

**RÉPONSE D'ÉNERGIR, S.E.C. (ÉNERGIR) À LA
DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N° 1 DE LA RÉGIE DE L'ÉNERGIE (LA RÉGIE) RELATIVE À LA
DEMANDE POUR OBTENIR L'AUTORISATION DE RÉALISER UN PROJET D'INVESTISSEMENT
VISANT L'EXTENSION DE RÉSEAU DANS LES MRC DES APPALACHES ET DE BEAUCE-SARTIGAN**

HISTORIQUE ET MISE EN CONTEXTE

- 1. Références :**
- (i) Pièce [B-0006](#), p. 6;
 - (ii) Pièce [B-0006](#), p. 6;
 - (iii) R-3767-2011, pièce [B-0010](#).

Préambule :

(i) « Dès la mise en gaz du réseau de Thetford Mines en 2012, de multiples rencontres ont eu lieu entre la Société de développement économique de la région de Thetford (« SDE »), les maires des municipalités visées par le Projet et Gaz Métro dans le but de trouver les conditions nécessaires à sa réalisation. C'est avec l'appui et la mobilisation des gens d'affaires des deux MRC que Gaz Métro a procédé à son analyse de rentabilité; la problématique principale demeurant le besoin d'une contribution externe pour rentabiliser l'extension de réseau. » [nous soulignons]

(ii) « La municipalité de Saint-Éphrem avait déjà entrepris des pourparlers avec les instances gouvernementales afin d'obtenir l'appui et les fonds nécessaires à la réalisation de cette portion du Projet lorsqu'elle a reçu les résultats, en août 2016, de l'étude économique réalisée par la firme Deloitte, à la demande du regroupement Saint-Éphrem en action. Cette étude conclut qu'une desserte de la région en gaz naturel aurait des impacts positifs sur les économies d'énergie, les gains de productivité, la consolidation des entreprises existantes ainsi que l'implantation de nouvelles entreprises. » [nous soulignons]

(iii) Lettres d'intérêt et d'appui déposées au dossier R-3767-2011.

Demandes :

- 1.1 En considération de la citation à la référence (i), veuillez indiquer si Énergir a reçu ou pris connaissance de lettres d'intérêt et d'appui au projet d'extension de réseau en provenance d'acteurs économiques des secteurs de Thetford Mines et de Saint-Éphrem-de-Beauce.

Le cas échéant, veuillez déposer les lettres ou tout document au soutien du présent Projet.

Réponse :

Deux résolutions en appui au Projet sont déposées à l'annexe Q-1.1.

1.2 Veuillez déposer l'étude économique dont il est question à la référence (ii).

Réponse :

L'étude est déposée à l'annexe Q-1.2.

- 2. Références :**
- (i) Pièce [B-0006](#), p. 3;
 - (ii) Pièce B-0007, p. 19 (sous pli confidentiel);
 - (iii) Pièce [B-0011](#), p. 8;
 - (iv) Pièce [B-0013](#), p. 8.

Préambule :

- (i) « Le coût du projet est évalué à 27,9 M\$, dont 4,5 M\$ proviennent de Gaz Métro.

Le projet bénéficie d'une contribution financière externe importante en provenance du gouvernement du Québec. En juillet 2017, le gouvernement du Québec par l'entremise du ministère de l'Énergie et des Ressources naturelles (« MERN ») a annoncé une contribution maximale de 13,2 M\$ pour le secteur de Thetford Mines et de 6,7 M\$ pour le secteur de Saint-Éphrem afin de réaliser le prolongement du réseau gazier. Le gouvernement du Canada, par le biais de l'Agence de développement économique du Canada pour les régions du Québec (« DEC »), étudie présentement une demande d'aide financière de Gaz Métro de 4,4 M\$ pour la réalisation du projet. Bien que les contributions gouvernementales maximales pourraient s'établir à 24,3 M\$, une contribution de 23,4 M\$ est suffisante pour réaliser le projet selon les critères de rentabilité des projets d'investissement approuvés par la Régie de l'énergie (« Régie »). » [nous soulignons]

- (ii) Coûts associés au Projet

(iii) « Le Projet, dont le coût est estimé à 19 595 081 \$, vise à construire et à exploiter un gazoduc de près de 37 km dans la région de Thetford Mines, soit dans les secteurs de Black Lake, de l'aéroport municipal, d'Adstock et de Sainte-Clotilde-de-Beauce. »

(iv) « Le Projet, dont le coût est estimé à 7 861 190 \$, vise à construire et à exploiter un gazoduc de près de 14 km dans la municipalité de Saint-Éphrem-de-Beauce. »

Demandes :

2.1 Selon les références (iii) et (iv), les estimations de coûts du Projet totalisent 27 456 271\$, tandis qu'à la référence (i), le coût du Projet est évalué à 27,9 M\$. Veuillez expliquer les différences constatées quant aux coûts du Projet.

