A P P R O B A T I O N D E C O N T R A T
A V E C U N E S O C I É T É A P P A R E N T É E

TABLE DES MATIÈRES

INTRODUCTION 3

1 MISE EN CONTEXTE 4

1.1 Présentation du Projet 6

2 CARACTÉRISTIQUES DU CONTRAT 7

2.1 Alignement avec la volonté gouvernementale 8

2.2 Bénéfices non énergétiques et retombées du Projet 10

2.3 Évaluation du prix négocié 12

2.4 Balisage externe avec les prix d'achat de GSR d'autres juridictions 13

3 RÉSUMÉ DE LA DEMANDE 14

4 ÉCHÉANCIER PROPOSÉ 15

CONCLUSION 17

Annexe 1 : Contrat d'achat-vente de GNR conclu avec Bioénergie Bécancour *(annexe confidentielle)*

Annexe 2 : Revue économique et financière de Chaos Finance Conseil *(annexe confidentielle)*

Annexe 3 : Rapport du balisage des prix de rachat du GNR de biométhanisation, effectué par Sia

INTRODUCTION

Le 29 septembre 2026, Énergir, s.e.c. (Énergir) conclut un nouveau contrat d'approvisionnement en GSR avec Bioénergie Bécancour inc. (BBI), qui découle de négociations de gré à gré et est conforme aux caractéristiques approuvées par la Régie.

Depuis le 29 octobre 2025, le Fonds de solidarité FTQ Bioénergie (FTQ Bioénergie) – une filiale du Fonds de solidarité des travailleurs du Québec (FTQ) – détient une participation de 35 % au capital de Kéridis, elle-même coactionnaire à 70 % de BBI, la société du futur projet de production de GSR à Bécancour (Projet). La participation économique indirecte de FTQ Bioénergie dans BBI est donc actuellement de 24,5 %.

Le Fonds de solidarité FTQ participant à l'actionnariat d'Énergir, cette dernière reconnaît donc l'existence d'un lien de nature apparentée depuis octobre 2025. Ainsi, les contrats d'approvisionnement conclus entre BBI ou Kéridis et Énergir sont visés par l'obligation de soumettre ceux-ci pour approbation de la Régie de l'énergie (Régie) :

> « *Lorsqu'un distributeur de gaz naturel est approvisionné en gaz naturel par un fournisseur qui a un intérêt direct ou indirect dans son entreprise, il doit soumettre le contrat d'approvisionnement à l'approbation de la Régie.*
>
> *Il en est de même dans le cas où le distributeur de gaz naturel a un intérêt direct ou indirect dans l'entreprise du fournisseur.* »[1]

Compte tenu de leur actionnariat commun et de la nécessité d'obtention d'une autorisation de la Régie, BBI et Énergir ont confié à la firme Chaos Finance Conseil, un tiers indépendant, un mandat de revue économique et financière indépendante, qui vise à évaluer la cohérence et la raisonnabilité des principaux fondements commerciaux, économiques et financiers du Projet et leur incidence sur sa viabilité financière.

À la suite de leurs discussions et de leurs démarches, Énergir et BBI sont parvenus à une entente, conditionnelle à l'approbation de la Régie, faisant l'objet de la présente demande d'approbation et présentée ci-après.

[1] Loi sur la Régie de l'énergie, art. 81.

1 MISE EN CONTEXTE

Le *Règlement concernant le gaz de source renouvelable* (Règlement) impose à Énergir de distribuer une quantité minimale de GSR correspondant à 5 % de son volume annuel à compter de 2025-2026, de 7 % à compter de 2028-2029 et de 10 % à compter de 2030-2031. À l'heure actuelle, Énergir a atteint le seuil de 5 % fixé pour 2025-2026 avec les injections et l'utilisation d'inventaires, et est en bonne position pour atteindre les cibles de 7 % et 10 %.

Pour répondre à ces obligations, la stratégie d'approvisionnement GSR d'Énergir s'appuie sur trois mécanismes complémentaires :

1. Les négociations de gré à gré : principalement avec des développeurs québécois afin de les sécuriser et favoriser le développement d'une filière au Québec (mécanisme dont relèvent presque exclusivement les 15 contrats en vigueur au Québec);
2. Les appels d'offres en complément : afin d'atteindre les seuils réglementaires et qui ont permis de contractualiser des volumes provenant majoritairement de lieux d'enfouissement technique (LET) hors franchise;
3. L'achat sur le marché court terme : en dernier recours.

Le projet BBI s'inscrit pleinement dans le premier de ces mécanismes. Énergir et le gouvernement suivent le développement de ce Projet depuis plusieurs années, qui se trouve à un stade avancé avec une construction prévue en 2027 et des premières livraisons prévues pour 2028-2029.

Depuis la décision D-2023-022 de la Régie et la mise en place des caractéristiques de prix et volumes, Énergir a signé de gré à gré sept nouveaux contrats approuvés au Québec (n'incluant pas le contrat pour le projet BBI), représentant à terme des volumes d'environ 90 Mm³ et un prix moyen pondéré de 25,35 $\$_{2022}$/GJ, comme présenté dans le tableau suivant :

Tableau 1
Nouveaux contrats québécois signés depuis 2023

Projets QC	Type de projet	QCA *(Mm³)*	Durée *(années)*	Prix *($2026/GJ)*	Prix *($2022/GJ)*
[redacted]	LET	2,9	20	[redacted]	[redacted]
[redacted]	LET	68,2	23	[redacted]	[redacted]
[redacted]	Agricole	2,1	11	[redacted]	[redacted]
[redacted]	Agricole	3,2	20	[redacted]	[redacted]
[redacted]	Agricole	4,5	20	[redacted]	[redacted]
[redacted]	LET	4,8	20	[redacted]	[redacted]
[redacted]	ICI	4,1	20	[redacted]	[redacted]
Volume Total	**~90**		**Prix moyen pondéré ($2022/GJ)**		**25,35**

* Kéridis n'était pas une société apparentée lors de la signature du projet GPK_Ange Gardien.

Il est possible de constater que le développement de la filière au Québec se fait avec une variété de projets (LET, biométhanisation), de volumes et de prix qui, pour la plupart, [redacted]. Ajouté aux autres contrats québécois signés précédemment, le prix moyen des volumes contractualisés au Québec demeure proche du prix moyen des contrats hors Québec.

Le tableau suivant rappelle l'état des volumes contractualisés et approuvés au 13 octobre 2026, les plafonds volumétriques associés aux seuils réglementaires, le coût moyen d'acquisition du portefeuille et le coût moyen maximal autorisé par la Régie.

Tableau 2
État du portefeuille d'approvisionnement en GSR (hors Contrat BBI)

	2025-2026	2028-2029	2030-2031
Seuils réglementaires *(%)*	5 %	7 %	10 %
Seuils réglementaires *(Mm³)*	307	426	578
QCA signées *(Mm³)*	333	476	533
Plafond volumétrique réglementaire *(Mm³)*	367	545	665
Coût moyen d'acquisition du portefeuille *($/GJ)*	24,69	27,35	28,61
Coût moyen d'acquisition du portefeuille *(c/kWh)*	8,89	9,85	10,30
Coût moyen maximal autorisé *($/GJ)*	29,38	31,22	32,49

Ce portrait permet de constater des volumes contractualisés à hauteur de 112 % environ du seuil de 7 % en 2028-2029 (soit ~12 % de marge) et à hauteur de 92 % du seuil de 10 % en 2030-2031. Le coût moyen d'acquisition est inférieur d'environ 4 $/GJ au coût moyen maximal autorisé.

1.1 PRÉSENTATION DU PROJET

Bioénergie Bécancour est un projet d'usine de biométhanisation agricole de première génération, reposant sur une technologie de digestion anaérobie en voie liquide, suivie d'une chaîne d'épuration membranaire du biogaz permettant l'injection d'un GSR conforme aux spécifications du réseau d'Énergir. L'usine est implantée sur un terrain industriel d'environ 3,5 hectares situé à Bécancour, à proximité immédiate du parc industriel de Laprade, en zone à vocation industrielle (zonage I2) et à seulement 65 mètres du réseau gazier d'Énergir. Cette implantation en secteur industriel élimine la nécessité d'obtenir une autorisation de la CPTAQ.

L'installation projette le traitement d'environ 73 800 tonnes de matières organiques par année, composées majoritairement d'effluents agricoles (±70 % de lisiers et fumiers) complétées par des coproduits végétaux et résidus agroalimentaires, pour une production annuelle projetée d'environ 140 572 GJ/an à partir de la deuxième année de fonctionnement, soit environ 3,7 Mm³ de GSR annuellement.

Selon les analyses de Kéridis, l'intensité carbone (IC) du projet pourrait atteindre -47 gCO_2eq/MJ. Cette IC préliminaire a été calculée par Kéridis selon la méthode du modèle d'analyse du cycle de vie des combustibles (ACV) utilisant le classeur des données du *Règlement sur les combustibles propres* (RCP), et prend en compte, au-delà de la simple substitution du gaz fossile par du GSR, la production des intrants, leur transport, la production du GSR, et les émissions évitées. En multipliant cette IC par le volume de production, le Projet pourrait générer une réduction des émissions de gaz à effet de serre (GES) d'environ 6 600 tonnes équivalent CO_2 par année.

2 CARACTÉRISTIQUES DU CONTRAT

Avec une quantité contractuelle annuelle (QCA) d'environ 2,2 Mm³ la première année et de 3,7 Mm³ à partir de 2029-2030, le Projet contribuera à l'atteinte des cibles réglementaires et à l'augmentation de la production québécoise.

Les caractéristiques du contrat sont conformes aux caractéristiques autorisées en vigueur et s'inscrivent dans la continuité des approvisionnements déjà autorisés ou signés :

- **Durée** : Le contrat d'achat-vente de GSR prévoit l'achat par Énergir du GSR produit par BBI, conforme aux spécifications contractuelles, pour une durée de 20 ans à compter de la mise en service commerciale, projetée en novembre 2028;
- **Prix du contrat** : [redacted];
- **Coût moyen maximal autorisé** : Le coût moyen maximal demeure respecté, [redacted]. Le contrat ne compromet donc pas le respect de la caractéristique de coût moyen;
- **Plafonds volumétriques** : avec l'ajout de 3,7 Mm³, les plafonds volumétriques sont respectés.

En ce qui concerne les attributs environnementaux, [redacted]. Conformément à la décision D-2026-059 de la Régie, les revenus nets issus de la valorisation des unités de conformité (UC) créées à partir des volumes injectés par le Projet serviront à abaisser le tarif GSR, au bénéfice de la clientèle d'Énergir. À titre d'exemple, et en prenant les hypothèses évoquées par Énergir dans le dossier R-4320-2025[2], pour une valeur d'UC estimée entre [redacted] $ et [redacted] $ et une intensité carbone entre -50 et 0, Énergir estime qu'un potentiel de valeur nette entre [redacted] $ et [redacted] $/GJ pourrait être retiré au bénéfice de la clientèle.

Le contrat demeure notamment conditionnel à l'approbation spécifique de la Régie et à la conclusion du contrat de service de réception (contrat D_R) ainsi qu'à l'approbation de la demande d'investissement par la Régie.

2.1 ALIGNEMENT AVEC LA VOLONTÉ GOUVERNEMENTALE

Ce Projet a reçu le soutien financier (15 M$) de la première mouture du *Programme de soutien à la production de gaz naturel renouvelable* (PSPGNR)[3]. En août 2026, l'octroi par décret[4] d'une aide additionnelle de 4,4 M$, portant le soutien gouvernemental à 19,4 M$, a constitué un signal clair et renouvelé de la volonté du gouvernement de voir le Projet se concrétiser.

Le contrat s'inscrit plus largement dans la volonté gouvernementale réitérée de favoriser une production locale de GSR. Le *Plan de gestion intégrée des ressources énergétiques du Québec 2026-2050* (PGIRE)[5], dévoilé le 30 juin 2026, reconnaît que le GSR peut être injecté dans le réseau existant et constitue une solution de décarbonation des usages thermiques. Le PGIRE accorde une place importante aux bioénergies et aux gaz de source renouvelable en soulignant que ces filières permettront de produire davantage d'énergie renouvelable localement, de valoriser les ressources locales et de soutenir le développement économique des régions.

