple exigence administrative.

Le Règlement fédéral sur les combustibles propres illustre cette nécessité. Il permet la création d'unités fondées sur la différence d'intensité carbone pour certains biogaz et GNR, tout en prévoyant des exclusions afin qu'un même combustible ne crée pas plusieurs fois des unités incompatibles au titre de différentes dispositions du même règlement.⁷²

8.4 Le transport peut devenir un débouché majeur pour les attributs à forte valeur

La valorisation ne doit pas être limitée au seul secteur gazier. Le transport peut constituer un débouché important pour les GSR présentant une bonne intensité carbone, précisément parce que les politiques de carburants propres valorisent la performance plutôt que la seule origine renouvelable de la molécule.

La Californie fournit un exemple particulièrement instructif. Dans son Low Carbon Fuel Standard, le régulateur reconnaît le book-and-claim pour du biométhane injecté dans un réseau de gaz et revendiqué comme carburant de transport. Les attributs environnementaux peuvent ainsi être dissociés de la traçabilité physique de la molécule, sous réserve de règles de preuve et de retrait.⁷³

Le cadre fédéral canadien offre lui aussi des voies de valorisation du GNR dans le transport. Le Règlement sur les combustibles propres permet, sous conditions, de créer des unités lorsque du GNR à faible intensité carbone remplace un combustible gazeux et prévoit également des règles particulières lorsque du GNR comprimé ou liquéfié est utilisé comme carburant de véhicule.⁷⁴

Pour le Québec, l'enjeu n'est pas nécessairement de reproduire un nouveau marché parallèle au SPEDE ou au Règlement fédéral. Il est plutôt de faciliter l'accès des projets québécois à ces débouchés en permettant de normaliser les données d'intensité carbone, clarifier la propriété des attributs, permettre les transactions entre producteurs et utilisateurs et éviter que toute la valeur soit captée en amont avant d'atteindre le consommateur qui pourrait réellement l'utiliser.

Le transport mérite une attention particulière parce qu'il peut créer une demande additionnelle sans faire reposer toute la croissance du GSR sur les clients du réseau gazier. Un volume de GSR ou un attribut de faible intensité carbone peut avoir une valeur supérieure lorsqu'il permet de satisfaire une obligation de réduction dans le secteur des carburants. Cette possibilité élargit le nombre d'acheteurs

⁷² Canada, Règlement sur les combustibles propres, DORS/2022-140, notamment art. 20, 21 et 95. L'article 95 fonde le nombre d'unités sur la différence d'intensité carbone et exclut certaines créations multiples d'unités au titre d'autres dispositions du même règlement. Texte à jour consulté en septembre 2026. [Consulter la source](#)

⁷³ California Air Resources Board, Low Carbon Fuel Standard Guidance 19-05, « Reporting and Recordkeeping for Natural Gas and Book-and-Claim Accounting for Biomethane », révisé en février 2024. Le LCFS reconnaît le book-and-claim pour le biométhane injecté dans un réseau et revendiqué comme carburant de transport, sous réserve des exigences de comptabilité et de preuve. [Consulter la source](#)

⁷⁴ Canada, Règlement sur les combustibles propres, DORS/2022-140, notamment art. 95 et 100. L'article 100 prévoit des exigences particulières lorsque du gaz naturel renouvelable ou du propane renouvelable remplace un combustible liquide pour l'utilisation dans des véhicules, notamment des pièces justificatives sur l'approvisionnement des stations. [Consulter la source](#)

potentiels et permet de mieux orienter les produits à forte performance vers les usages où cette performance est la mieux rémunérée.

Cette diversification des débouchés est importante pour la filière. Elle évite qu'un producteur soit captif d'un seul acheteur ou d'un seul mécanisme de valorisation. Elle permet aussi de rapprocher la valeur du GSR de la réduction qu'il procure dans différents régimes. Un projet pourrait ainsi trouver sa viabilité dans une combinaison de revenus provenant de la vente d'énergie, d'un attribut de conformité dans le transport et, lorsque le cadre le permet, d'autres droits environnementaux distincts. Cette combinaison doit évidemment rester compatible avec les règles de non-double comptage décrites plus haut.

8.5 La valeur doit revenir à celui qui la finance ou qui peut l'utiliser

La cinquième question vise explicitement les bénéfices des consommateurs et des distributeurs. Ce partage doit être transparent. Un consommateur qui paie pour acquérir un GSR accompagné d'un attribut de conformité doit pouvoir disposer du droit correspondant, sauf s'il accepte explicitement qu'il soit conservé ou monétisé par une autre partie en contrepartie d'un prix inférieur.

Inversement, lorsqu'un distributeur crée ou vend des unités à partir d'un portefeuille dont les coûts sont supportés par la clientèle, la valeur nette obtenue devrait réduire le coût du produit ou la charge résiduelle supportée par les consommateurs. Il serait incohérent de faire payer aux clients la pleine valeur environnementale du GSR tout en conservant séparément, au bénéfice d'un autre acteur, les attributs qui justifient cette valeur. Actuellement le distributeur utilise les revenus du marché fédéral sur les combustibles propres pour réduire le coût du GSR, néanmoins il serait utile de rappeler que le verdissement du réseau bénéficie exclusivement aux clients au gaz de réseau alors que les industriels paient la socialisation. Ainsi les bénéfices de verdissement sont aux clients réseau et au distributeur alors que 63% du financement incombe aux industriels qui n'en tirent aucun bénéfice. Il faut soulever l'incongruité de la situation.

Cette règle de partage est particulièrement importante dans un régime où les consommateurs ont supporté une partie du risque de développement du portefeuille. Lorsque la clientèle finance un surcoût et que ce même portefeuille génère par la suite une valeur environnementale monétisable, il existe un lien économique direct entre le coût supporté et la recette obtenue. Le traitement de cette recette doit donc être transparent et traçable. À défaut, le régime risque de socialiser les coûts tout en privatisant une partie de la valeur, ce qui accentuerait encore le déséquilibre que le présent avis cherche à corriger.

Une offre plus lisible pourrait donc distinguer plusieurs produits, la molécule seule lorsque les attributs environnementaux ont déjà été cédés; le GSR avec un attribut utilisable au SPEDE lorsque le cadre le permet; le GSR avec les droits nécessaires à la création d'unités fédérales; ou encore un attribut seul lorsque le book-and-claim est autorisé. Cette différenciation permettrait enfin au prix de refléter ce que le client achète réellement.

Cette segmentation permettrait également de mieux répondre aux besoins très différents des acheteurs. Un client résidentiel peut rechercher avant tout une offre renouvelable simple. Un grand industriel peut rechercher une intensité carbone précise et un droit de conformité vérifiable. Un

transporteur peut rechercher la valeur associée à un carburant à faible intensité carbone. En traitant toutes ces demandes comme si elles portaient sur un seul produit homogène, le régime réduit la capacité du marché à révéler les prix et les préférences. Une offre différenciée est donc une condition de développement de la demande volontaire.

8.6 Une proposition simple de mécanisme

Sans prétendre définir à la place du gouvernement l'architecture juridique complète, l'ACIG estime qu'un mécanisme de valorisation efficace pourrait reposer sur cinq éléments simples :

- Certifier l'intensité carbone de chaque offre selon une méthode reconnue et la rendre accessible à l'acheteur;
- Modifier le cadre québécois afin qu'une meilleure intensité carbone puisse produire une valeur de conformité supérieure à la simple reconnaissance du caractère biogénique;
- Permettre, lorsque le régime le prévoit, le transfert séparé des attributs environnementaux par un mécanisme de book-and-claim, y compris pour des projets hors réseau ou in situ au moyen d'un instrument spécifiquement créé à cette fin;
- Mettre en place un registre unique permettant de suivre la propriété, les transferts et le retrait des attributs environnementaux afin d'empêcher le double comptage;
- Ouvrir pleinement les débouchés du transport et des autres marchés de conformité afin que la demande ne repose plus exclusivement sur les clients du réseau gazier.
- Arrimer le futur cadre québécois avec d'autres marchés nord-américain pour dynamiser le marché et stimuler l'offre et la demande

Concernant l'arrimage du futur cadre québécois avec d'autres marchés de conformité carbone et de GSR, l'ACIG estime qu'un marché limité au seul territoire québécois risque de demeurer trop étroit pour soutenir, à lui seul, le développement d'une filière diversifiée. Une production ne trouve pas nécessairement son acheteur à proximité du lieu où elle est produite, pas plus que la valeur environnementale d'un GSR ne se limite au marché physique dans lequel circule la molécule. Pour dynamiser la demande, le futur régime devrait donc chercher à rendre les attributs environnementaux québécois utilisables dans le plus grand nombre possible de marchés compatibles, sous réserve des règles propres à chacun d'eux.

Le Québec connaît déjà cette logique dans un autre domaine. Lors de la mise en place du SPEDE, le gouvernement expliquait que le seul marché québécois n'aurait pas eu la taille nécessaire pour assurer sa viabilité à moyen et à long terme. La liaison avec la Californie a élargi le nombre de participants et de droits disponibles et a permis leur utilisation entre les deux systèmes. Cette expérience ne peut évidemment pas être transposée mécaniquement au GSR, puisque la nature des instruments est différente. Elle illustre néanmoins un principe économique important qui consacre que la profondeur d'un marché augmente lorsqu'un même actif environnemental peut rejoindre un plus grand nombre d'acheteurs dans un cadre reconnu et harmonisé.

Le Règlement fédéral sur les combustibles propres offre déjà un premier débouché de cette nature. Il repose sur un marché canadien d'unités de conformité où chaque unité représente une tonne de CO₂e réduite sur le cycle de vie. Les parties assujetties peuvent créer des unités ou en acquérir auprès

d'autres créateurs, et le règlement permet, sous certaines conditions, à des combustibles à faible intensité carbone et à certaines utilisations du GSR de générer de la valeur de conformité. L'intérêt, pour le Québec, est considérable : la valeur d'un projet québécois ne doit pas nécessairement dépendre uniquement de la volonté d'un consommateur gazier québécois d'acheter physiquement sa molécule. Lorsque le droit fédéral le permet, sa performance environnementale peut rejoindre une demande de conformité plus large.

L'expérience californienne va encore plus loin dans la séparation entre le déplacement physique du gaz et la circulation de sa valeur environnementale. Le Low Carbon Fuel Standard prévoit un mécanisme de book-and-claim pour certains usages du biométhane injecté dans un réseau. Le système permet, sous des conditions précises, d'associer les attributs environnementaux d'un biométhane injecté à une consommation de gaz située ailleurs, sans exiger que les mêmes molécules soient physiquement acheminées jusqu'à l'utilisateur final. Le mécanisme exige notamment que le détenteur puisse démontrer son droit exclusif sur les attributs et que ceux-ci soient retirés lorsqu'ils sont utilisés, afin d'empêcher leur double revendication.

Pour l'ACIG, c'est cette logique d'interopérabilité qui devrait guider le futur cadre québécois. Il ne s'agirait pas de prétendre qu'une unité créée au Québec puisse automatiquement être utilisée sous le SPEDE, le RCP, le LCFS ou tout autre régime. Chaque système conserve ses propres critères d'admissibilité, ses méthodes de calcul et ses règles de propriété. Il s'agirait plutôt de concevoir, dès l'origine, un système québécois de traçabilité qui soit capable de documenter les éléments dont ces marchés ont besoin à savoir origine de la ressource, quantité produite, intensité carbone, méthodologie utilisée, propriétaire des attributs, transferts successifs et retrait définitif.