Réponse :

Une estimation du coût du Projet a été fournie par Énergir au gouvernement provincial au début juin 2017. Entre cette période et le dépôt du Projet à la Régie, Énergir a continué à peaufiner ses analyses, ce qui a résulté en l'écart mentionné dans la question.

Il n'y a pas un élément en particulier qui explique la différence. Le peaufinement des analyses a eu un impact sur la plupart des rubriques de coûts, parfois à la hausse, parfois à la baisse. Il est à noter que l'écart entre l'estimation de juin 2017 et celle déposée en novembre 2017 est de 0,47 M\$ sur un projet de près de 28 M\$, soit 1,7 % des coûts du Projet.

- 2.2 À la référence (ii), Énergir présente les montants de contributions externes de ██████\$ provenant du gouvernement québécois et de ██████\$ du gouvernement fédéral.

Veuillez déposer les détails du calcul et les hypothèses permettant d'établir ces montants.

Réponse :

Le gouvernement fédéral contribue pour 25 % de la contribution de rentabilisation nécessaire pour atteindre le taux de rendement de 5,01 % pour la section du Projet se trouvant dans la MRC des Appalaches. Le solde est assumé par le gouvernement du Québec, qui contribue également à 100 % pour la section du Projet se trouvant dans la MRC de Beauce-Sartigan.

Le tableau ci-dessous montre, pour chacune des MRC, le montant des contributions des gouvernements provincial et fédéral.

	Provincial	Fédéral	Total
Contribution MRC des Appalaches	██████\$	██████\$	██████\$
Contribution MRC de Beauce-Sartigan	██████\$	██████\$	██████\$
Total contribution	██████\$	██████\$	██████\$

Il est à noter qu'en effectuant le calcul pour répondre à la question, Énergir s'est aperçue d'une erreur de saisie dans le tableau des coûts à la page 19 de la pièce B-0007, Gaz Métro-1, Document 1. En effet, la contribution fédérale devrait être de ██████\$ (au lieu de ██████\$) et la contribution provinciale devrait être de ██████\$ (au lieu de ██████\$).

Le montant total de la contribution n'est donc pas affecté et il n'y a aucun impact sur le calcul de rentabilité.

Une révision de la pièce confidentielle est déposée.

- 2.3 Veuillez élaborer sur les conditions requises et l'éventualité pour Énergir d'obtenir le maximum des contributions provenant du gouvernement québécois et du gouvernement fédéral respectivement, tel qu'indiqué à la référence (i).

Réponse :

Dans l'éventualité où les coûts réels du Projet s'avéraient supérieurs à l'estimation, la contribution serait augmentée jusqu'à un maximum de 24,3 M\$. L'augmentation de la contribution pourrait atteindre 0,9 M\$, ce qui correspondrait à des coûts totaux pour le Projet d'environ 28,8 M\$. Au-delà de ce montant, les coûts seraient entièrement assumés par Énergir.

3. **Références :**
- (i) Pièce [B-0006](#), p. 15;
 - (ii) Pièce [B-0011](#), p. 3;
 - (iii) R-3958-2015, pièce [B-0008](#);
 - (iv) R-3937-2015, pièce [B-0021](#).

Préambule :

(i) « En ce qui a trait à la contribution du gouvernement du Canada au montant maximal de 4,4 M\$, elle sera garantie par une convention d'aide financière à intervenir entre DEC et Gaz Métro une fois la demande de Gaz Métro approuvée. De nombreuses discussions entre Gaz Métro et DEC ont eu lieu à cet effet et Gaz Métro est très confiante de voir sa demande approuvée. Gaz Métro prévoit obtenir copie de l'entente en début d'année 2018. Cette entente sera déposée auprès de la Régie dès qu'elle aura franchi les étapes administratives nécessaires à sa finalisation. » [nous soulignons]

(ii) « Le versement de l'aide financière prévue à l'article 1 est conditionnel à l'autorisation du Projet par la Régie de l'énergie et au versement d'une contribution financière du gouvernement fédéral pour la réalisation du Projet. »

(iii) Entente de contribution non remboursable déposée au dossier R-3958-2015.

(iv) Entente de contribution non remboursable déposée au dossier R-3937-2015.

