

**PROJET D'INVESTISSEMENT VISANT
L'AUGMENTATION DE CAPACITÉ D'INJECTION
DE GSR À SAINT-PIE**

TABLE DES MATIÈRES

INTRODUCTION.....	3
1 OBJECTIFS DU PROJET	5
2 DESCRIPTION DU PROJET	6
2.1 Contribution gouvernementale	7
2.2 Principales normes techniques	7
2.3 Étude géotechnique.....	8
2.4 Autres solutions envisagées.....	9
2.5 Bénéfices non énergétiques	10
3 COÛTS ASSOCIÉS AU PROJET	12
4 ANALYSE FINANCIÈRE ET IMPACT SUR LES TARIFS.....	14
5 CALCUL DES TAUX APPLICABLES DU TARIF DE RÉCEPTION	15
5.1 Taux au point de réception.....	15
5.2 Taux au point de livraison.....	21
6 LISTES DES AUTORISATIONS EXIGÉES EN VERTU D'AUTRES LOIS.....	23
7 CALENDRIER PROJÉTÉ	24
7.1 DEMANDE D'AUTORISATION D'UN CFR.....	24
8 IMPACT SUR LA QUALITÉ DE PRESTATION DU SERVICE DE DISTRIBUTION DE GAZ NATUREL	26
CONCLUSION	27
ANNEXE 1 : PLAGES D'INCERTITUDE RELIÉES À CHACUNE DES ACTIVITÉS DU PROJET	
ANNEXE 2 : TAUX AU POINT DE RÉCEPTION POUR LES ANNÉES 1 À 20	

INTRODUCTION

1 Le 30 août 2021, la Régie de l'énergie (Régie) autorisait¹ Énergir s.e.c. (Énergir) à réaliser un
2 projet d'investissement à Saint-Pie visant à raccorder à son réseau l'usine de biométhanisation
3 (l'Usine) du Centre de traitement de la biomasse de la Montérégie (CTBM ou le Producteur) aux
4 fins d'injection de gaz de source renouvelable (GSR).

5 Le projet a été mis en service et le Producteur a commencé l'injection de GSR le 25 août 2022.
6 Cependant, le réseau actuel ne permet pas à CTBM d'injecter tout le GSR produit dans le réseau
7 d'Énergir étant donnée la faible demande en gaz naturel dans le secteur. Le Producteur doit ainsi
8 brûler une partie de sa production de GSR tout au long de l'année et plus significativement durant
9 la période estivale. Afin de permettre l'injection de la totalité de sa production de GSR, un
10 bouclage de 7,3 km est requis en plus d'ajustements sur un poste de détente.

11 Énergir est d'avis que la réalisation du Projet doit débiter dès septembre 2023. Si les travaux
12 devaient débiter au printemps 2024, des volumes importants de GSR devraient encore être ainsi
13 éliminés avant la mise en service du Projet. De plus, le démarrage du projet au printemps 2024
14 pourrait faire augmenter les coûts du projet. Ceci engendrera certains déboursés qui surviendront
15 avant que la Régie n'ait rendu sa décision finale sur la demande d'investissement du Projet. Par
16 conséquent, Énergir demande à la Régie, conformément à l'article 32 de la *Loi sur la Régie de*
17 *l'énergie*² (la Loi), d'autoriser la création d'un CFR hors base, portant intérêt au taux moyen du
18 coût en capital en vigueur, afin d'y comptabiliser les dépenses liées à la réalisation du Projet en
19 date du dépôt de la demande.

20 Le coût total des investissements est évalué à 4,7 M\$. Un protocole d'entente a été signé entre
21 Énergir et CTBM le 1^{er} août 2023, par lequel CTBM assumerait la totalité des coûts du projet par
22 l'entremise d'une augmentation de son tarif D_R. Le protocole d'entente est déposé à la pièce
23 Énergir-1, Document 2. D'autre part, Énergir a déposé une demande de subvention de 2,36 M\$
24 au ministère de l'Économie, de l'Innovation et de l'Énergie (MEIE) du Québec le 28 juillet 2023.

¹ Dossier R-4166-2021, décision D-2021-111.

² RLRQ c R-6.01.

**Projet d'investissement visant l'augmentation de capacité
d'injection de GSR à Saint-Pie, R-4236-2023**

1 Advenant que la subvention soit accordée, la contribution de CTBM sera réduite en conséquence
2 du montant de la subvention.

3 La présente demande vise à obtenir l'autorisation de la Régie, conformément à l'article 73 de la
4 Loi, pour la construction d'actifs destinés au transport ou à la distribution du gaz naturel. En vertu
5 de l'article 1, al. 1, par. 1 du *Règlement sur les conditions et les cas requérant une autorisation*
6 *de la Régie de l'énergie*³ (le Règlement), une autorisation de la Régie est requise pour acquérir,
7 construire ou disposer des immeubles ou actifs destinés à la distribution de gaz naturel dans le
8 cadre d'un projet dont le coût est de 4,0 M\$ ou plus.

9 Le présent document intègre une section sur le calcul du tarif de réception basé sur les
10 estimations de coûts afin d'expliquer comment ceux-ci seront récupérés. Une fois les coûts finaux
11 connus, le tarif de réception final sera présenté à la Régie. La facturation de ce tarif de réception
12 permettra de récupérer la portion non subventionnée des coûts d'investissement et pourrait donc
13 inclure, le cas échéant, la subvention du gouvernement.

³ RLRQ c R-6.01, r 2.