L'objectif est de ne pas enfermer la valeur du GSR québécois dans un seul usage, un seul réseau ou un seul acheteur. Un producteur agricole éloigné du réseau pourrait, par exemple, trouver un débouché énergétique local tout en valorisant, lorsque les règles applicables le permettent, certains attributs auprès d'un acheteur situé ailleurs. De même, un projet québécois présentant une très faible intensité carbone pourrait intéresser davantage un marché de conformité fondé sur la performance climatique qu'un acheteur recherchant simplement une quantité de gaz renouvelable.

Cet élargissement de la demande comporte toutefois une condition absolue, une même performance environnementale ne peut être vendue plusieurs fois. L'arrimage des marchés doit donc s'accompagner de règles rigoureuses de propriété, de transfert et de retrait des attributs. Lorsqu'un avantage environnemental a été utilisé pour créer une unité de conformité dans un régime, il ne devrait pouvoir être revendiqué une seconde fois dans un autre régime lorsque leurs règles l'interdisent. C'est précisément la fonction que doivent remplir les registres et les mécanismes de book-and-claim bien conçus.

La proposition de l'ACIG serait donc moins de créer un marché québécois fermé du GSR que de faire du Québec une plateforme capable de produire des ressources et des attributs environnementaux suffisamment bien documentés pour trouver leur meilleure valeur parmi les marchés admissibles. Plus le nombre d'acheteurs potentiels augmente, plus il devient possible de faire émerger une demande réelle et moins le développement de la filière doit dépendre d'une obligation volumétrique et de la socialisation des volumes invendus.

Ces six éléments pourraient être mis en œuvre progressivement. Une première étape consisterait à rendre obligatoire la divulgation de l'intensité carbone et des droits associés aux offres de GSR. Une deuxième viserait à préciser les règles de propriété et de transfert des attributs. Une troisième pourrait ouvrir, par projet pilote ou par modification réglementaire ciblée, la reconnaissance d'opérations de book-and-claim et de certains usages hors réseau. Cette progression permettrait de tester les mécanismes, de mesurer la demande réelle et d'ajuster les règles avant de généraliser le dispositif.

L'ACIG considère qu'une telle architecture serait plus prometteuse qu'une nouvelle obligation volumétrique. Elle permettrait de créer de la valeur là où les consommateurs en trouvent réellement une, de faire émerger des prix pour les différents attributs et d'orienter les projets vers les débouchés les plus efficaces. Elle rapprocherait enfin la politique GSR d'une logique de marché où le producteur développe une performance, l'acheteur paie pour celle qu'il peut utiliser, et le registre assure que cette valeur n'est revendiquée qu'une fois.

Réponse à la question 5

Pour l'ACIG, la valorisation optimale des attributs environnementaux du GSR doit commencer par la reconnaissance de sa véritable performance environnementale. Le traitement actuel du biométhane au SPEDE constitue une avancée puisqu'il permet de reconnaître sa nature biogénique, mais il ne suffit pas à différencier adéquatement des GSR dont les intensités carbone peuvent être profondément différentes.

Cette réponse constitue, pour l'ACIG, un élément central de la réforme proposée. Tant que le GSR est traité principalement comme une quantité renouvelable à injecter, sa valeur pour l'utilisateur demeure trop faible par rapport à son prix. À l'inverse, dès lors que la performance carbone, les droits de conformité et la traçabilité deviennent des composantes explicites du produit, le consommateur peut arbitrer rationnellement entre le GSR et ses autres options de décarbonation. C'est cette capacité de choix qui peut soutenir une demande volontaire durable.

Le futur cadre devrait donc permettre qu'une intensité carbone certifiée crée une valeur de conformité proportionnée à la réduction effectivement obtenue. Cette réforme est susceptible de réduire le coût d'abattement apparent pour les industriels et, surtout, de rapprocher le prix du GSR de la valeur qu'un acheteur peut réellement en retirer. Elle peut ainsi transformer une dépense imposée en une demande volontaire.

L'ACIG recommande également de construire un marché transparent des attributs environnementaux. Lorsque le cadre réglementaire le permet, la molécule et certains droits environnementaux devraient pouvoir être transigés séparément. Un mécanisme de book-and-claim, accompagné d'un registre robuste, permettrait d'élargir la demande sans obliger chaque projet à injecter physiquement son gaz dans le réseau. Pour les projets hors réseau et in situ, cette reconnaissance exigerait toutefois un instrument réglementaire nouveau, et non une simple revendication volontaire.

La même architecture doit assurer l'intégrité environnementale. Une réduction déjà transférée ou retirée dans un régime de conformité ne peut être revendue comme le même attribut dans un autre. Les droits compatibles doivent être définis clairement et suivis jusqu'à leur retrait.

Enfin, le transport doit faire partie intégrante du marché recherché. Les expériences californienne et fédérale montrent qu'une faible intensité carbone peut devenir une valeur économique lorsqu'elle est reliée à un mécanisme de conformité. En facilitant l'accès des producteurs québécois à ces débouchés, le Québec peut élargir la demande, améliorer la rémunération des projets et réduire la dépendance de la filière au tarif gazier.

En définitive, la valeur du GSR ne réside pas seulement dans la molécule. Elle réside dans les réductions d'émissions qu'il permet d'obtenir et dans la capacité du cadre réglementaire à rendre ces réductions vérifiables, transférables et utilisables. C'est cette valeur qu'il faut organiser si l'on veut rendre le produit plus attractif pour les consommateurs et, simultanément, réduire la pression sur les distributeurs et sur les tarifs.

Conclusion : sortir de la logique volumétrique pour donner au GSR les conditions de sa réussite

Le présent mémoire conduit à un constat qui, pour l'ACIG, doit désormais orienter la réflexion. La difficulté rencontrée par le Québec ne tient ni au GSR lui-même ni à sa place dans la transition énergétique. Elle tient à la conception du régime qui devait en favoriser le développement. En faisant de la progression des volumes la variable centrale de la politique publique, le cadre actuel a cherché à faire naître le marché par l'obligation de livraison du produit plutôt qu'à construire les conditions économiques de son émergence.

L'intention initiale était légitime. Le Québec souhaitait développer une nouvelle filière, valoriser ses matières résiduelles et faire du GSR une composante de sa décarbonation. L'ACIG a soutenu cette ambition dès les premières années du dossier et continue de considérer que le GSR peut constituer une solution pertinente pour l'économie québécoise, notamment lorsque ses caractéristiques répondent à des besoins que d'autres vecteurs énergétiques ne peuvent satisfaire aisément. Ce qui doit être corrigé n'est donc pas l'ambition, mais l'instrument choisi pour la réaliser.

L'expérience acquise permet aujourd'hui d'en mesurer les limites. Les exigences volumétriques ont progressé plus rapidement que la demande volontaire, tandis que les engagements d'approvisionnement ont pris une ampleur et une durée qui réduisent désormais la marge de manœuvre du régime. Lorsque les acheteurs ne se sont pas matérialisés aux conditions offertes, la socialisation a pris le relais. Ce mécanisme a progressivement transformé un risque commercial en charge tarifaire et, ce faisant, a révélé l'aporie fondamentale du modèle actuel. Un marché ne peut durablement être construit en faisant financer par les non-acheteurs ce que les acheteurs ne souhaitent pas acquérir.

Cette logique est particulièrement problématique pour l'industrie. Les grands consommateurs ne décarbonent pas leurs activités en appliquant un pourcentage uniforme à leur consommation énergétique. Ils arbitrent entre l'efficacité énergétique, l'électrification, la transformation des procédés, le remplacement d'équipements, les combustibles à faible intensité carbone et, lorsque cette solution est pertinente, le GSR. Ces choix dépendent de la technologie, du calendrier d'investissement, de la disponibilité énergétique, du coût par tonne évitée et de la capacité de l'établissement à demeurer concurrentiel. Une stratégie volumétrique qui ajoute une charge indépendamment de ces réalités peut mobiliser des ressources qui auraient autrement servi à réduire directement les émissions.

Pour l'ACIG, une réforme crédible doit donc commencer par renverser la logique du régime. Il ne s'agit plus de déterminer d'abord une quantité à acquérir pour ensuite chercher comment la vendre ou comment répartir son coût. Il faut partir des besoins, de la valeur offerte et des débouchés susceptibles de se matérialiser. La quantité doit être la conséquence du marché et des politiques de soutien retenues, non leur substitut.

Cette évolution suppose également de reconnaître que le GSR n'est pas un produit homogène. Deux volumes physiquement interchangeables peuvent présenter des intensités carbone, des fonctions de valorisation des matières résiduelles et des attributs environnementaux profondément différents. La

valeur du produit ne peut dès lors être réduite au nombre de mètres cubes injectés dans le réseau. Elle réside aussi dans les émissions effectivement évitées, dans les droits de conformité qu'il peut générer ou transférer et dans l'usage auquel il est destiné. Rendre cette valeur visible, vérifiable et échangeable constitue l'une des conditions essentielles de l'émergence d'une demande volontaire.

Il faut, dans le même esprit, dépasser une conception dans laquelle l'injection constitue presque à elle seule la mesure de la réussite. Le transport, les usages directs, les projets hors réseau et la consommation in situ peuvent eux aussi contribuer à la décarbonation et à la valorisation des ressources québécoises. Lorsqu'ils procurent un bénéfice environnemental réel et vérifiable, le cadre devrait pouvoir les reconnaître sans imposer un parcours physique inutile à la molécule. Les mécanismes de traçabilité, de *book-and-claim* et de transfert des attributs offrent à cet égard des possibilités qui méritent d'être intégrées au futur régime, avec les garanties nécessaires contre le double comptage.

La même discipline doit s'appliquer au portefeuille existant. Réduire les cibles sans revoir les engagements contractuels ne suffira pas. Développer de nouveaux volumes québécois sans dégager d'espace dans le portefeuille risque de superposer de nouvelles dépenses à celles qui existent déjà. L'ACIG estime donc qu'une revue ordonnée des contrats, accompagnée lorsque cela est possible de renégociations, de transferts, de réductions de volumes ou de sorties négociées, constitue une condition préalable à la reconstruction du régime.

Le développement de la filière québécoise pourra alors être poursuivi sur des bases plus solides. L'objectif ne devrait pas être de garantir à chaque production un débouché tarifaire, mais de créer un environnement dans lequel les meilleurs projets trouvent des acheteurs parce qu'ils offrent une combinaison convaincante de prix, de performance environnementale, de flexibilité et de valeur pour la collectivité. L'appui public peut conserver une place importante lorsque la valorisation des matières résiduelles, la réduction du méthane ou d'autres bénéfices collectifs le justifient. Cet appui gagne cependant à être explicite, proportionné et distinct d'une socialisation permanente des volumes invendus.

L'ouverture à des marchés plus larges participe de la même logique. Un futur cadre québécois capable d'arrimer ses attributs aux marchés de conformité compatibles, au Canada ou ailleurs en Amérique du Nord, élargirait le bassin d'acheteurs potentiels et permettrait aux projets de rechercher la valeur là où elle est la mieux reconnue. Plus la demande est profonde et diversifiée, moins la filière dépend d'une obligation volumétrique pour assurer sa viabilité.