[2] Dossier R-4320-2025, pièce B-0016, Énergir-1, document 3, page 15, tableau 5.
[3] PSPGNR – Liste des projets de GNR soutenus (31 mars 2026).
[4] Décret 1162-2026, 15 juillet 2026.
[5] Plan de gestion intégrée des ressources énergétiques | Gouvernement du Québec.

Puis, le gouvernement a publié le *Plan de mise en œuvre 2026-2031*[6] du *Plan pour une économie verte 2030*[7], consacrant une nouvelle enveloppe de 270 M$ sur cinq ans pour le soutien de la production de gaz naturel renouvelable. Le nouveau cadre normatif du PSPGNR au soutien de la production de GSR a par la suite été publié le 16 septembre 2026, venant ainsi concrétiser le soutien prévu dans le *Plan de mise en œuvre 2026-2031*.

Parallèlement, en juillet 2026, le gouvernement a sollicité la Régie afin qu'elle formule un avis sur les modalités réglementaires, tarifaires et contractuelles qui pourraient être mises en place afin de réduire les impacts tarifaires pour les consommateurs tout en maximisant le développement et l'utilisation du GSR produit au Québec. Dans le mémoire qu'elle a déposé dans le cadre de cette consultation, Énergir a réaffirmé son engagement pour le développement d'une filière forte tout en proposant un plan structuré pour assurer une transition énergétique abordable pour sa clientèle. Énergir soumet que le présent contrat répond directement aux préoccupations relatives au déséquilibre actuel de la filière, où la capacité installée québécoise demeure largement inférieure aux seuils de distribution.

En sécurisant environ 3,7 Mm³/an de GSR produit et injecté au Québec à partir d'un gisement d'intrants locaux majoritairement sécurisés, le Projet accroît directement la part des volumes québécois dans le portefeuille d'Énergir et matérialise le modèle d'économie circulaire territoriale recherché par la filière. Le maillage avec le milieu agricole régional — participation prévue de trois producteurs au capital, fourniture d'intrants agricoles et reprise locale du digestat — ancre par ailleurs cette production dans son territoire et aligne les intérêts des parties prenantes sur la performance à long terme de l'installation.

Enfin, le Projet se distingue par un niveau de développement avancé : ingénierie de procédé de classe 3 complétée et ingénierie détaillée en cours; contrat de procédé déjà signé; demande d'autorisation ministérielle déposée et jugée recevable par le MELCCFP; soutien gouvernemental de 19,4 M$ confirmé; terrain industriel sécurisé (sous promesse d'achat) et raccordement à seulement 65 mètres du réseau. Cette maturité, conjuguée à l'expérience du promoteur (deuxième projet québécois après GPK Bioénergie d'Ange-Gardien), confère au Projet une probabilité de réalisation élevée et en fait un candidat stratégique pour contribuer à l'augmentation de la production locale de GSR dès sa mise en service prévue en novembre 2028.

[6] Plan de mise en œuvre 2026-2031 du Plan pour une économie verte 2030 - Québec renforce son soutien direct aux citoyens Gouvernement du Québec.

[7] Plan pour une économie verte | Gouvernement du Québec.

2.2 BÉNÉFICES NON ÉNERGÉTIQUES ET RETOMBÉES DU PROJET

Par le Décret de préoccupation nº 1240-2025, le gouvernement du Québec souligne, dans la détermination des caractéristiques des contrats d'approvisionnement en GSR :

> « [les] *bénéfices liés à la production locale de gaz de source renouvelable, notamment en matière de sécurité énergétique, de réduction de la dépendance aux énergies importées, du développement économique régional et de l'amélioration de la qualité de l'environnement* », et ce, afin de « *maximiser les bénéfices économiques, sociaux et environnementaux de l'énergie pour les québécois* [sic]. »[8]

Le mémoire déposé par Énergir dans le cadre de la demande d'avis du MEIE[9] fait état des bénéfices du GSR produit localement en s'appuyant notamment sur l'étude effectuée par Aviseo[10] à l'échelle de la filière. Le projet BBI permet d'en illustrer concrètement la portée à l'échelle d'une installation particulière. Ses retombées dépassent en effet les seuls volumes de GSR injectés dans le réseau.

<u>Diversification du portefeuille et sécurité énergétique</u>

Le Projet procurera à Énergir des volumes produits et injectés au Québec à partir d'intrants majoritairement agricoles.

Il renforce ainsi simultanément la diversification géographique et la diversification des sources d'approvisionnement permise par la caractéristique de coût moyen, qui vise à permettre à Énergir de disposer d'un portefeuille composé d'approvisionnements complémentaires « *tant en termes de provenance géographique (Québec vs hors Québec) que de type d'intrants (LET, ICI, agricole)* »[11].

Cette contribution est particulièrement pertinente dans un portefeuille dont environ 80 % des volumes proviennent actuellement des États-Unis. En ajoutant une source locale reposant sur des intrants régionaux sécurisés en majorité, le Projet réduit l'exposition d'Énergir aux approvisionnements importés.

[8] Décret 1240-2025, 8 octobre 2025.
[9] Dossier R-4353-2026, pièce C-0013, Énergir-1, Document 4.
[10] Étude de retombées économiques du gaz naturel renouvelable au Québec https://energir.com/files/energir_common/import/Fichiers/Corporatifs/GNR/gnr_etude_economique_2026.pdf
[11] Dossier R-4320-2025, pièce B-0006, Énergir-1, Document 1, section 2, page 12.

Développement économique et agricole régional

Les retombées du Projet seront largement concentrées au Québec et particulièrement dans la région de Bécancour. La Ville, qui fait partie de la Vallée de la transition énergétique (VTE), soutient le Projet. Tous les actionnaires sont des entreprises québécoises et trois entreprises agricoles de la région qui prévoient participer à son capital. Environ 80 % des dépenses du Projet seraient générées au Québec, seuls certains équipements spécialisés devant être importés d'Europe.

L'exploitation de l'usine nécessitera quatre employés à temps complet et devrait soutenir une trentaine d'emplois indirects, notamment dans les secteurs du camionnage, de l'ingénierie, de la construction, de la fourniture d'équipements ainsi que des services juridiques et administratifs. Le Projet créera également des débouchés à long terme pour les producteurs agricoles participants.

Kéridis précise également que le digestat produit par l'usine de biométhanisation permettra de fertiliser près de 3 000 hectares de terres agricoles dans un rayon de 10 km autour du Projet, permettant à une dizaine de fermes de la région d'économiser environ 20 % d'engrais chimiques tout en réduisant leur dépendance à la volatilité du marché des engrais chimiques.

Amélioration de la qualité de l'environnement

Bâti à proximité d'industries agroalimentaires du Centre-du-Québec, le Projet valorisera les rejets oléagineux d'usines transformant le soya et le canola. Des rejets de fromageries, de brasseries et des graisses de restauration ou encore des boues des papetières de la région seront également valorisés. En traitant majoritairement des intrants d'origine agricole, ce Projet permet d'éviter spécifiquement les émissions issues des fumiers et lisiers et offrira une solution de traitement plus rapprochée pour certains intrants, réduisant ainsi les distances de transport pour leur valorisation. Le Projet traitera également une partie des résidus alimentaires organiques de déconditionnement de la Régie intermunicipale de gestion intégrée des déchets Bécancour-Nicolet-Yamaska (RIGBNY), offrant une solution locale de disposition de ce type de déchet.

Le digestat retourné aux champs contribuera également à substituer une partie des fertilisants importés et à réduire les émissions de protoxyde d'azote qui leur sont associées. Les exploitations agricoles participantes pourront ainsi améliorer leur propre bilan carbone; selon les études mentionnées par Kéridis, leur réduction d'émissions pourrait atteindre de 80 % à 90 % par rapport à la situation actuelle, soit environ 500 à 1 500 tonnes $CO_2éq$ par ferme, selon leur taille.

Enfin, comme mentionné à la section 1.1, Kéridis estime des réductions de plus de 6 600 tonnes équivalent CO_2 par année sur la base de l'intensité carbone préliminaire du Projet, évaluée par Kéridis à –47 gCO_2e/MJ.

Ces différents éléments permettent de confirmer que le projet BBI répond concrètement aux préoccupations énoncées dans le *Décret de préoccupation nº 1240-2025.*

2.3 ÉVALUATION DU PRIX NÉGOCIÉ

La revue économique et financière indépendante réalisée par Chaos Finance Conseil indique que : « *L'appréciation du prix demandé doit surtout être mise en relation avec la rentabilité effectivement générée par le projet* »[12]. Or, avec [redacted], et des aides gouvernementales de 19,4 M$ (40,9 % de l'investissement), [redacted]. Le rapport précise que « *ce rendement se situe dans la fourchette basse de ce qui peut raisonnablement être attendu pour un investissement de cette nature*. »[13].

Le ratio de couverture du service de la dette (RCSD) constitue, selon le mémoire de l'AQPER[14], le critère qui devrait primer dans la fixation du prix du GSR, parce qu'il mesure directement le caractère bancable du Projet. D'après ce même document, le seuil de référence reconnu en financement de projet d'énergie renouvelable est de 1,40 dès la première année et en tout temps (certains prêteurs descendant à 1,35, les prêteurs alternatifs exigeant jusqu'à 1,65). [redacted] ce qui, selon l'analyse de Chaos Finance Conseil, montre que la marge financière du Projet :

> « […] *demeure néanmoins relativement limitée, ce qui rend le projet sensible à une dégradation simultanée de plusieurs variables, notamment le prix ou le volume de GNR, les coûts de construction, les coûts d'approvisionnement ou un retard de mise en service*. »[15]

Le rapport de Chaos Finance Conseil conclut que :

> « […] *les projections financières présentent* ***un projet économiquement viable****, dont la structure de financement apparaît raisonnablement prudente et compatible avec un financement de projet*

[12] Annexe 2, page 8.
[13] Ibid.
[14] Dossier R-4320-2025, pièce C-AQPER-0014, section 3,5, page 21.
[15] Annexe 2, page 9.

sans recours »[16], et souligne que le prix du GSR apparaît justifié par l'économie du Projet : « *Le modèle laisse donc peu d'indices laissant penser que le prix demandé conduirait à une rentabilité anormalement élevée ou à une rente économique excessive pour les actionnaires.* »[17].

Cette conclusion corrobore la revue diligente effectuée par Énergir sur la base des preuves examinées.

2.4 BALISAGE EXTERNE AVEC LES PRIX D'ACHAT DE GSR D'AUTRES JURIDICTIONS

Afin de mieux situer le positionnement des prix de rachat du GSR québécois pour de tels projets, Énergir et BBI ont confié à Sia Partners le mandat de documenter les prix de rachat du GSR issu de la biométhanisation dans d'autres juridictions et sur la base des informations publiquement disponibles, ainsi que leur comparabilité avec le contexte québécois. Malgré certaines limites méthodologiques[18], le balisage externe permet d'obtenir des indications sur les valorisations constatées dans d'autres juridictions, notamment certaines présentant un développement notable de la filière agricole.

Le profil de référence est une installation de biométhanisation alimentée majoritairement par des intrants agricoles et produisant moins de 5 Mm³/an. C'est la catégorie visée par la balise de prix maximum autorisée par la Régie, soit un prix de 45 $\$_{2022}$/GJ applicable au projet de Bioénergie Bécancour. Sia Partners a converti tous les repères en $\$CA/_{2022}GJ$ selon une même chaîne de calcul : pouvoir calorifique supérieur, taux de change annuels de la Banque du Canada et IPC du Québec.

Sia Partners a examiné cinq juridictions : l'Italie, les Pays-Bas, la France, la Colombie-Britannique et la Californie. Le Danemark, la Grande-Bretagne et l'Allemagne n'ont pas été retenus, faute de prix publics permettant de reconstituer la rémunération du producteur. Les repères de la Colombie-Britannique et de la Californie n'ont pas non plus été retenus, faute de comparabilité avec le Projet BBI. En Colombie-Britannique, le plafond réglementaire s'applique à tous les types d'intrants, et le coût moyen du portefeuille de FortisBC inclut des sites d'enfouissement et de traitement des eaux usées. En Californie, le montant du seuil de contrôle des achats des

[16] Annexe 2, p. 58.

[17] Annexe 2, p. 8.