Demandes :

La Régie désire obtenir plus de précisions sur la convention d'aide financière à intervenir entre la DEC et Énergir aux fins d'assurer la rentabilité du Projet.

- 3.1 Veuillez déposer les principes prévus à la convention d'aide financière à intervenir entre la DEC et Énergir, tel que cité à la référence (i).

Le cas échéant, veuillez indiquer les modalités prévues (par exemple, dates et déboursées) à la convention d'aide financière pouvant affecter la rentabilité du Projet. Veuillez élaborer.

Réponse :

Énergir n'a pas encore obtenu la convention d'aide financière de DEC. Cependant, elle s'attend à ce que la convention d'aide financière soit la même que pour les projets antérieurs pour lesquels une telle entente est intervenue avec DEC¹.

- 3.2 Selon les références (iii) et (iv) et l'expérience d'Énergir, veuillez indiquer si la contribution de DEC au Projet sera remboursable ou non.

Réponse :

La contribution sera non remboursable.

- 3.3 Selon la référence (ii), la Régie note que l'aide financière de 13,2 M\$ pour la région de Thetford Mines par le gouvernement du Québec sera conditionnelle au versement d'une contribution financière du gouvernement fédéral.

Veuillez élaborer sur les dispositions prévues par Énergir à cet égard en considération de la citation référencée en (i) et notamment, selon les deux scénarios hypothétiques suivants :

- Énergir reçoit une contribution du gouvernement fédéral moindre qu'anticipé pouvant affecter la rentabilité du Projet;

Réponse :

Énergir rappelle qu'elle est très confiante d'obtenir l'aide financière demandée au gouvernement fédéral. Ce faisant, la seule possibilité pour Énergir d'obtenir une contribution moindre du gouvernement fédéral serait dans le cas où les coûts réels du Projet sont moindres que ceux projetés.

¹ Voir R-3837-2015, pièce B-0021, Gaz Métro-1, Document 4 et R-3958-2015, B-0008, Gaz Métro-1, Document 3.

- Énergir est contrainte au retrait complet de la contribution du gouvernement fédéral au Projet.

Réponse :

Énergir rappelle qu'elle est très confiante d'obtenir l'aide financière demandée au gouvernement fédéral. Cependant, advenant un retrait complet de la contribution du gouvernement fédéral, Énergir demanderait au gouvernement provincial s'il accepterait de contribuer davantage.

ANALYSE FINANCIÈRE

- 4. Références :**
- (i) Pièce [B-0006](#), p. 3;
 - (ii) Pièce [B-0006](#), p. 20;
 - (iii) Pièce [B-0006](#), p. 21;
 - (iv) Pièce [B-0015](#);
 - (v) R-3958-2015, pièce [B-0023](#), réponse 1.1.

Préambule :

(i) « Bien que les contributions gouvernementales maximales pourraient s'établir à 24,3 M\$, une contribution de 23,4 M\$ est suffisante pour réaliser le projet selon les critères de rentabilité des projets d'investissement approuvés par la Régie de l'énergie (« Régie »). »

(ii) « L'analyse financière est basée sur les paramètres financiers approuvés par la Régie dans ses décisions D-2017-092 et D-2017-094. Le tableau suivant en présente les résultats.

Tableau 7

	Rentabilité	
	Sans contribution	Avec contribution
TRI	n/a	5,01 %
Point mort tarifaire (années)	n/a	36,32
Impact tarifaire 5 ans (000 \$)	9 604	367
Impact tarifaire 40 ans (000 \$)	29 120	(89)

(iii) Énergir présente les détails du calcul du revenu requis

- (iv) Énergir dépose les résultats de l'analyse de sensibilité du Projet
- (v) Au dossier R-3958-2015, Gaz Métro dépose un fichier présentant les intrants ayant servi aux calculs des résultats présentés dans l'analyse financière.

Demandes :

La Régie note le « *Coût en capital prospectif après impôt* » au calcul du revenu requis, présenté à la référence (iii) et désire bien comprendre, par l'entremise des questions 4.1 et 4.2, en quoi constitue ce paramètre et son application dans les calculs et l'analyse financière du Projet.

- 4.1 Veuillez présenter les calculs et les bases permettant d'établir le « *Coût en capital prospectif après impôt* » de 5,01 %, présenté à la référence (iii).

Réponse :

Le calcul du coût en capital prospectif après impôt considère le coût de la dette après impôt.

Le calcul est le suivant.

