

**PROJET D'EXTENSION DE RÉSEAU À
SAINT-RÉMI ET SAINTE-CLOTILDE**

TABLE DES MATIÈRES

| | |
|--|-----------|
| INTRODUCTION | 3 |
| 1 OBJECTIFS VISÉS PAR LE PROJET | 4 |
| 2 HISTORIQUE ET DESCRIPTION DU PROJET | 5 |
| 2.1 Marché potentiel..... | 6 |
| 2.2 Retraits et prévision des ventes..... | 8 |
| 2.3 Situation concurrentielle..... | 9 |
| 2.4 Contribution et aide financière | 10 |
| 2.5 Contribution gouvernementale..... | 11 |
| 2.6 Retombées économiques | 12 |
| 2.7 Perspective de marchés potentiels..... | 13 |
| 3 PRINCIPALES NORMES TECHNIQUES APPLIQUÉES | 15 |
| 3.1 Caractérisation des sols..... | 15 |
| 3.2 Autres solutions envisagées | 16 |
| 4 COÛT DU PROJET | 17 |
| 5 FAISABILITÉ ÉCONOMIQUE ET IMPACT SUR LES TARIFS..... | 19 |
| 6 LISTE DES AUTORISATIONS EXIGÉES EN VERTU D'AUTRES LOIS..... | 21 |
| 7 CALENDRIER PROJETÉ | 22 |
| 8 IMPACTS SUR LA QUALITÉ DE PRESTATION DU SERVICE DE DISTRIBUTION DE GAZ NATUREL..... | 23 |
| CONCLUSION..... | 24 |

INTRODUCTION

1 Énergir, s.e.c. (« Énergir ») souhaite réaliser un projet d'investissement visant la construction
2 d'une conduite d'alimentation de la Ville de Saint-Rémi vers la Municipalité de Sainte-Clotilde. Ce
3 projet permettra à Énergir d'installer un réseau central fort d'une pression de classe 2 400 kPa
4 dans un secteur actuellement desservi par un réseau de distribution de basse pression de classe
5 400 kPa. Ce projet permettra également de réaliser une prolongation du réseau actuel du secteur
6 sud de Saint-Rémi et d'améliorer la capacité du réseau dans ce secteur par un bouclage, ce qui
7 permettra d'accompagner les clients actuels dans leur croissance, celle-ci étant actuellement
8 limitée. La conduite d'une pression 2 400 kPa rejoindra la municipalité de Sainte-Clotilde-de-
9 Châteauguay (« Sainte-Clotilde ») où une conduite de distribution rejoindra un important client de
10 production en serres.

11 Ce projet contribuera à la croissance économique de ce territoire et permettra à d'éventuels
12 clients de se raccorder au réseau d'Énergir.

13 Le coût total des investissements sur 40 ans est évalué à 21,9 M\$, dont un maximum de 17,4 M\$
14 sont assumées par le gouvernement du Québec.

15 La présente demande vise à obtenir l'autorisation de la Régie de l'énergie (« la Régie »),
16 conformément à l'article 73 al.1, par. 1° de la *Loi sur la Régie de l'énergie* (« la Loi »), pour la
17 réalisation du projet d'extension de réseau (« le Projet »). En vertu de l'article 1, al. 1, par. 1° du
18 *Règlement sur les conditions et les cas requérant une autorisation de la Régie de l'énergie*, une
19 autorisation de la Régie est requise, pour Énergir, pour acquérir, construire ou disposer des
20 immeubles ou actifs destinés à la distribution de gaz naturel dans le cadre d'un projet dont le coût
21 est de 1,5 M\$ ou plus.

22 Conformément au Règlement, cette demande est accompagnée des renseignements suivants :

- 23 • Les objectifs visés par le Projet, la description ainsi que la justification;
- 24 • Les coûts, l'étude de faisabilité économique du Projet et l'impact sur les tarifs;
- 25 • La liste des autorisations requises; et

26 L'impact sur la qualité de prestation du service de distribution du gaz naturel.

1 OBJECTIFS VISÉS PAR LE PROJET

- 1 Le Projet vise les objectifs suivants :
- 2 • Améliorer la capacité du réseau actuel;
 - 3 • Prolonger le réseau actuel;
 - 4 • Desservir un nouveau secteur;
 - 5 • Permettre l'accès au gaz naturel à de nouveaux clients;
 - 6 • Contribuer à l'attraction d'autres producteurs en serres à venir s'établir dans la région de
 - 7 Saint-Rémi et Sainte-Clotilde et ainsi contribuer au développement économique régional
 - 8 et du Québec;
 - 9 • Favoriser la réduction des polluants atmosphériques par l'utilisation du gaz naturel; et
 - 10 • Proposer un tracé d'extension du réseau gazier minimisant les impacts environnementaux
 - 11 et agricoles et qui permettra une croissance future du réseau vers d'autres secteurs.