[18] Les périmètres de comparaison ne sont pas parfaitement homogènes : la durée des contrats, le régime fiscal, le coût du capital, la valeur des coproduits dont le digestat et les modalités de prise en charge des coûts de raccordement varient d'une juridiction à l'autre sans être quantifiés, et les aides à l'investissement — que plusieurs régimes européens cumulent avec leurs tarifs — sont exclues du périmètre, de sorte que la comparaison des seuls prix ne mesure pas l'intégralité du soutien public de part et d'autre.

distributeurs a été supprimé en avril 2026. Dans les deux cas, non seulement les prix des contrats conclus sont confidentiels, mais aucun de ces montants n'inclut la valeur des attributs environnementaux sur les marchés du carburant de transport, qui peut représenter une part importante de la rémunération des producteurs (RIN, LCFS en Californie, BC-LCFS en Colombie-Britannique).

Finalement, pour un projet de biométhanisation agricole comparable, les rémunérations publiques que Sia Partners a pu reconstituer pour l'Italie et les Pays-Bas vont de 46,61 à 52,20 $/$_{2022}$GJ. La balise québécoise se situe sous ces repères : 1,61 $/GJ sous le prix adjugé italien et 7,20 $/GJ sous le montant de base néerlandais, soit un écart d'environ 3 % à 14 %. Pour la France, il est intéressant de noter un prix plafond de 46,57 $_{2022}$/GJ dans un appel d'offres de 2024, mais aussi le tarif d'achat qui s'est situé en moyenne à 51,27 $_{2022}$/GJ à partir de 2020. Sachant que la France a connu un développement significatif de la filière de biométhanisation agricole, on peut présumer que ces niveaux de prix ont favorisé ce développement.

Cette plage de repères ne constitue pas une fourchette de prix négociés : elle réunit un prix adjugé (Italie), un tarif de référence (Italie), et un montant de base maximal (Pays-Bas). Selon Sia Partners, « *elle dresse néanmoins un portrait indicatif des niveaux de rémunération accessibles à des projets agricoles de taille comparable dans les mécanismes étudiés* […] »[19].

3 RÉSUMÉ DE LA DEMANDE

Depuis octobre 2025, FTQ Bioénergie détient une participation de 35 % dans Kéridis, actionnaire de BBI. Ce lien apparenté assujettit le contrat d'approvisionnement en GSR conclu entre Énergir et BBI à l'approbation de la Régie, en vertu de l'article 81 de la LRÉ. Énergir a négocié et analysé ce contrat avec diligence, et le soumet à la Régie de façon transparente.

Le Projet se trouve à un stade avancé et le contrat respecte l'ensemble des caractéristiques de contrats approuvées par la Régie. Ce Projet bénéficie également d'un signal clair et renouvelé de la volonté du gouvernement de le voir se concrétiser – par le soutien financier de 19,4 M$ accordé au Projet – lequel s'accompagne d'attentes quant au respect de l'échéancier prévu (construction en 2027) et à sa mise en service dans les délais annoncés (2028).

[19] Annexe 3, page 12.

L'analyse indépendante réalisée par Chaos Finance Conseil souligne que le Projet apparaît économiquement viable, avec une structure de financement prudente et un rendement qui se situe dans la fourchette basse des attentes, sans indice de rentabilité excessive ni de rente indue pour les actionnaires. Par ailleurs, le balisage de Sia Partners permet de constater que la balise de prix de rachat maximum autorisé par la Régie est légèrement inférieure aux repères de prix étudiés dans les juridictions retenues par Sia Partners pour des projets similaires.

Enfin, le Projet répond aux préoccupations énoncées dans le *Décret de préoccupation nº 1240-2025*[20] en matière de sécurité énergétique, de réduction de la dépendance aux énergies importées, de développement économique régional et d'amélioration de la qualité de l'environnement.

Le contrat demeure notamment conditionnel à l'approbation de la Régie, à la conclusion du contrat de service de réception (D_R) et à l'approbation de la demande d'investissement relative au raccordement. Pour permettre à BBI de réaliser sa clôture financière et d'entamer la construction en 2027, Énergir demande respectueusement à la Régie de traiter la présente demande selon l'échéancier proposé à la section 4, et de rendre sa décision au plus tard le 14 janvier 2027.

Pour ces motifs, Énergir demande à la Régie d'approuver, en vertu de l'article 81 de la LRÉ, le contrat d'achat-vente de gaz de source renouvelable conclu avec Bioénergie Bécancour, présenté à l'annexe 1.

4 ÉCHÉANCIER PROPOSÉ

Conformément à la procédure de traitement accélérée de la Régie[21], Énergir propose les échéances suivantes :

[20] Décret 1240-2025, 8 octobre 2025.
[21] Dossier R-4008-2017, décision D-2023-022, annexe 2.

Tableau 4
Échéances proposées

Étapes	Dates
Dépôt à la Régie de la demande d'autorisation spécifique par Énergir	2026-10-13
Transmission des informations confidentielles aux représentants des intervenants ayant souscrit à des engagements de confidentialité	2026-10-13
Demandes de renseignements de la Régie et des intervenants	2026-10-27
Réponses d'Énergir aux demandes de renseignements	2026-11-09
Preuve des intervenants	2026-11-20
Demandes de renseignements aux intervenants	2026-11-30
Réponses des intervenants aux demandes de renseignements	2026-12-07
Audience (au besoin)	2026-12-14
Décision de la Régie (motifs à suivre)	2027-01-14

Énergir soumet respectueusement qu'en vertu de l'article 81 de la LRÉ, cette demande porte uniquement sur l'approbation d'un contrat conforme aux caractéristiques approuvées par la Régie et en vigueur à la date de sa conclusion. Elle se distingue ainsi du dossier R-4353-2026 et de l'avis que la Régie doit transmettre au Ministre à l'automne 2026 et il n'est pas requis d'en attendre les conclusions, ou encore les suites que le gouvernement y donnera, avant d'analyser cette demande.

BBI soumet qu'une décision selon l'échéancier proposé est nécessaire à la clôture financière et à la réalisation du Projet. L'approbation du contrat est requise aux termes de la convention d'aide financière gouvernementale et conditionne les engagements du prêteur et des actionnaires. Elle doit également intervenir avant que BBI n'engage, à brève échéance, des dépenses substantielles et non remboursables nécessaires au démarrage des travaux au printemps 2027. Compte tenu de la séquence saisonnière des travaux, tout retard pourrait compromettre la viabilité économique du Projet et, ultimement, empêcher sa réalisation. Énergir dépose, à cet effet, une déclaration assermentée signée par Simon Naylor, président-directeur général de Kéridis Bioénergie inc.

CONCLUSION

Énergir demande à la Régie d'approuver d'ici le 14 janvier 2027 le contrat d'approvisionnement en GSR conclu avec Bioénergie Bécancour en vertu de l'article 81 de la *LRÉ.*

L'ANNEXE 1 EST DÉPOSÉE SOUS PLI CONFIDENTIEL.

L'ANNEXE 2 EST DÉPOSÉE SOUS PLI CONFIDENTIEL.

Balisage des prix de rachat du gaz naturel renouvelable de biométhanisation

Ce document compare des repères publics de prix de rachat du GNR hors Québec avec les balises québécoises applicables, en tenant compte des différences de marché, de mécanisme réglementaire et de composition des intrants.October 9, 2026

Énergir / Balisage

Préparé pour:

Énergir & Bioénergie Bécancour Inc.

1717 Rue du Havre,
Montréal, Québec, H2K 2X4

Preparé par:

Sia

294 Rue Saint-Paul Ouest

Montréal, Québec H2Y 2A3

+1 (514) 281-1737

/ Droits de l’utilisateur

Ce document a été préparé par Sia pour Énergir et Bioénergie Bécancour. Toute utilisation de ce document par un tiers est strictement interdite. Le contenu de ce document représente le jugement professionnel de Sia compte tenu de la portée, du calendrier et d'autres facteurs limitatifs énoncés dans le document ainsi que dans l'accord entre Sia et Énergir et Bioénergie Bécancour.

Les opinions exprimées dans ce document sont basées sur les conditions et informations qui existaient au moment de sa préparation et ne devraient pas présumer de modifications ultérieures. Lors de la préparation de ce document, Sia n'a pas vérifié les informations fournies par d'autres. Advenant une utilisation de ce document par un tiers malgré l'interdiction ci-dessus, celle-ci engage la seule responsabilité de ce tiers.

/ Table des matières

/ Table des matières....3
/ 1. Mandat et portée....5
/ 2. Méthodologie de comparaison des prix....5
2.1 Harmonisation des prix....5
2.2 Décomposition du prix de rachat....5
2.3 Les différentes formes de rémunération....6
/ 3. Les balises québécoises de référence....6
3.1 Les trois balises, leur source et leur confirmation récente....6
3.2 L'indexation des balises....7
3.3 La balise applicable au projet....7
/ 4. Les juridictions retenues et les exclusions....7
4.1 Les critères de sélection....7
4.2 Les juridictions retenues....8
4.3 Mécanismes non intégrés à la comparaison chiffrée principale....9
4.4 Les critères de comparaison....10
/ 5. Prix attribués, bornes contractuelles et repères réglementaires hors Québec....11
5.1 Le tableau principal....11
5.2 La plage de repères pour le profil de référence....12
5.3 Lecture par juridiction....13
5.4 Les constats....16
5.5 Les variables les plus sensibles du balisage....17
/ 6. Conclusion....17
/ 7. Limites....18
/ Annexe A. Note méthodologique détaillée....20
A.1 Hypothèses de conversion et leur origine....20
A.2 Convention de pouvoir calorifique....21
A.3 Convention d'année de dénomination....21
A.4 Sensibilité au taux de change....21
A.5 Méthode écartée....21
A.6 Conversion des crédits Américains....22
/ Annexe B. Les crédits de carburant de transport américains....22
B.1 Les deux mécanismes....22

B.2 Méthode de conversion 22
/ Annexe C. Bibliographie & notes de calcul 23
C.1 Références bibliographiques 23
C.2 Notes de calcul 25

CONFIDENTIAL
C2 - Confidential Business Data

/ 1. Mandat et portée

Énergir et Bioénergie Bécancour ont demandé à Sia une appréciation indépendante des prix de rachat du gaz naturel renouvelable issu de biométhanisation hors Québec, et de leur comparabilité avec le contexte québécois, en vue d'un dépôt auprès de la Régie de l'énergie.

1.1 Périmètre du rapport

Le présent rapport analyse les prix et niveaux de rémunération publiés dans cinq juridictions hors Québec. Il distingue les prix plafonds ou de référence, les prix adjugés à l'issue d'une procédure concurrentielle, lorsqu'ils sont publics, ainsi que certains repères observés, comme les coûts moyens de portefeuille. Tous ces montants sont convertis en $/GJ 2022 selon une chaîne de calcul uniforme. L'année 2022 a été retenue puisqu'elle constitue l'année de base des balises québécoises.

1.2 Exclusions du rapport

Le présent rapport ne quantifie pas les économies d'échelle et ne vise pas à déterminer si un niveau de balise donné empêche la réalisation de projets. Le rapport ne compare pas les régimes fiscaux, les coûts du capital ni les aides à l'investissement ou au raccordement. Ces aides ne constituent pas un prix de rachat, mais elles réduisent les coûts assumés par le producteur et, par conséquent, le prix minimal qu'il doit obtenir pour rentabiliser son projet. Elles sont donc signalées lorsqu'elles sont documentées.

/ 2. Méthodologie de comparaison des prix

2.1 Harmonisation des prix

Les prix étrangers sont exprimés dans des unités d'énergie et des monnaies différentes et se rapportent à des années distinctes. Afin de les rendre comparables, chacun est soumis aux trois conversions suivantes.

- **Conversion de l'unité d'énergie en gigajoules** : 1 mégawattheure équivaut à 3,6 GJ, 1 million de BTU à 1,05506 GJ et 1 mètre cube de GNR à 0,03789 GJ.[N1]
- **Conversion monétaire en dollars canadiens** au moyen du taux de change annuel moyen publié par la Banque du Canada pour l'année de référence de chaque prix. Pour les données de 2026, la moyenne des taux quotidiens disponibles depuis le début de l'année jusqu'au 21 septembre 2026 est utilisée. [1]
- **Conversion en dollars de 2022**, au moyen de l'indice des prix à la consommation du Québec. Chaque prix est déflaté à partir de son année de référence : un tarif inscrit dans un décret de 2022 est traité comme un montant de 2022, tandis qu'un tarif publié par un régulateur en 2024 est traité comme un montant de 2024. [2]

2.2 Décomposition du prix de rachat

Le présent balisage compare les repères publics de prix d'acquisition et, lorsque les données le permettent, les rémunérations totales accessibles aux producteurs.

