

**PROJET D'INVESTISSEMENT À SAINT-PIE
AUX FINS D'INJECTION DU CENTRE DE
TRAITEMENT DE LA BIOMASSE DE LA
MONTÉRÉGIE**

TABLE DES MATIÈRES

| | |
|--|-----------|
| INTRODUCTION | 3 |
| 1 OBJECTIFS VISÉS PAR LE PROJET | 5 |
| 2 DESCRIPTION DU PROJET | 6 |
| 2.1 Contribution gouvernementale | 11 |
| 2.2 Principales normes techniques | 11 |
| 2.3 ÉTUDE DE CARACTÉRISATION DES SOLS | 12 |
| 2.4 AUTRES SOLUTIONS ENVISAGÉES | 13 |
| 3 COÛTS ASSOCIÉS AU PROJET | 14 |
| 4 ANALYSE FINANCIÈRE ET IMPACT SUR LES TARIFS | 15 |
| 5 CALCUL DES TAUX APPLICABLES DU TARIF DE RÉCEPTION | 16 |
| 5.1 Taux au point de réception..... | 16 |
| 5.2 Taux au point de livraison | 22 |
| 6 LISTES DES AUTORISATIONS EXIGÉES EN VERTU D'AUTRES LOIS | 23 |
| 7 CALENDRIER PROJETÉ | 24 |
| 8 IMPACT SUR LA QUALITÉ DE PRESTATION DU SERVICE DE DISTRIBUTION DE GAZ NATUREL | 25 |
| CONCLUSION | 26 |
| 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 Énergir, s.e.c. (Énergir) souhaite réaliser un projet d'investissement à des fins d'injection du gaz
2 naturel renouvelable (GNR) visant à raccorder à son réseau l'usine de biométhanisation (l'Usine)
3 du Centre de traitement de la biomasse de la Montérégie (CBTM ou le Producteur,) situé au 1265,
4 Grand rang Saint-François à Saint-Pie (le Projet).

5 CBTM est une compagnie spécialisée dans le traitement des résidus organiques provenant de
6 l'industrie agroalimentaire. L'Usine aura un potentiel de production à pleine capacité d'environ
7 4,1 millions de m³ (Mm³) de GNR par année, le tout pour injection dans le réseau d'Énergir. La
8 production maximale journalière est estimée à 15 600 m³, soit un débit horaire maximal de
9 650 m³/h. Une entente d'une durée de 20 ans a été signée entre Énergir et le CBTM. Le contrat
10 de service D_R est déposé à la pièce Énergir-1, Document 2.

11 Le coût total des investissements est évalué à 4,9 M\$, dont 3,4 M\$ sont assumés par le
12 gouvernement du Québec. Le projet bénéficie d'une contribution financière externe du
13 gouvernement du Québec par l'entremise du ministre de l'Énergie et des Ressources naturelles
14 (le MERN). La convention d'octroi de la subvention de 3,4 M\$ par le MERN est déposée à la
15 pièce Énergir-1, Document 3. Pour le développement de la filière du GNR au Québec, le
16 gouvernement a annoncé, à l'été 2020, son soutien à la réalisation de huit projets¹, incluant ce
17 projet. Énergir a par ailleurs fait une demande de subvention additionnelle au gouvernement d'un
18 montant de 0,98 M\$. Cette demande additionnelle a récemment fait l'objet d'une recommandation
19 positive par le MERN mais demeure à être approuvée par le Conseil des ministres. La Régie en
20 sera informée le cas échéant.

21 La présente demande vise à obtenir l'autorisation de la Régie de l'énergie (Régie), conformément
22 à l'article 73 de la *Loi sur la Régie de l'énergie*, pour la construction d'actifs destinés au transport
23 ou à la distribution du gaz naturel. En vertu de l'article 1, al. 1, par. 1 du *Règlement sur les*
24 *conditions et les cas requérant une autorisation de la Régie de l'énergie* (le Règlement), une
25 autorisation de la Régie est requise pour acquérir, construire ou disposer des immeubles ou actifs

¹ <https://mern.gouv.qc.ca/gouvernement-quebec-attribue-70-m-soutenir-gaz-naturel-renouvelable-2020-07-07/>

**Projet d'investissement à Saint-Pie aux fins d'injection du Centre
de traitement de la biomasse de la Montérégie, R-4166-2021**

1 destinés à la distribution de gaz naturel dans le cadre d'un projet dont le coût est de 4,0 M\$ ou
2 plus.