Pour l'ACIG, les corrections désormais nécessaires sont donc structurelles. Elles concernent les cibles, les contrats, la socialisation, la valorisation des attributs, la reconnaissance des usages, la protection de la compétitivité industrielle et le partage des responsabilités entre le gouvernement, le distributeur, les producteurs et les consommateurs. Les traiter séparément risquerait de déplacer le déséquilibre plutôt que de le résoudre.

Le Québec n'a pas à choisir entre le développement du GSR et la protection de ses consommateurs. Il doit choisir un cadre qui permette aux deux de progresser ensemble. La filière gagnera en solidité lorsque sa croissance reposera davantage sur la valeur de ses produits et sur la réalité de la demande

que sur l'accumulation d'obligations. Les consommateurs y gagneront lorsque le GSR deviendra une solution qu'ils peuvent choisir parce qu'elle répond à leurs besoins, plutôt qu'une charge qu'ils doivent assumer parce que le marché n'a pas suivi.

C'est à cette condition que le GSR pourra occuper durablement la place qui peut être la sienne dans la décarbonation du Québec. La réforme ne doit pas chercher à sauver la logique volumétrique. Elle doit donner au marché, à la performance environnementale et aux besoins des utilisateurs la place que cette logique leur a trop longtemps refusée.

ANNEXES

Annexe A : Trajectoires de seuils et impacts tarifaires

Les simulations sont données à titre indicatif. L'ACIG ne recommande aucune trajectoire particulière. Elle maintient que le régime doit reposer sur une cible de valeur du GSR, liée aux besoins des clients et aux bénéfices obtenus, plutôt que sur une obligation de volume.

L'ACIG, au travers des simulations ci-dessous veut démontrer avant tout l'impact d'un régime volumétrique et ses impacts tarifaires.

1 Les repères dans les autres juridictions

Tableau A1 — Des objectifs qui ne portent pas tous sur la même chose

Juridiction	Cible ou objectif	Ce que le chiffre signifie
Québec ⁷⁵	5 % en 2025 7 % en 2028 10 % en 2030	Part minimale de GSR que les distributeurs assujettis doivent livrer.
France Certificats ⁷⁶	Pour 100 MWh livrés : 0,41 certificat en 2026 1,82 en 2027 4,15 en 2028	Obligation de certificats pour les fournitures résidentielles et tertiaires visées. Ces chiffres ne sont pas des parts de toute la consommation française.
France Production ⁷⁷	44 TWh injectés en 2030 47 à 82 TWh en 2035	Objectifs nationaux de production de biométhane injecté.
Pays-Bas Projet de loi ⁷⁸	2,85 millions de tonnes de CO ₂ équivalent en 2031	Projet d'obligation mesurée en réductions d'émissions sur la chaîne de production et d'utilisation; volume indicatif d'environ 840 millions de m ³ par an.
Danemark ⁷⁹	100 % de gaz vert en 2030	Objectif national de verdissement du système gazier, accompagné de soutien à la production.

Le tableau reprend les principaux repères européens de la note comparative. Il ne permet pas de transposer un pourcentage au Québec sans examiner les clients visés, le financement et les résultats attendus. Un objectif de production n'est pas une obligation d'achat identique pour chaque consommateur.

2 Les hypothèses retenues et leur raison

Les prix restent constants. Les achats sont calculés sur une base de 6,10 milliards de m³, puis leur coût est réparti sur une consommation décroissante. Le calcul distingue les industriels en achat direct des clients résidentiels, commerciaux et institutionnels.

⁷⁵ Régie de l'énergie, « Foire aux questions — Gaz de source renouvelable », tableau des seuils par année tarifaire. [Consulter la source](#)

⁷⁶ France, Code de l'énergie, art. R. 446-113. Les MWh sont exprimés en pouvoir calorifique supérieur. [Consulter la source](#)

⁷⁷ Ministère français chargé de l'énergie, « Biogaz », objectifs de la programmation pluriannuelle de l'énergie 2026–2035. [Consulter la source](#)

⁷⁸ Pays-Bas, projet de loi 36 947, calendrier législatif « Wet bijmengverplichting groen gas »; Raad van State, avis W19.25.00336/IV. Le projet est cité comme tel au 22 septembre 2026. [Source 1](#) · [Source 2](#)

⁷⁹ Danish Energy Agency, « Biogas in Denmark », perspectives de production et de consommation. [Consulter la source](#)

Tableau A2 — Les hypothèses retenues et leur application

Hypothèse	Valeur retenue	Application dans le calcul
Base des achats	6,10 milliards de m ³ par an	Même base pour les quatre portefeuilles; assiette décroissante aux sections 6 à 8.
Prix du GSR	25,00 \$/GJ	Prix de travail commun, sans indexation.
Industrie en achat direct	25,00 \$/GJ	Aucune déduction de 4 \$ sur la part industrielle.
Résidentiel et tertiaire	21,00 \$/GJ	Prix du GSR de 25 \$ moins 4 \$ de gaz fossile remplacé.
Volumes sans acheteur volontaire	90 % du GSR	Cette part est répartie entre les secteurs selon leurs volumes.
Achats volontaires	10 % du GSR	Volumes exclus des charges socialisées calculées ici.
Durée des engagements	20 ans de livraisons	Chaque engagement est compté jusqu'à son terme.

Pourquoi aucun crédit de 4 dollars pour l'industrie

La simulation suppose que les industriels achètent eux-mêmes leur gaz. Ils conservent cette dépense et supportent en plus la socialisation, sans économie de fourniture de 4 \$/GJ. Leur part est donc calculée à 25 \$/GJ. Pour les autres secteurs, le calcul retient une économie de fourniture de 4 \$/GJ et une charge nette de 21 \$/GJ.⁸⁰

Pourquoi retenir 90 % de volumes sans acheteur

Au prix demandé, la valeur du GSR est supposée ne pas correspondre aux besoins et à la disposition à payer des clients. Le taux de 90 % sert à mesurer l'exposition financière; il ne constitue pas un taux de vente établi par cette annexe. Le gaz reste livré et consommé. Aucune catégorie n'est obligée d'acheter du GSR.

Ce qui est compris dans les montants

Les montants sont en dollars canadiens, à prix constants, sans actualisation. Ils excluent les achats habituels de gaz des industriels, les crédits environnementaux, les aides publiques, les taxes, les soldes historiques et les frais de modification des contrats. Ils ne représentent pas une facture totale de gaz.

Le total est la somme des charges industrielles calculées à 25 \$/GJ et des charges des autres secteurs calculées à 21 \$/GJ. Il n'existe donc plus de surcoût unique de 21 \$/GJ pour l'ensemble des clients.

3 Les quatre trajectoires et leur coût jusqu'en 2035

L'ACIG fait 4 hypothèses de trajectoires pour des cibles GSR. La première trajectoire conserve les cibles actuelles. Les variantes retiennent 5 %, 10 % en 2035 ou 15 % en 2035. Les achats sont calculés sur la base fixe de 6,10 milliards de m³; les paliers intermédiaires des variantes sont illustratifs.

⁸⁰ Hypothèse de simulation : tous les volumes industriels sont assimilés à de l'achat direct, sans crédit de molécule direct ou indirect; les autres secteurs bénéficient de la déduction de 4 \$/GJ. Ce choix mesure une exposition des clients et ne constitue pas une description démontrée du calcul tarifaire appliqué par Énergir.

Tableau A3 — Pourcentage de GSR retenu chaque année

Année	Cibles actuelles 10 % en 2030	Maintien à 5 %	Report 10 % en 2035	Hausse 15 % en 2035
2026	5 %	5 %	5 %	5 %
2027	5 %	5 %	5 %	5 %
2028	7 %	5 %	6 %	7 %
2029	7 %	5 %	6 %	7 %
2030	10 %	5 %	7 %	10 %
2031	10 %	5 %	7 %	11 %
2032	10 %	5 %	8 %	12 %
2033	10 %	5 %	8 %	13 %
2034	10 %	5 %	9 %	14 %
2035	10 %	5 %	10 %	15 %

Tableau A4 — Charge totale simulée avec 90 % de volumes sans acheteur

Trajectoire	Cumul de 2026 à 2035 Milliards de dollars	Coût de la seule année 2035 Millions de dollars
10 % en 2030	4,18	498,52
Maintien à 5 %	2,48	249,26
10 % en 2035	3,53	498,52
15 % en 2035	4,93	747,78

Le maintien à 5 % réduit la charge des dix premières années de 1,69 milliard de dollars. Reporter 10 % à 2035 la réduit de 647,53 millions. Passer à 15 % ajoute 748,09 millions.

En 2035, les deux trajectoires à 10 % représentent la même charge annuelle : 498,52 millions de dollars. Ce total comprend 384,82 millions pour l'industrie et 113,70 millions pour les autres secteurs. La méthode est détaillée ci-après.

Les années désignent les exercices tarifaires qui commencent à ces dates. « Millions » et « milliards » sont utilisés pour faciliter la lecture; les calculs sont effectués en dollars avant l'arrondi des résultats.

4 Comment le coût est calculé

Prenons le portefeuille à 10 % et l'année 2035. Les achats restent de 610 millions de m³ de GSR par an. La part industrielle dans l'assiette de répartition est alors de 73,98 %, selon les hypothèses des sections 6 et 8.

Première étape Retenir les volumes à socialiser

La conversion retenue est de 37 900 GJ par million de m³, soit 37,90 MJ/m³. Les 10 % achetés volontairement sont retirés; le calcul porte sur les 90 % restants.

$610 \text{ millions de m}^3 \times 37\,900 \text{ GJ par million de m}^3 = 23\,119\,000 \text{ GJ}$.

$23\,119\,000 \text{ GJ} \times 90 \% = 20\,807\,100 \text{ GJ}$ à répartir.

Deuxième étape Calculer séparément les deux charges

Les volumes sont répartis selon le poids de chaque secteur. La part industrielle est valorisée à 25 \$/GJ sans déduction. Les 26,02 % restants sont valorisés à 21 \$/GJ, après déduction de la fourniture fossile.

Industrie en achat direct

$20\,807\,100 \text{ GJ} \times \text{la part industrielle de } 73,98 \% \times 25 \text{ \$/GJ}$

$\approx 384,82 \text{ millions de dollars}$.

Résidentiel, commercial et institutionnel

$20\,807\,100 \text{ GJ} \times \text{la part restante de } 26,02 \% \times 21 \text{ \$/GJ}$

$\approx 113,70 \text{ millions de dollars}$.

Troisième étape Additionner les deux résultats

$384,82 \text{ millions} + 113,70 \text{ millions} = 498,52 \text{ millions de dollars}$.

Les pourcentages affichés sont arrondis. Les calculs conservent leur précision complète jusqu'au résultat final. À la même date, une cible de 5 % coûte la moitié de ce montant; une cible de 15 % coûte une fois et demie ce montant.

Les achats habituels de gaz des industriels restent à leur charge, mais ne sont pas ajoutés à ce tableau. La simulation chiffre uniquement leur contribution supplémentaire au GSR. Elle ne leur attribue aucune économie de fourniture.

5 Le coût complet des contrats de vingt ans

Une cible atteinte en 2035 peut engager des paiements bien après 2035. Pour mesurer cet effet, la simulation traite les volumes de 5 % en 2026 comme un engagement neuf de vingt ans. Chaque hausse ultérieure entraîne un nouvel engagement de vingt ans pour les volumes ajoutés.