2 HISTORIQUE ET DESCRIPTION DU PROJET

1 Le Projet est situé dans la MRC des Jardins-de-Napierville en Montérégie pour alimenter en gaz
2 naturel la municipalité de Ste-Clotilde tout en permettant un bouclage du réseau à Saint-Rémi.
3 La longueur du Projet est d'environ 33,7 km de conduite totale, soit 17,7 km en acier de pression
4 intermédiaire de 2 400 kPa et près de 16 km en polyéthylène de basse pression de 400 kPa. Ce
5 Projet comprend également la reconstruction d'un poste de livraison et la construction d'un poste
6 de détente.

7 La municipalité de Saint-Rémi est déjà alimentée en gaz naturel par le biais d'un poste de livraison
8 situé au nord de la municipalité et d'une conduite en polyéthylène de 168,3 mm installés en 1992.
9 Le réseau d'alimentation de la section au sud de la municipalité est actuellement utilisé à pleine
10 capacité (la pression minimale est atteinte et est sous surveillance) et tout ajout de volume doit
11 être approuvé cas par cas par la direction de l'Ingénierie. Les principaux clients, des exploitants
12 de serres de productions florales de très grandes dimensions, ne peuvent plus ajouter
13 d'équipement utilisant le gaz naturel. Ceux-ci ont réalisé ces dernières années plusieurs
14 agrandissements et en planifient encore plusieurs autres.

15 Afin d'augmenter la capacité (et maintenir une capacité minimale) du secteur, des projets de
16 doublage ont été réalisés ces dernières années, dont une doublant la conduite de 168,3 mm à
17 partir du poste de livraison par une conduite de 219,1 mm sur 1 000 mètres en 2015 et une autre
18 sur 2 100 mètres en 2017. Malgré tous les travaux effectués, il y a un toujours un manque de
19 capacité au bout du réseau (ou sont situés les plus importants clients) pour du développement.
20 Plus au sud de Saint-Rémi, dans la municipalité de Ste-Clotilde, un important producteur
21 maraîcher désire obtenir le gaz naturel pour ses prochaines phases d'agrandissement (il le
22 demandait aussi pour ses phases antérieures, mais la contribution était trop importante pour lui
23 seul). Ce producteur opère déjà 20 hectares de cultures en serre actuellement chauffés à la
24 biomasse. Sa prochaine phase, prévue pour 2020, devrait être de 10 hectares supplémentaires.

25 Le Projet permettrait de raccorder la municipalité de Ste-Clotilde (et le client important) tout en
26 permettant de boucler le réseau sud de Saint-Rémi et ainsi augmenter significativement la
27 capacité résiduelle au bout du réseau existant de Saint-Rémi.

1 Puisque le poste de livraison actuel ne permet pas une sortie du gaz naturel en classe 2 400 kPa,
2 Énergir doit le remplacer par un nouveau poste de livraison. À partir du nouveau poste de
3 livraison, une conduite en acier de pression 2 400 kPa sera installée en contournant la
4 municipalité de Saint-Rémi par le rang Sainte-Hélène, pour ensuite rejoindre le rang Saint-Paul
5 et se diriger vers Sainte-Clotilde plus au sud. Au coin de la montée Hope (Route 205) et du
6 Chemin de la rivière (rang Saint-Paul qui change de nom à cet endroit), un poste de détente serait
7 construit. De ce poste, une conduite en polyéthylène de classe 400 kPa serait construite pour
8 alimenter la municipalité de Sainte Clotilde et permettre d'atteindre le client majeur de production
9 en serres qui se situe au sud de la municipalité. Aussi, à partir du nouveau poste, une autre
10 conduite en polyéthylène de classe 400 kPa serait construite en empruntant la montée Hope
11 (Route 205) et relierait la route 209 (Grand Rang Sainte-Clotilde) et rejoindrait les serres situées
12 au bout du réseau actuel, ce qui bouclerait le réseau de Saint-Rémi.