1 OBJECTIFS DU PROJET

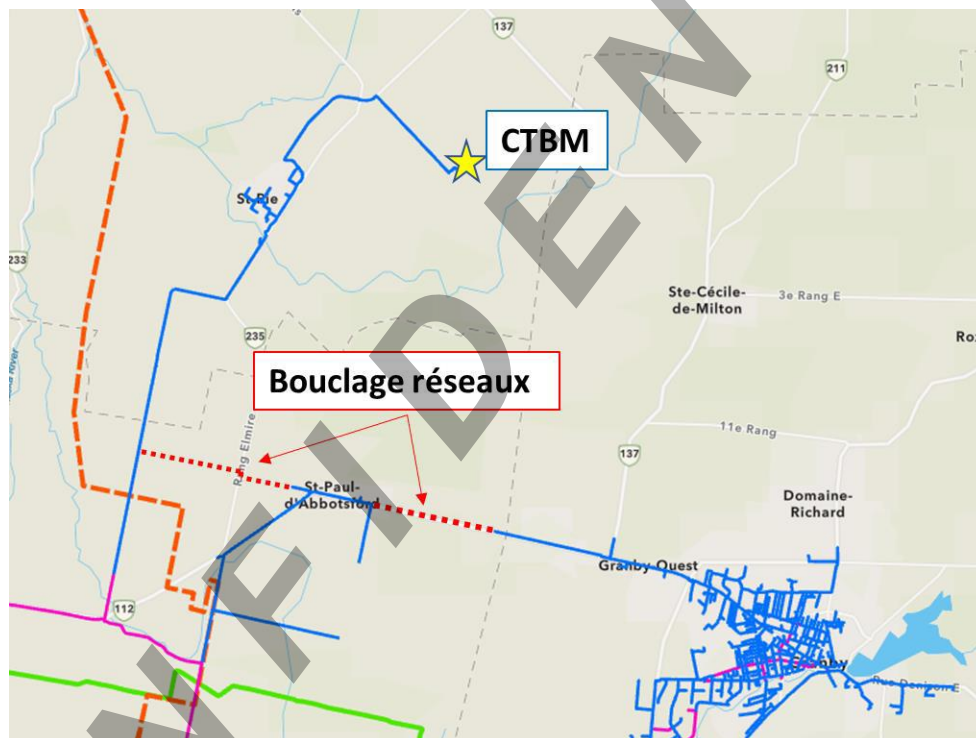
1 Le projet comporte les objectifs suivants :

- 2 • Permettre à CTBM d'acheminer jusqu'aux consommateurs finaux davantage de GSR
3 produit à partir de leur usine de biométhanisation et éviter de brûler une partie de la
4 production de CTBM à Saint-Pie;
- 5 • Favoriser l'atteinte des objectifs de la politique énergétique du Québec, soit d'augmenter
6 de 50 % la production de bioénergie;
- 7 • Favoriser l'atteinte des cibles réglementaires de livraison de GSR;
- 8 • Favoriser une source d'approvisionnement locale d'énergie renouvelable et contribuer au
9 développement de la filière du GSR au Québec;
- 10 • Permettre un approvisionnement additionnel de GSR à un prix compétitif en réalisant un
11 projet où la gestion des coûts est peu risquée pour Énergir et sa clientèle.

2 DESCRIPTION DU PROJET

- 1 CTBM produit du GSR depuis le mois d'août 2022, lequel est injecté dans le réseau d'Énergir.
- 2 Cependant, CTBM prévoit une augmentation des volumes de GSR à injecter dans le réseau
- 3 d'Énergir. Les premiers mois d'injection ont permis d'identifier des limites dans la configuration
- 4 actuelle du réseau en période estivale pendant laquelle une partie du GSR produit doit être brûlé.
- 5 Afin de permettre l'injection de ce GSR, un projet de bouclage viendrait solutionner cet aspect.

**Figure 1
Localisation du projet**



- 6 Le Projet consiste à investir pour la construction et la mise en opération des actifs pour le
- 7 bouclage de réseaux afin d'augmenter la capacité d'injection de GSR dans le réseau de
- 8 distribution. Le bouclage consiste à relier les réseaux de Saint-Pie, de Saint-Paul-d'Abbotsford et
- 9 de Granby, le tout dans la MRC de Rouville en Montérégie. L'installation de la conduite en
- 10 polyéthylène 168,3 mm de classe 400 kPa sera en deux sections de bouclage (4 200 m
- 11 et 3 100 m) d'une longueur totale de 7 300 m tel que présenté sur le schéma ci-dessous. De plus,

**Projet d'investissement visant l'augmentation de capacité
d'injection de GSR à Saint-Pie, R-4236-2023**

- 1 des modifications à un poste de détente seront requises afin d'équiper celui-ci d'instrumentation
- 2 et de télémétrie afin de permettre un suivi de la pression par les opérateurs.
- 3 La construction devrait débuter en septembre 2023 et la mise en gaz est prévue en décembre
- 4 2023.

**Figure 2
Schéma du tracé**



2.1 CONTRIBUTION GOUVERNEMENTALE

- 5 Comme indiqué précédemment, Énergir a déposé, le 28 juillet 2023, une demande de subvention
- 6 au MEIE, dans le cadre du volet 2 du programme de soutien à la production de gaz naturel
- 7 renouvelable (PSPGNR), afin d'obtenir une contribution financière jusqu'à la hauteur de 50 % des
- 8 coûts admissibles du projet, soit un montant estimé à 2,36 M\$. Si le projet bénéficie de l'aide
- 9 financière, la contribution requise par CTBM sera réduite du montant de la subvention.

2.2 PRINCIPALES NORMES TECHNIQUES

- 10 Le Projet sera réalisé conformément aux exigences de la dernière édition applicable au Québec
- 11 de la norme CSA Z662, et du chapitre II du *Code de construction*⁴.

⁴ RLRQ c B-1.1, r. 2.

**Projet d'investissement visant l'augmentation de capacité
d'injection de GSR à Saint-Pie, R-4236-2023**

1 La réalisation du Projet nécessitera l'installation de 7,3 km de conduites qui seront exploitées à
2 une pression de 400 kPa pour la distribution. Les données techniques de la conduite sont
3 présentées ci-dessous.

**Tableau 1
Données techniques de la conduite de raccordement**

Nombre de conduite(s)	1
Diamètre extérieur de conduite	168,3 mm (6 pouces)
Longueur totale de la nouvelle conduite	7,3 km
Matériaux	Polyéthylène
Pression maximale d'opération	400 kPa

2.3 ÉTUDE GÉOTECHNIQUE

4 Afin de confirmer les méthodes de construction, une campagne géotechnique comprenant des
5 sondages géotechniques a été mise sur pied le long du tracé où la conduite sera installée.