CONFIDENTIAL
C2 - Confidential Business Data

Cette approche répond directement à la question : quel niveau de rémunération puis-je espérer obtenir pour mon GNR dans une autre juridiction ? Les écarts observés sont interprétés à partir des caractéristiques des mécanismes, des intrants, de la taille des installations et des conditions d'admissibilité.

2.3 Les différentes formes de rémunération

Les mécanismes étudiés reposent principalement sur un prix d'achat tout inclus ou sur la vente du gaz accompagnée d'une prime. Le rapport précise les composantes couvertes par chaque repère et distingue les prix d'acquisition des rémunérations totales reconstituées. [37] Un tarif de référence ou un plafond réglementaire ne doit toutefois pas être assimilé au prix effectivement obtenu.

Dans le cas d'une prime, la rémunération totale comprend le revenu tiré de la vente du gaz, la prime et, selon la juridiction et les modalités contractuelles, les revenus associés aux attributs environnementaux conservés par le producteur. Au Québec, les balises encadrent le prix d'achat contractuel du GSR, sans déterminer à elles seules la valeur ni la répartition des revenus potentiels liés aux attributs environnementaux.

Dans certains marchés, des crédits ou certificats négociables peuvent s'ajouter au revenu tiré de la vente de la molécule de gaz. Leur valeur est intégrée à la comparaison uniquement lorsqu'elle revient au producteur et que sa rémunération totale peut être reconstituée sans double comptage. Lorsque seule la valeur du certificat est publique, comme dans le cas des CPB français, elle est présentée séparément et n'est pas assimilée à un prix total de rachat. À défaut de prix contractuel public, le rapport présente le meilleur repère disponible en précisant sa nature et ses limites.

Dans le dispositif français des CPB, la rémunération totale du producteur correspond à la valeur du gaz physique, parfois appelée « valeur de la molécule », à laquelle s'ajoute la valeur associée aux CPB. Un contrat peut également regrouper ces deux composantes dans un prix fixe global. Les CPB constituent toutefois une voie alternative au tarif d'achat public et ne peuvent pas être ajoutés à celui-ci pour un même volume de biométhane. [3]

/ 3. Les balises québécoises de référence

3.1 Les trois balises, leur source et leur confirmation récente

Balise	Niveau
Prix maximal d'un contrat de moins de 5 Mm³/an	**45 $/GJ 2022**
Prix maximal d'un contrat de 5 Mm³/an et plus	35 $/GJ 2022
Prix moyen maximal de l'ensemble du portefeuille	25 $/GJ 2022

Source : Régie de l'énergie [4].

Ces balises ont été établies par la décision D-2023-022 de la Régie de l'énergie, rendue le 21 février 2023 dans le dossier R-4008-2017, étape D, puis reconduites par la décision D-2024-113, rendue le 4 novembre 2024 dans le dossier R-4257-2024. [4]

CONFIDENTIAL

C2 - Confidential Business Data

Elles ne sont pas fixées par le Règlement concernant le gaz de source renouvelable, qui établit plutôt les quantités minimales de gaz de source renouvelable devant être distribuées et ne détermine pas ces balises de prix. [5]

Plus récemment, le tableau 1 de la décision D-2026-037, rendue le 31 mars 2026 dans le dossier R-4320-2025, reprend ces trois balises parmi les caractéristiques de prix approuvées. Cette décision maintient expressément la balise de 35 $/GJ 2022 applicable aux projets de 5 Mm³/an et plus. Le prix moyen maximal du portefeuille demeure fixé à 25 $/GJ 2022. [4]

3.2 L'indexation des balises

Les balises sont exprimées en dollars de 2022 et sont indexées le 1er octobre de chaque année. L'indexation repose sur l'indice des prix à la consommation du Québec publié par Statistique Canada au tableau 18-10-0004-01 : l'inflation réelle est utilisée lorsqu'elle est connue et, pour les années subséquentes, l'IPC prévu au dossier tarifaire est retenu. Les montants ci-dessous expriment donc les balises en dollars courants de l'année tarifaire correspondante, laquelle débute le 1er octobre. [2, 4]

Balise	Année tarifaire 2025-2026	2026-2027	2027-2028
Moins de 5 Mm³/an, 45 $/GJ 2022	**52,88**	**54,01**	**55,10**
5 Mm³/an et plus, 35 $/GJ 2022	41,13	42,01	42,86
Portefeuille, 25 $/GJ 2022	29,38	30,01	30,61

Sources et calculs : [2, 4, N2].

La décision D-2023-022 précise que le prix maximal s'apprécie au moment du début de l'injection. Si celle-ci débute au printemps 2027, la balise applicable serait donc celle de l'année tarifaire 2026-2027.[4, N2]

Ces indices servent uniquement à indexer les balises québécoises en dollars courants. Les prix étrangers sont ramenés en dollars de 2022 au moyen de l'IPC annuel civil du Québec, selon la convention décrite à la section 2.1.

3.3 La balise applicable au projet

Aux fins du balisage, le profil de référence retenu est celui d'une installation de biométhanisation alimentée majoritairement par des intrants agricoles et dont le volume annuel de GNR est inférieur à 5 Mm³. La balise québécoise retenue pour la comparaison est donc de 45 $/GJ 2022. Un volume annuel de 5 Mm³ ou plus relèverait plutôt de la balise de 35 $/GJ 2022. [4]

/ 4. Les juridictions retenues et les exclusions

4.1 Les critères de sélection

Un repère est retenu s'il satisfait aux cinq critères suivants :

- Une installation de taille comparable à celle du profil de référence entre dans le champ d'application du mécanisme.
- Le mécanisme rémunère du GNR injecté dans un réseau gazier, et non de l'électricité produite à partir de biogaz ni du GNR utilisé comme carburant de transport.
- Le GNR est produit par biométhanisation et la nature dominante des intrants peut être identifiée.
- Un repère public de prix d'acquisition est disponible, ou les données permettent de reconstituer la rémunération du producteur. Les composantes couvertes et les limites du repère sont précisées.

Les repères applicables à des installations alimentées majoritairement par des intrants agricoles sont considérés comme les plus directement comparables au profil de référence. Les repères associés aux intrants ou mixtes sont conservés à titre complémentaire et présentés séparément. Le biogaz de lieux d'enfouissement demeure exclu, puisqu'il n'est pas produit dans une installation de biométhanisation contrôlée et présente une structure de coûts différente.

4.2 Les juridictions retenues

Cinq juridictions sont examinées. L'Italie et les Pays-Bas fournissent des repères chiffrés permettant de reconstituer une rémunération totale. La France est retenue pour ses tarifs d'achat historiques et son passage au dispositif des CPB. La Colombie-Britannique constitue un comparable réglementaire, tandis que la Californie est conservée comme repère complémentaire fondé sur un ancien seuil de contrôle. Dans ce programme, le distributeur conserve la propriété exclusive des attributs environnementaux du biométhane qu'il achète et ne peut ni les vendre ni les céder, de sorte que le seuil publié n'est pas cumulable avec des crédits. Les crédits de carburant de transport relèvent d'une voie de commercialisation distincte, traitée à la section 5.3. [6-7]

Les seuils de capacité propres à chaque juridiction sont utilisés pour déterminer la catégorie étrangère applicable à une installation de taille comparable. Ces seuils ne correspondent pas nécessairement au découpage québécois établi à 5 Mm^3/an.

Juridiction	Nature du repère	Motif
Colombie-Britannique	Plafond réglementaire applicable aux achats de GNR par un distributeur [8]	Cadre institutionnel proche du contexte québécois : distributeur gazier réglementé, même monnaie et même marché gazier continental. Le règlement ne distingue pas le plafond selon les intrants. Tout achat de GNR respectant les conditions réglementaires, notamment une intensité carbone d'au plus 30,8 gCO_2e/MJ, évaluée sur l'ensemble du cycle de vie au moyen du modèle GHGenius, est soumis au même plafond; le prix contractuel peut toutefois être inférieur et varier selon le projet.

CONFIDENTIAL
C2 - Confidential Business Data

Juridiction	Nature du repère	Motif
France	Tarifs d'achat historiques de 2011 à 2026 et mécanisme actuel des CPB [3, 9–10]	Les premiers tarifs d'achat du biométhane injecté, entrés en vigueur le 25 novembre 2011 et modulés selon la capacité des installations et la nature des intrants, ont soutenu le développement de la filière. À la fin de 2025, 677 sites classés agricoles injectaient du biométhane. **[38]** Créé juridiquement en 2021, le dispositif des CPB entre dans sa première période d'obligation le 1er janvier 2026. En 2026, il coexiste avec les tarifs d'achat, sans pouvoir être cumulé avec ceux-ci pour un même volume de biométhane.
Italie	Tarif de référence fixé par décret et mis aux enchères, différencié selon la catégorie d'intrants et le débit [11–13]	Différenciation fine selon les caractéristiques du projet et possibilité d'établir la rémunération totale. Le tarif publié demeure toutefois une valeur de référence pouvant être réduite par le rabais offert lors de la procédure concurrentielle.
Pays-Bas	Montant de base servant au calcul de la prime du mécanisme SDE++ [14–15]	Différenciation selon la filière et le type d'intrants permettant d'établir un niveau de rémunération totale. Le montant demandé et retenu peut néanmoins être inférieur au montant de base publié.

4.3 Mécanismes non intégrés à la comparaison chiffrée principale

Les exclusions ci-dessous concernent des juridictions, des filières ou des instruments qui ne satisfont pas aux critères de sélection énoncés à la section 4.1.

Exclusion	Motif
Danemark	Les anciens régimes sont fermés aux nouvelles admissions depuis 2020. Un nouveau dispositif de cinq appels d'offres a toutefois été approuvé pour la période 2024-2030, avec une prime ajoutée au prix du gaz et versée pendant 20 ans. Aucun prix adjugé public n'était néanmoins disponible à la date du rapport, et le gouvernement étudiait le remplacement éventuel du dispositif par une obligation d'incorporation. Le Danemark n'est donc pas intégré au tableau chiffré. [16]
Grande-Bretagne	Le Green Gas Support Scheme demeure ouvert aux nouvelles demandes jusqu'au 31 mars 2028 et prévoit des paiements pendant une période pouvant atteindre 15 ans. Pour un nouveau projet admissible, le tarif de soutien du premier palier, couvrant les 60 premiers GWh admissibles par année, s'établit à 7,09 pence/kWh en 2026-2027, soit 32,64 $ CA/GJ 2022. Le tarif est versé en plus des revenus tirés de la vente de la molécule de gaz et, le cas échéant, de la valorisation des certificats de gaz renouvelable (Green Gas Certificates). Comme la rémunération

CONFIDENTIAL
C2 - Confidential Business Data

Exclusion	Motif
	totale du producteur ne peut pas être reconstituée de manière homogène, le tarif n'est pas intégré seul à la comparaison chiffrée. [17]
Allemagne	Deux mécanismes ont été examinés. Les appels d'offres de la Bundesnetzagentur au titre de l'EEG déterminent une valeur servant de base au calcul de la prime de marché pour l'électricité produite à partir de biométhane. Les valeurs adjugées du 1er avril 2026 se situaient entre 0,315 et 0,316 $ CA 2022/kWh électrique (22,99 à 23,12 c€/kWh). Le marché du THG-Quote valorise le biométhane utilisé comme carburant et peut contribuer au financement de projets de biométhane injecté, y compris hors d'Allemagne. Il n'est toutefois pas intégré à la comparaison chiffrée, car sa valeur dépend d'une voie de commercialisation particulière et ne constitue pas un prix public total de rachat du biométhane. [18]
Biogaz de lieux d'enfouissement	Le biogaz y provient de la décomposition de matières déjà enfouies et est capté sur place, alors que le projet analysé repose sur une production contrôlée en digesteur. Ces deux voies présentent des structures de coûts sensiblement différentes, notamment en ce qui concerne la préparation des matières, l'exploitation du procédé et le rendement gazier.
Crédits négociables de carburant de transport, dont les Low Carbon Fuel Standards californien et britanno-colombien et les Renewable Identification Numbers	Ces instruments rémunèrent l'utilisation du gaz comme carburant et, selon le programme, sa performance environnementale. Leur valeur varie selon l'intensité carbone, les règles d'admissibilité et les conditions de marché. Les cotations sont volatiles et ne sont pas toutes accessibles sous une forme publique et reproductible. Celles-ci ne sont donc pas retenues comme repères autonomes. Ils sont en revanche traités à la section 5.3 comme facteur explicatif du niveau des repères nord-américains. [19-24, 36]
Certificats de conformité et garanties d'origine européens	Les certificats de conformité, comme les CPB français ou la THG-Quote allemande, créent une demande pour le biométhane et peuvent donc influencer directement la rémunération du producteur. Ils sont distincts des tarifs d'achat publics. Lorsque seule la valeur du certificat est connue, elle est présentée séparément, car elle ne permet pas de reconstituer le revenu total provenant du gaz et du certificat. Aucun certificat n'est ajouté lorsqu'il revient à l'État ou que sa valeur est déjà intégrée au mécanisme de soutien. [3, 14–15, 18]

4.4 Les critères de comparaison

Les critères de la section 4.1 définissent les mécanismes retenus. La comparaison de leurs repères avec le profil de référence tient ensuite compte de la taille des installations, de la nature des intrants et des composantes de rémunération comprises dans chaque montant, conformément à la section 2.3.