Un engagement commencé en 2026 se termine ainsi en 2045. Un engagement commencé en 2035 se termine en 2054. Tous les paiements de ces engagements sont comptés, sans renouvellement à leur échéance. Il s'agit d'un portefeuille illustratif, pas d'une reconstitution des contrats déjà signés ni de leur durée restante.

Tableau A5 — Exemple des engagements nécessaires pour atteindre 10 % en 2030

Début des livraisons	Volume ajouté	Vingt années couvertes	Charge totale Milliards de dollars
2026	5 points de pourcentage	2026 à 2045	4,97
2028	2 points de pourcentage	2028 à 2047	1,99
2030	3 points de pourcentage	2030 à 2049	2,98
Total	10 points de pourcentage		9,95

Tableau A6 — Charge totale sur les vingt ans complets de chaque engagement

Trajectoire	Total des engagements Milliards de dollars	Dernière année de paiement
10 % en 2030	9,95	2049
Maintien à 5 %	4,97	2045
10 % en 2035	9,94	2054
15 % en 2035	14,91	2054

Les deux trajectoires à 10 % engagent la même quantité de GSR, mais leur charge totale diffère légèrement : 9,95 milliards de dollars pour 10 % en 2030 et 9,94 milliards pour 10 % en 2035. La part industrielle, calculée à 25 \$/GJ, varie selon les années de paiement.

Le maintien à 5 % ramène ce total à 4,97 milliards de dollars. La hausse à 15 % le porte à 14,91 milliards. Ces totaux comprennent les coûts de 2026 à 2035; ils ne s'y ajoutent pas.

Les économies d'une cible réduite supposent que les achats puissent être ajustés. Abaisser une obligation ne met pas fin automatiquement aux contrats existants. Le coût de leur modification doit être examiné séparément.

6 Moins de volumes pour répartir les coûts

La page 62 du Rapport sur la résilience climatique 2025 d'Énergir prévoit une baisse des besoins en énergie gazeuse, de 6 280 millions de m³ en 2024 à 5 619 millions en 2031, puis à 3 269 millions en 2051. Les secteurs n'évoluent pas au même rythme.⁸¹

Tableau A7 — Variations présentées par Énergir par rapport à 2024

Secteur	2031	2051
Résidentiel	-28 %	-72 %
Commercial et institutionnel	-15 %	-51 %
Industriel	+6 %	-43 %
Ensemble des secteurs	-11 %	-48 %

L'ACIG utilise ces chiffres uniquement pour mesurer les effets possibles d'une assiette qui diminue. Elle ne souscrit pas à la baisse industrielle de 43 % annoncée à l'horizon 2051; elle la retient aux seules fins de la présente démonstration.⁸²

La part industrielle reste supérieure à celle de 2024

⁸¹ Énergir, Rapport sur la résilience climatique 2025, p. 62, figure 3.9. Le tableau affiche 6 % pour l'industrie en 2031, sans signe négatif. L'annexe retient donc +6 %. Cette indication ne se concilie pas avec les autres variations sectorielles et le total publié; elle doit être confirmée auprès d'Énergir. Les parts et coûts industriels calculés à partir de ce repère restent indicatifs. [Consulter la source](#)

⁸² L'utilisation des projections d'Énergir ne vaut ni adhésion de l'ACIG à leur réalisation ni acceptation de leur fondement. La réserve vise notamment la baisse de 43 % dans l'industrie entre 2024 et 2051. [Consulter la source](#)

Tableau A8 — Volumes et part industrielle reconstitués à partir du rapport

Repère	2024	2031	2051
Total en millions de m ³	6 280	5 619	3 269
Industrie en millions de m ³	3 959,65	4 197,23	2 257,00
Part industrielle	63,05 %	74,70 %	69,04 %

La part industrielle passe ainsi d'environ 63 % à 75 %, puis à 69 %. Elle augmente par rapport à 2024, mais pas continuellement : le sommet se situe en 2031. En 2051, l'industrie demeure plus exposée dans la répartition, même avec la baisse de ses propres volumes.

Pour refaire le calcul : $819 + 819 + 619 = 2\,257$ millions de m³ industriels en 2051.

La baisse de 43 % laisse 57 % du volume initial : $2\,257 \div 57\% = 3\,959,65$ en 2024.

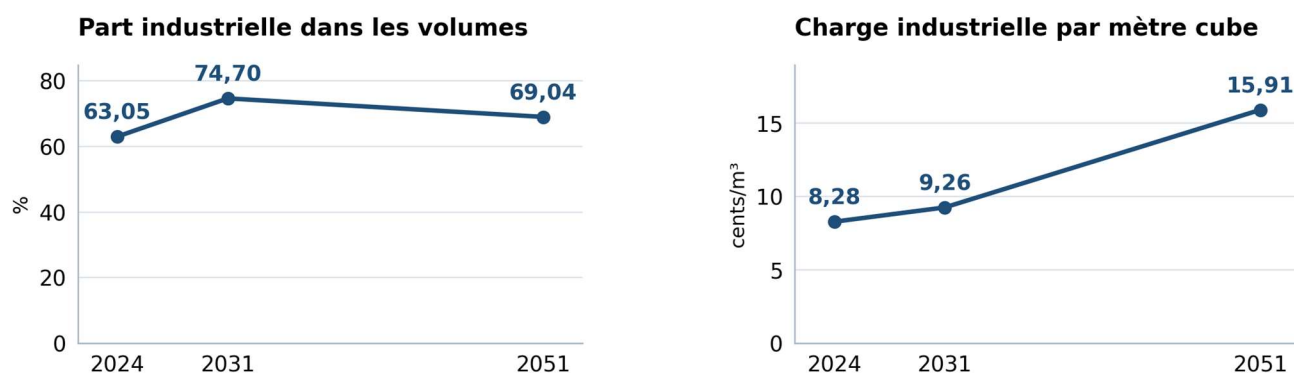
Pour 2031, ajouter 6 % à ce volume. Diviser ensuite par le total de chaque année.

Les volumes industriels de 2024 et 2031 sont des estimations reconstituées à partir des chiffres arrondis de la figure, et non des données publiées avec cette précision. Le calcul retient tous les besoins gazeux, y compris l'hydrogène et le gaz avec captage du carbone. Leur assimilation à une assiette de répartition est une hypothèse de simulation.

7 La charge annuelle pour l'industrie

Conservons les mêmes achats de 610 millions de m³ par an et comparons les trois assiettes du rapport. Les volumes sans acheteur sont répartis selon les consommations; le calcul applique 25 \$/GJ à l'industrie et 21 \$/GJ aux autres secteurs.

Figure A1 — La baisse de l'assiette augmente la charge industrielle par mètre cube



Calculs de l'annexe. Les traits relient les trois repères. La réserve sur le volume industriel de 2031 demeure applicable.⁸³

Tableau A9 — Charge annuelle du même portefeuille selon l'assiette retenue

Résultat	Assiette 2024	Assiette 2031	Assiette 2051
Charge industrielle en cents par m ³	8,28	9,26	15,91
Industrie en millions de dollars	327,98	388,56	359,14

⁸³ Énergir, Rapport sur la résilience climatique 2025, p. 62. Comparaison à portefeuille constant, avec 25 \$/GJ pour l'industrie et 21 \$/GJ pour les autres secteurs. Il ne s'agit pas d'un contrat unique de 2024 à 2051. [Consulter la source](#)

Résultat	Assiette 2024	Assiette 2031	Assiette 2051
Autres secteurs en millions de dollars	161,45	110,56	135,27
Total en millions de dollars	489,43	499,12	494,41

Entre les assiettes de 2024 et de 2051, la charge industrielle par mètre cube augmente de 92,11 %. Pour un site conservant une consommation de 100 millions de m³, elle passe de 8,28 à 15,91 millions de dollars par an. La charge de l'ensemble de l'industrie passe de 327,98 à 359,14 millions, malgré la baisse de 43 % de ses volumes.

Exemple avec l'assiette de 2051

$20\,807\,100\text{ GJ} \times 25\text{ \$/GJ} \div 3\,269\text{ millions de m}^3 = 15,91\text{ cents par m}^3\text{ industriel.}$

Appliqué aux 2 257 millions de m³ industriels : 359,14 millions de dollars.

La ventilation des volumes est proportionnelle à la consommation. Les charges unitaires diffèrent ensuite selon le traitement des 4 \$/GJ. Cette simulation concerne toute l'industrie, et non seulement les membres de l'ACIG. Elle ne propose ni une allocation tarifaire ni une obligation d'achat de GSR.

8 Ce que les engagements représentent pour l'industrie

Le même calcul est appliqué chaque année aux quatre portefeuilles. Les achats déjà engagés sont maintenus jusqu'au terme des vingt ans, alors que les volumes servant à répartir leur coût diminuent. L'hypothèse de 90 % de volumes sans acheteur volontaire reste inchangée.

Tableau A10 — Charge socialisée attribuée à l'ensemble de l'industrie

Trajectoire	Cumul 2026 à 2035 Milliards de dollars	Coût en 2035 Millions de dollars	Vingt ans complets de chaque engagement Milliards de dollars
10 % en 2030	3,17	384,82	7,54
Maintien à 5 %	1,87	192,41	3,76
10 % en 2035	2,68	384,82	7,51
15 % en 2035	3,75	577,23	11,29

L'exposition industrielle sur la durée complète des engagements va de 3,76 à 11,29 milliards de dollars. Ces sommes sont comprises dans les totaux du tableau A6. Le passage de 21 à 25 \$/GJ augmente toutes les charges industrielles de 19,05 %.

Une méthode simple pour les années intermédiaires

Entre les repères de 2024, 2031 et 2051, les variations de volumes sont réparties également entre les années. De 2031 à 2051, le total baisse de 117,50 millions de m³ par an. Le même principe s'applique à l'industrie; sa part est ensuite calculée chaque année.

Exemple pour 2035, quatre années après 2031

Assiette totale : $5\,619 - (4 \times 117,50) = 5\,149\text{ millions de m}^3.$

Part industrielle calculée : 73,98 %.

Charge industrielle : $20\,807\,100\text{ GJ} \times \text{cette part} \times 25\text{ \$/GJ} \approx 384,82\text{ millions de dollars.}$

Pour chaque année, multiplier l'énergie sans acheteur par la part industrielle, puis par 25 \$/GJ; additionner ensuite ces charges. Après 2051, les volumes sont maintenus au niveau de 2051 pour terminer les engagements jusqu'en 2054. Chaque contrat cesse après vingt ans, sans renouvellement. Les calculs utilisent les valeurs non arrondies.

Le rôle décisif des volumes déjà engagés

La baisse des ventes n'efface pas les engagements. Les quantités achetées restent fixées sur la base initiale de 6,10 milliards de m³. Leur part dans la consommation réelle peut donc dépasser la cible affichée.

Si les achats pouvaient au contraire diminuer exactement au même rythme que les ventes, le coût total baisserait aussi. À pourcentage de GSR et prix inchangés, la charge par mètre cube de chaque secteur resterait stable. La hausse présentée ici tient à la combinaison de contrats maintenus et d'une assiette qui se réduit, et non à la seule baisse de consommation.