3 De plus, le présent document intègre une section sur le calcul du tarif de réception basé sur les
4 estimations de coûts afin d'expliquer comment ceux-ci seront récupérés. Une fois les coûts finaux
5 connus, le tarif de réception final sera présenté à la Régie au moment opportun. La facturation
6 de ce tarif de réception permettra de récupérer la portion non subventionnée des coûts
7 d'investissement et pourrait donc inclure, le cas échéant, la subvention additionnelle du
8 gouvernement de 0,98 M\$.

1 OBJECTIFS DU PROJET

1 Le projet comporte les objectifs suivants :

- 2 • Permettre au CBTM de valoriser ses matières résiduelles en proposant une solution pour
3 acheminer du GNR produit jusqu'aux consommateurs finaux;
- 4 • Favoriser l'atteinte des objectifs de la politique énergétique du Québec, soit d'augmenter
5 de 50% la production de bioénergie;
- 6 • Favoriser l'atteinte des cibles réglementaires de livraison de GNR par les distributeurs
7 gaziers;
- 8 • Favoriser une source d'approvisionnement locale d'énergie renouvelable et contribuer au
9 développement de la filière du GNR au Québec.

2 DESCRIPTION DU PROJET

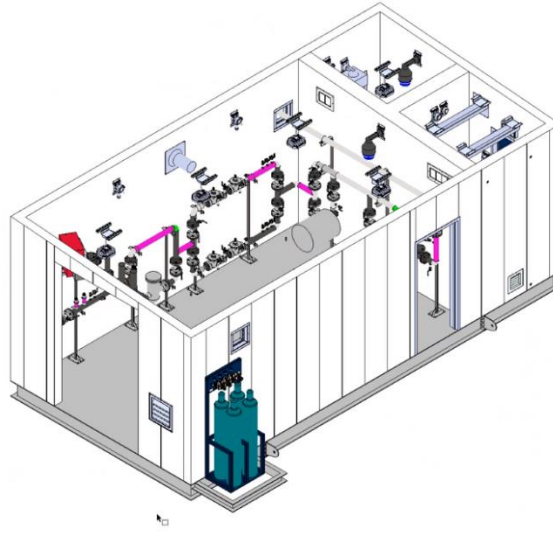
1 Le Projet consiste à investir pour la construction et la mise en opération des « actifs de
2 raccordement » qui englobent le poste de réception et une conduite de raccordement d'une
3 longueur de 6,9 km de ce poste au réseau existant d'Énergir. Il n'y aura pas d'autre ajout au
4 réseau existant. CTBM sera, quant à lui, responsable de la production du biogaz et du nettoyage
5 pour en faire du GNR.

6 Le poste de réception recevra le GNR produit par l'usine de biométhanisation du CBTM qui a une
7 capacité de production annuelle maximale de 5,7 Mm³. Le CBTM étant un centre de valorisation
8 des déchets organiques, l'Usine utilisera de la biomasse résiduelle provenant de l'industrie
9 agroalimentaire comme intrant. L'Usine captera le biogaz produit sur le site et le nettoiera pour
10 en faire du GNR. En parallèle à la production de GNR, le site de Saint-Pie fabrique des fertilisants
11 biologiques destinés aux agriculteurs. La date de mise en gaz est prévue en novembre 2021.

12 L'usine de biométhanisation est déjà construite sur le site du Producteur, pour une utilisation
13 partielle du biogaz brut. La construction des actifs de raffinage devrait débuter à l'été 2021 et il
14 est prévu que les premiers volumes de GNR soient injectés en novembre 2021. La durée de vie
15 prévue des installations est minimalement de 20 ans.

16 Pour le poste d'injection, un appel d'offres a été réalisé en 2019 avec l'objectif d'obtenir des
17 propositions pour la préfabrication du poste d'injection. Le poste d'injection résultant de cet
18 exercice est présenté à la figure 1.

Figure 1
Modèle du poste d'injection du projet biométhane Saint-Pie



- 1 La solution retenue est la construction d'un poste d'injection de biométhane qui occupera une
2 superficie d'environ 12 mètres par 25 mètres sur le site du CTBM à Saint-Pie.
- 3 Le projet de poste d'injection comprend :
- 4 - un poste de vanne (vanne d'entrée/sortie) clôturé d'environ 3 mètres par 4 mètres;
 - 5 - un poste d'injection dans un bâtiment de 4,3 mètres par 8,4 mètres qui inclut la filtration,
6 la régulation, la stabilisation, le mesurage, l'odorisation, le contrôle de qualité du
7 biométhane ainsi que la surveillance et le contrôle du poste;
 - 8 - une conduite de service qui constitue les lignes d'entrée et de sortie du gaz entre le poste
9 d'injection et le poste de vannes et la ligne de retour/recyclage vers l'usine du producteur
10 en cas de refus du gaz; et
 - 11 - une conduite en plastique (Polyéthylène) de 168,3 mm de diamètre et d'environ
12 6 890 mètres de longueur pour raccorder le poste au réseau de plastique existant
13 de 114,3 mm de classe 400 kPa. (Figure 2).