6 Dans le but de réduire au maximum l'impact environnemental, les six traverses de cours d'eau
7 sont prévues être effectuées par la méthode de forage. Cependant, en cas d'échec de forage,
8 une méthode alternative par tranchée ouverte est prévue. Pour cette raison, une demande d'un
9 certificat d'autorisation selon l'article 22 de la *Loi sur la qualité de l'environnement*⁵ (LQE) sera
10 déposée pour ce projet au courant du mois d'août 2023. Ainsi, des sondages géotechniques ont
11 été effectués le long de chaque cours d'eau et autres obstacles pour connaître la nature du sol
12 et la présence de roc. Quatre autres forages sont prévus, soit pour une traverse d'une voie du
13 Canadien Pacifique (CP), une traverse pour une servitude d'Hydro-Québec et deux traverses de
14 route du Ministère du Transport (routes 112 et 235).

15 Sur la base des résultats des travaux de sondages, les excavations pour la mise en place des
16 conduites seront réalisées dans les matériaux de remblai et le dépôt naturel (essentiellement
17 silteux-sableux avec des proportions variables de gravier), mais également dans un sol cohérent,
18 qui est composé principalement d'argile silteuse et d'argile, et ce, dépendamment de la section
19 du tracé considéré et de la profondeur des excavations nécessaires. Selon les résultats de

⁵ RLRQ c Q-2.

**Projet d'investissement visant l'augmentation de capacité
d'injection de GSR à Saint-Pie, R-4236-2023**

1 forages, un till très dense a été rencontré par endroits le long du rang Fisk et de la route 112, et
2 pourrait donc être rencontré dans les excavations.

3 Bien que les conditions géotechniques demeurent toujours un risque de construction, Énergir est
4 confiante de pouvoir réaliser les travaux selon l'estimation des coûts. Ces informations serviront
5 également aux entrepreneurs soumissionnaires pour déterminer les méthodes de construction
6 lors de la réalisation des travaux.

2.4 AUTRES SOLUTIONS ENVISAGÉES

7 Trois scénarios ont été analysés pour ce Projet. Le scénario 1 proposé, soit le bouclage de 7,3 km
8 a été retenu. Le scénario 2 consistait en une nouvelle conduite entre CTBM et le réseau de
9 classe 2 400 kPa. Ce scénario impliquait le remplacement du poste d'injection actuel par un poste
10 conçu pour une pression de 2 400 kPa et la mise en tranchée d'une conduite de 114,3 mm d'acier
11 sur 13 km. La figure 3 ci-dessous représente le tracé du scénario 2.

**Figure 3
Tracé du scénario 2 (non retenu)**



12 Le scénario 3 impliquait la construction d'un poste à rebours, soit un poste de compression à la
13 jonction des réseaux de classes 400 kPa et 2 400kPa au sud-ouest de Saint-Pie (voir figure 4
14 pour l'emplacement) et l'interconnexion avec les réseaux amont/aval. Avec ce scénario, le GSR
15 produit par CTBM serait injecté dans le réseau de distribution de classe 400 kPa et indirectement

1 vers le réseau d'alimentation de classe 2 400 kPa à l'aide d'un compresseur qui serait installé au
2 poste à rebours.

3 Les scénarios 2 et 3 demeurent des options plus complexes et de plus grande envergure que le
4 scénario 1. Le scénario 2 proposait un tracé d'environ 13 km en acier par rapport au tracé
5 de 7,3 km en plastique du scénario 1. Ce scénario aurait donc facilement été deux fois plus
6 coûteux. Concernant le poste à rebours (scénario 3), Énergir est d'avis que cette solution
7 consisterait en un investissement financier beaucoup plus important que le scénario 1.

Figure 4
Emplacement du poste à rebours (scénario 3 – non retenu)



2.5 BÉNÉFICES NON ÉNERGÉTIQUES

8 Comme indiqué à la section 1, le Projet favorisera l'atteinte des cibles réglementaires de livraison
9 de GSR et contribuera aux efforts de décarbonation, en plus de favoriser une source
10 d'approvisionnement locale d'énergie renouvelable et contribuer au développement de la filière
11 du GSR au Québec.

**Projet d'investissement visant l'augmentation de capacité
d'injection de GSR à Saint-Pie, R-4236-2023**

1 L'augmentation de la capacité hydraulique résultant du projet de maillage permettra au projet de
2 CTBM d'accroître les volumes injectés jusqu'à la valeur cible de production de 155 349 GJ/an.
3 Cette augmentation permettrait l'évitement d'environ 3 821 tonnes de CO₂ par année.

4 Le projet de CTBM dans son ensemble avec la capacité de production de GSR permettrait
5 d'éviter environ 7 833 tonnes de CO₂ par année.

6 Ces valeurs correspondent aux émissions évitées en substituant l'équivalent du volume de gaz
7 produit par CTBM de gaz naturel au GSR. Elles ont été calculées sur la base des facteurs
8 d'émission publiés par le gouvernement du Québec, soit de 1,889 tonne de CO₂ par milliers de m³
9 pour le gaz naturel conventionnel et de 0,011 tonne de CO₂ par milliers de m³ pour le GSR,
10 également utilisés dans le cadre de la déclaration annuelle obligatoire du *Règlement sur la*
11 *déclaration obligatoire de certaines émissions de contaminants dans l'atmosphère*⁶ (RDOCECA).
12 À noter que les volumes de GSR injectés dans le réseau d'Énergir sont analysés à une
13 température de 15°C et à une pression de 101,325 kPa, tandis que les facteurs du gouvernement
14 présentent les facteurs pour des volumes de gaz à une température de 20°C et une pression de
15 101,325 kPa. Un ajustement de 101,7352 % est donc apporté, afin de se conformer à la
16 température de 20°C indiqué à l'article 3.03 du Règlement.⁷

⁶ RLRQ c Q-2, r 15.