9 Le coût des réductions de carbone sur vingt ans

Une hausse du prix du GSR augmente la dépense sans accroître la réduction d'émissions obtenue avec le même volume. La comparaison porte sur trois prix : 25, 30 et 35 \$/GJ.

Les 4 dollars sont déduits dans les trois cas

Le coût d'abattement mesure la dépense supplémentaire pour remplacer le gaz fossile. Sa valeur de 4 \$/GJ est donc déduite, y compris pour évaluer cette solution dans l'industrie. Ce coût économique se distingue de la charge tarifaire de socialisation.

Tableau A11 — Le coût par tonne selon le prix du GSR

Prix du GSR	Gaz fossile évité	Surcoût retenu	Coût par tonne de CO ₂
25 \$/GJ	4 \$/GJ	21 \$/GJ	413,24 \$
30 \$/GJ	4 \$/GJ	26 \$/GJ	511,63 \$
35 \$/GJ	4 \$/GJ	31 \$/GJ	610,02 \$

Un million de m³ correspond à 37 900 GJ et à 1 926 tonnes de CO₂ fossile. Le biométhane remplace ici le même volume de gaz entièrement fossile, à service énergétique équivalent.⁸⁴

Les émissions évitées pendant vingt ans de livraisons

Chaque engagement couvre vingt ans de livraisons. Les deux trajectoires à 10 % donnent le même cumul de réductions, à des dates différentes, sur la base de 6,10 milliards de m³.

Tableau A12 — Réductions de CO₂ fossile à la combustion

Cible	GSR annuel à la cible Millions de m ³	Tonnes évitées par an à la cible	Tonnes évitées Vingt ans par engagement
5 %	305	587 430	11 748 600
10 %	610	1 174 860	23 497 200

⁸⁴ ECCC, Emission factors and reference values, tableau 1.3 : gaz naturel commercialisable au Québec en 2026, 1 926 g CO₂/m³. Facteur de combustion conservé sur vingt ans pour la simulation. [Consulter la source](#)

Cible	GSR annuel à la cible Millions de m ³	Tonnes évitées par an à la cible	Tonnes évitées Vingt ans par engagement
15 %	915	1 762 290	35 245 800

Exemple à 10 %, avec un GSR à 25 \$/GJ

Émissions : $610 \times 1\,926 \times 20 = 23\,497\,200$ tonnes de CO₂.

Coût : $610 \times 37\,900 \times (25 - 4) \times 20 = 9\,709,98$ millions de dollars.

$9\,709,98$ millions de dollars $\div$ $23\,497\,200$ tonnes = $413,24$ \$ par tonne.

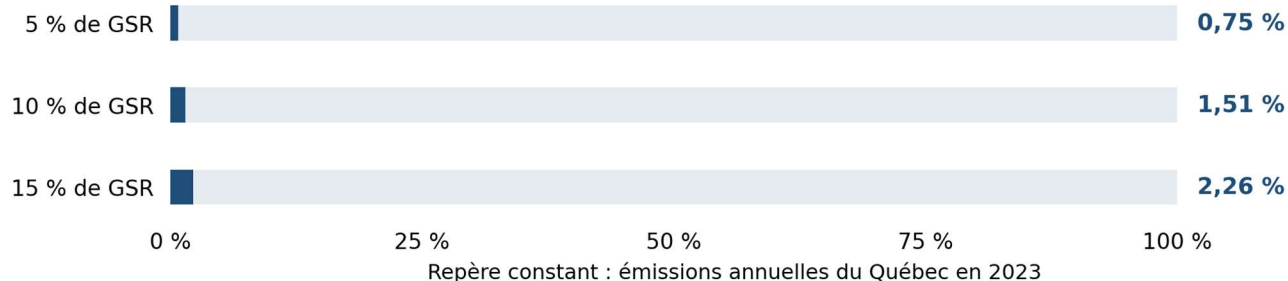
Ces chiffres mesurent le CO₂ fossile remplacé à la combustion. Le bilan complet doit aussi intégrer la production, le transport, les fuites de méthane et les émissions évitées dans les déchets. Ces éléments peuvent améliorer ou dégrader le résultat selon la filière.⁸⁵

10 Mettre le coût en regard des réductions obtenues

Une cible de 10 % de GSR ne signifie pas une baisse de 10 % des émissions du Québec. Il faut rapporter les réductions calculées à l'ensemble des émissions.

À cette cible, les 1 174 860 tonnes évitées par an représentent environ 1,51 % des émissions québécoises de 2023, qui s'élevaient à 77,97 millions de tonnes d'équivalent CO₂. La dépense supplémentaire atteint pourtant 485,50, 601,09 ou 716,69 millions de dollars par an, pour un GSR à 25, 30 ou 35 \$/GJ.⁸⁶

Figure A2 — Les réductions annuelles simulées comparées aux émissions du Québec



En bleu : la réduction simulée. La barre complète représente le repère annuel de 2023. Les cumuls de vingt ans ne sont pas comparés à une seule année d'émissions.

Un coût difficilement acceptable pour l'industrie

L'ACIG estime qu'un coût de 413,24 à 610,02 \$ par tonne n'est pas acceptable comme obligation généralisée pour l'industrie. Les entreprises doivent pouvoir choisir des réductions compatibles avec leurs procédés, leurs capacités d'investissement et leur compétitivité.

L'AIE recense notamment l'optimisation des procédés, l'isolation et l'électrification de certains besoins de chaleur à basse température. Elle souligne aussi la diversité des industries et la longue durée de vie

⁸⁵ AIE, Outlook for Biogas and Biomethane, 2025, principaux résultats. Le calcul exclut le CO₂ biogénique et ne constitue pas une analyse du cycle de vie. [Consulter la source](#)

⁸⁶ MELCCFP, Tableaux des émissions annuelles de gaz à effet de serre au Québec de 1990 à 2023, p. 2 : total 2023 de 77 968 kt éq. CO₂. Le pourcentage compare deux grandeurs annuelles. Il ne s'agit ni d'une projection des émissions futures ni d'une prévision de la réduction inscrite à l'inventaire québécois. [Consulter la source](#)

des équipements. La comparaison doit donc porter sur des projets réalisables dans chaque usine, à coût complet comparable.⁸⁷

À titre d'illustration, un projet réalisable à 200 \$ par tonne permettrait, à budget égal, de multiplier les réductions de CO₂ par 2,07 à 3,05. Ce seuil est une hypothèse de comparaison, non un prix observé ni une estimation des réductions disponibles.

Un industriel qui finance la socialisation sans acheter les attributs du GSR ne réduit pas automatiquement son propre bilan d'émissions. Cette dépense réduit pourtant les fonds disponibles pour sa décarbonation. La déduction économique de 4 \$ ne lui attribue pas un crédit tarifaire absent des hypothèses des sections 2 à 8.⁸⁸

Le bilan pour l'ensemble des consommateurs

Le tableau suivant rassemble le coût économique des réductions de carbone, tous consommateurs confondus. Les 4 \$/GJ de gaz fossile remplacé sont déduits dans chaque cas. Les prix restent constants pendant les vingt ans de chaque engagement, sans indexation ni actualisation.

Tableau A13 — Coût supplémentaire et CO₂ fossile évité sur les engagements complets

Coûts en millions de dollars canadiens; émissions en tonnes de CO₂.

Cible	Tonnes évitées Vingt ans par engagement	Coût à 25 \$/GJ	Coût à 30 \$/GJ	Coût à 35 \$/GJ
5 %	11 748 600	4 854,99	6 010,94	7 166,89
10 %	23 497 200	9 709,98	12 021,88	14 333,78
15 %	35 245 800	14 564,97	18 032,82	21 500,67

Pour une cible de 10 % répartie sur l'ensemble des consommateurs, le coût carbone atteint donc 9 709,98 millions de dollars pour 23 497 200 tonnes de CO₂ fossile évitées avec un GSR à 25 \$/GJ. À 30 \$/GJ, il passe à 12 021,88 millions; à 35 \$/GJ, à 14 333,78 millions. La quantité de CO₂ évitée reste la même.

À 5 %, le coût va de 4 854,99 à 7 166,89 millions de dollars pour 11 748 600 tonnes. À 15 %, il va de 14 564,97 à 21 500,67 millions pour 35 245 800 tonnes.

Le coût carbone et la socialisation répondent à deux questions différentes

Ces montants couvrent tout le GSR, y compris les 10 % supposés achetés volontairement. L'hypothèse de 90 % sans acheteur demeure celle des simulations tarifaires précédentes; aucune catégorie n'est tenue d'acheter le produit.

Si l'on isole les 90 % sans acheteur dans ce seul calcul économique, il faut retenir 90 % du coût et 90 % des tonnes. À 10 % de GSR et à 25 \$/GJ, cela donne 8 738,98 millions de dollars pour 21 147 480 tonnes,

⁸⁷ AIE, Energy Efficiency 2025, chapitre Industry. Possibilités techniques et contraintes des équipements; aucun coût uniforme d'abattement pour l'industrie québécoise n'en est déduit. [Consulter la source](#)

⁸⁸ Régie de l'énergie, Foire aux questions sur le GSR : le client qui consomme le gaz sans ses attributs environnementaux ne peut utiliser ces attributs pour réduire son bilan d'émissions. [Consulter la source](#)

toujours à 413,24 \$ par tonne. Ce sous-total économique ne remplace pas la charge tarifaire simulée à la section 8, qui tient compte du traitement particulier de l'achat direct industriel.

Revoir le régime plutôt que choisir un pourcentage de plus

Passer de 5 % à 15 % triple les réductions, mais aussi les coûts. Payer le GSR 35 \$ plutôt que 25 \$ augmente le coût d'abattement de 47,62 %, sans éviter une tonne supplémentaire à volume identique. Étaler les engagements décale les livraisons et les paiements; cela ne corrige pas le prix de chaque tonne évitée.

L'ACIG est d'avis qu'aucune des cibles simulées ne constitue une réponse convenable dans un régime qui impose aux clients de financer durablement un produit dont la valeur ne correspond pas à leurs besoins. Ces simulations sont indicatives et ne recommandent aucune trajectoire.

Il faut revoir le système de valeur du GSR : comparer les réductions vérifiables au coût complet et reconnaître les attributs environnementaux ainsi que le biométhane produit et consommé sur place. Pour l'industrie, la décarbonation doit soutenir la modernisation des installations et leur compétitivité.

Annexe B : Balisage international du GSR Cibles, traitement de l'industrie et financement de la filière

Les expériences étrangères montrent que le développement du gaz renouvelable peut prendre plusieurs formes. Certaines juridictions soutiennent directement les producteurs. D'autres créent une demande de certificats, ciblent des usages précis ou protègent certaines catégories de consommateurs. Pour le Québec, le principal enseignement concerne donc autant le partage des coûts et des risques que le niveau de la cible.

Cette annexe compare les cibles, la place de l'industrie, les débouchés et les revenus des producteurs. Elle porte principalement sur le biogaz et le biométhane, couramment appelé GNR. Les recommandations de l'ACIG sont présentées à la fin, séparément des dispositifs observés.

B1 La place du biométhane dans les réseaux européens

Les données ci-dessous reprennent la démarche de la note comparative, avec des unités harmonisées. Elles décrivent des injections observées, et non des obligations imposées aux consommateurs.