Figure 2
Tracé indiquant la conduite de raccordement du poste d'injection

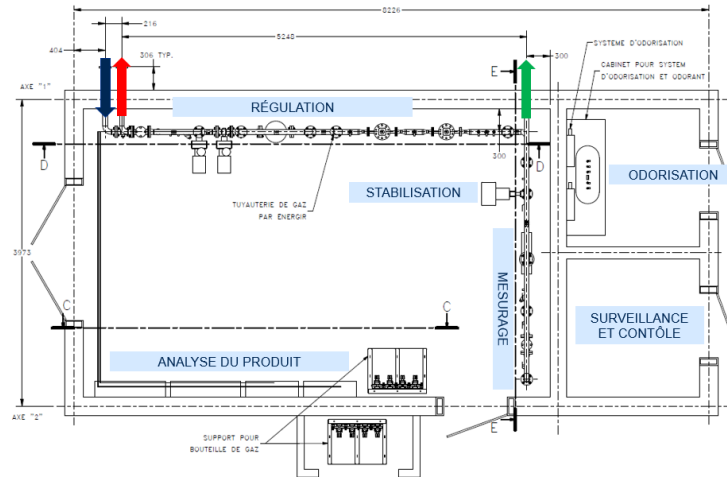


- 1 Les principaux équipements composant le poste d'injection (figure 3) et leur fonction sont :
- 2 - Les équipements d'analyse de la qualité du gaz incluant :
- 3 ○ un chromatographe permettant de valider le pouvoir calorifique du gaz avant son
- 4 injection dans le réseau d'Énergir; et
- 5 ○ des analyseurs de Sulfure d'hydrogène (H₂S), d'oxygène (O₂), d'humidité (H₂O),
- 6 de soufre (S) et de densité.
- 7 Ces équipements permettent de connaître la teneur des principaux composants du GNR
- 8 pour déterminer la qualité et la recevabilité du gaz;
- 9 - Le poste de régulation / mesurage, soit les régulateurs permettant de maintenir constante
- 10 la pression de sortie du poste et le mesurage permettant de mesurer le volume du gaz
- 11 provenant du CTBM qui est injecté dans le réseau;
- 12 - Le système d'odorisation, permettant de doser le volume d'odorant requis afin d'odoriser
- 13 le GNR avant de l'injecter dans le réseau gazier selon les exigences de la
- 14 norme CSA Z662;

**Projet d'investissement à Saint-Pie aux fins d'injection du Centre
de traitement de la biomasse de la Montérégie, R-4166-2021**

- 1 - Le système d'automatisation et l'instrumentation, permettant la communication des
- 2 données en provenance des équipements déjà décrits vers le Centre de Contrôle du
- 3 Réseau d'Énergir afin de contrôler à distance l'entrée ou le refus du GNR (si qualité non
- 4 conforme avec la spécification GNR.01.01 « Procédure d'assurance de qualité pour
- 5 injection du gaz naturel renouvelable dans le réseau d'Énergir »);
- 6 - Le bâtiment et les aménagements du terrain;
- 7 - Les équipements de sécurité.

**Figure 3
Vue en plan du poste type d'injection**



- 8 La figure ci-dessous présente la chaîne de valorisation des déchets, de la production jusqu'à
- 9 l'injection du GNR, tout en distinguant les actifs selon qu'ils appartiennent à Énergir (en bleu) ou
- 10 au CBTM (en vert). Les détails de l'ensemble de la chaîne seront exposés dans les paragraphes
- 11 suivants.

**Projet d'investissement à Saint-Pie aux fins d'injection du Centre
de traitement de la biomasse de la Montérégie, R-4166-2021**

Figure 4
Schéma de la chaîne de valorisation du GNR
produit par CBTM et distribué par Énergir



Activités à la charge du CBTM

- 1 Le captage et nettoyage du biogaz produit sur le site seront à la charge du CBTM. Une fois que
- 2 le gaz sera traité et aura atteint la qualité nécessaire à l'injection dans le réseau d'Énergir, il sera
- 3 envoyé dans le poste d'injection modulaire.
- 4 Dans le cas où le gaz naturel reçu au point de réception d'Énergir ne serait pas conforme, celui-
- 5 ci serait réacheminé vers l'usine de traitement du producteur.
- 6 De ce fait le producteur est responsable d'installer et de raccorder son usine à l'entrée du poste
- 7 de réception ainsi que la conduite de retour/recyclage à la sortie du poste de réception vers
- 8 l'usine.