⁷ *Ibid.*

**Projet d'investissement visant l'augmentation de capacité
d'injection de GSR à Saint-Pie, R-4236-2023**

3 COÛTS ASSOCIÉS AU PROJET

- 1 Le coût total du Projet est de 4,7 M\$. Comme indiqué précédemment, une demande de
2 subvention de 2,36 M\$ a été déposée auprès du MEIE le 28 juillet 2023.
- 3 La répartition des coûts selon la nature des travaux est présentée au tableau 2 ci-dessous, en
4 présumant que la subvention est octroyée. Dans le cas contraire, l'ensemble des coûts du projet
5 sera assumé par CTBM par l'entremise du tarif D_R.
- 6 Les coûts du projet ont été évalués selon une estimation de classe 3 avec une précision
7 de ±15 %. La contingence du Projet a été établie à partir des résultats des simulations Monte-
8 Carlo.

**Tableau 2
Répartition des coûts**

Activités	Coûts (000 \$)
Main-d'œuvre interne	404
Entrepreneurs	2 785
Services externes	267
Matériaux	425
Servitude	75
Contingence	491
Sous-total	4 446
Frais généraux	276
Total global	4 722
Contribution externe – gouvernementale	(2 361)
Contribution CTBM – Tarif D _R	(2 361)
Total Énergir	0

Note : L'utilisation d'arrondis peut occasionner des écarts au niveau des montants totaux.

- 1 Les plages d'incertitudes reliées à chacune des activités du Projet, qui ont été utilisées dans les
- 2 simulations Monte-Carlo (afin de déterminer la contingence), sont déposées sous pli confidentiel
- 3 à l'annexe 1.

CONFIDENTIEL

4 ANALYSE FINANCIÈRE ET IMPACT SUR LES TARIFS

- 1 L'analyse de la rentabilité et de l'impact sur les tarifs n'est pas nécessaire dans le cas du Projet
- 2 puisque l'ensemble des coûts est couvert par le tarif de réception facturé au client injecteur.
- 3 Contrairement aux tarifs de distribution, un tarif de réception unique par projet est calculé afin de
- 4 permettre à Énergir de recouvrer l'ensemble des coûts associés au Projet.

CONFIDENTIEL

5 CALCUL DES TAUX APPLICABLES DU TARIF DE RÉCEPTION

1 CTBM étant un client qui désire injecter la totalité de sa production de GSR dans le réseau de
2 distribution, les coûts de bouclage seront intégrés au tarif de réception. Les coûts et les taux
3 applicables au point de réception ainsi qu'au point de livraison sont présentés dans cette section.

4 Comme énoncé dans l'introduction, le tarif de réception présenté dans cette section est basé sur
5 des estimations de coûts et différera donc du tarif final qui sera facturé à CTBM, lequel sera basé
6 sur les coûts réels. Le coût final tiendra compte, le cas échéant, de la subvention supplémentaire
7 du gouvernement du Québec. Compte tenu du fait que la Régie a approuvé la méthodologie
8 présentée dans le dossier R-4076-2018, les taux finaux basés sur les coûts réels seront soumis
9 pour approbation par la Régie dans la Cause tarifaire 2023-2024, et ce, à condition que
10 l'échéancier soit respecté. Les tableaux présentés dans cette section représentent l'ajout à la
11 marge de l'investissement requis pour faire le bouclage. L'annexe 2 présente les taux du projet à
12 la marge ainsi que les taux auxquels le Producteur sera assujetti, incluant les coûts du projet
13 initial.

14 Bien que la méthode d'établissement du tarif de réception soit conforme aux décisions de la Régie
15 (D-2011-108 et D-2022-123), Énergir constate que le modèle tarifaire actuel n'est pas adapté à
16 la réalité des producteurs de GSR québécois. Énergir amorcera ses réflexions sur une nouvelle
17 approche dans les mois à venir.

18 Par ailleurs, comme il est prévu au contrat, sous réserve de l'approbation par la Régie, Énergir
19 pourrait ajuster le tarif de réception de CTBM afin de tenir compte des revenus de distribution qui
20 pourrait survenir à la suite du projet. Un ajustement pourrait également être fait advenant le
21 raccordement de nouveaux producteurs sur la nouvelle conduite. Les ajustements en question
22 seront faits conformément à la méthode approuvée par la Régie dans la décision D-2019-141.

5.1 TAUX AU POINT DE RÉCEPTION

23 La méthode d'établissement des taux est un calcul financier basé sur le revenu requis au point
24 de réception de CTBM. Les taux applicables à ce point de réception correspondent à la somme
25 des obligations minimales quotidiennes (OMQ) et du taux unitaire d'injection.

**Projet d'investissement visant l'augmentation de capacité
d'injection de GSR à Saint-Pie, R-4236-2023**

1 Les OMQ se déclinent en deux volets : le volet Investissements et le volet Distribution. Afin de
2 récupérer les dépenses d'investissement déboursées par Énergir, le volet Investissements est
3 établi en fonction des coûts d'investissement (coûts de catégorie A) diminués de la contribution
4 reçue. Le montant utilisé pour le calcul du volet Investissements est de 2,4 M\$, soit en présumant
5 que la demande d'aide financière déposée par Énergir au terme du volet 2 du PSPGNR est
6 accueillie par le gouvernement. Advenant un refus, le Producteur a accepté d'assumer l'entièreté
7 des coûts.

**Tableau 3
Coûts utilisés pour le calcul de l'OMQ – volet Investissements**

Activités	Coûts (\$)
Investissement total	4 721 830
(-) Contribution	(2 360 915)
Investissement total après contribution	2 360 915

8 Le volet Distribution, quant à lui, correspond à la portion des coûts de distribution non liée au
9 réseau gazier alloués au client (coûts de catégorie C), établis selon un pourcentage des coûts
10 d'investissement avant contribution. Les coûts d'investissement sont subdivisés entre les coûts
11 du poste d'injection et les coûts de la conduite. Les coûts du volet Distribution associés au poste
12 d'injection représentent 4 % des coûts d'investissement du poste d'injection. Pour ce qui est de
13 la conduite, un taux de 4 % des coûts d'investissement est utilisé, jusqu'à concurrence de 30 %
14 de l'investissement total⁸.