Tableau B1 — Injections de biométhane et consommation de gaz de référence^{89,90}

Juridiction	Injections 2024–2025 TWh	Consommation 2024 TWh	Rapport indicatif
France	13,05	355,6	3,67 %
Allemagne	12,01	873,3	1,37 %
Danemark	8,27	17,8	46,50 %
Italie	4,15	654,4	0,63 %
Pays-Bas	3,28	290,0	1,13 %
Suède	0,44	11,1	3,92 %
Espagne	0,39	315,6	0,12 %
Union européenne	43,18	3 588,9	1,20 %

Dans les grands marchés retenus, le rapport reste inférieur à 5 %, sauf au Danemark. Les périodes de référence diffèrent légèrement et le hors réseau est exclu des injections. Ce tableau donne un ordre de grandeur, sans mesurer la part renouvelable reçue par chaque client.

B2 Les cibles européennes et les clientèles visées

Une cible nationale de production ne crée pas nécessairement une obligation d'achat pour tous les consommateurs. Pour comparer les régimes, il faut préciser la consommation sur laquelle l'exigence est calculée et les personnes qui en supportent le coût.

⁸⁹ ENTSG, Report on Annual Renewable Gas Injections into Gas Networks 2026, annexe I, p. 6. Période du 1er octobre 2024 au 30 septembre 2025. Le total européen de gaz renouvelables comprend une quantité marginale d'hydrogène. [Consulter la source](#)

⁹⁰ Energy Institute, Statistical Review of World Energy 2025, p. 39 et 69. Les volumes de consommation sont normalisés à 40 MJ/m³. Conversion utilisée ici, 1 milliard de m³ = 11,11 TWh. Rapport calculé avant arrondi. [Consulter la source](#)

Tableau B2 — Objectifs et instruments européens

Juridiction	Cible ou instrument	Clientèles et portée
France Règle en vigueur ⁹¹	Pour 100 MWh livrés 0,41 certificat en 2026 1,82 en 2027 4,15 en 2028	Certificats de production de biogaz, ou CPB, dus par les fournisseurs sur les consommations résidentielles et tertiaires visées. Les usages de chauffage prévus au Code sont également concernés.
France Objectif national ⁹²	44 TWh de biométhane injecté en 2030 47 à 82 TWh en 2035	Objectif national de production et d'injection. Il ne détermine pas, à lui seul, la contribution de chaque clientèle.
Pays-Bas Projet de loi ⁹³	Réduction sur le cycle de vie 0,63 Mt CO ₂ e en 2027 1,91 en 2030 2,85 en 2031	Obligation projetée pour les fournisseurs sur l'assiette du marché carbone ETS2. Les livraisons relevant d'ETS1, qui couvre notamment la grande industrie, sont retranchées.
Danemark Perspective nationale ⁹⁴	Consommation de gaz entièrement verte envisagée pour 2030	Perspective publiée par l'Agence danoise de l'énergie. Elle s'appuie sur la production et l'évolution de la consommation, et ne décrit pas une obligation individuelle d'achat de 100 %.
Allemagne ⁹⁵	Soutiens et exigences propres à l'électricité, à la chaleur et aux carburants	Les dispositifs étudiés organisent des débouchés selon l'usage final. Ils ne se présentent pas comme un taux unique appliqué à toute la clientèle gazière.
Grande-Bretagne ⁹⁶	Soutien à la production de biométhane injecté	Le programme GGSS verse une aide aux producteurs admissibles. Il est financé par un prélèvement sur les fournisseurs de gaz, avec des limites budgétaires.

La France a aussi consulté en juin et juillet 2026 sur une trajectoire de 9 CPB pour 100 MWh en 2030, de 10,94 en 2031 et de 13,10 à partir de 2032. Il s'agit des valeurs du projet consulté. Cette progression confirme l'importance de distinguer le niveau d'ambition de l'assiette appelée à le financer.⁹⁷

B3 Les cibles et les limites de coûts en Amérique du Nord

Les régimes nord-américains combinent eux aussi des choix différents. Un programme auquel le distributeur décide de participer peut ensuite être financé dans les tarifs. Son caractère volontaire pour le distributeur ne signifie donc pas que chaque client dispose d'un droit de retrait.

⁹¹ France, Code de l'énergie, art. R. 446-113, version du 25 mai 2026. Les coefficients sont exprimés ici pour 100 MWh PCS, sans les assimiler à un pourcentage du gaz consommé dans tout le pays. [Consulter la source](#)

⁹² Ministère français chargé de l'énergie, « Biogaz », objectifs de la programmation pluriannuelle de l'énergie 2026–2035. [Consulter la source](#)

⁹³ Pays-Bas, projet 36 947, exposé des motifs du 21 mai 2026, sections 2.2 et 2.3. Les objectifs demeurent présentés comme ceux du projet. [Source 1](#) · [Source 2](#)

⁹⁴ Danish Energy Agency, « Biogas in Denmark », rubrique sur la production et les usages. [Consulter la source](#)

⁹⁵ dena, « Produktion und Nutzung von Biomethan in Deutschland », 28 octobre 2025. [Consulter la source](#)

⁹⁶ Gouvernement britannique, Green Gas Support Scheme, rubriques sur le financement et la gestion du budget. [Consulter la source](#)

⁹⁷ Ministère français chargé de l'énergie, consultation du 25 juin au 17 juillet 2026 sur la prolongation du dispositif CPB; projet de décret soumis à consultation, art. 3, p. 2 et 3. Les coefficients proposés pour 2030, 2031 et 2032 sont respectivement de 0,0900, 0,1094 et 0,1310 certificat par MWh PCS. Ce document est un projet, non le texte en vigueur. [Source 1](#) · [Source 2](#)

Tableau B3 — Cibles et principales protections

Juridiction	Cible ou mécanisme	Portée et protection
Québec ⁹⁸	5 % en 2025 7 % en 2028 10 % en 2030	Minimum réglementaire de GSR livré par les distributeurs. Chez Énergir, les frais de socialisation touchent les clients qui n'achètent pas volontairement la proportion requise.
Colombie-Britannique FortisBC ⁹⁹	3,5 % de GNR désigné depuis le 1er juillet 2026	Mélange appliqué à la plupart des clients. Les grands clients qui assurent leur propre approvisionnement sous le service T-Service ne financent pas ce mélange.
Californie ¹⁰⁰	72,8 milliards de pieds cubes par an à compter de 2030	Environ 12,2 % de la demande de référence des clients approvisionnés par les distributeurs. Le financement par les grands clients est renvoyé à un examen distinct, sans exemption générale établie.
Oregon ¹⁰¹	10 % en 2025–2029 15 % en 2030–2034 30 % en 2045–2050	Adhésion facultative des grands distributeurs. Lorsque les coûts annuels additionnels dépassent 5 % du revenu requis, les nouveaux investissements admissibles nécessitent l'accord du régulateur.
Washington ¹⁰²	Programme de GNR soumis à l'approbation du régulateur	La charge du programme ne peut dépasser 5 % du montant facturé aux clients de détail pour le gaz naturel. Ce chiffre est un plafond financier.
Minnesota ¹⁰³	Plans d'innovation pouvant comprendre du GNR	Certaines grandes installations sont expressément exemptées des coûts du plan, sauf demande de participation. Le dispositif prévoit aussi des plafonds de dépenses.

La Californie et l'Oregon retiennent donc des repères supérieurs à 10 %, dans des cadres différents. La comparaison utile porte aussi sur le périmètre des achats, le partage de la facture et les limites de dépenses, qui peuvent être définis séparément.

B4 Le traitement de l'industrie dans les régimes européens

La France concentre son obligation de certificats sur certains usages

Le mécanisme français de certificats de production de biogaz est particulièrement utile pour examiner l'assiette québécoise. Les fournisseurs doivent restituer des certificats en fonction des livraisons aux consommateurs résidentiels et tertiaires visés par le Code de l'énergie, ainsi que de certaines fournitures destinées au chauffage et à l'eau chaude. Les volumes utilisés dans les procédés industriels ne sont pas inclus indistinctement dans cette assiette.

⁹⁸ Régie de l'énergie, FAQ sur le GSR. Énergir, « Prix et tarification », rubrique sur les frais de socialisation pour 2025–2026. [Source 1](#) · [Source 2](#)

⁹⁹ FortisBC, tarifs de juillet 2026. BCUC, décision G-77-24 du 20 mars 2024, sommaire p. ii et p. 72–73. [Source 1](#) · [Source 2](#)

¹⁰⁰ CPUC, décision D.22-02-025 du 24 février 2022, p. 28 et 32–34. La référence est la demande « bundled core » du California Gas Report 2020. [Consulter la source](#)

¹⁰¹ Oregon Revised Statutes, art. 757.394 et 757.396, notamment par. 1 et 5. Le seuil porte sur le coût annuel additionnel rapporté au revenu requis du distributeur. [Consulter la source](#)

¹⁰² Washington, Revised Code, art. 80.28.385, par. 1. [Consulter la source](#)

¹⁰³ Minnesota Statutes, art. 216B.2427, subd. 3, notamment par. f et h. [Consulter la source](#)

La distinction repose sur l'usage du gaz. Elle ne signifie pas qu'un groupe industriel serait dispensé de toute contribution dans chacune de ses activités. Elle montre cependant qu'un gouvernement peut soutenir la production de biométhane sans calculer l'obligation sur l'ensemble des volumes industriels.¹⁰⁴

Le producteur vend séparément son gaz et ses certificats. Le revenu des certificats complète celui de l'énergie. Les fournisseurs assujettis financent ce mécanisme et peuvent en répercuter le coût sur les consommateurs visés. Le certificat ne supprime donc pas la dépense. Il permet de définir un soutien et une clientèle qui le finance, au lieu de présumer que tous les utilisateurs du réseau doivent y contribuer.¹⁰⁵

Le projet néerlandais prend en compte les obligations carbone existantes

Aux Pays-Bas, le projet de loi retient une exigence de réduction des émissions sur le cycle de vie. La quantité de gaz nécessaire dépend ainsi de sa performance environnementale. Pour répartir l'obligation entre les fournisseurs, les livraisons aux installations relevant du marché carbone ETS1 sont retranchées de l'assiette. Certaines activités industrielles relevant du dispositif ETS2 restent visées.

L'exposé des motifs explique ce choix par la concurrence internationale et par les différences entre les entreprises qui achètent directement sur le marché de gros et celles qui passent par un fournisseur. Ces considérations rejoignent la situation des grands consommateurs industriels québécois. Elles donnent un fondement concret à un traitement qui tient compte de leur mode d'approvisionnement et de leurs propres obligations de décarbonation.¹⁰⁶

Le projet prévoit également un paiement libératoire. Un fournisseur pourrait acquitter tout ou partie de son obligation par ce paiement lorsque l'achat des unités devient trop coûteux ou que la production manque. Le but annoncé est de limiter le surcoût pour les consommateurs. Ce paiement ne représente pas une livraison de gaz renouvelable.¹⁰⁷

B5 Des protections concrètes en Amérique du Nord

FortisBC distingue les clients qui achètent leur propre gaz

En Colombie-Britannique, la décision G-77-24 établit une distinction directement pertinente pour l'industrie québécoise. Les clients du service T-Service sont de grands consommateurs commerciaux et industriels qui achètent leur gaz et organisent son acheminement jusqu'au réseau de FortisBC. Ils ne paient pas la majoration qui finance le mélange de GNR fourni aux autres clients.