Activités à la charge d'Énergir

- 9 À partir du point de réception (tel qu'illustré dans la figure plus haut), Énergir s'assurera que le
- 10 GNR reçu dispose des mêmes propriétés que le gaz naturel circulant dans le réseau de
- 11 distribution pour ensuite l'injecter dans la conduite principale.
- 12 Pour ce faire, un poste de réception sera construit sur le terrain du producteur et raccordé au
- 13 réseau de distribution d'Énergir. Le poste de réception sera composé d'équipements permettant
- 14 la régulation, le mesurage, l'odorisation et le contrôle de qualité du GNR reçu. L'aménagement

**Projet d'investissement à Saint-Pie aux fins d'injection du Centre
de traitement de la biomasse de la Montérégie, R-4166-2021**

1 du terrain où le poste de réception sera installé et la construction de la conduite de raccordement
2 pour relier ce poste au réseau de distribution existant seront également à la charge d'Énergir.

2.1 CONTRIBUTION GOUVERNEMENTALE

3 Le projet bénéficie d'une contribution financière externe d'un montant de 3,4 M\$ garanti par le
4 gouvernement du Québec. Comme indiqué précédemment, Énergir a fait une demande de
5 subvention additionnelle au gouvernement d'un montant de 0,98 M\$.

6 Le gouvernement du Québec, par le décret 298-2020 du 25 mars 2020, a autorisé le MERN à
7 verser à Énergir, pour ses exercices financiers 2019-2020, une aide financière maximale de
8 30 M\$ pour la réalisation de huit projets. De cette aide financière, 3,4 M\$ sont prévus pour la
9 réalisation du Projet. Le décret est déposé à la pièce Énergir-1, Document 3.

10 En parallèle de la publication de ce décret, une convention d'octroi d'une subvention a été
11 convenue entre Énergir et le gouvernement du Québec, représenté par le MERN. Cette
12 convention précise les modalités de versement de la contribution, notamment le versement à
13 Énergir d'une contribution maximale de 3,4 M\$ des coûts totaux du Projet. Cette entente est
14 déposée à la pièce Énergir-1, Document 4.

15 Il est à noter que la contribution du gouvernement a été convenue à la suite de l'estimation des
16 coûts de classe 5 effectuée en février 2020.

2.2 PRINCIPALES NORMES TECHNIQUES

17 La norme BNQ 3672-100/2012 est utilisée pour contrôler la conformité du gaz injecté.

18 La construction de la conduite de raccordement sera réalisée conformément aux exigences de la
19 dernière édition applicable au Québec de la norme CSA Z662, ainsi qu'au chapitre II du *Code de*
20 *construction*.

21 De plus, le Projet sera réalisé conformément aux spécifications techniques d'Énergir afin de se
22 conformer aux exigences des différents codes et règlements applicables, notamment :

- 23 • ACNOR/CSA : B149.1-F10 *Code d'installation du gaz naturel et du propane*;

**Projet d'investissement à Saint-Pie aux fins d'injection du Centre
de traitement de la biomasse de la Montérégie, R-4166-2021**

- 1 • CSA B149.6-11 : *Code pour le gaz de digesteur, gaz d'enfouissement et la production de*
2 *biogaz et de l'utilisation;*
- 3 • CSA B51 : *Code sur les chaudières, les appareils et les tuyauteries sous pression;*
- 4 • CAN/CSA-C22.1-09 : *Code canadien de l'électricité;*
- 5 • *Le Code national du bâtiment – Canada 2010 (CNB);*
- 6 • *Les normes de la Commission de la santé et de la sécurité au travail (CSST);*
- 7 • *Le Règlement sur les certificats de qualification et sur l'apprentissage en matière de gaz,*
8 *de machines fixes et d'appareils sous pression (R.L.R.Q., c. F-5, r. 2) et le Code de*
9 *construction (R.L.R.Q., c. B-1.1, r. 2), qui intègrent les exigences des codes applicables*
10 *de l'Association canadienne de normalisation (ACNOR).*
- 11 Les données techniques de la conduite sont 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 | 6,9 km |
| Matériaux | Polyéthylène |
| Pression maximale d'opération | 400 kPa |

2.3 ÉTUDE DE CARACTÉRISATION DES SOLS

- 12 Afin de confirmer les méthodes de construction, une campagne géotechnique comprenant des
13 puits d'exploration et des sondages géotechniques a été élaborée le long du tracé où la conduite
14 sera installée.
- 15 Dans le but de réduire au maximum l'impact environnemental, toutes les traverses de cours d'eau
16 sont prévues par la méthode de forage. Ainsi, des sondages géotechniques ont été effectués au

- 1 droit de chaque cours d'eau pour connaître la nature du sol et la présence de roc. Les longueurs
2 de traversée varient entre 30 m et 200 m.
- 3 De ce fait, les travaux sur le terrain ont consisté en la réalisation de 8 puits d'exploration et
4 de 22 forages géotechniques.
- 5 Les résultats obtenus présentent un sol naturel composé principalement d'argile, de sable et de
6 gravier reposant sur du roc à plusieurs endroits. La campagne géotechnique a notamment permis
7 d'identifier les secteurs où l'excavation de roc est à prévoir sur une distance d'environ 1 km sur
8 le Grand Rang Saint-François.