15 Le taux unitaire au volume injecté appliqué par Énergir correspond à la somme des taux de
16 redevance à la Régie et à la Régie du bâtiment du Québec.

17 Comme décrit à la section 2, CTBM injecte déjà du GSR dans le réseau de distribution d'Énergir
18 et devrait compléter les travaux de bouclage et la mise en gaz en décembre 2023, permettant
19 d'augmenter la capacité d'injection. La durée de vie minimale des nouveaux actifs sera de 20 ans.
20 Cette durée sera utilisée pour l'amortissement. Afin de présenter les coûts des volets

⁸ R-4177-2021, D-2022-123, paragr. 561.

**Projet d'investissement visant l'augmentation de capacité
d'injection de GSR à Saint-Pie, R-4236-2023**

- 1 Investissements et Distribution sur une base annuelle, les coûts de ces deux volets, inclus dans
2 les tableaux suivants, considèrent une date de début d'injection au 1^{er} octobre 2023.
- 3 Par ailleurs, comme prévu au contrat de service de réception, advenant le cas où CTBM cessait
4 d'injecter du GSR, le Client devrait payer à Énergir le montant équivalent à la valeur comptable
5 des actifs d'Énergir au moment où les injections de gaz auraient cessé. De plus, dans le cas où
6 la subvention du volet 2 du PSPGNR est octroyée, Énergir devra recevoir le GSR du Producteur
7 dans le réseau pour une période d'au moins dix ans. Si cette condition n'était pas respectée,
8 Énergir pourrait alors devoir rembourser en totalité ou en partie la subvention reçue pour le Projet.
9 Ce montant serait alors réclamé au Producteur si ce défaut était causé par ce dernier.
- 10 Le tableau 4 présente les hypothèses ainsi que les paramètres financiers requis pour calculer le
11 coût de service au point de réception. Les paramètres financiers sont ceux déposés dans le cadre
12 de la Cause tarifaire 2023-2024 (R-4213-2022, B-0223, Énergir-Q, Document 1, p. 23).

**Tableau 4
Hypothèses et paramètres d'analyse financière**

Hypothèses du projet	Valeurs
Volume annuel à 100 % de CU (m ³)	5 709 600
Investissement total en capital (\$)	4 721 830
Investissement total en capital net des subventions (\$)	2 360 915
Coûts de distribution non liés au réseau gazier (\$)	56 662
Paramètres réglementés	Valeurs
Durée d'amortissement des actifs (années)	20
Taux de redevance à la Régie de l'énergie (\$/10 ³ m ³)	1,2581
Taux de redevance à la Régie du bâtiment (\$/10 ³ m ³)	0,524
Taux de la taxe sur les services publics (%)	1,50
Taux d'imposition (%)	26,50
Taux de la dette (%)	4,177
Taux de l'équité (coût pondéré de l'avoir des actionnaires ordinaires et privilégiés) (%)	8,370
Taux moyen pondéré du capital (%)	6,11

**Projet d'investissement visant l'augmentation de capacité
d'injection de GSR à Saint-Pie, R-4236-2023**

- 1 À partir de ces hypothèses, Énergir fixe les taux applicables au point de réception de façon à
2 récupérer, auprès du client, le coût de service de chaque année.
- 3 Le tableau 5 détaille le coût de service pour les années 0 à 5, ainsi que pour l'année 20. Ce
4 tableau a été établi sur la base des paramètres de l'année 2023-2024. Ces paramètres devront
5 être ajustés annuellement pour refléter l'évolution des taux au point de réception.

**Tableau 5
Calcul du coût de service**

Coût de service	An 0	An 1	An 2	An 3	An 4	An 5	An 20
Coûts de distribution non liés au réseau gazier (\$)		(56 662)	(56 662)	(56 662)	(56 662)	(56 662)	(56 662)
Taxe sur les services publics (\$)		(33 643)	(31 872)	(30 102)	(28 331)	(26 560)	0
Redevances (\$)		(6 089)	(7 307)	(7 307)	(7 307)	(7 307)	(7 307)
Amortissement (\$)		(118 046)	(118 046)	(118 046)	(118 046)	(118 046)	(118 046)
Coût d'intérêt (\$)		(51 921)	(49 258)	(46 596)	(43 933)	(41 271)	(1 331)
Impôts (\$)		(48 978)	(23 335)	(24 669)	(25 825)	(26 812)	(27 115)
Coût de l'équité (\$)		(88 627)	(84 082)	(79 537)	(74 992)	(70 447)	(2 272)
Coût de service total (\$)		(403 966)	(370 563)	(362 918)	(355 096)	(347 105)	(212 733)
Base de tarification	An 0	An 1	An 2	An 3	An 4	An 5	An 20
Équité (\$)	(1 086 021)	(1 058 870)	(1 004 569)	(950 268)	(895 967)	(841 666)	(27 151)
Dette (\$)	(1 274 894)	(1 243 022)	(1 179 277)	(1 115 532)	(1 051 788)	(988 043)	(31 872)
Base de tarification moyenne (\$)	(2 360 915)	(2 301 892)	(2 183 846)	(2 065 801)	(1 947 755)	(1 829 709)	(59 023)
Coût et revenu tarifaire	An 0	An 1	An 2	An 3	An 4	An 5	An 20
Coût de service (\$)		403 966	370 563	362 918	355 096	347 105	212 733
Revenu tarifaire (\$)		403 966	370 563	362 918	355 096	347 105	212 733
Volumes injectés prévus ⁹ (m ³)		3 416 667	4 100 000	4 100 000	4 100 000	4 100 000	4 100 000

Note : L'utilisation d'arrondis peut occasionner des écarts au niveau des montants totaux

- 6 Une fois le coût de service établi, les taux des portions fixes du tarif (OMQ) ainsi que le taux
7 variable (taux unitaire au volume injecté) doivent être fixés.
- 8 Comme prévu dans l'établissement des taux du tarif de réception, la portion des coûts liée au
9 taux – Volet Investissements de l'OMQ représente les coûts reliés aux investissements en capital