L'intensité carbone intervient comme condition d'admissibilité dans certains régimes, notamment en Colombie-Britannique et en Italie. En Californie, elle influe sur le nombre de crédits LCFS que peut générer le GNR; ces crédits sont présentés séparément de la comparaison chiffrée principale.

CONFIDENTIAL
C2 - Confidential Business Data

Le balisage ne dispose toutefois pas de valeurs d'intensité carbone établies selon une méthode commune pour le profil de référence et les installations étrangères. La similitude des intrants ne suffit pas à démontrer une intensité carbone équivalente. La plage de prix de la section 5.2 repose donc principalement sur la capacité de production de GNR des installations et les intrants, sans ajustement selon l'intensité carbone. L'admissibilité d'une installation correspondant au profil de référence aux régimes qui imposent une exigence liée aux émissions reste à vérifier selon les règles propres à chacun.

/ 5. Prix attribués, bornes contractuelles et repères réglementaires hors Québec

5.1 Le tableau principal

Le tableau distingue les prix plafonds ou de référence des prix effectivement adjugés. Un prix adjugé n'est présenté que lorsque le résultat de la procédure concurrentielle est publié et permet de reconstituer la rémunération correspondante. À défaut, le tableau conserve le meilleur repère public disponible et indique clairement qu'il ne s'agit pas d'un prix adjugé.

Juridiction et repère	Nature du montant	Montant public en $/GJ 2022	Lecture pour le profil de référence
Québec, profil de référence inférieur à 5 Mm³/an	Balise réglementaire applicable	**45,00 [4]**	Balise de prix contractuel
Biométhanisation agricole (Europe)			
Italie, agricole, plus de 100 Sm³/h - (~0.8 Mm³/an)	Tarif référence avant rabais	47,62 [11]	Applicable à la catégorie et à la taille du projet
Italie, installation agricole de 500 Sm³/h - (4.4 Mm³/an)	Prix adjugé après rabais de 2,12 %	46,61 [11–13]	Comparable le plus direct en taille
Pays-Bas, Monod gestion de lisier	Montant de base du SDE++	52,20 [14–15]	Comparable si les intrants sont principalement agricoles
France, installation agricole d'environ 42 GWh PCS/an	Valeur indicative de la composante CPB	38,76 [28, N1]	Tarif d'achat non applicable à cette taille. Indice CPB d'août 2026 fondé sur des offres, sans transaction sur la plateforme. Ce montant concerne uniquement le certificat; la rémunération totale

Juridiction et repère	Nature du montant	Montant public en $/GJ 2022	Lecture pour le profil de référence
			combinant la vente du gaz et les CPB n'est pas documentée. [3, 10]
France, appel d'offres de 2024 (euros de 2023)	Plafond du cahier des charges, prix adjugé confidentiel	46,57 [9]	Repère historique, hors de la plage principale
Tous intrants (Colombie-Britannique et Californie)			
Californie	Ancien seuil de contrôle réglementaire, supprimé en 2026	32,07 [6–7]	Repère historique, non assimilable à un prix attendu par le producteur
Colombie-Britannique, plafond réglementaire	Plafond réglementaire d'acquisition	31,87 [8, N3]	Plafond tous intrants confondus

Note : conversions monétaires, énergétiques et en dollars de 2022 effectuées par Sia selon la méthode présentée à la section 2.1 et à l'annexe A [3, 4, N1– N2].

5.2 La plage de repères pour le profil de référence

Pour le profil de référence, soit une installation de biométhanisation alimentée majoritairement par des intrants agricoles et produisant moins de 5 Mm³ par année, les repères publics européens s'étendent de 46,61 à 52,20 $ CA/GJ 2022. Ces repères sont rapprochés principalement selon les intrants et la taille des installations; leurs intensités carbone n'ont pas été établies sur une base commune. La borne inférieure correspond au prix adjugé à une installation agricole italienne de taille comparable et la borne supérieure correspond au montant de base maximal néerlandais. Le plafond de l'appel d'offres français de 2024, soit 46,57 $ CA/GJ 2022, constitue un repère historique distinct, légèrement inférieur à cette plage, et n'y est pas intégré. À 45 $/GJ 2022, la balise québécoise se situe donc légèrement sous la borne inférieure de cette plage, soit 1,61 $/GJ sous le prix adjugé italien de 46,61 $ CA/GJ 2022. [4, 9, 11-15] Cette comparaison porte sur les repères affichés et ne mesure pas un écart de rémunération totale entre producteurs.

Cette plage ne correspond pas à une fourchette de prix de marché effectivement négociés : elle réunit un prix adjugé, un tarif de référence et un montant de base maximal. Elle dresse néanmoins un portrait indicatif des niveaux de rémunération accessibles à des projets agricoles de taille comparable dans les mécanismes étudiés, sous réserve de leur admissibilité et des montants effectivement accordés. Certains mécanismes étrangers comprennent également des aides à l'investissement ou au raccordement, tandis que la voie américaine du carburant de transport peut ajouter au prix du gaz la valeur des crédits D3 RIN et LCFS. Ces aides et revenus complémentaires ne sont pas intégrés à la plage; celle-ci ne

CONFIDENTIAL
C2 - Confidential Business Data

décrit donc pas, à elle seule, l'ensemble des soutiens économiques potentiellement accessibles aux projets. [10-11, 19-20, 22]

5.3 Lecture par juridiction

Italie. Le décret ministériel du 15 septembre 2022 fixe, pour une durée de 15 ans, un tarif de 115 euros par mégawattheure pour les installations agricoles d'un débit inférieur ou égal à 100 Sm^3/h, 110 euros au-delà de 100 Sm^3/h et 62 euros pour les installations alimentées en déchets organiques, soit respectivement 43,75, 41,85 et 23,59 $/GJ 2022. Ces tarifs sont indexés annuellement : le gestionnaire GSE publie en 2024 les tarifs agricoles à 129,35 et 123,73 euros par mégawattheure et celui des déchets organiques à 69,74 euros, soit 49,79, 47,62 et 26,84 $/GJ 2022. [11]

Une précision de mécanisme importe pour la comparabilité. Le tarif tout inclus est réservé aux installations d'un débit inférieur ou égal à 250 Sm^3/h. Une installation située dans la partie supérieure de la tranche inférieure à 5 Mm^3/an dépasserait le seuil de 250 Sm^3/h et relèverait donc du mécanisme de prime. Le niveau de référence demeure applicable et seule la forme du versement diffère. Les garanties d'origine peuvent être commercialisées par le producteur, mais leur valeur est déduite de la prime; elles ne constituent donc pas un revenu net additionnel. Le régime peut également prévoir une aide en capital allant jusqu'à 40 % des dépenses admissibles, présentée séparément du prix de rachat. [11]

À titre complémentaire, le régime antérieur de 2018 demeure applicable aux installations bénéficiant de droits acquis. Pour le biométhane admissible comme avancé et destiné aux transports, il prévoit une rémunération de 375 euros par certificat de mise à la consommation (CIC) pendant au plus dix ans pour la seule composante associée aux certificats. Un CIC correspond à 5 Gcal en pouvoir calorifique inférieur (PCI), soit 20,934 GJ PCI; cette composante équivaut donc à 31,24 $ CA/GJ PCI en dollars de 2022 et s'ajoute au revenu tiré de la vente du gaz. Ce montant demeure exprimé en PCI et n'est pas directement comparable aux repères exprimés en PCS du tableau principal. Ce repère n'est pas intégré à la comparaison principale, puisqu'il concerne une voie de commercialisation distincte, fermée aux nouveaux projets, et ne doit pas être additionné au tarif du décret de 2022. [1, 2, 26, 39, N1]

France. L'appel d'offres de 2024 n'est pas retenu comme repère principal : il n'a sélectionné qu'un projet de 37 GWh/an, à un prix confidentiel, et n'a pas été reconduit. La filière française s'est principalement développée grâce au tarif d'achat en guichet ouvert. En 2011, pour les installations de méthanisation, le tarif de base variait de 30,41 à 45,14 $ CA/GJ 2022 (64 à 95 €/MWh PCS), avec une prime pouvant atteindre 14,26 $ CA/GJ 2022 (30 €/MWh PCS) selon la capacité de l'installation et les proportions annuelles, mesurées en masse brute, des différentes catégories d'intrants : matières agricoles, forestières et agroindustrielles, ainsi que déchets des collectivités, des ménages et de la restauration. [10]. En 2020, le barème initial applicable à ces installations variait approximativement de 40,45 à 62,09 $ CA/GJ 2022 (86 à 132 €/MWh PCS) selon leur capacité et la proportion d'effluents d'élevage. Le régime de 2011 pouvait couvrir une installation correspondant au profil de référence, sous réserve des autres conditions d'admissibilité, puisqu'il n'imposait

CONFIDENTIAL
C2 - Confidential Business Data

pas de plafond de capacité. Le régime de 2020 était limité aux installations d'une capacité maximale de production inférieure ou égale à 300 Nm³/h; une installation correspondant au profil de référence pouvait donc y accéder si elle respectait ce seuil et les autres conditions du régime. Une installation agricole correspondant au profil de référence aurait pu bénéficier du tarif d'achat du régime de 2011, sous réserve des autres conditions d'admissibilité, puisqu'aucun plafond de capacité n'était imposé. Pour le régime de 2020, cette possibilité était limitée aux installations d'une capacité maximale de production inférieure ou égale à 300 Nm³/h. Le tarif effectivement applicable aurait dépendu de la capacité et des intrants de l'installation; les plages présentées ne constituent donc pas les montants qu'un même projet aurait pu obtenir indifféremment. [9-10, 40]

Depuis le 15 août 2026, l'accès au tarif d'achat est réservé aux nouvelles installations dont la production annuelle prévisionnelle est d'au plus 13 GWh PCS/an. Le dispositif doit être abrogé au 31 décembre 2026, tout en préservant les contrats en cours et les droits associés aux demandes complètes déposées avant son abrogation. Le seul critère d'un volume annuel inférieur à 5 Mm³ ne permet donc pas de conclure à l'admissibilité du profil de référence : celle-ci dépend de la production annuelle prévisionnelle et des autres conditions du régime. Pour les projets hors tarif, les CPB prennent le relais, sous réserve de leur admissibilité. Les contrats peuvent prévoir un « prix du gaz + prix du CPB » ou un prix global ensuite décomposé entre ces deux composantes. La rémunération totale du producteur correspond donc à la valeur du gaz et à celle du CPB. Les CPB ne peuvent pas être cumulés avec le tarif d'achat pour un même volume. [3, 10]