2.4 AUTRES SOLUTIONS ENVISAGÉES

- 9 Aucune autre solution n'a été envisagée pour le Projet.

3 COÛTS ASSOCIÉS AU PROJET

1 Le coût total des investissements du Projet, est de 4,9 M\$. La portion d'investissement totale qui
2 sera assumée par Énergir s'élève à 1,5 M\$. Comme indiqué précédemment, Énergir a fait une
3 demande de subvention additionnelle au gouvernement d'un montant de 0,98 M\$. Le tableau des
4 coûts ci-dessous n'en tient pas compte. La portion assumée par Énergir serait réduite du montant
5 de la subvention additionnelle, le cas échéant.

6 La répartition des coûts selon la nature des travaux est présentée au tableau 2. Les coûts du
7 projet ont été évalués selon une estimation de classe 3 avec une précision de $\pm 15\%$. La
8 contingence du Projet a été établie à partir des résultats des simulations Monte-Carlo.

Tableau 2

Le tableau 2 est déposé sous pli confidentiel.

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

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 d'un projet
- 2 d'injection puisque l'ensemble des coûts est couvert par le tarif de réception facturé au client
- 3 injecteur. Contrairement aux tarifs de distribution, un tarif de réception unique par projet est
- 4 calculé afin de permettre à Énergir de recouvrer l'ensemble des coûts associés au projet.

5 CALCUL DES TAUX APPLICABLES DU TARIF DE RÉCEPTION

1 Étant un client qui désire injecter du gaz naturel dans le réseau de distribution, le CTBM sera
2 assujéti au tarif de réception. Les taux applicables au point de réception ainsi que le taux
3 applicable au point de livraison ont été établis.

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 facturé au client basé sur les coûts réels.
6 Le coût final tiendra compte, le cas échéant, de la subvention supplémentaire de 0,98 M\$ du
7 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 2022-2023, et ce à condition que
10 l'échéancier soit respecté.

5.1 TAUX AU POINT DE RÉCEPTION

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

14 Les OMQ se déclinent en deux volets : le volet Investissements et le volet Distribution. Afin de
15 récupérer les dépenses d'investissement déboursées par Énergir, le volet Investissements est
16 établi en fonction des coûts d'investissement (coûts de catégorie A) diminués de la contribution
17 reçue. Le montant utilisé pour le calcul du volet Investissements est de 1 461 799 \$.

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

| Activités | Coûts (\$) |
|--|------------------|
| Investissement total | 4 861 799 |
| (-) Contribution | -3 400 000 |
| Investissement total après contribution | 1 461 799 |

**Projet d'investissement à Saint-Pie aux fins d'injection du Centre
de traitement de la biomasse de la Montérégie, R-4166-2021**

- 1 Le volet Distribution, quant à lui, correspond à la portion des coûts de distribution non liés au
2 réseau gazier alloués au client (coûts de catégorie C), établis selon le ratio de 4 % des
3 investissements avant contribution.
- 4 Le taux unitaire au volume injecté appliqué par Énergir correspond à la somme des taux de
5 redevance à la Régie de l'énergie et à la Régie du bâtiment du Québec.
- 6 Comme décrit à la section 2, la production du GNR par l'Usine de CTBM devrait débuter en
7 novembre 2021 et se poursuivre sur une durée minimale correspondant à la durée de l'entente
8 signée, soit 20 ans. Cette durée sera utilisée pour l'amortissement des actifs.
- 9 Par ailleurs, comme prévu dans la même entente, advenant le cas où CTBM cesserait d'injecter
10 du gaz avant la fin prévue du contrat, le Client devra payer à Énergir le montant équivalent à la
11 valeur comptable des Actifs d'Énergir au moment où les injections de gaz auraient cessé. De
12 plus, selon la Convention signée avec le Ministre, le Producteur devra injecter du GNR dans le
13 réseau pour une période d'au moins cinq ans. Si cette condition n'est pas respectée, Énergir
14 serait en devoir de rembourser en partie la subvention reçue pour le Projet. Ce montant serait
15 alors réclamé au Producteur, comme convenu au contrat de service D_R, déposé à la pièce
16 Énergir-1, Document 2.
- 17 Le tableau 4 présente les hypothèses ainsi que les paramètres financiers requis pour calculer le
18 coût de service au point de réception. Les paramètres financiers sont ceux déposés dans le cadre
19 de la Cause tarifaire 2020-2021 (R-4119-2020, B-0137, Énergir-Q, Document 1, p.17).