	Pondération	Taux	CCP	Taux d'impôt	CCP après impôt
Coût de la dette	54,0%	2,97%	1,60%	26,73%	1,18%
Coût du capital privilégié	7,5%	5,29%	0,40%		0,40%
Coût du capital ordinaire	38,5%	8,90%	3,43%		3,43%
TOTAL	100,0%		5,43%		5,01%

- 4.2 Veuillez préciser pourquoi le « *Coût en capital prospectif après impôt* » établit à 5,01 % diffère du « *Coût en capital prospectif D-2017-094* » établit à 5,43 %.

Veuillez présenter à l'aide d'un exemple chiffré, l'application des paramètres « *Coût en capital prospectif après impôt* » et « *Coût en capital prospectif D-2017-094* » respectivement dans le calcul du revenu requis, présenté en (iii) et dans l'analyse financière, présenté en (ii).

Réponse :

Le coût en capital prospectif après impôt (5,01 %) diffère essentiellement du coût en capital prospectif D-2017-094 (5,43 %) en ce qu'il prend en compte l'économie d'impôt due à la déductibilité fiscale des intérêts sur la composante « coût de la dette » dans le calcul du coût en capital prospectif après impôt (se référer au tableau présenté en réponse à la question 4.1).

Il est important de noter que le coût en capital prospectif après impôt (5,01 %) n'intervient en rien dans les différents calculs qui mènent d'une part à l'établissement du revenu requis, d'autre part à l'établissement du point mort tarifaire, de l'impact tarifaire et du flux monétaire à partir duquel est déterminé le TRI du Projet. Donc, ni le calcul du revenu requis présenté en (iii) ni l'analyse financière présentée en (ii) n'est affecté par le coût en capital prospectif après impôt. À cet égard, il faut noter que le point mort tarifaire et l'impact tarifaire du Projet présenté au tableau 7 sont toujours calculés en utilisant le coût du capital prospectif D-2017-094 (5,43 %).

Le coût en capital prospectif après impôt (5,01 %) n'est utilisé que comme seuil pour évaluer la rentabilité du Projet. Bref, le TRI du Projet se doit d'être comparé au coût en capital prospectif après impôt (5,01 %), conformément à la décision D-97-25. Dans cette décision, la Régie « autorise l'utilisation d'un coût en capital prospectif après impôt dans l'évaluation des projets »².

Cette approche se justifie considérant que le flux monétaire du Projet servant au calcul du TRI (ligne 149 du chiffrier Excel présenté à l'annexe Q-4.4 en réponse à la question 4.4) ne prend pas en compte l'économie d'impôt relative aux intérêts de la dette (déductibles fiscalement). Le flux monétaire considéré (ligne 149) est donc identique à ce que serait le flux monétaire du Projet s'il était financé sans aucune dette (c'est-à-dire un projet financé à 100 % en équité).

Comme le flux monétaire ne prend pas en compte l'économie d'impôt relatif à la déductibilité fiscale des intérêts de la dette du Projet, il est important d'ajuster le coût en capital prospectif de façon à refléter cette économie d'impôt puisqu'elle n'apparaît pas dans le flux monétaire. Voilà pourquoi le TRI du Projet doit être comparé non pas au coût en capital prospectif D-2017-094 (5,43 %), mais au coût en capital prospectif après impôt (5,01 %), pour déterminer la rentabilité du Projet.

Enfin, il est à noter que l'utilisation du coût en capital prospectif après impôt (5,01 %) pour déterminer la rentabilité d'un projet a également été discutée dans le dossier R-3884-2014 de Gazifère. En effet, dans sa décision D-2014-204, la Régie réitère que le coût en capital prospectif après impôt se doit d'être utilisé en comparaison du TRI généré par le projet pour évaluer la rentabilité de ce dernier.

« [147] En ce qui a trait au traitement de l'impôt dans le calcul du coût en capital prospectif, la Régie considère nécessaire de distinguer certains éléments quant au taux utilisé, afin d'évaluer la rentabilité d'un projet.

[148] Aux fins d'évaluation de la rentabilité d'un projet, il faut comparer le TRI généré par le projet avec le coût en capital prospectif après impôt, si le flux monétaire utilisé dans le calcul du TRI n'intègre pas la notion d'économie d'impôt reliée aux frais financiers. Si le flux monétaire utilisé dans le calcul du TRI intègre la notion d'économie d'impôt reliée aux frais financiers, alors l'utilisation du coût en capital prospectif avant impôt doit être utilisée.

² D-97-25, page 18.