⁹ L'année 1 débute en décembre

**Projet d'investissement visant l'augmentation de capacité
d'injection de GSR à Saint-Pie, R-4236-2023**

- 1 des actifs de raccordement (coûts de catégorie A) diminués de la contribution reçue, soit 2,4 M\$.
- 2 Cet investissement génère des coûts annuels pour les postes suivants :

**Tableau 6
Calcul du taux de l'obligation minimale quotidienne
Volet Investissements**

Coût de service	An 1	An 2	An 3	An 4	An 5	An 20
Taxe sur les services publics (\$)	(33 643)	(31 872)	(30 102)	(28 331)	(26 560)	0
Amortissement (\$)	(118 046)	(118 046)	(118 046)	(118 046)	(118 046)	(118 046)
Coût d'intérêt (\$)	(51 921)	(49 258)	(46 596)	(43 933)	(41 271)	(1 331)
Impôts (\$)	(48 978)	(23 335)	(24 669)	(25 825)	(26 812)	(27 115)
Coût de l'équité (\$)	(88 627)	(84 082)	(79 537)	(74 992)	(70 447)	(2 272)
Coût de service (portion fixe) (\$)	(341 216)	(306 594)	(298 950)	(291 127)	(283 137)	(148 764)
Revenu tarifaire	An 1	An 2	An 3	An 4	An 5	An 20
Revenu tarifaire (portion fixe) (\$)	341 216	306 594	298 950	291 127	283 137	148 764
Volumes CMC (m ³)	5 709 600	5 694 000	5 694 000	5 694 000	5 709 600	5 694 000
Taux de l'obligation minimale quotidienne - Volet Investissement (¢/m³/jour)	5,976	5,385	5,250	5,113	4,959	2,613

Note : L'utilisation d'arrondis peut occasionner des écarts au niveau des montants totaux

- 3 Le taux de l'OMQ pour le volet Investissements est établi en divisant les coûts par la capacité
- 4 maximale contractuelle (CMC) exprimée annuellement, ce qui résulte en un taux unitaire
- 5 de 5,976 ¢/m³/jour pour la première année et de 2,613 ¢/m³/jour pour la vingtième.
- 6 La portion fixe des coûts associés aux coûts de distribution non liés au réseau gazier représente
- 7 56 662 \$ annuellement. Il en résulte un taux de 0,992 ¢/m³/jour pour la première année, tel que
- 8 présenté au tableau suivant.

**Projet d'investissement visant l'augmentation de capacité
d'injection de GSR à Saint-Pie, R-4236-2023**

**Tableau 7
Calcul du taux de l'obligation minimale quotidienne
Volet Distribution**

Coût de service	An 1	An 2	An 3	An 4	An 5	An 20
Coûts de distribution non liés au réseau gazier (\$)	(56 662)	(56 662)	(56 662)	(56 662)	(56 662)	(56 662)
Coût de service (portion fixe) (\$)	(56 662)	(56 662)	(56 662)	(56 662)	(56 662)	(56 662)
Revenu tarifaire	An 1	An 2	An 3	An 4	An 5	An 20
Revenu tarifaire (portion fixe) (\$)	56 662	56 662	56 662	56 662	56 662	56 662
Volumes CMC (m ³)	5 709 600	5 694 000	5 694 000	5 694 000	5 709 600	5 694 000
Taux de l'obligation minimale quotidienne - Volet Distribution (¢/m³/jour)	0,992	0,995	0,995	0,995	0,992	0,995

Note : L'utilisation d'arrondis peut occasionner des écarts au niveau des montants totaux

- 1 Pour sa part, la partie variable de la tarification au point de réception est constituée des
- 2 redevances volumétriques allouées à ce client. Le taux unitaire au volume injecté appliqué par
- 3 Énergir correspond à 0,178 ¢/m³ (somme des taux de redevances à la Régie de l'énergie et à la
- 4 Régie du bâtiment du Québec).
- 5 La portion variable du coût de service est ensuite calculée en multipliant ce taux par le volume
- 6 injecté par année. Pour l'an 1, en supposant que le volume injecté soit de 3,4 Mm³ selon une
- 7 injection en décembre 2023, ce montant s'élève à 6 089 \$.

**Tableau 8
Calcul du taux unitaire au volume injecté**

Coût de service (en \$)	An 1	An 2	An 3	An 4	An 5	An 20
Redevances (\$)	(6 089)	(7 307)	(7 307)	(7 307)	(7 307)	(7 307)
Coût de service (portion variable) (\$)	(6 089)	(7 307)	(7 307)	(7 307)	(7 307)	(7 307)
Revenu tarifaire	An 1	An 2	An 3	An 4	An 5	An 20
Revenu tarifaire (portion variable) (\$)	6 089	7 307	7 307	7 307	7 307	7 307
Volume (m ³)	3 416 667	4 100 000	4 100 000	4 100 000	4 100 000	4 100 000
Taux unitaire au volume injecté (¢/m³/jour)	0,178	0,178	0,178	0,178	0,178	0,178

Note : L'utilisation d'arrondis peut occasionner des écarts au niveau des montants totaux

- 8 Les taux au point de réception, qui correspondent à la somme des taux de l'OMQ et du taux
- 9 unitaire au volume injecté, pour les 20 années, sont présentés à l'annexe 2. L'annexe 2 présente
- 10 également les taux totaux du projet, soit les taux actuels de CTBM, qui en sera à sa troisième

1 année d'injection, ainsi que les taux du bouclage. Ces taux ont également été calculés selon les
2 paramètres estimés applicables à l'année 1, lesquels devront être mis à jour annuellement en
3 fonction des données de la cause tarifaire en vigueur.

5.2 TAUX AU POINT DE LIVRAISON

4 Dans le cadre du Projet, les volumes seront livrés en territoire. Les frais d'utilisation du réseau de
5 transport d'Énergir existant, exigibles lorsqu'un producteur choisit un point de livraison hors
6 territoire, ne seront donc pas applicables.

7 Les taux unitaires aux volumes livrés en territoire doivent permettre la récupération des coûts
8 supplémentaires de transport sur le réseau TCPL/TQM qui peuvent être encourus dans le cas où
9 les volumes injectés par les nouveaux clients dans le réseau gazier excèdent la capacité de la
10 zone de consommation.