**Projet d'investissement à Saint-Pie aux fins d'injection du Centre
de traitement de la biomasse de la Montérégie, R-4166-2021**

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

| Hypothèses du projet | Valeurs |
|---|----------------|
| Volume annuel à 100% de CU (m ³) | 5 694 000 |
| Investissement total en capital (\$) | 4 861 799 |
| Investissement total en capital net des subventions (\$) | 1 461 799 |
| Coûts de distribution non liés au réseau gazier (\$) | 194 472 |
| Paramètres réglementés | Valeurs |
| Durée d'amortissement des actifs (années) | 20 |
| Taux de redevance à la Régie de l'énergie (\$/10 ³ m ³) | 0,564 |
| Taux de redevance à la Régie du bâtiment (\$/10 ³ m ³) | 0,488 |
| Taux de la taxe sur les services publics | 1,50 % |
| Taux d'imposition | 26,50 % |
| Taux de la dette | 4,64 % |
| Taux de l'équité (coût pondéré de l'avoir des actionnaires ordinaires et privilégiés) | 8,32 % |
| Taux moyen pondéré du capital | 6,33 % |

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

**Projet d'investissement à Saint-Pie aux fins d'injection du Centre
de traitement de la biomasse de la Montérégie, R-4166-2021**

**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 (\$) | | (194 472) | (194 472) | (194 472) | (194 472) | (194 472) | (194 472) |
| Taxe sur les services publics (\$) | | (20 831) | (19 734) | (18 638) | (17 542) | (16 445) | (0) |
| Redevances (\$) | | (1 666) | (2 209) | (2 209) | (2 209) | (2 209) | (4 313) |
| Amortissement (\$) | | (73 090) | (73 090) | (73 090) | (73 090) | (73 090) | (73 090) |
| Coût d'intérêt (\$) | | (35 688) | (33 858) | (32 028) | (30 198) | (28 367) | (915) |
| Impôts (\$) | | (30 198) | (14 327) | (15 160) | (15 882) | (16 500) | (16 785) |
| Coût de l'équité (\$) | | (54 521) | (51 725) | (48 929) | (46 133) | (43 337) | (1 398) |
| Coût de service total (\$) | | (410 466) | (389 416) | (384 526) | (379 525) | (374 421) | (290 973) |
| Base de tarification | An 0 | An 1 | An 2 | An 3 | An 4 | An 5 | An 20 |
| Équité (\$) | (672 428) | (655 617) | (621 995) | (588 374) | (554 753) | (521 131) | (16 811) |
| Dette (\$) | (789 371) | (769 637) | (730 169) | (690 700) | (651 231) | (611 763) | (19 734) |
| Base de tarification moyenne (\$) | (1 461 799) | (1 425 254) | (1 352 164) | (1 279 074) | (1 205 984) | (1 132 894) | (36 545) |
| Coût et revenu tarifaire | An 0 | An 1 | An 2 | An 3 | An 4 | An 5 | An 20 |
| Coût de service (\$) | | 410 466 | 389 416 | 384 526 | 379 525 | 374 421 | 290 973 |
| Revenu tarifaire (\$) | | 410 466 | 389 416 | 384 526 | 379 525 | 374 421 | 290 973 |
| Volumes injectés (m ³) | | 1 584 000 | 2 100 000 | 2 100 000 | 2 100 000 | 2 100 000 | 4 100 000 |
| Tarif de réception (total) (¢/m³) | | 7,285 | 6,905 | 6,820 | 6,732 | 6,642 | 5,140 |

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

- 1 Une fois le coût de service établi, les taux des portions fixes du tarif (obligation minimale
- 2 quotidienne (OMQ) ainsi que le taux variable (taux unitaire au volume injecté) doivent être fixés.
- 3 Comme prévu dans l'établissement des taux du tarif de réception, la portion des coûts liée au
- 4 taux – Volet Investissements de l'OMQ représente les coûts reliés aux investissements en capital
- 5 des actifs de raccordement (coûts de catégorie A) diminués de la contribution reçue,
- 6 soit 1 461 799 \$. Cet investissement génère des coûts annuels pour les postes suivants :

**Projet d'investissement à Saint-Pie aux fins d'injection du Centre
de traitement de la biomasse de la Montérégie, R-4166-2021**