13 Le plan du Projet est déposé sous la pièce Énergir-1, Document 2.

14 Le Projet permettrait d'installer un réseau central (colonne vertébrale) dans une région qui
15 regroupe plusieurs exploitations de production en serres, et faciliterait des extensions potentielles
16 futures vers des municipalités du secteur telles que Saint-Michel, Sherrington et Saint-Urbain

2.1 MARCHÉ POTENTIEL

17 Le marché potentiel est quantifié aux tableaux 1 et 2.

Tableau 1

Nombre potentiel de clients par secteur et par marché

| | Énergie déplacée | Commercial | Agricole | Total |
|----------------------|----------------------|------------|-----------|-----------|
| Saint-Rémi | Propane | | 6 | 6 |
| | Mazout n° 2 | | 5 | 5 |
| Sainte-Clotilde | Propane | 3 | 4 | 7 |
| | Mazout n° 2 | | 1 | 1 |
| | Biomasse/ Propane | | 1 | 1 |
| Total général | | 3 | 17 | 20 |

- 1 Bien qu'Énergir ait identifié la majorité des clients, il est vraisemblable que de plus petits clients
- 2 (conversion résidentielle ou commerces de petite taille) non retenus, non identifiés ou n'étant pas
- 3 disposés à se convertir au moment de l'analyse du dossier puissent se raccorder par la suite.

Tableau 2

Volume potentiel de consommation de gaz naturel par secteur et par marché
(000 m³)

| | Énergie déplacée | Commercial | Agricole | Total |
|----------------------|----------------------|------------|--------------|--------------|
| Saint-Rémi | Propane | | 496 | 496 |
| | Mazout n° 2 | | 117 | 117 |
| Sainte-Clotilde | Propane | 22 | 4 525 | 4 547 |
| | Mazout n° 2 | | 60 | 60 |
| | Biomasse/ Propane | | 3 000 | 3 000 |
| Total général | | 22 | 8 198 | 8 220 |

- 4 Le potentiel présenté au tableau 2 n'inclut pas de conversions résidentielles. Cependant, le
- 5 raccordement de ce type de clients pourra se faire sur la conduite de basse pression de classe
- 6 400 kPa. La présente demande d'autorisation ne vise toutefois pas leur raccordement qui pourra
- 7 se faire subséquemment en relation avec la rentabilité des projets évaluée individuellement.
- 8 Énergir ne peut évaluer pour le moment le nombre de clients résidentiels possibles.

2.2 RETRAITS ET PRÉVISION DES VENTES

- 1 La liste des principaux clients est présentée ci-dessous. Au moment du dépôt à la Régie, les
2 volumes associés à ces clients ont été garantis contractuellement pour une période de 60 mois.

Tableau 3
Clients sous contrats

| Ville | Nombre de clients | Énergie déplacée |
|-----------------|-------------------|----------------------|
| Saint-Rémi | 1 | Propane |
| | 2 | Mazout n° 2 |
| Sainte-Clotilde | 1 | Propane |
| | 1 | Mazout n° 2 |
| | 1 | Biomasse/ Propane |

- 3 En lien avec la décision D-2018-080, Énergir se doit de considérer seulement les revenus
4 engagés contractuellement pour l'analyse de rentabilité des projets d'extension inférieurs aux
5 seuils de 1,5 M\$. Dans le cadre des projets supérieurs au seuil de 1,5 M\$, possédant des
6 caractéristiques particulières, un traitement spécifique peut s'appliquer¹.

- 7 Énergir juge que le projet d'extension présent, lequel constitue plus largement un projet de
8 développement régional subventionné par le gouvernement, présente de telles caractéristiques
9 particulières. La réalisation d'un projet de développement régional de cette ampleur est
10 généralement coordonnée avec le gouvernement et accompagnée d'une subvention importante.
11 Les modalités entourant l'entente avec le gouvernement sont basées sur la prémisse d'un
12 potentiel de développement et non seulement sur des clients engagés contractuellement. Les
13 pourparlers avec le gouvernement ont d'ailleurs lieu plusieurs mois avant la signature du premier
14 client, et dans le cas spécifique du présent projet, bien avant la décision D-2018-080. Comme
15 ces projets visent plusieurs clients connus, dans le cas présent une vingtaine, et plusieurs millions
16 de dollars en investissement, il serait déraisonnable que la subvention gouvernementale ne
17 considère pas les clients prévus se raccorder aux années 2 et 3.

¹ D-2018-080, paragr. 357.

1 Énergir a réalisé plusieurs projets de ce type par le passé. Pour ces projets, elle a toujours
2 travaillé de façon transparente auprès de la Régie à attacher contractuellement au moins 80 %
3 de la marge brute dès la première année. Pour ce projet en particulier, 89 % de la marge brute a
4 été engagé dès la première année, soit environ 90 % des volumes sous contrat. À noter
5 également que le client principal possède un contrat sur cinq ans qui prévoit une augmentation
6 considérable de sa consommation. Les autres clients et leurs volumes apparaissant aux
7 tableaux 1 et 2, bien qu'ils ne soient pas encore signés, sont actuellement en discussion avec
8 Énergir et devraient l'être au cours des prochains mois. Conséquemment, les clients et volumes
9 potentiels connus et identifiés concrètement ont été considérés dans les analyses de rentabilité
10 présentées aux sections 4 et 5.