Pour une installation récente comparable au projet-type, un CPB correspond à 1 MWh PCS. À titre indicatif, l'indice publié par CPB Market pour août 2026 s'établit à 97,50 € par CPB, soit 38,76 $/GJ 2022. Aucun volume n'ayant toutefois été échangé sur cette plateforme au cours du mois, ce niveau correspond à la moyenne des meilleures offres fermes d'achat et de vente, et non à un prix de transaction. La pénalité réglementaire maximale de 100 € par CPB manquant équivaut pour sa part à 39,75 $/GJ 2022 et agit comme une borne économique de la composante CPB. Ces deux montants concernent uniquement le CPB : ils ne constituent donc pas un prix total de rachat et ne sont pas directement comparables aux prix totaux du tableau principal. EEX publie désormais les prix de CPB déclarés dans son registre, mais ces données ne permettent pas, à elles seules, de connaître le prix total combinant le gaz et le certificat. Enfin, le cadre français prévoit une prise en charge de 60 % des coûts admissibles de raccordement, dans la limite de 600 000 €. Cette aide réduit le prix de rachat nécessaire au producteur, sans constituer un revenu par GJ. [1-3, 10, 27-28, N1]

Pays-Bas. Deux montants de base du mécanisme SDE++ sont pertinents. La monodigestion de lisier au-delà de 1 500 kW donne un montant de 52,20 $/GJ 2022, tandis que la catégorie

CONFIDENTIAL
C2 - Confidential Business Data

des résidus agroalimentaires donne 40,83 $/GJ 2022. L'écart entre ces deux catégories atteint 11,37 $/GJ. Le choix du repère dépend donc principalement de la composition réelle des intrants du projet, traitée à la section 5.5. Ces valeurs sont des montants de base maximaux : le soutien effectivement versé peut-être inférieur et son calcul retranche notamment le prix du gaz ainsi que, pour les décisions récentes, la valeur des garanties d'origine. Aucun revenu supplémentaire de garantie d'origine ne doit donc être ajouté au montant de 52,20 $/GJ. [14-15]

Colombie-Britannique. Il s'agit du comparable institutionnel le plus proche du cas québécois : un plafond de prix d'acquisition fixé par la réglementation provinciale et applicable à un distributeur gazier réglementé. Le plafond de base, soit 31,87 $/GJ 2022, est inférieur à la balise québécoise applicable au projet. Le coût moyen du portefeuille de GNR de FortisBC, soit 21,26 $/GJ 2022, est encore plus faible, mais il inclut des installations d'enfouissement et de traitement des eaux usées dont les coûts ne sont pas représentatifs d'un projet agricole. Ces deux montants ne constituent donc pas un prix propre à une installation comparable au projet. Le règlement provincial impose au distributeur d'acquérir les attributs environnementaux du GNR qu'il achète et de les retirer au moment de la vente aux clients. En Colombie-Britannique, le cadre réglementaire prévoit l'acquisition et le retrait des attributs environnementaux associés au GNR acheté. Pour 2025-2026, les revenus que FortisBC tire de la réorientation de certains volumes vers le marché américain des RIN sont retournés à la clientèle et réduisent le coût du GNR, dont le solde est recouvré auprès de l'ensemble des clients du service de vente. [8, 25, 29, 35, N3, N4]

États-Unis. Le montant californien de 32,07 $/GJ présenté dans le tableau principal correspond à un ancien seuil de contrôle réglementaire, supprimé en avril 2026, et non à un prix qu'un producteur pouvait nécessairement obtenir. Cette réserve s'applique également au Québec : les balises encadrent les prix d'achat d'Énergir, sans garantir au producteur une rémunération à leur niveau.

Dans le programme d'approvisionnement des distributeurs, les attributs environnementaux sont acquis et retirés avec le gaz; ce montant ne peut donc pas être cumulé avec des crédits supplémentaires. [6-7]

Une autre voie de commercialisation existe toutefois pour le GNR utilisé comme carburant de transport. Un même volume admissible peut alors générer un Renewable Identification Number (RIN) de catégorie D3 sous le programme fédéral et un crédit du Low Carbon Fuel Standard californien (LCFS). Entre 2022 et 2025, la valeur moyenne annuelle du seul RIN D3 s'est située entre 35,61 et 44,28 $ CA/GJ 2022, à laquelle peut s'ajouter la valeur du crédit LCFS, proportionnelle à l'écart d'intensité carbone. Le détail annuel, les fourchettes de prix, la méthode de conversion et les limites de cette comparaison figurent à l'annexe B. [1-2, 19-20, 22, N1, N5]

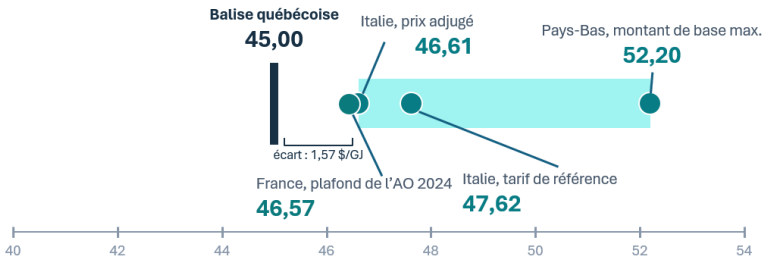
Ces valeurs sont volatiles. Elles ne doivent pas être ajoutées à un contrat dans lequel les attributs ont déjà été cédés au distributeur. Elles constituent plutôt une valeur de rechange potentielle et permettent d'apprécier la rémunération à laquelle un producteur admissible renonce lorsqu'il choisit une autre voie de commercialisation.

CONFIDENTIAL
C2 - Confidential Business Data

5.4 Les constats

Premier constat. Pour un projet agricole comparable, les rémunérations totales publiques pouvant être reconstituées s'étendent de 46,61 à 52,20 $ CA/GJ 2022. La balise québécoise de 45 $ CA/GJ 2022 se situe sous l'ensemble de ces repères : elle est inférieure de 1,61 $/GJ au prix adjugé italien et de 7,20 $/GJ au montant de base maximal néerlandais, soit un écart d'environ 3 % à 14 %. Le montant de base maximal néerlandais est lui aussi un plafond de référence pour le calcul de la prime SDE++, et non un prix garanti au producteur. Il est retenu ici parce qu'il concerne une catégorie agricole précise : la monodigestion exclusivement d'effluents d'élevage, pour une puissance supérieure à 1 500 kW. Les repères de Colombie-Britannique et de Californie sont présentés séparément parce qu'ils ne documentent pas un niveau de rémunération propre à une installation agricole de capacité et d'intrants comparables. Ces écarts situent les repères affichés, sans mesurer un écart de rémunération totale entre producteurs ni permettre de juger de la suffisance de la balise québécoise. [4, 6-8, 11-15, 25, 31, N3, N4]

Rémunérations totales publiques, projet agricole de moins de 5 Mm³/an ($ CA/GJ 2022)



La plupart des repères européens comparables se situent au-dessus de 45 $/GJ; la balise québécoise se place près du bas de la plage observée.

Deuxième constat. La comparaison des seuls niveaux exprimés en $/GJ ne rend pas compte de l'ensemble des soutiens économiques accessibles. Le régime italien peut couvrir jusqu'à 40 % des dépenses d'investissement admissibles, tandis que le cadre français prévoit la prise en charge de 60 % des coûts admissibles de raccordement, dans la limite de 600 000 €. En réduisant les coûts à financer par le producteur, ces aides peuvent abaisser la rémunération par GJ nécessaire à la rentabilité du projet. [10-11]

Troisième constat. Certains mécanismes modifient la composition de la rémunération. En France, les projets sous CPB tirent leurs revenus du gaz et du certificat. Aux États-Unis, la vente du gaz injecté n'est qu'une composante de la rémunération potentielle : lorsqu'un volume est valorisé dans le transport, elle peut être complétée par les revenus des crédits D3 RIN et LCFS. La part des revenus de certificats et de crédits revenant au producteur complète sa rémunération. Les données disponibles ne permettent toutefois pas d'établir l'incidence de ces revenus de certificats et de crédits sur le prix négocié de la composante gazière. Le prix du gaz seul ne reflète donc pas nécessairement la rémunération totale du projet. Aux Pays-Bas, le producteur peut percevoir les revenus de vente du gaz et des garanties d'origine ainsi que la prime SDE++. Le plafond de référence de 52,20 $/GJ 2022 sert au calcul de cette prime, dont le montant est réduit des valeurs moyennes de marché

CONFIDENTIAL
C2 - Confidential Business Data

retenues pour le gaz et les garanties d'origine. Ces composantes ne doivent donc pas être ajoutées une seconde fois à ce plafond de référence, qui ne garantit pas la rémunération totale effectivement encaissée. Ces mécanismes ne sont ni systématiques ni toujours cumulables, mais ils montrent qu'un prix d'achat isolé ne mesure pas toute la valeur accessible au producteur. [3, 14-15, 19-20, 22].

5.5 Les variables les plus sensibles du balisage

Le niveau de rémunération varie fortement selon la nature des intrants. Les repères agricoles sont les plus directement comparables au profil de référence, tandis que les repères associés aux résidus agroalimentaires et aux autres matières organiques fournissent des indications complémentaires. [11-15]

Nature des intrants	**Repères étrangers publics en** $/GJ 2022
Intrants agricoles : effluents d'élevage, résidus de culture	**Plage des repères publics : 46,61 à 52,20 $ CA/GJ 2022. Prix adjugé italien documenté : 46,61 $/GJ; montant de base maximal néerlandais : 52,20 $/GJ. [11–15]**
Résidus agroalimentaires	40,83 $/GJ 2022 [14–15]
Déchets organiques industriels et municipaux	26,84 $/GJ 2022 [11]

La capacité de l'installation ainsi que la nature et la proportion de ses intrants constituent les principales sources de variation de la rémunération. Le profil de référence retient donc des projets de taille comparable alimentés majoritairement par des intrants agricoles.

/ 6. Conclusion

Pour une installation agricole comparable au profil de référence, les rémunérations totales publiques pouvant être reconstituées hors Québec s'étendent de 46,61 à 52,20 $ CA/GJ 2022. La borne inférieure correspond à un prix effectivement adjugé en Italie et la borne supérieure au montant de base maximal du régime néerlandais. La plupart des repères européens comparables se situent au-dessus de 45 $/GJ; la balise québécoise de 45 $ CA/GJ 2022 se situe donc légèrement sous la borne inférieure de cette plage, soit 1,61 $/GJ sous le prix adjugé italien. Ce positionnement est descriptif : il ne mesure pas un écart de rémunération totale entre producteurs et ne permet pas, à lui seul, de juger de la suffisance de la balise québécoise. [4, 11-15]

Cette plage ne reflète toutefois pas l'ensemble du soutien économique accessible aux producteurs dans les juridictions examinées. En Italie, l'aide à l'investissement peut couvrir jusqu'à 40 % des dépenses admissibles. En France, 60 % des coûts admissibles de raccordement peuvent être pris en charge, dans la limite de 600 000 €, tandis que le mécanisme des CPB combine la valeur du gaz et celle du certificat. Ces aides réduisent les coûts à financer et peuvent ainsi abaisser la rémunération par GJ nécessaire à la rentabilité. Aux États-Unis, le prix du gaz injecté ne représente lui aussi qu'une composante de la rémunération potentielle : lorsqu'un volume admissible est valorisé dans le transport, les crédits fédéraux D3 RIN peuvent compléter la valeur du gaz. En Californie, ce volume peut

CONFIDENTIAL
C2 - Confidential Business Data

également générer des crédits LCFS. Aux Pays-Bas, le repère de 52,20 $/GJ 2022 correspond au plafond de référence utilisé pour calculer la prime SDE++, qui complète les revenus de vente du gaz et des garanties d'origine pris en compte par le dispositif. Cette prime est déjà prise en compte dans ce repère. [3, 10-11, 14-15, 19-20, 22]

Le balisage met en perspective les repères étrangers documentés avec les balises québécoises. Les écarts numériques observés ne permettent toutefois pas d'établir un écart équivalent de rémunération totale entre producteurs. Les composantes couvertes, les revenus potentiels liés aux attributs environnementaux et leur répartition contractuelle doivent également être considérés. La confidentialité des contrats nord-américains et l'absence, dans les sources consultées, de prix total public pour les contrats français sous CPB limitent par ailleurs la possibilité d'établir une fourchette exhaustive de prix de marché. [3, 6-7, 9, 25, 27, 31]

/ 7. Limites

- Les prix contractuels unitaires demeurent confidentiels dans les juridictions nord-américaines examinées ainsi que pour le projet lauréat de la première période de l'appel d'offres français « PPE2 Biométhane injecté », clôturée le 15 février 2024. Les repères nord-américains disponibles prennent donc la forme de plafonds réglementaires, de seuils de contrôle ou de coûts moyens de portefeuille. Le registre français publie la composante associée aux CPB, sans permettre de reconstituer le prix total combinant le gaz et le certificat. Il n'est donc pas possible d'établir une fourchette exacte de prix de marché. [3, 6-7, 9, 25, 27, 31]
- En Italie, les rabais offerts par les projets retenus sont publics et permettent de reconstituer un prix adjugé. Aux Pays-Bas, les montants de base maximaux sont publics, mais les montants effectivement demandés par les projets comparables ne sont pas publiés de manière suffisamment détaillée. [12-15]
- Les périmètres ne sont pas homogènes. La durée des contrats, le régime fiscal, le coût du capital, la valeur des coproduits dont le digestat, et les modalités de prise en charge des coûts de raccordement varient entre juridictions et ne sont pas quantifiés. [11]
- Les aides à l'investissement ne sont pas intégrées à la comparaison. Plusieurs régimes européens cumulent leurs tarifs avec des subventions au capital, jusqu'à 40 pour cent en Italie. Une aide au capital n'est pas un prix de rachat et sort du périmètre du mandat, mais son omission signifie que la comparaison des seuls prix ne mesure pas l'intégralité du soutien public de part et d'autre.[11]
- La portée prospective est limitée. Plusieurs régimes cités sont en fermeture ou en refonte, les marchés européens matures basculant d'un soutien à la production vers un soutien à la consommation par quotas et certificats. Les niveaux documentés décrivent l'état du droit à la date du rapport. [3, 10, 16-17, 21, 23-24]
- Le rapport ne quantifie pas les économies d'échelle et n'établit pas qu'un niveau de balise donné empêche la réalisation de projets.