**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 (\$) | (20 831) | (19 734) | (18 638) | (17 542) | (16 445) | (0) |
| Amortissement (\$) | (73 090) | (73 090) | (73 090) | (73 090) | (73 090) | (73 090) |
| Coût d'intérêt (\$) | (35 688) | (33 858) | (32 028) | (30 198) | (28 367) | (915) |
| Impôts (\$) | (30 198) | (14 327) | (15 160) | (15 882) | (16 500) | (16 785) |
| Coût de l'équité (\$) | (54 521) | (51 725) | (48 929) | (46 133) | (43 337) | (1 398) |
| Coût de service (portion fixe) (\$) | (214 328) | (192 735) | (187 845) | (182 844) | (177 740) | (92 188) |
| Revenu tarifaire | An 1 | An 2 | An 3 | An 4 | An 5 | An 20 |
| Revenu tarifaire (portion fixe) (\$) | 214 328 | 192 735 | 187 845 | 182 844 | 177 740 | 92 188 |
| Volumes CMC (m ³) | 5 694 000 | 5 694 000 | 5 694 000 | 5 694 000 | 5 694 000 | 5 694 000 |
| Taux de l'obligation minimale quotidienne - Volet Investissement (¢/m³/jour) | 3,764 | 3,385 | 3,299 | 3,211 | 3,122 | 1,619 |

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

- 1 Le taux de l'OMQ pour le volet Investissements est établi en divisant les coûts par la capacité
- 2 maximale contractuelle (CMC) exprimée annuellement, ce qui résulte en un taux unitaire de
- 3 3,764 ¢/m³/jour pour la première année et de 1,619 ¢/m³/jour pour la vingtième.
- 4 La portion fixe des coûts associée aux coûts de distribution non liés au réseau gazier est estimée
- 5 à 4 % des coûts d'investissement avant subvention (estimés à 4 861 799 \$) et représente
- 6 194 472 \$ annuellement. Il en résulte un taux de 0,693 ¢/m³/jour, tel que présenté au tableau
- 7 suivant.

**Projet d'investissement à Saint-Pie aux fins d'injection du Centre
de traitement de la biomasse de la Montérégie, R-4166-2021**

**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 (\$) | (194 472) | (194 472) | (194 472) | (194 472) | (194 472) | (194 472) |
| Coût de service (portion fixe) (\$) | (194 472) | (194 472) | (194 472) | (194 472) | (194 472) | (194 472) |
| Revenu tarifaire | An 1 | An 2 | An 3 | An 4 | An 5 | An 20 |
| Revenu tarifaire (portion fixe) (\$) | 194 472 | 194 472 | 194 472 | 194 472 | 194 472 | 194 472 |
| Volumes CMC (m ³) | 5 694 000 | 5 694 000 | 5 694 000 | 5 694 000 | 5 694 000 | 5 694 000 |
| Taux de l'obligation minimale quotidienne - Volet Distribution (¢/m³/jour) | 3,415 | 3,415 | 3,415 | 3,415 | 3,415 | 3,415 |

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 0,105 ¢/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 des coûts 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 1,6 Mm³, ce montant
- 7 s'élève à 1 666 \$.

**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 (\$) | (1 666) | (2 209) | (2 209) | (2 209) | (2 209) | (4 313) |
| Coût de service (portion variable) (\$) | (1 666) | (2 209) | (2 209) | (2 209) | (2 209) | (4 313) |
| Revenu tarifaire | An 1 | An 2 | An 3 | An 4 | An 5 | An 20 |
| Revenu tarifaire (portion variable) (\$) | 1 666 | 2 209 | 2 209 | 2 209 | 2 209 | 4 313 |
| Volume (m ³) | 1 584 000 | 2 100 000 | 2 100 000 | 2 100 000 | 2 100 000 | 4 100 000 |
| Taux unitaire au volume injecté (¢/m³/jour) | 0,105 | 0,105 | 0,105 | 0,105 | 0,105 | 0,105 |

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

**Projet d'investissement à Saint-Pie aux fins d'injection du Centre
de traitement de la biomasse de la Montérégie, R-4166-2021**

1 Les taux au point de réception, qui correspondent à la somme des taux de l'OMQ et du taux
2 unitaire au volume injecté, pour les 20 années sont présentés à l'Annexe 2. Ces taux ont
3 également été calculés selon les paramètres estimés applicables à l'année 1, lesquels devront
4 être mis à jour annuellement en fonction des données de la cause tarifaire en vigueur.

5.2 TAUX AU POINT DE LIVRAISON

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

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

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

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

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

**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);
- 3 • Municipalité de Saint-Pie (demande d'intervention municipale).

7 CALENDRIER PROJETÉ

- 1 Le calendrier des principales activités se retrouve au tableau ci-dessous.