2.3 SITUATION CONCURRENTIELLE

11 Le gaz naturel a un avantage concurrentiel en ce qui a trait au prix et aux émissions de gaz à
12 effet de serres lorsque le propane ou l'huile est le combustible. Sans le gaz naturel, et compte
13 tenu de la position concurrentielle du gaz naturel par rapport aux autres énergies, il est fort
14 possible que des clients (serres) de moyenne et grande envergure s'abstiennent de s'implanter
15 dans ce secteur et s'implantent dans les municipalités où le gaz peut-être disponible. Souvent les
16 producteurs en serres font la comparaison avec le prix du gaz (et des énergies) avec l'Ontario.

17 Les ratios permettant d'illustrer la situation concurrentielle projetée pour les années 2019 à 2022
18 sont ceux présentés dans le cadre de la Cause tarifaire 2018-2019 (R-4018-2017) à la page 44
19 de la pièce B-0218, GM-H, Document 1. Ainsi, pour chacun des cas types présentés, le coût du
20 gaz naturel est établi en tenant compte de l'ensemble des composantes de la facture totale avant
21 taxes. Ce coût est ensuite comparé au coût d'une consommation équivalente pour les énergies
22 alternatives, en tenant compte du pouvoir calorifique et de l'efficacité énergétique propre à
23 chacune des sources d'énergie selon le marché considéré. Les caractéristiques spécifiques de
24 chacun des cas types sont précisées plus loin.

Tableau 4

SITUATION CONCURRENTIELLE PROJETÉE 2019 à 2022
Marché affaires

| (Gaz naturel = 100) Volume annuel | | Profils chauffage | | | | Profil stable 400 000 m ³ |
|--------------------------------------|------------------|-----------------------|-----------------------|------------------------|------------------------|---|
| | | 14 600 m ³ | 41 500 m ³ | 100 000 m ³ | 400 000 m ³ | |
| 1 | 2018-2019 | | | | | |
| 2 | Mazout n°2 | 179 | 195 | 208 | 227 | 278 |
| 3 | Électricité | 165 | 185 | 185 | 207 | 223 |
| 4 | 2019-2020 | | | | | |
| 5 | Mazout n°2 | 173 | 188 | 201 | 218 | 268 |
| 6 | Électricité | 167 | 185 | 187 | 209 | 226 |
| 7 | 2020-2021 | | | | | |
| 8 | Mazout n°2 | 169 | 184 | 196 | 213 | 261 |
| 9 | Électricité | 169 | 187 | 189 | 211 | 227 |
| 10 | 2021-2022 | | | | | |
| 11 | Mazout n°2 | 167 | 181 | 193 | 210 | 256 |
| 12 | Électricité | 171 | 189 | 191 | 213 | 228 |

1 La situation concurrentielle du gaz naturel face au mazout n° 2 dans le marché affaires demeurera
 2 favorable de 2019 à 2022. L'avantage concurrentiel du gaz naturel variera de 67 % à 178 % selon
 3 l'année et la quantité de gaz naturel consommée annuellement, l'avantage augmentant avec le
 4 niveau de consommation.

5 Face à l'électricité, l'avantage demeure favorable pour la facture de gaz naturel. Cet avantage
 6 est de 65 % à 128 % selon le cas et l'année considérés.

7 Pour le marché affaires, l'efficacité utilisée pour les calculs est de 85 % pour le gaz naturel et de
 8 80 % pour le mazout n° 2 afin de refléter les appareils sur le marché. Dans le cas de l'électricité,
 9 l'efficacité est constante à 97 %.

10 Enfin, il est à noter que puisque la position concurrentielle du gaz naturel par rapport au propane
 11 est historiquement meilleure que face au mazout n° 2, il est attendu que cet avantage se perpétue
 12 au cours des quatre prochaines années.

2.4 CONTRIBUTION ET AIDE FINANCIÈRE

13 En ce qui concerne les aides financières à la conversion issues du *Programme de rabais à la*
 14 *consommation* (« PRC »), les montants octroyés dans le cadre de ce Projet ont été déterminés

1 afin de permettre d'assurer la rentabilité des branchements conformément à l'article 2.3.4 du
2 PRC². L'aide provenant du PRC n'a été présentée qu'aux seuls clients dont la rentabilité était
3 limitée par des coûts de conversion vers le gaz naturel. Pour les clients dont la consommation
4 prévue est importante, l'avantage économique présenté par une conversion au gaz naturel leur
5 permet d'absorber leur coût de conversion selon des critères de rentabilité acceptables pour leur
6 domaine d'affaires. Pour ces clients bénéficiant d'un retour sur leur investissement très court,
7 l'octroi d'une aide financière du programme PRC n'est pas nécessaire.