Ils conservent la possibilité d'acheter volontairement du GNR. Lorsqu'ils l'achètent à FortisBC, le prix approuvé repose sur le coût moyen prévu d'acquisition. La décision reconnaît ainsi une différence entre

¹⁰⁴ Code de l'énergie, art. R. 446-113, périmètre des livraisons assujetties pour 2026–2028. [Consulter la source](#)

¹⁰⁵ Ministère français chargé de l'énergie, consultation de 2026, présentation du fonctionnement des CPB et de leur répercussion sur l'assiette d'obligation. [Consulter la source](#)

¹⁰⁶ Pays-Bas, projet 36 947, exposé des motifs, sections 2.1.4 et 2.3 sur les secteurs visés, la compétitivité et la détermination de l'assiette. [Consulter la source](#)

¹⁰⁷ Même exposé des motifs, section 2.5.1 sur le « buy-out ». Le montant définitif doit être précisé par voie réglementaire. [Consulter la source](#)

utiliser le réseau pour recevoir son propre gaz et acheter le produit renouvelable du distributeur. Il s'agit d'un service d'acheminement du gaz, sans rapport avec le transport routier.¹⁰⁸

Le Minnesota prévoit une exemption financière expresse

Au Minnesota, certaines grandes installations déjà exemptées du programme de conservation de l'énergie sont également exclues des coûts des plans d'innovation gazière. Elles peuvent demander à participer. La loi exclut aussi les revenus que ces établissements procurent au distributeur de l'assiette utilisée pour calculer les plafonds de coûts.

La protection porte donc sur la facture, et pas seulement sur le choix d'acheter du GNR. Elle vise une catégorie définie par la loi. Pour le Québec, cet exemple montre qu'une exclusion du financement peut être formulée clairement et administrée à partir de critères vérifiables.¹⁰⁹

En Ontario le risque commercial reste à la charge du programme

En mai 2025, l'Ontario Energy Board a autorisé Enbridge à offrir du GNR aux grands clients volontaires dans le cadre d'une activité non réglementée. Il a toutefois refusé que les clients résidentiels et les petites entreprises garantissent financièrement les volumes qui ne trouveraient pas preneur.

Ce précédent protège d'autres catégories de clients que l'industrie, mais son raisonnement est pertinent. Le développement d'une offre volontaire ne suffit pas à justifier que des non-participants en assument les pertes. Le régulateur a demandé que l'activité soit menée sans coût ni risque pour les clients de la distribution.¹¹⁰

B6 Les producteurs disposent de plusieurs modes de financement

Le prix payé par un distributeur n'est pas le seul moyen de soutenir la production. Les mécanismes étudiés agissent soit sur le revenu du projet, soit sur son investissement, soit sur la valeur d'un certificat. Le choix du financement détermine qui porte le risque et selon quelles limites.

Tableau B4 — Soutien aux producteurs et origine du financement

Dispositif	Revenu ou aide au producteur	Origine du financement et encadrement
France Achat soutenu ¹¹¹	Tarif d'achat du biométhane injecté. Des contrats de 15 ans sont prévus dans les dispositifs documentés.	Les charges de service public liées à l'achat de biométhane sont compensées par le budget de l'État. Les conditions varient selon le régime et la taille du projet.
France Certificats CPB ¹¹²	Vente du gaz et vente séparée de certificats pour la production admissible sans soutien public.	Les fournisseurs soumis à l'obligation achètent les certificats. Le coût est porté par les consommations qui entrent dans l'assiette.

¹⁰⁸ BCUC, G-77-24, 20 mars 2024, sommaire p. ii, p. 72–73 et 81. La majoration approuvée porte le nom « S&T RNG Rider ». [Consulter la source](#)

¹⁰⁹ Minnesota Statutes, art. 216B.2427, subd. 3, par. f et h. Le renvoi concerne les établissements exemptés sous l'art. 216B.241, subd. 1a, par. b. [Consulter la source](#)

¹¹⁰ Ontario Energy Board, EB-2024-0111, Decision and Order du 29 mai 2025, p. 32–35, notamment les conclusions sur le programme volontaire et sa garantie financière. [Consulter la source](#)

¹¹¹ Ministère français chargé de l'énergie, appel d'offres biométhane, décembre 2023. CRE, présentation des charges de service public de l'énergie. [Source 1](#) · [Source 2](#)

¹¹² Ministère français chargé de l'énergie, consultation de 2026, rubrique « Contexte ». [Consulter la source](#)

Dispositif	Revenu ou aide au producteur	Origine du financement et encadrement
Pays-Bas SDE++ ¹¹³	Subvention d'exploitation couvrant un écart entre le coût de référence et les revenus de marché.	Aide publique accordée selon les technologies admissibles et les conditions du programme. Durée de 12 ou 15 ans selon la technologie.
Danemark Soutiens historiques ¹¹⁴	Subventions pour l'électricité, les procédés, la chaleur et le biométhane injecté. Engagements sur 20 ans.	Aides administrées par l'Agence danoise de l'énergie. Le régime de 2012 a fermé aux nouvelles demandes en 2018. Les engagements existants continuent.
Grande-Bretagne GGSS ¹¹⁵	Paielements aux producteurs de biométhane injecté, pour une durée pouvant atteindre 15 ans.	Prélèvement sur les fournisseurs de gaz, calculé par compteur. Plafonds budgétaires et révision des tarifs proposés aux nouveaux projets.

Ces aides facilitent l'investissement, mais leur coût demeure supporté par des contribuables, des fournisseurs ou des consommateurs. Le modèle britannique reste, par exemple, financé dans la sphère gazière. L'intérêt de la comparaison est de rendre ce choix explicite et d'encadrer la dépense. Un budget public ou un marché de certificats ne doit pas être présenté comme une ressource gratuite.

Pour l'ACIG, un soutien québécois devrait être ciblé sur les projets qui répondent à un besoin et offrent des bénéfices vérifiables. Il devrait tenir compte des autres revenus du projet, éviter la surcompensation et prévoir un réexamen lorsque les coûts ou les débouchés s'écartent des prévisions.

B7 Les usages et la valeur environnementale ouvrent des débouchés

La chaleur et la cogénération diversifient les débouchés

En France, les fonds de l'ADEME peuvent soutenir la méthanisation avec production directe de chaleur, cogénération ou injection, selon leurs conditions. Au Danemark, les soutiens historiques couvrent également les procédés et la chaleur. Le développement de la filière ne se limite donc pas à la vente de gaz injecté à des clients du réseau.¹¹⁶

L'Allemagne illustre l'importance du débouché final. La dena décrit des marchés liés à la production combinée d'électricité et de chaleur, au chauffage des bâtiments et aux carburants. Les soutiens à l'électricité renouvelable et les obligations de réduction des émissions des carburants contribuent à la demande de biométhane. Le producteur peut ainsi tirer un revenu d'un usage recherché pour sa fonction énergétique et environnementale.¹¹⁷

Le transport crée des acheteurs pour des attributs admissibles

Aux États-Unis, le Renewable Fuel Standard permet aux filières admissibles de carburants issus du biogaz de générer des certificats appelés RIN. Ces certificats sont négociables et servent notamment

¹¹³ RVO, brochure SDE++ 2024, présentation du calcul du soutien. Portail gouvernemental néerlandais, catégories et durée du programme. [Source 1](#) · [Source 2](#)

¹¹⁴ Danish Energy Agency, « Biogas in Denmark », régimes de soutien et durée des engagements. [Consulter la source](#)

¹¹⁵ Gouvernement britannique, GGSS et Green Gas Levy. La durée exacte dépend notamment de la date de mise en service. [Source 1](#) · [Source 2](#)

¹¹⁶ Ministère français chargé de l'énergie, « Biogaz », rubrique sur les fonds déchets et chaleur. Danish Energy Agency, « Biogas in Denmark ». [Source 1](#) · [Source 2](#)

¹¹⁷ dena, synthèse du 28 octobre 2025, rubrique « Strom, Wärme und Mobilität ». L'EEG est le cadre allemand de soutien à l'électricité renouvelable. [Consulter la source](#)

aux raffineurs et importateurs d'essence ou de diesel pour remplir leurs obligations. Leur vente peut compléter le revenu de la filière. L'industriel qui utilise du gaz dans ses procédés ne devient pas assujéti à ce programme du seul fait de cette consommation.¹¹⁸

Le Royaume-Uni dispose aussi d'un marché de certificats pour les carburants renouvelables, dans le cadre du RTFO. Au Canada, le Règlement sur les combustibles propres impose principalement une réduction d'intensité carbone aux fournisseurs d'essence et de diesel. Il permet aussi de créer des unités de conformité pour certaines substitutions par du biogaz ou du GNR, selon l'usage et les conditions applicables.¹¹⁹

Le hors réseau et les certificats doivent être distingués

Du biogaz produit et consommé sur un site constitue un usage hors réseau. La vente d'un certificat est une opération différente. Elle peut dissocier la valeur environnementale de la vente de la molécule tout en exigeant une injection préalable. Avant de compter un revenu d'attributs, il faut donc établir qui détient le droit, à quel usage il est admissible et comment éviter de revendiquer deux fois la même réduction.

L'enseignement pour le Québec est d'ouvrir les voies de valorisation admissibles, y compris sur place et dans le transport, tout en conservant des règles de mesure et de traçabilité rigoureuses.

B8 Les enseignements pour le Québec

Le balisage ne désigne pas un modèle étranger à reproduire intégralement. Il montre les décisions que le Québec doit prendre avant de fixer une nouvelle trajectoire. Le soutien au GSR, la protection des consommateurs et les objectifs de décarbonation doivent être examinés ensemble.

Reconnaître la décarbonation propre à chaque industriel

Les précédents français, britanno-colombien et du Minnesota démontrent qu'un régime peut limiter son assiette ou protéger une catégorie de grands consommateurs. Le projet néerlandais ajoute une justification explicite fondée sur les obligations carbone existantes, les achats directs et la concurrence internationale.

Pour l'ACIG, les industriels québécois doivent être exclus de la socialisation du GSR et leurs volumes soustraits à l'assiette d'une éventuelle exigence minimale. Ils ont leurs propres engagements de réduction des émissions, des contraintes de procédés et des cycles d'investissement qui déterminent leurs choix. Le verdissement du réseau du distributeur ne devrait pas les obliger à financer des volumes invendus indépendamment de leurs besoins et des bénéfices qu'ils peuvent en retirer.

Cette position est cohérente avec la nécessité de préserver les moyens consacrés à leur propre décarbonation. Le Québec reconnaît déjà, dans le SPEDE, la vulnérabilité des entreprises à forte intensité d'émissions exposées aux échanges commerciaux. Leur capacité limitée à transférer le coût carbone à leurs clients justifie l'allocation gratuite d'unités. Cette même réalité économique doit être

¹¹⁸ US EPA, présentation du RFS, fonctionnement des RIN et admissibilité des voies biogaz vers gaz comprimé ou liquéfié utilisé comme carburant. [Source 1](#) · [Source 2](#) · [Source 3](#)

¹¹⁹ Department for Transport, Renewable Transport Fuel Obligation (RTFO). Canada, Règlement sur les combustibles propres, notamment art. 5, 20, 21, 95 et 99–100. [Source 1](#) · [Source 2](#)

prise en compte dans le régime de GSR. L'achat volontaire resterait possible lorsque le produit répond à un besoin industriel.¹²⁰

Fonder le soutien sur une valeur démontrée

Un pourcentage de gaz renouvelable ne dit pas, à lui seul, combien d'émissions sont évitées, à quel coût et pour quel consommateur. Le Québec devrait définir la valeur recherchée avant d'imposer l'achat. L'évaluation doit tenir compte du cycle de vie, des réductions reconnues à l'utilisateur, des revenus d'attributs accessibles et du coût des autres possibilités de décarbonation.