11 Dans le cas où les volumes retirés par les clients dans la zone de consommation pourraient
12 absorber en totalité les volumes injectés et qu'aucun transit par le réseau de transport TCPL/TQM
13 ne serait alors requis, aucuns frais ne seraient applicables pour cette zone de consommation.

14 Énergir évalue les besoins de contracter du transport TCPL/TQM en fonction des volumes totaux
15 injectés dans une zone de consommation donnée et du profil de consommation des clients
16 consommateurs de cette même zone en hiver comme en été.

17 Le projet de CTBM sera raccordé à la zone de consommation définie comme étant « Estrie »,
18 laquelle est reliée au réseau de transport TQM/TCPL par les postes Saint-Anne-de-Sabrevois et
19 Waterloo. Les volumes prévus être injectés par CTBM sont inférieurs aux volumes consommés
20 dans cette zone. Conséquemment, Énergir n'aura pas à contracter de capacité de transport
21 additionnelle pour acheminer le gaz injecté vers d'autres zones de consommation. Le taux
22 unitaire aux volumes livrés en territoire applicable à cette zone de consommation sera donc fixé
23 à 0,0 ¢/m³.

**Tableau 9
Projets injectant dans la zone de consommation « Estrie »**

Projet	Capacité (10 ³ m ³ /jour)
Saint-Hyacinthe	64
Coop Agri-Énergie Warwick	13
CTBM	16
Waga Saint-Étienne-des-Grès	43
Capacité totale des quatre projets	136
Capacité d'absorption de la zone en été ¹⁰	904

1 La capacité d'absorption correspond au volume de consommation quotidien moyen durant
 2 l'année de tous les réseaux de la région de l'Estrie. Chaque tronçon du réseau consomme un
 3 débit variable en fonction des clients qui y sont raccordés. Le réseau de distribution auquel le
 4 projet est raccordé a une capacité estivale inférieure à la production de GSR du site de CTBM.
 5 Ainsi, en combinant plusieurs réseaux, la capacité du tronçon est augmentée et excède le volume
 6 de production de l'usine de CTBM en été. La capacité d'absorption totale de la zone reste pour
 7 sa part équivalente à celle indiquée dans le tableau 9.

¹⁰ R-4213-2021, Énergir-Q, Document 1, annexe 1, p.3.

6 LISTES DES AUTORISATIONS EXIGÉES EN VERTU D'AUTRES LOIS

- 1 • Ministère de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques (certificat
2 d'autorisation en vertu de l'article 22 de la *Loi sur la qualité de l'environnement*¹¹);
- 3 • Municipalité de Saint-Paul-d'Abbostford (demande d'intervention municipale et permis
4 d'abattage d'arbre);
- 5 • Ministère des Transports du Québec (Permis de voirie);
- 6 • Hydro-Québec (Demande de traverse);
- 7 • Canadien Pacifique (Demande de traverse).

¹¹ RLRQ c Q-2.

7 CALENDRIER PROJETÉ

1 Le calendrier des principales activités se retrouve au tableau 10 ci-dessous. La conception de
2 l'ingénierie, les demandes de permis et l'octroi des contrats seront effectués en août 2023 pour
3 une réalisation des travaux qui débiterait au début septembre 2023. L'autorisation de la Régie
4 est demandée d'ici le 10 novembre 2023, soit trois mois après le dépôt du présent document.

**Tableau 1010
Calendrier projeté**

Activités	Début	Fin
Signature du contrat de service DR avec le Producteur		Août 2023
Ingénierie et devis détaillés des travaux	Août 2023	Septembre 2023
Obtention des autorisations et permis de construction	Août 2023	Septembre 2023
Dépôt de la preuve et autorisation de la Régie	Août 2023	Novembre 2023
Réalisation des travaux de raccordement	Septembre 2023	Décembre 2023
Mise en gaz	Décembre 2023	Décembre 2023

7.1 DEMANDE D'AUTORISATION D'UN CFR

5 Comme indiqué précédemment, le Projet est rendu nécessaire par le manque de capacité
6 hydraulique à proximité du Producteur, ce qui a pour conséquence qu'il brûle une portion du GSR
7 produit en dehors de la période de chauffage. Si les travaux devaient débiter au printemps 2024,
8 des volumes importants de GSR devraient encore être éliminés avant la mise en service du
9 Projet. De plus, le fait de retarder le démarrage du projet au printemps 2024 pourrait faire
10 augmenter les coûts de projet, notamment en raison de l'inflation des coûts des matériaux.

11 Pour les raisons énoncées plus haut, Énergir est d'avis que la réalisation du Projet doit démarrer
12 dès septembre 2023. Ceci engendrera certains déboursés qui surviendront avant que la Régie
13 n'ait rendu sa décision finale sur la demande d'investissement du Projet. Par conséquent, Énergir
14 demande à la Régie, conformément à l'article 32 de la Loi, d'autoriser la création d'un CFR hors
15 base, portant intérêt au taux moyen du coût en capital en vigueur, afin d'y comptabiliser les

**Projet d'investissement visant l'augmentation de capacité
d'injection de GSR à Saint-Pie, R-4236-2023**

1 dépenses liées à la réalisation du Projet en date du dépôt de la demande. Comme la Régie le
2 mentionnait dans la décision D-2023-058 relative au projet d'investissement de Boisbriand : « *le*
3 *CFR n'est qu'un outil règlementaire. De l'avis de la Régie, puisque le Projet pour lequel ce CFR*
4 *est créé n'a pas encore fait l'objet d'une autorisation de sa part, le Distributeur doit assumer le*
5 *risque de ne pas récupérer les sommes qui pourraient y être inscrites* »¹².