8 Comme pour tous les autres raccordements de clients au réseau d'Énergir, l'éligibilité aux
9 programmes d'efficacité énergétique est évaluée pour chacun des projets individuels de la
10 clientèle afin que les subventions favorisant l'efficacité énergétique puissent être octroyées à tous
11 les clients admissibles.

2.5 CONTRIBUTION GOUVERNEMENTALE

12 Le Projet bénéficie d'une contribution financière externe provenant du gouvernement du Québec.
13 L'appui du gouvernement du Québec à des projets d'extension du réseau gazier est identifié au
14 budget 2018-2019³ :

15 « 7.4 Soutenir financièrement les projets d'extension du réseau de distribution de gaz 16 naturel en région (p. D131)

17 Le gaz naturel est une énergie de transition profitable pour le Québec qui contribue à la diminution
18 des émissions de gaz à effet de serre. Au cours des prochaines années, cette énergie jouera un
19 rôle de plus en plus important dans le soutien au développement économique et dans la
20 compétitivité des entreprises québécoises sur la scène internationale.

21 Le gouvernement souhaite ainsi favoriser l'accès au gaz naturel pour le plus grand nombre de
22 régions possible sur le territoire québécois. Un meilleur accès au gaz naturel permettra aux
23 entreprises d'investir pour améliorer leur efficacité énergétique tout en réduisant leur empreinte
24 carbone.

25 À cette fin, le Plan économique du Québec de mars 2018 prévoit 36,5 millions de dollars
26 additionnels pour appuyer financièrement la réalisation de nouveaux projets visant à étendre le
27 réseau de distribution de gaz naturel dans différentes régions du Québec, notamment la
28 Montérégie, l'Estrie et Chaudière-Appalaches, où Énergir a récemment ciblé des projets majeurs
29 démontrant un potentiel économique.

30 De ce montant, 2,2 millions de dollars seront réservés pour la réalisation d'une étude concernant
31 le prolongement potentiel du réseau gazier dans la région du Saguenay–Lac-Saint-Jean.

² Programme de rabais à la consommation (PRC), Cause tarifaire 2014, R-3837-2013, B-0339, Gaz Métro-7, Document 4, annexe 3.

³ http://www.budget.finances.gouv.qc.ca/budget/2018-2019/fr/documents/PlanEconomie_18-19.pdf#page=153

1 Les projets financés comporteront une participation du distributeur de gaz naturel ou du milieu.

2 Ces investissements dans l'extension du réseau de distribution de gaz naturel permettront d'éviter
3 un impact sur les tarifs payés par les consommateurs. »

4 Le gouvernement du Québec, par le décret 1054-2018 du 7 août 2018, a autorisé Ministère de
5 l'énergie et des ressources naturelles (« MERN ») à verser à Énergir, pour les exercices
6 financiers 2018-2019, 2019-2020 et 2020-2021, une aide financière maximale de 17,425 M\$ pour
7 la réalisation du projet d'extension du réseau de distribution de gaz naturel dans les régions de
8 Saint-Rémi et Sainte-Clotilde, dans la MRC des Jardins-de-Napierville. Une copie du décret est
9 présentée à la pièce Énergir-1, Document 3.

10 Suivant la publication du décret, Énergir a convenu d'une entente avec le gouvernement du
11 Québec, représenté par le (« MERN »), précisant les modalités de versement des contributions
12 ci-haut mentionnées. Cette entente est déposée à la pièce Énergir-1, Document 4. La ventilation
13 des coûts contenue à l'annexe A est déposée sous pli confidentiel.

14 Il est à noter que la ventilation des coûts de l'annexe A diffère de celle de la section 4 du présent
15 document. En effet, la contribution gouvernementale a été déterminée sur la base d'une
16 estimation préparée au mois de mai 2018 selon l'analyse de rentabilité effectuée à ce moment
17 avec les paramètres en vigueur.

18 Dans le cadre du dépôt de la preuve à la Régie, Énergir a effectué une estimation de classe 3
19 permettant d'obtenir une estimation avec une précision de plus ou moins 15 %.

20 Même si la contribution gouvernementale maximale est de 17,4 M\$, l'analyse de rentabilité du
21 Projet démontre qu'une aide financière extérieure de 17,1 M\$ est suffisante pour réaliser le Projet.
22 La contribution requise par Énergir s'élève quant à elle à 4,8 M\$.

2.6 RETOMBÉES ÉCONOMIQUES

23 L'extension du réseau gazier d'Énergir pourrait permettre la création d'emplois et ouvrira de
24 nouvelles perspectives économiques dans la région, tout en fournissant une source d'énergie
25 abordable aux entreprises et institutions locales. En plus de contribuer au développement
26 économique de la région en permettant d'accroître son potentiel industriel, l'accès au gaz naturel
27 contribuera à la compétitivité des approvisionnements énergétiques.