**Tableau 9
Calendrier projeté**

| Activités | Début | Fin |
|---|----------------|---------------|
| Signature de l'entente et du contrat d'achat/vente avec le Producteur | Juillet 2021 | Juillet 2021 |
| Ingénierie et devis détaillés des travaux | Septembre 2020 | Juillet 2021 |
| Obtention des autorisations et permis de construction | Février 2021 | Août 2021 |
| Dépôt de la preuve et autorisation de la Régie | Juillet 2021 | Fin août 2021 |
| Réalisation des travaux de raccordement | Septembre 2021 | Novembre 2021 |
| Mise en gaz | Novembre 2021 | Novembre 2021 |

- 2 Afin de respecter l'échéancier fixé pour la mise en gaz et de pouvoir débiter les travaux en
 3 septembre 2021, une autorisation de la Régie serait nécessaire au plus tard à la fin août 2021.
 4 Cette date limite s'explique principalement par la durée nécessaire pour la fabrication et la
 5 livraison du poste de compression par les fournisseurs. Si la Régie n'est pas en mesure de rendre
 6 une décision pour la fin août 2021, Énergir demande de lui permettre provisoirement de débiter
 7 les travaux et d'encourir les coûts qui seront versés dans un compte de frais reportés.

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

1 La réalisation du Projet permettra de raccorder les installations d'un client désirant injecter du gaz
2 naturel renouvelable produit sur le territoire d'Énergir dans son réseau de distribution existant. En
3 proposant une solution de valorisation du biogaz produit par l'Usine de CTBM, le Projet contribue
4 à la création d'une valeur économique, en raison de sa rentabilité.

5 Outre l'impact du Projet sur l'économie régionale, le Projet permettra, entre autres, de diversifier
6 les sources d'approvisionnement en favorisant la consommation d'une énergie renouvelable
7 locale, et ce, sans impact sur la qualité de prestation du service de distribution de gaz naturel. Ce
8 projet atteint également les objectifs du gouvernement du Québec visant à augmenter la
9 production et la consommation de GNR au Québec. En ce sens, les volumes additionnels injectés
10 dans le réseau d'Énergir contribueront à l'atteinte des cibles réglementaires de contenu
11 renouvelable pour les distributeurs gaziers et permettront d'offrir une énergie renouvelable aux
12 clients d'Énergir.

CONCLUSION

1 Énergir demande à la Régie :

- 2 ➤ d'autoriser le Projet au plus tard à la fin août 2021, avant le début des travaux prévus
3 au début septembre. Si la Régie n'est pas en mesure de rendre une décision finale
4 pour la fin août, Énergir demande à la Régie de lui permettre de débiter
5 provisoirement les travaux et d'encourir les coûts;
- 6 ➤ d'autoriser la création d'un compte de frais reportés hors base, portant intérêts,
7 dans lequel seront cumulés les coûts reliés au Projet pendant la période de
8 construction; et
- 9 ➤ d'interdire la divulgation, la publication et la diffusion des informations contenues
10 à la section 4 et à l'annexe 1 du présent document, ainsi qu'à la page 12 de la pièce
11 Énergir-1, Document 4.

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

**Le tableau de l'annexe 1
est déposé sous pli confidentiel.**

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

| 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 | 3,764 | 3,385 | 3,299 | 3,211 | 3,122 | 3,030 | 2,937 | 2,843 | 2,747 | 2,650 |
| Taux de l'obligation minimale quotidienne - Volet Distribution | ¢/m ³ /jour | 3,415 | 3,415 | 3,415 | 3,415 | 3,415 | 3,415 | 3,415 | 3,415 | 3,415 | 3,415 |
| Taux unitaire au volume injecté | ¢/m ³ | 0,105 | 0,105 | 0,105 | 0,105 | 0,105 | 0,105 | 0,105 | 0,105 | 0,105 | 0,105 |
| Total | | 7,285 | 6,905 | 6,820 | 6,732 | 6,642 | 6,551 | 6,458 | 6,363 | 6,267 | 6,170 |

| 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 | 2,551 | 2,451 | 2,351 | 2,249 | 2,146 | 2,042 | 1,938 | 1,832 | 1,726 | 1,619 |
| Taux de l'obligation minimale quotidienne - Volet Distribution | ¢/m ³ /jour | 3,415 | 3,415 | 3,415 | 3,415 | 3,415 | 3,415 | 3,415 | 3,415 | 3,415 | 3,415 |
| Taux unitaire au volume injecté | ¢/m ³ | 0,105 | 0,105 | 0,105 | 0,105 | 0,105 | 0,105 | 0,105 | 0,105 | 0,105 | 0,105 |
| Total | | 6,072 | 5,972 | 5,871 | 5,769 | 5,667 | 5,563 | 5,458 | 5,353 | 5,247 | 5,140 |

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.