La production locale peut présenter des avantages, notamment pour la gestion des matières résiduelles. Elle ne doit toutefois pas être développée à tout prix. Pour l'ACIG, le GSR doit être considéré comme une ressource complémentaire, adaptée à certains besoins. Un prix d'achat garanti ne peut tenir lieu de démonstration de son utilité, ni remplacer une demande crédible.

Reconnaître les usages qui ne passent pas par le réseau

La production et la consommation sur un même site devraient pouvoir être reconnues lorsque les réductions sont mesurées et vérifiables. Il faut également examiner les débouchés dans le transport et les marchés de certificats auxquels les projets québécois peuvent réellement accéder. Une molécule utilisée efficacement sur place ne devrait pas perdre toute valeur réglementaire au seul motif qu'elle n'a pas traversé le réseau du distributeur.

Cibler les aides et rendre leur financement explicite

Les expériences française, néerlandaise, danoise et britannique montrent que le soutien aux producteurs peut prendre différentes formes. Pour le Québec, le choix devrait dépendre du besoin à combler. Une aide aux études ou aux équipements peut réduire le coût d'entrée d'un projet. Un soutien temporaire à l'exploitation peut répondre à un écart de coût documenté. Un marché d'attributs peut rémunérer un bénéfice utilisable par un acheteur.

Ces instruments devraient être évalués dans une enveloppe définie, avec des conditions d'admissibilité, des obligations de résultat et un suivi des autres revenus. Le coût du soutien et les personnes qui le financent doivent être connus. Le tarif gazier ne devrait pas servir de garantie générale de rentabilité à une filière dont les débouchés restent incertains.

Réduire les engagements qui créent les coûts résiduels

La décision ontarienne rappelle qu'un distributeur peut offrir du GNR sans faire garantir les invendus par les autres clients. Les exemples de Washington, de l'Oregon et du programme britannique montrent aussi qu'un mécanisme de soutien peut comporter un plafond ou un contrôle financier supplémentaire. Ces protections doivent intervenir avant que les engagements deviennent difficiles à modifier.

Au Québec, cela suppose de réexaminer les volumes, les prix, la durée et les possibilités de sortie des contrats existants. Le coût d'une renégociation ou d'une résiliation doit être comparé au coût du maintien sur une base commune. Les critères d'approbation et la latitude accordée aux distributeurs

¹²⁰ MELCCFP, « Allocation gratuite d'unités d'émission », présentation du mécanisme visant à maintenir la compétitivité et à réduire les risques de fuites de carbone. SPEDE désigne le système québécois de plafonnement et d'échange de droits d'émission de gaz à effet de serre. [Consulter la source](#)

pour conclure de nouveaux contrats doivent également être revus. Le respect de paramètres préautorisés ne devrait plus suffire sans une démonstration des débouchés et du risque pour la clientèle.

Revoir le régime avant de choisir un pourcentage

Le Danemark montre qu'une part élevée de biométhane est possible dans un contexte particulier. La France et les Pays-Bas montrent que les usages visés et les obligations carbone peuvent orienter l'assiette. Les expériences canadiennes et américaines montrent, quant à elles, que le financement des invendus et la participation des grands clients peuvent faire l'objet de décisions distinctes. Aucun de ces constats ne justifie de transposer au Québec un pourcentage isolé de son cadre économique.

L'ACIG adjure la Régie de ne pas recommander donc une trajectoire volumétrique particulière. Le problème ne se résout pas en choisissant entre 5 %, 10 % et 15 %. Tant que le régime permet d'engager des achats sans débouchés suffisants puis d'en imposer le coût aux non-acheteurs, aucune cible ne peut être jugée convenable sur la seule base de son niveau. La priorité est de revoir le système de valeur du GSR, de protéger les industriels contre le financement imposé et de soutenir les usages dont les bénéfices justifient le coût.

Bibliographie indicative

Québec, Régie de l'énergie et ACIG

- ACIG, Mémoire à l'Étape C du dossier R-4008-2017, 12 avril 2021. [Consulter la source](#)
- ACIG, Mémoire à l'Étape D du dossier R-4008-2017, pièce C-ACIG-0117, 15 août 2022. [Consulter la source](#)
- ACIG, Mémoire à l'Étape E du dossier R-4008-2017, pièce C-ACIG-0150, 28 août 2023. [Consulter la source](#)
- Benoit Marcoux, Le gaz renouvelable dans la transition énergétique du Québec, 10 septembre 2026, dossier R-4353-2026, pièce A-0035. [Consulter la source](#)
- Énergir, Mise à jour des caractéristiques relatives à l'approvisionnement en GSR, dossier R-4320-2025, pièce B-0006, Énergir-1, document 1, original du 11 novembre 2025, déposé le 8 décembre 2025, p. 10. [Consulter la source](#)
- Énergir, Modification à la méthode d'établissement du tarif pour les frais de socialisation, dossier R-4320-2025, pièce B-0084, Énergir-1, document 2, révision du 19 mars 2026, p. 6. [Consulter la source](#)
- Énergir, Prévision d'approvisionnement et de distribution de GSR — 2027 à 2030, cause tarifaire 2026–2027, dossier R-4334-2026, pièce B-0014, Énergir-H, document 6, original du 31 mars 2026, déposé le 15 avril 2026, p. 1. [Consulter la source](#)
- Énergir, Réponses à la demande de renseignements no 2 de l'ACIG, dossier R-4334-2026, pièce B-0133, 16 juillet 2026. [Consulter la source](#)
- Énergir, Stratégie tarifaire 2026-2027, dossier R-4334-2026, pièce B-0179, Énergir-Q, document 1, révision du 14 août 2026. [Consulter la source](#)
- Énergir, Réponses à la Régie, dossier R-4353-2026, pièce C-Énergir-0010, Énergir-1, document 1, révision du 2 septembre 2026. [Consulter la source](#)
- Gouvernement du Québec, Analyse d'impact réglementaire relative au projet de règlement modifiant le Règlement concernant le gaz de source renouvelable, dossier ministériel 2026-0077. [Consulter la source](#)
- Ministre de l'Économie, de l'Innovation et de l'Énergie, lettre à la Régie du 14 juillet 2026, dossier R-4353-2026, pièce B-0001. [Consulter la source](#)
- Ministère des Finances du Québec, Ratio de tarification du carbone. [Consulter la source](#)
- Québec, Loi sur la Régie de l'énergie, RLRQ, c. R-6.01. [Consulter la source](#)
- Québec, Règlement concernant le gaz de source renouvelable, RLRQ, c. R-6.01, r. 3.01. [Consulter la source](#)
- Québec, Règlement sur la déclaration obligatoire de certaines émissions de contaminants dans l'atmosphère, RLRQ, c. Q-2, r. 15. [Consulter la source](#)
- MELCCFP, Déclaration obligatoire de certaines émissions de contaminants dans l'atmosphère, renseignements relatifs au protocole QC.35. [Consulter la source](#)
- Régie de l'énergie, Avis public, dossier R-4353-2026, pièce A-0005, 5 août 2026. [Consulter la source](#)
- Régie de l'énergie, décision D-2024-113, dossier R-4257-2024, 4 novembre 2024. [Consulter la source](#)
- Régie de l'énergie, décision D-2025-067, dossier R-4288-2024, 25 juin 2025. [Consulter la source](#)
- Régie de l'énergie, décision D-2023-022, dossier R-4008-2017, 21 février 2023. [Consulter la source](#)

Canada et organismes canadiens

- Canada, Règlement sur les combustibles propres, DORS/2022-140. [Consulter la source](#)
- Graduate School of Public and International Affairs, University of Ottawa, Canadian Energy Security: What Does Energy Security Mean for Canada?, juillet 2010. [Consulter la source](#)
- Ontario Energy Board, Enbridge Gas Inc., EB-2024-0111, Decision and Order, Phase II, 29 mai 2025. [Consulter la source](#)
- FortisBC, How much does Renewable Natural Gas cost?, renseignements tarifaires consultés en septembre 2026. [Consulter la source](#)

Organisations internationales et études de référence

Agence internationale de l'énergie, Outlook for Biogas and Biomethane, 28 mai 2025. [Consulter la source](#)

Agence internationale de l'énergie, Energy Efficiency 2025, chapitre Industry. [Consulter la source](#)

Agence internationale de l'énergie, Iron and Steel Technology Roadmap, 2020. [Consulter la source](#)

Agence internationale de l'énergie, Glossary, entrée « Energy security ». [Consulter la source](#)

ENTSOG, Report on Annual Renewable Gas Injections into Gas Networks 2026, février 2026. [Consulter la source](#)

France, Allemagne, Danemark, Pays-Bas et Royaume-Uni

Commission de régulation de l'énergie, Bilan technique et économique des installations de production de biométhane, 19 décembre 2018. [Consulter la source](#)

Commission de régulation de l'énergie, Bilan technique et économique des installations de production de biométhane injecté (hors STEP et ISDND), 4 décembre 2024. [Consulter la source](#)

Cour des comptes, Le soutien au développement du biogaz, mars 2025. [Consulter la source](#)

France, Code de l'énergie, art. R. 446-113, version en vigueur depuis le 25 mai 2026. [Consulter la source](#)

Deutsche Energie-Agentur (dena), Branchenbarometer Biomethan 2025. [Consulter la source](#)

Danish Energy Agency, Biogas in Denmark. [Consulter la source](#)

Pays-Bas, projet de loi 36 947, Memorie van toelichting, no 3, 2026. [Consulter la source](#)

Rijksdienst voor Ondernemend Nederland (RVO), SDE++ 2025, brochure officielle. [Consulter la source](#)

Gouvernement des Pays-Bas, Handreiking voor de gebiedsprogramma's NPLG, version février 2024. [Consulter la source](#)

Rijksdienst voor Ondernemend Nederland (RVO), Handreiking vergunningverlening — Monomestvergisting, 2024. Copie conservée par le Nederlands Centrum Mestverwaarding. [Consulter la source](#)

Bundesnetzagentur, Price ceilings for biomass and biomethane auctions in 2026, 20 février 2026. [Consulter la source](#)

Ofgem, Green Gas Support Scheme Guidance, version 2.2, 7 juillet 2025. [Consulter la source](#)

États-Unis

California Public Utilities Commission, Decision 22-02-025, 24 février 2022. [Consulter la source](#)

California Air Resources Board, Low Carbon Fuel Standard Guidance 19-05, Reporting and Recordkeeping for Natural Gas and Book-and-Claim Accounting for Biomethane, révisé en février 2024. [Consulter la source](#)

Minnesota Statutes, § 216B.2427, Natural Gas Utility Innovation Plans. [Consulter la source](#)

Oregon Administrative Rules, division 860-150, notamment OAR 860-150-0200 et 860-150-0300. [Consulter la source](#)

Washington, Revised Code of Washington, RCW 80.28.385 et RCW 80.28.390. [Source 1](#) · [Source 2](#)