1 Le Projet bénéficie de l'appui de la MRC des Jardins-de-Napierville qui a signé une résolution en
2 ce sens le 12 septembre 2018 (voir la pièce Énergir-1, Document 5).

2.7 PERSPECTIVE DE MARCHÉS POTENTIELS

3 À la suite de l'implantation d'une conduite de pression intermédiaire, plusieurs marchés potentiels
4 pourraient devenir accessibles s'il y a mobilisation et possiblement des aides financières
5 externes. Il est à noter que ces marchés potentiels n'ont pas été pris en compte dans l'analyse
6 de rentabilité du Projet.

7 Les extensions de réseau potentielles sont les suivantes. Le plan illustrant les tracés ci-dessous
8 se trouve à la pièce Énergir-1, Document 6 :

- 9 1- La mise en place d'une conduite de polyéthylène sur le rang Sainte-Thérèse en parallèle
10 de la conduite en acier peut éventuellement permettre de :
 - 11 a. poursuivre sur le rang Sainte-Thérèse vers le sud sur près de 3 km et rejoindre
12 deux serres (tracé A), ou
 - 13 b. à partir du rang Sainte-Thérèse, prendre la route de l'Église vers le nord en
14 direction de la municipalité de St Isidore (tracé B).
- 15 2- À partir de la conduite de pression intermédiaire du rang Saint-Paul, vers Saint-Michel et
16 la rue principale (tracé C). Dans ce secteur se trouvent des entreprises de transport, des
17 petits commerces, un poulailler et plusieurs producteurs en serre. Aucune analyse
18 détaillée n'a été effectuée.
- 19 3- Poursuivre la conduite de polyéthylène sur le Grand rang Sainte-Clotilde vers le sud sur
20 près de 3 km pour rejoindre une serre (tracé D).
- 21 4- À partir du chemin de la rivière et du premier rang à Sainte-Clotilde vers Sherrington
22 (tracé E). Il existe un potentiel d'une dizaine de clients agricoles, dont un a contacté
23 Énergir en vue de l'implantation possible d'une nouvelle serre de 15 acres.
- 24 5- À partir du chemin de la rivière et du premier rang à Sainte-Clotilde vers Hemmingford
25 jusqu'au chemin Back Bush (tracé E). À cet endroit, une entreprise possède un terrain de
26 183 acres et désire y construire une serre de 1 000 000 pieds carrés (près de 10 hectares)
27 pour la production de cannabis. Son plan de développement prévoit, pour l'année 2018,
28 la construction de 200 000 pieds carrés de serres. Le besoin de l'entreprise en débit

1 horaire et volume de gaz naturel n'est pas encore défini. Énergir n'a reçu la demande
2 qu'au début du mois de novembre 2018.

3 Les perspectives de prolongement du réseau gazier sont nombreuses et ne pourraient se
4 réaliser sans la construction de la conduite de pression intermédiaire qui agira comme
5 colonne vertébrale pour toute la région.

3 PRINCIPALES NORMES TECHNIQUES APPLIQUÉES

- 1 Le Projet sera réalisé conformément à l'ensemble de la réglementation applicable, notamment
 2 conformément aux exigences de la dernière édition disponible de la norme CSA Z662 – Réseaux
 3 de canalisations de pétrole et de gaz ainsi qu'au Règlement sur le gaz et la sécurité publique, qui
 4 intègre les exigences des codes applicables de l'Association canadienne de normalisation
 5 (ACNOR).
- 6 Les données techniques des conduites sont présentées ci-dessous.

Tableau 5

| Conduite | Classe | Longueur (m) |
|--------------------------|-----------|---------------|
| 168,3 mm en acier | 2 400 kPa | 17 700 |
| 168,3 mm en polyéthylène | 400 kPa | 15 984 |
| Longueur totale | | 33 684 |

7 La réalisation du Projet nécessitera l'installation de 17 700 mètres de conduite d'alimentation de
 8 pression intermédiaire qui sera exploitée à une pression de 2 400 kPa et de 15 984 mètres de
 9 conduite de distribution, pour laquelle la pression sera réduite à 400 kPa à la sortie du poste de
 10 détente.

11 Il est à noter que les diamètres des conduites ont été déterminés sur une base d'estimation de
 12 consommation actuelle et future pour les différentes activités agricoles et/ou industries présentes
 13 dans le secteur du Projet.