6 Tout comme pour le Projet d'implantation des solutions d'approvisionnement Ariba
7 (R-4223-2023) pour lequel la Régie avait autorisé la création d'un CFR en date du dépôt de la
8 demande d'investissement¹³, Énergir est pleinement consciente que le CFR constitue un outil
9 règlementaire temporaire permettant la comptabilisation de sommes versées, sous réserve de
10 l'approbation subséquente par la Régie de l'investissement pour la réalisation du Projet auquel
11 ces sommes sont liées. Énergir rappelle, comme indiqué précédemment, que tous les coûts du
12 Projet seront assumés par CTBM. Enfin, le protocole d'entente prévoit qu'en cas de refus de la
13 présente demande par la Régie, Énergir pourra alors résilier l'entente et facturer à CTBM les
14 coûts réels engagés par Énergir jusqu'à la date de résiliation.

¹² Dossier R-4228-2023, Décision D-2023-058, paragraphe 43.

¹³ Dossier R-4223-2023, Décision D-2023-069, paragraphe 66.

8 IMPACT SUR LA QUALITÉ DE PRESTATION DU SERVICE DE DISTRIBUTION DE GAZ NATUREL

- 1 Comme mentionné précédemment, la réalisation du Projet permettra l'injection en totalité de la
- 2 production de GSR de CTBM, plutôt qu'une partie de sa production de GSR ne soit brûlée,
- 3 comme c'est actuellement le cas.

- 4 Le Projet permettra le bouclage des réseaux de Saint-Pie, Saint-Paul-d'Abbotsford et Granby afin
- 5 d'augmenter la capacité d'injection de GSR dans le réseau de distribution.

CONCLUSION

1 Énergir demande à la Régie d' :

- 2 ➤ Autoriser le Projet d'ici le 10 novembre 2023;
- 3 ➤ Autoriser la création d'un compte de frais reportés hors base, portant intérêt, dans
- 4 lequel seront cumulés les coûts reliés à la réalisation du Projet en date du dépôt de
- 5 la demande; et
- Interdire la divulgation, la publication et la diffusion des informations contenues à la section 3 et à l'annexe 1 du présent document, ainsi qu'à la page 2 et à l'annexe A de la pièce Énergir-1, Document 2.

**Projet d'investissement visant l'augmentation de capacité
d'injection de GSR à Saint-Pie, R-4236-2023**

**ANNEXE 1 : PLAGES D'INCERTITUDE
RELIÉES À CHACUNE DES ACTIVITÉS DU PROJET**

Activités	Variation baisse (%)	Coûts (000\$)	Variation hausse (%)
Main-d'œuvre interne	-10	404	20
Services entrepreneurs	-10	2 785	10
Matériaux	-10	425	11
Terrains/Servitudes	-10	75	10
Services professionnels	-10	267	13
Contingence		491	
Sous-Total		4 446	
Frais généraux		276	
Total global		4 722	

Note : L'utilisation d'arrondis peut occasionner des écarts au niveau des montants totaux

ANNEXE 2 : TAUX AU POINT DE RÉCEPTION POUR LES ANNÉES 1 À 20

Taux bouclage uniquement

Tarif de réception		An 1	An 2	An 3	An 4	An 5	An 6	An 7	An 8	An 9	An 10
Taux de l'obligation minimale quotidienne - Volet Investissements	¢/m ³ /jour	5,976	5,385	5,250	5,113	4,959	4,829	4,684	4,536	4,373	4,233
Taux de l'obligation minimale quotidienne - Volet Distribution	¢/m ³ /jour	0,992	0,995	0,995	0,995	0,992	0,995	0,995	0,995	0,992	0,995
Total – Portion fixe		6,969	6,380	6,245	6,108	5,951	5,825	5,679	5,531	5,366	5,228
Taux unitaire au volume injecté	¢/m ³	0,178	0,178	0,178	0,178	0,178	0,178	0,178	0,178	0,178	0,178

Tarif de réception		An 11	An 12	An 13	An 14	An 15	An 16	An 17	An 18	An 19	An 20
Taux de l'obligation minimale quotidienne - Volet Investissement	¢/m ³ /jour	4,078	3,921	3,753	3,603	3,441	3,278	3,105	2,948	2,781	2,613
Taux de l'obligation minimale quotidienne - Volet Distribution	¢/m ³ /jour	0,995	0,995	0,992	0,995	0,995	0,995	0,992	0,995	0,995	0,995
Total – Portion fixe		5,073	4,916	4,745	4,598	4,436	4,273	4,098	3,943	3,776	3,608
Taux unitaire au volume injecté	¢/m ³	0,178	0,178	0,178	0,178	0,178	0,178	0,178	0,178	0,178	0,178

Taux pour l'ensemble du projet

Tarif de réception		An 1	An 2	An 3	An 4	An 5	An 6	An 7	An 8	An 9	An 10
Taux de l'obligation minimale quotidienne - Volet Investissements	¢/m ³ /jour	7,006	6,387	6,223	6,060	5,878	5,719	5,541	5,366	5,173	5,002
Taux de l'obligation minimale quotidienne - Volet Distribution	¢/m ³ /jour	3,653	3,656	3,649	3,656	3,653	3,656	3,649	3,656	3,653	3,656
Total – Portion fixe		10,659	10,043	9,872	9,716	9,531	9,375	9,190	9,022	8,826	8,658
Taux unitaire au volume injecté	¢/m ³	0,178	0,178	0,178	0,178	0,178	0,178	0,178	0,178	0,178	0,178

Tarif de réception		An 11	An 12	An 13	An 14	An 15	An 16	An 17	An 18	An 19	An 20
Taux de l'obligation minimale quotidienne - Volet Investissement	¢/m ³ /jour	4,814	4,628	4,428	4,246	4,050	3,856	3,651	3,460	2,781	2,613
Taux de l'obligation minimale quotidienne - Volet Distribution	¢/m ³ /jour	3,649	3,656	3,653	3,656	3,649	3,656	3,653	3,656	0,995	0,995
Total – Portion fixe		8,463	8,284	8,081	7,902	7,699	7,513	7,304	7,116	3,776	3,608
Taux unitaire au volume injecté	¢/m ³	0,178	0,178	0,178	0,178	0,178	0,178	0,178	0,178	0,178	0,178

Note 1 : L'utilisation d'arrondis peut occasionner des écarts au niveau des montants totaux.

Note 2 : Les tableaux ci-dessus ne tiennent pas compte d'une éventuelle subvention supplémentaire du gouvernement du Québec.