CONFIDENTIAL
C2 - Confidential Business Data

- Les montants de 2026 sont déflatés avec une moyenne provisoire de l'IPC du Québec de janvier à août 2026; leur valeur en dollars de 2022 pourra varier légèrement lorsque la moyenne annuelle définitive sera publiée.

CONFIDENTIAL
C2 - Confidential Business Data

/ Annexe A. Note méthodologique détaillée

A.1 Hypothèses de conversion et leur origine

Paramètre	Valeur	Origine
Dollar américain vers dollar canadien	1,3013 (2022); 1,3497 (2023); 1,3698 (2024); 1,3978 (2025)	Banque du Canada [1]
Euro vers dollar canadien	1,5302 (2018); 1,3696 (2022); 1,4597 (2023); 1,4818 (2024); 1,5782 (2025); 1,6083 (2026, moyenne au 21 septembre)	Banque du Canada, moyennes annuelles publiées. La valeur de 2026 est une moyenne calculée par Sia sur la série quotidienne EUR/CAD du 1er janvier au 21 septembre 2026. [1]
Gigajoules par million de BTU	1,05506	Constante [N1]
Gigajoules par mégawattheure	3,6	Constante [N1]
Gigajoules par mètre cube de GNR	0,03789	Dossier tarifaire Énergir, valeur de pouvoir calorifique supérieur [4, N1]
IPC d'ensemble du Québec, moyenne de l'année civile, base 2002 = 100 — utilisé pour déflater les montants étrangers en $ CA/GJ 2022	118,3 (2011); 129,0 (2018); 132,8 (2020); 147,0 (2022); 153,6 (2023); 157,2 (2024); 161,0 (2025); 165,2 (2026, moyenne provisoire de janvier à août)	Statistique Canada, tableau 18-10-0004-01, moyennes annuelles civiles. Calcul : montant × taux de change de l'année × 147,0 ÷ IPC de l'année; pour un prix en €/MWh, diviser en outre par 3,6 [1, 2, N1]
Indices d'années tarifaires utilisés exclusivement pour indexer les balises québécoises en dollars courants (non utilisés pour les conversions internationales), base 2022 = 100	106,36 (2023) ; 111,83 (2024) ; 115,13 (2025) ; 117,51 (2026) ; 120,02 (2027) ; 122,448 (2028)	Statistique Canada, tableau 18-10-0004-01, taux retenus au dossier tarifaire [2, N2]
Livre sterling vers dollar canadien	Livre sterling vers dollar canadien	Banque du Canada. Moyenne calculée par Sia sur la série quotidienne GBP/CAD du 1er janvier au 21 septembre 2026. [1]

Les millésimes d'indice désignent des années tarifaires par leur année de fin : l'indice noté 2026 s'applique à l'année tarifaire 2025-2026. Ces indices servent uniquement à indexer les balises québécoises en dollars courants; les montants étrangers sont convertis en $ CA/GJ 2022 avec l'IPC annuel civil du Québec présenté ci-dessus.

CONFIDENTIAL
C2 - Confidential Business Data

A.2 Convention de pouvoir calorifique

Le contenu énergétique d'un gaz se mesure en pouvoir calorifique supérieur ou inférieur, les deux mesures différant d'environ 10 pour cent. La convention retenue est le pouvoir calorifique supérieur des deux côtés de la comparaison, sans conversion, pour deux raisons. Le marché nord-américain compte le gaz en pouvoir calorifique supérieur. Et la base de 0,03789 gigajoule par mètre cube, soit 37,89 mégajoules, est une valeur de pouvoir calorifique supérieur, le pouvoir calorifique inférieur d'un gaz de cette qualité se situant autour de 34,2 mégajoules. Les tarifs français sont publiés en pouvoir calorifique supérieur. Les règles italiennes du GSE calculent l'énergie admissible à partir du pouvoir calorifique supérieur du biométhane, tandis que la SDE++ néerlandaise utilise une référence de gaz exprimée en HHV (« bovenwaarde »). Les trois repères sont donc cohérents avec la convention retenue. [4, 11, 14, 32, N5]

A.3 Convention d'année de dénomination

La base 2022 est utilisée pour mettre en perspective les repères étrangers avec les balises québécoises. Chaque repère est déflaté depuis sa propre année de dénomination et non depuis une année commune, la règle par défaut étant l'année de publication du texte ou le millésime des données. Le tarif italien du décret est ainsi traité en euros de 2022, sa version publiée par le GSE en euros de 2024, et le plafond de l'appel d'offres français en euros de 2023. [2, 9, 11-12, 14]

A.4 Sensibilité au taux de change

La sensibilité ci-dessous teste l'incidence du taux de change euro vers dollar canadien appliqué au montant de base néerlandais. Elle illustre l'effet des conventions de conversion sur le montant exprimé en $/GJ 2022, sans modifier la nature du repère ni établir de relation avec le prix du gaz conventionnel.

Variante appliquée au montant de base néerlandais	Prix obtenu
Moyenne 2026 au 21 septembre de 1,6083 — retenue	52,20 $/GJ 2022
Moyenne annuelle 2025 de 1,5782	51,22 $/GJ 2022
Moyenne annuelle 2024 de 1,4818	48,09 $/GJ 2022

Sources et calculs : [1–2, 14, N1].

A.5 Méthode écartée

Multiplier un coût de production par un taux de rentabilité exigé pour en déduire un prix a été écarté. Un taux de rentabilité n'est pas un multiplicateur de prix : le rendement exigé se

CONFIDENTIAL
C2 - Confidential Business Data

place dans le taux d'actualisation d'un coût nivelé, ce que font déjà les calculs de coût complet publiés par les régulateurs.

A.6 Conversion des crédits Américains

Le règlement fédéral américain attribue un RIN à 77 000 BTU de GNR mesurés en pouvoir calorifique inférieur (40 CFR § 80.1415(b)(5)), soit 12,99 RIN par million de BTU. Ramenée en pouvoir calorifique supérieur selon la convention de l'annexe A.2, la valeur retenue est de 11,115 RIN par gigajoule, soit un rapport de 0,903 entre pouvoir calorifique inférieur et supérieur. Les moyennes annuelles présentées à la section 5.3 sont des moyennes simples des moyennes hebdomadaires pondérées par volume publiées par l'agence fédérale, celle-ci ne publiant pas de moyenne annuelle. Le crédit LCFS est converti selon la formule : prix du crédit multiplié par l'écart d'intensité carbone en grammes par mégajoule, divisé par 1 000. [1-2, 19-20, 22, N1, N5]

/ Annexe B. Les crédits de carburant de transport américains

B.1 Les deux mécanismes

Le *Renewable Fuel Standard* fédéral attribue des certificats négociables, les *Renewable Identification Numbers*, au gaz naturel renouvelable utilisé comme carburant de transport. La catégorie applicable est le D3. Le *Low Carbon Fuel Standard* californien attribue des crédits proportionnels à l'écart entre l'intensité carbone du carburant et une cible annuelle décroissante. Un même volume peut générer les deux. [20, 22-23]

B.2 Méthode de conversion

Le règlement fédéral attribue un RIN à 77 000 BTU de gaz mesurés en pouvoir calorifique inférieur, soit 12,99 RIN par million de BTU. Ramenée en pouvoir calorifique supérieur selon la convention de l'annexe A.2, la valeur retenue est de 11,115 RIN par gigajoule, soit un rapport de 0,903 entre pouvoir calorifique inférieur et supérieur. Les moyennes annuelles ci-dessous sont des moyennes simples des moyennes hebdomadaires pondérées par volume publiées par l'agence fédérale, celle-ci ne publiant pas de moyenne annuelle. La valeur des crédits LCFS dépend notamment du prix du crédit et de l'intensité carbone du GNR. L'illustration présentée à la section B.3 retient une intensité carbone de 30 gCO_2e/MJ, conformément à l'exemple publié par Énergir. [30] Il s'agit d'une hypothèse illustrative, et non d'une intensité carbone établie pour le projet de référence. [1-2, 19-20, 22, 30, N1, N5]

Année	Valeur	Valeur moyenne du RIN D3 ($ CA/GJ PCS 2022)	Fourchette de valeur du RIN D3 ($ CA/GJ PCS 2022)	LCFS, prix moyen
2022	3,06 $US	44,26	38,48 à 48,31	125 $US/t
2023	2,56 $US	36,75	environ 28,87 à 46,52	75 $US/t
2024	3,11 $US	44,28	environ 40,57 à 46,42	64 $US/t

CONFIDENTIAL
C2 - Confidential Business Data

2025	2,51 $US	35,61	environ 31,91 à 44,54	60 $US/t

Sources et calculs : [1–2, 19–20, 22, N1, N5]. Les fourchettes de 2023 à 2025 sont approximatives, les bornes publiées ayant été arrondies.

B.3 Illustration

Pour un crédit LCFS à 73 $US la tonne et une intensité carbone de 30 grammes de CO_2 équivalent par mégajoule, Énergir présente une valorisation de 5,80 $ CA/GJ. [30] Ce montant est repris tel que publié dans le document d'Énergir du 31 mars 2026, sans conversion en dollars de 2022, l'année monétaire de référence n'étant pas précisée. Cette valeur croît à mesure que l'intensité carbone diminue, et devient plusieurs fois supérieure pour un projet à intensité carbone négative.

B.4 Limites

La principale réserve est que ces repères décrivent l'état du droit et des marchés à la date du rapport, sans portée prospective longue. Pour le RFS, l'agence fédérale américaine a annoncé son intention de réduire de moitié les RIN générés par les carburants importés, à compter de l'année de conformité 2028. Pour le LCFS, la créditation californienne de l'évitement de méthane est désormais bornée dans le temps selon la date de mise en chantier du projet. Le crédit fiscal fédéral de la section 45Z est réservé aux installations situées aux États-Unis et expire le 31 décembre 2029. [21, 23-24]

/ Annexe C. Bibliographie & notes de calcul

Les appels entre crochets renvoient aux sources ci-dessous. Les appels [N1] à [N5] renvoient aux notes de calcul placées à la fin de l'annexe. Les sources Web ont été consultées le 23 septembre 2026, sauf indication contraire.

C.1 Références bibliographiques

[1] Banque du Canada. Taux de change annuels moyens et séries quotidiennes EUR/CAD et USD/CAD [consulté le 23 septembre 2026]; série quotidienne GBP/CAD du 1er janvier au 21 septembre 2026 [consultée le 8 octobre 2026].

[2] Statistique Canada. Tableau 18-10-0004-01 — Indice des prix à la consommation mensuel, non désaisonnalisé, données du Québec et de la Colombie-Britannique [consulté le 23 septembre 2026]; tableau 18-10-0005-01 — Indice des prix à la consommation, moyenne annuelle, non désaisonnalisé, Québec, indice d'ensemble, années 2018 et 2022 [consulté le 9 octobre 2026].