3.1 CARACTÉRISATION DES SOLS

14 Une étude des sols a été effectuée aux endroits stratégiques et aux endroits où des traverses
 15 seront installées. Quarante-neuf puits d'exploration et trente-cinq puits de forage ont été
 16 effectués. Les puits de forages ont été réalisés pour toutes les traverses de la conduite. Pour la
 17 traverse du ruisseau Norton (rivière English), deux puits ont été forés à une profondeur d'environ
 18 15 mètres. Pour les autres puits, la profondeur de forage est en moyenne à environ 7 mètres de

- 1 profondeur. Les puits d'exploration ont été réalisés sur une profondeur en moyenne d'environ 2
- 2 mètres.

3.2 AUTRES SOLUTIONS ENVISAGÉES

- 3 Aucune autre solution n'a été envisagée par Énergir.

4 COÛT DU PROJET

- 1 Le Projet nécessite des investissements totaux sur 40 ans de 21,9 M\$, dont 21,8 M\$ de coûts
2 initiaux⁴. La portion d'investissement totale qui sera assumée par Énergir s'élève à 4,8 M\$.
3 Comme expliqué précédemment, la contribution gouvernementale maximale est de 17,4 M\$.
4 Cependant, l'analyse de rentabilité du Projet démontre qu'une contribution de 17,1 M\$ est
5 suffisante pour réaliser le Projet et atteindre un indice de profitabilité de 1,00.
- 6 La répartition des coûts des investissements initiaux selon la nature des travaux est présentée
7 au tableau 6. La reconstruction du poste de livraison est évalué à 2,6 M\$ et est inclus dans les
8 coûts du Projet.

Tableau 6

Le tableau 6 est déposé sous pli confidentiel.

⁴ Le coût des investissements initiaux présenté au tableau 6 ne tient pas compte du coût de réinvestissement des compteurs. La pièce Énergir-1, Document 7 présente ce coût, qui est considéré dans l'analyse de rentabilité.

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

5 Lors de l'abandon du poste de livraison, Énergir ne le retirera pas de ses immobilisations. À ce
6 moment, le poste ne sera pas complètement amorti et Énergir comptabilisera une perte sur
7 disposition d'actif, évaluée à 0,658 M\$, à l'encontre de l'amortissement cumulé de ses
8 immobilisations. Cette perte sera prise en considération, à même l'amortissement cumulé, lors
9 de la prochaine étude des taux d'amortissement, et amortie au cours des années subséquentes.
10 Énergir n'a pas inclus cette perte dans les coûts associés au calcul de l'impact tarifaire du Projet.
11 En effet, les coûts considérés lors du calcul d'un impact tarifaire sont des coûts marginaux. Dans
12 ce cas-ci, toutes choses étant égales par ailleurs, la dépense d'amortissement future qui sera
13 associée à la perte sur disposition d'actif équivaldra à la dépense d'amortissement du poste de
14 livraison actuel.

5 FAISABILITÉ ÉCONOMIQUE ET IMPACT SUR LES TARIFS

- 1 L'analyse financière est basée sur les paramètres approuvés par la Régie dans ses décisions. Le
2 tableau 7 présente les résultats du scénario de référence.

Tableau 7

| | Rentabilité |
|----------------------------------|-------------|
| IP | 1,00 |
| TRI (%) | 5,16 |
| Point mort tarifaire (années) | 40 |
| Impact tarifaire 5 ans (000 \$) | 1 002 |
| Impact tarifaire 40 ans (000 \$) | 72 |

- 3 L'analyse financière détaillée est présentée à la pièce Énergir-1, Document 7.
- 4 Les coûts d'opération au présent dossier tiennent compte des paramètres établis dans la décision
5 D-2017-092. Ainsi, un coût de 0,59 \$/mètre linéaire est inclus au Projet ainsi qu'un coût par client.
6 Il n'y a pas d'autres coûts d'opération spécifiques inclus.
- 7 Les frais généraux corporatifs au présent dossier tiennent compte des paramètres établis dans
8 la décision D-2018-080. Ainsi, un taux de 14,53 % est appliqué aux premiers 1,5 M\$ du coût du
9 projet et un taux de 2 % est appliqué au montant du coût du projet excédentaire à 1,5 M\$.
- 10 Le tableau 7 présente une analyse de sensibilité du Projet selon différents scénarios alternatifs
11 en respect de la décision D-2018-080⁵. L'analyse de sensibilité ci-dessous prend en compte le
12 risque associé à l'estimation des coûts et des volumes; les volumes ont été évalués avec une
13 variation de ± 20 % et les coûts du Projet ont été évalués selon une estimation de classe 3, avec
14 une précision de ± 15 %.

⁵ D-2019-080, p.57, paragr. 217.

Projet d'extension de réseau à Saint-Rémi et Sainte-Clotilde, R-4077-2018

- 1 De plus, un scénario avec une croissance des volumes du client principal à la suite de l'ajout
2 d'une phase subséquente de développement à l'année 8 a été calculé.

Tableau 8

| Sensibilité | IP | TRI (%) | Point mort tarifaire (années) | Effet tarifaire sur 5 ans (000 \$) | Effet tarifaire sur 10 ans (000 \$) | Effet tarifaire sur 20 ans (000 \$) | Effet tarifaire sur 40 ans (000 \$) |
|---|------|------------|-------------------------------------|---|--|--|--|
| Scénario de base • volume 100 % • coûts 100 % | 1,00 | 5,16 | 40 | 1 002 | 1 005 | 703 | 72 |
| Volumes | | | | | | | |
| -20 % | 0,79 | 3,73 | > 40 | 1 288 | 1 575 | 1 652 | 1 366 |
| +20 % | 1,21 | 6,46 | 16,18 | 716 | 436 | (246) | (1 223) |
| Coûts de construction | | | | | | | |
| -15 % | 2,76 | 13,32 | 3,67 | (272) | (1 167) | (2 552) | (3 896) |
| +15 % | 0,62 | 2,32 | > 40 | 2 275 | 3 178 | 3 958 | 4 040 |
| Coûts +15 % et Volumes -20 % | 0,49 | 1,21 | > 40 | 2 561 | 3 747 | 4 907 | 5 334 |
| Croissance du client principal Ajout d'une phase de développement à l'année 8 | 1,32 | 7,00 | 14,67 | 1 002 | 549 | (537) | (1 883) |

- 3 Tous les clients sont déjà en opération depuis plusieurs années. Comme mentionné plus haut, le
4 client le plus important au Projet a déjà deux phases en opération et projette d'autres phases. De
5 surcroît, il existe plusieurs opportunités de développement intéressantes, au-delà de ce qui est
6 considéré dans l'analyse de rentabilité. Énergir est donc très confiante que le Projet affiche une
7 rentabilité supérieure à un IP de 1,00 et puisse faire bénéficier sa clientèle de baisses tarifaires.

6 LISTE DES AUTORISATIONS EXIGÉES EN VERTU D'AUTRES LOIS

1 Outre l'autorisation de la Régie, les autorisations requises pour l'extension de réseau sont les
2 suivantes :

- 3 • ministère des Transports du Québec (MTMDET);
- 4 • permis de construction des Municipalités de Saint-Rémi et de Sainte-Clotilde;
- 5 • Hydro-Québec;
- 6 • ministère du Développement durable, de l'environnement et de la lutte contre les
7 changements climatiques (MDDELCC).
- 8 • Commission de protection du territoire agricole (CPTAPQ); et
- 9 • TransCanada PipeLines Limited.

7 CALENDRIER PROJETÉ

- 1 Le calendrier ci-dessous présente les grandes étapes du Projet. Énergir aimerait obtenir
- 2 l'approbation du Projet par la Régie d'ici la fin mars 2019 afin d'octroyer le contrat à l'entrepreneur
- 3 sélectionné à la suite de l'appel d'offres.

Tableau 9

| Activités | Début | Fin |
|---|---------------|---------------|
| Signature du contrat et de l'avenant | Avril 2018 | Août 2018 |
| Dépôt de la preuve et autorisation de la Régie | Décembre 2018 | Fin mars 2019 |
| Autres autorisations | Octobre 2018 | Mai 2019 |
| Obtention des permis de construction municipaux | Décembre 2018 | Février 2019 |
| Commande et livraison des matériaux | Décembre 2018 | Juin 2019 |
| Préparation plan et devis | Août 2018 | Janvier 2019 |
| Appel d'offres et octroi du contrat | Février 2019 | Avril 2019 |
| Construction | Juin 2019 | Novembre 2019 |
| Mise en gaz | Décembre 2019 | Décembre 2019 |

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

- 1 Le présent Projet offre à Énergir l'opportunité d'installer un réseau de distribution qui permettra
- 2 éventuellement, lorsque des clients se connecteront au réseau, d'accroître les volumes
- 3 distribués, et ce, sans impact sur la qualité de prestation de service d'Énergir à sa clientèle.

CONCLUSION

1 Énergir demande à la Régie de l'autoriser à procéder à l'extension de son réseau à Saint-
2 Rémi et à Sainte-Clotilde et d'autoriser la création d'un compte de frais reportés hors base,
3 portant intérêts, dans lequel seront cumulés tous les coûts reliés au Projet jusqu'à leur
4 inclusion dans le dossier tarifaire 2020-2021.

5 Elle demande également à la Régie d'interdire la divulgation, la publication et la diffusion
6 de la ventilation des coûts contenue à la section 4 du présent document.

L'annexe est déposée sous pli confidentiel.