[3] France. Code de l'énergie, articles L. 446-31 à L. 446-55 et L. 446-46; European Energy Exchange, *Registre des certificats de production de biogaz* et *Indication du prix de vente des CPB*, documents consultés le 23 septembre 2026.

[4] Régie de l'énergie du Québec. Décisions D-2023-022 (dossier R-4008-2017, 21 février 2023), D-2024-113 (dossier R-4257-2024, 4 novembre 2024) et D-2026-037 (dossier R-4320-2025, 31 mars 2026). Balises de prix, indexation et facteur énergétique.

[5] Québec. Règlement concernant la quantité de gaz de source renouvelable devant être livrée par un distributeur, RLRQ, c. R-6.01, r. 3.01, version à jour.

[6] California Public Utilities Commission (CPUC). Decision 22-02-025, Decision Implementing Senate Bill 1440 Biomethane Procurement Program, 24 février 2022.

[7] California Public Utilities Commission (CPUC). Resolution G-3612, 20 février 2025; Decision 26-04-044, 30 avril 2026. Évolution et suppression des seuils de contrôle.

[8] Colombie-Britannique. Greenhouse Gas Reduction (Clean Energy) Regulation, B.C. Reg. 102/2012, art. 2.2, 8.2 et 9, version en vigueur consultée le 23 septembre 2026.

[9] Commission de régulation de l'énergie (CRE). Cahier des charges de l'appel d'offres biométhane, 27 décembre 2023; rapport de synthèse no 2024-85, 23 mai 2024; ministère de l'Économie, résultats et non-reconduction, 16 janvier 2025.

[10] France. Commission de régulation de l'énergie, Délibération du 26 juillet 2011 portant avis sur les conditions d'achat du biométhane injecté; arrêté du 23 novembre 2011 fixant les conditions d'achat du biométhane injecté dans les réseaux de gaz naturel, annexe, section II; arrêté du 23 novembre 2020 fixant les conditions d'achat du biométhane injecté; arrêté du 10 juin 2023, modifié par l'arrêté du 10 août 2026; arrêté du 2 mars 2022 relatif à la prise en charge des coûts de raccordement. Commission de régulation de l'énergie, Bilan technique et économique des installations de production de biométhane injecté, 4 décembre 2024, section 2.2.3.1, p. 26 [consulté le 9 octobre 2026].

[11] Italie, ministère de la Transition écologique. Décret du 15 septembre 2022, Gazzetta Ufficiale, série générale no 251, 26 octobre 2022; Gestore dei Servizi Energetici (GSE), Accès aux incitatifs et Regole applicative del D.M. 15 settembre 2022, version 2 [consultés le 28 septembre 2026].

[12] Gestore dei Servizi Energetici (GSE). Avis public de la cinquième procédure compétitive, code BMT_A_2024_5, 15 novembre 2024, tableau 1.

[13] Gestore dei Servizi Energetici (GSE). Classement du Bando no 5, 17 avril 2025; avis de publication. Rabais et projets admis.

[14] Planbureau voor de Leefomgeving (PBL), avec TNO et DNV. Advies basisbedragen SDE++ 2026, publication no 5698, 13 février 2026, tableau 3.5 et section 9.3.

[15] Rijksdienst voor Ondernemend Nederland (RVO). SDE++ — Hernieuwbaar gas [consulté le 23 septembre 2026].

[16] Danish Energy Agency, *Støtte til biogas*; Commission européenne, décision SA.102206 du 17 décembre 2024 relative au soutien danois au biométhane et aux autres gaz renouvelables.

[17] Gouvernement du Royaume-Uni, Green Gas Support Scheme: open to applications, version consultée le 23 septembre 2026; Ofgem, Green Gas Support Scheme tariff table 2026 to 2027 [consulté le 8 octobre 2026]; Department for Energy Security and Net Zero, GGSS annual tariff review 2024: call for evidence, section « Why your views matter » [consulté le 8 octobre 2026].

[18] Bundesnetzagentur. Résultats des appels d'offres du 1er avril 2026 pour les installations au biométhane, 9 juin 2026. Valeurs adjugées de 22,99 à 23,12 ct/kWh électrique [consulté le 28 septembre 2026].

[19] U.S. Environmental Protection Agency (EPA). RIN Trades and Price Information, données hebdomadaires de prix et de volume [consulté le 23 septembre 2026].

[20] États-Unis. 40 CFR § 80.1415(b)(5), équivalence énergétique des RIN pour le biométhane.

[21] U.S. Environmental Protection Agency (EPA). Final Renewable Fuel Standards for 2026 and 2027 — Detailed Fact Sheet, mars 2026. Traitement annoncé des carburants importés à compter de 2028.

[22] California Air Resources Board (CARB). Monthly LCFS Credit Transfer Activity Reports; rapport de décembre 2025, prix moyens annuels 2022-2025.

[23] California Air Resources Board (CARB). [Low Carbon Fuel Standard 2024 Amendments](https://ww2.arb.ca.gov/rulemaking/2024/lcfs2024) et [Final Regulation Order](https://ww2.arb.ca.gov/sites/default/files/barcu/regact/2024/lcfs2024/fro_atta-1.pdf). Bornes temporelles applicables à la créditation du méthane évité.

[24] Internal Revenue Service (IRS). Clean Fuel Production Credit (section 45Z), critères d'admissibilité et échéance au 31 décembre 2029 [consulté le 23 septembre 2026].

[25] FortisBC Energy Inc. Application to Set the Renewable Natural Gas Blend Percent, Storage and Transportation RNG Rider, and RNG Charges Effective July 1, 2026, 3 juin 2026, p. 3 et 6; British Columbia Utilities Commission, Orders G-130-26 et G-131-26, 11 juin 2026; FortisBC, Rate Schedule 11RNG. Le coût moyen prévisionnel d'acquisition de 23,891 $/GJ est également la charge GNR approuvée pour le Rate Schedule 11RNG; la charge volontaire hors véhicules de 8,660 $/GJ relève d'un mécanisme distinct et les prix des contrats individuels demeurent confidentiels.

[26] Gestore dei Servizi Energetici (GSE). Biometano — DM 02/03/2018 — Incentivi. Valeur de 375 €/CIC pour le biométhane avancé [consulté le 28 septembre 2026].

CONFIDENTIAL

C2 - Confidential Business Data

[27] European Energy Exchange (EEX). *Registre des certificats de production de biogaz – Données d'émissions et prix CPB*, 8 septembre 2026; *Indication du prix de vente des certificats*, 24 octobre 2025.

[28] CPB Market. *Prix des CPB – Historique des indices mensuels*, données d'août 2026, consultées le 24 septembre 2026.

[29] FortisBC. Meet our Renewable Natural Gas suppliers. Présentation des fournisseurs utilisant notamment des matières agricoles, des lieux d'enfouissement et des installations de traitement des eaux usées [consulté le 28 septembre 2026].

[30] Énergir, s.e.c. Plan d'approvisionnement gazier — Vision long terme du contexte gazier, horizon 2027-2030, dossier R-4334-2026, pièce Énergir-H, document 1, 31 mars 2026, p. 29-32.

[31] FortisBC Energy Inc. Amending Agreement No. 3 — Fraser Valley Biogas Ltd., dépôt public caviardé, 14 février 2024; BCUC, Order E-9-24, 14 mars 2024.

[32] Danish Energy Agency. Technology Data for Renewable Fuels — Renewable fuels, facteur indicatif de conversion PCI/PCS pour le biométhane [consulté le 23 septembre 2026].

[33] Canada. *Règlement sur les combustibles propres*, DORS/2022-140, version en vigueur.

[34] Régie de l'énergie du Québec. Décision D-2026-059, dossier R-4320-2025, 17 juin 2026, par. 15, 146 et 236-237. Calcul des frais de socialisation du GSR, tarif SPEDE et intégration des revenus des unités de conformité au tarif GSR. [34, 35]

[35] FortisBC Energy Inc. *Application to Set the RNG Blend Percent, S&T RNG Rider and RNG Charges, Effective July 1, 2025*, 10 juin 2025, p. 5; British Columbia Utilities Commission, Decision and Order G-77-24, 20 mars 2024.

[36] Colombie-Britannique. *Low Carbon Fuels Act*, S.B.C. 2022, c. 21, art. 1 (définition de « applicable purpose »); *Low Carbon Fuels (General) Regulation*, B.C. Reg. 282/2023, art. 2.

[37] Énergir, s.e.c. Réponses à la demande de renseignements no 1 du ROEÉ, dossier R-4008-2017, pièce B-0947, révisée le 18 juillet 2023, réponse 3.3.1, p. 17-18. Modalités possibles d'acquisition des droits de création des unités de conformité et de partage de leur valeur nette.

[38] Syndicat des énergies renouvelables, Gaz et Territoires, GRDF, NaTran et Teréga. Panorama des gaz renouvelables et bas carbone en France au 31 décembre 2025, avril 2026, §1.2, p. 8 et §3.2, p. 22 [consulté le 8 octobre 2026].

[39] National Institute of Standards and Technology (NIST). Special Publication 811, annexe B.9, facteurs de conversion d'énergie : 1 calorie IT = 4,1868 J [consulté le 8 octobre 2026].

[40] Commission de régulation de l'énergie. Bilan technique et économique des installations de production de biométhane injecté, 4 décembre 2024, section 2.2.3.1, p. 26 [consulté le 9 octobre 2026].

C.2 Notes de calcul

[N1] Conversions d'énergie : 1 MWh = 3,6 GJ; 1 MMBtu = 1,05506 GJ. Le facteur de 0,03789 GJ/m³ correspond à l'équivalence 1 $/GJ = 3,789 ¢/m³ reprise par la Régie dans D-2026-037, note 52 [4]. Pour l'équivalence des CIC italiens, 1 Gcal IT = 4,1868 GJ et un CIC correspond à 5 Gcal PCI. Le montant de 375 €/CIC fixé par le régime de 2018 est converti comme suit : 375 ÷ (5 × 4,1868) × 1,5302 × 147,0 ÷ 129,0 = 31,24 $ CA/GJ PCI en dollars de 2022. Le résultat demeure exprimé en pouvoir calorifique inférieur (PCI) et n'est pas directement comparable aux repères exprimés en pouvoir calorifique supérieur (PCS) du tableau principal. [1, 2, 26, 39] [N2] Indexation des balises : valeur en dollars de 2022 multipliée par l'indice de l'année tarifaire, base 2022 = 100. Indices utilisés : 117,51 (2025-2026), 120,02 (2026-2027) et 122,448 (2027-2028). Exemple : 35 × 117,51 / 100 = 41,13 $/GJ, valeur corroborée par D-2026-037 [2, 4].

[N3] Plafond de la Colombie-Britannique : le GGRR fixe 31 $/GJ pour l'exercice 2021-2022 et prévoit une indexation au 1er avril selon la variation de l'IPC moyen annuel de la Colombie-Britannique. L'augmentation

de 2,8 % en 2021 donne 31 × 1,028 = 31,868 $, soit 31,87 $/GJ pour 2022-2023; le rapport traite ce montant comme un montant de 2022 [2, 8].

[N4] Coût moyen du portefeuille FortisBC : FortisBC prévoit un coût moyen pondéré d'acquisition de 23,891 $/GJ pour la période de juillet 2026 à juin 2027. Déflaté en dollars de 2022 à l'aide de l'IPC d'ensemble du Québec, ce montant donne 23,891 × 147,0 ÷ 165,2 = 21,26 $ CA/GJ 2022, où 165,2 est la moyenne provisoire de l'IPC de janvier à août 2026. Ce coût moyen sert également de charge GNR au tarif RS 11RNG pour les clients du service de transport; il ne correspond pas au prix d'un contrat individuel [2, 25].

[N5] Convention PCS/PCI : le rapport utilise le pouvoir calorifique supérieur. Les règles italiennes calculent l'énergie admissible à partir du PCS du biométhane et la SDE++ néerlandaise utilise une référence TTF en HHV; aucune conversion supplémentaire n'est donc requise pour ces repères. L'ordre de grandeur de 34,2 MJ/m³ en PCI demeure indicatif : 37,89 × 0,90116 = 34,15 MJ/m³ [11, 14, 32].

CONFIDENTIAL

C2 - Confidential Business Data