[149] La Régie est d'avis qu'il est plus simple d'utiliser le coût en capital prospectif après impôt et ainsi comparer le TRI généré par le projet en n'intégrant pas la notion d'économie d'impôt reliée aux frais financiers dans le flux monétaire. »³

- 4.3 Veuillez confirmer qu'Énergir a utilisé, dans le cadre d'analyse de rentabilité d'un projet d'investissement, le « *Coût en capital prospectif D-2017-094* » (avant impôt) plutôt que le « *Coût en capital prospectif après impôt* » et en a fait la concordance dans les flux monétaires du Projet.

Si oui, veuillez indiquer la nature, les raisons et le moment de ce changement.

Réponse :

Comme mentionné précédemment, les analyses de rentabilité des projets d'investissement ont toujours utilisé le coût en capital prospectif D-2017-094 (ou l'équivalent pour les années antérieures) pour les calculs, nommément, du revenu requis, du point mort tarifaire et de l'impact (ou contribution) tarifaire; le TRI, de son côté, ne requiert pas d'utiliser un taux d'actualisation.

Le coût en capital prospectif après impôt, pour sa part, n'a d'utilité que pour le comparer avec le TRI du projet (afin d'évaluer la rentabilité du projet).

Comme indiqué dans le dossier R-3867-2013, phase 3B, en réponse aux questions 7.2 et 7.3 de la pièce B-0293 :

« Toutefois, [Énergir] a noté que le calcul de ce taux pour la cause tarifaire 2017, et depuis plusieurs années, a été fait en considérant le taux de la dette prospective avant impôt plutôt qu'après impôt, ce qui surestime légèrement le coût moyen pondéré du capital prospectif. Le calcul sera ainsi corrigé à partir du dossier tarifaire 2019. »

Ainsi, dans la Cause tarifaire 2018-2019, le calcul du coût en capital prospectif après impôt sera ajusté comme présenté à la réponse à la question 4.1. De surcroît, les TRI générés par les projets de développement sont maintenant comparés au coût en capital prospectif après impôt (5,01 %) de manière cohérente avec la décision D-97-25.

- 4.4 Veuillez déposer le fichier Excel, incluant les calculs ainsi que les hypothèses associées aux résultats, retenus dans le calcul du revenu requis présenté à la référence (iii), selon le format présenté à la référence (v).

³ D-2014-204.

Réponse :

Le fichier Excel est présenté à l'annexe Q-4.4.

- 4.5 En référence aux résultats de l'analyse financière présentés en (ii), veuillez expliquer un impact tarifaire à la baisse de 89 k\$ sur l'horizon de 40 ans et un taux de rendement interne (TRI) de 5,01 % selon les paramètres financiers approuvés par la Régie dans ses décisions D-2017-092 et D-2017-094, eu l'égard du « *Coût en capital prospectif D-2017-094* ».

Réponse :

Tel que mentionné précédemment, l'impact tarifaire à la baisse de 89 k\$ sur l'horizon de 40 ans est calculé en utilisant le coût du capital prospectif (5,43 %) tel qu'on peut le voir à la cellule AU159 du fichier Excel présenté à l'annexe Q-4.4. Les lignes 157 à 159 du modèle détaillent le calcul de l'impact tarifaire (ou « contribution tarifaire actualisée cumulée » dans le modèle).

L'analyse de la ligne 159 du modèle nous apprend que l'impact tarifaire à la baisse de 89 k\$ sur 40 ans signifie que les hausses tarifaires induites par le projet dans les 11 premières années (pour couvrir l'écart à chaque année entre le revenu requis du projet et le revenu réel généré par le projet) sont compensées dans les années subséquentes par des baisses tarifaires, de telle sorte qu'à la 37^e année (année 37 du modèle), les écarts annuels cumulés et actualisés tombent à zéro (ce qui détermine le point mort tarifaire). À partir de la 37^e année, le projet commence à dégager un impact tarifaire cumulé (et actualisé) négatif qui va se poursuivre jusqu'à la 40^e année. Cumulées et actualisées sur 40 ans, ces contributions tarifaires d'abord positives (hausses tarifaires) puis négatives (baisses tarifaires) vont totaliser une baisse tarifaire de 89 k\$.

Le calcul du TRI de 5,01 % présenté au tableau 7 de la référence (ii) ne requiert pas l'utilisation du coût en capital prospectif D-2017-094 (5,43 %) ni du coût en capital prospectif après impôt (5,01 %).

Le TRI du Projet étant sensible à la contribution gouvernementale, celle-ci a été calibrée de telle façon que la rentabilité du Projet après impôt correspond exactement au seuil de rentabilité donné par le coût en capital prospectif après impôt (5,01 %).

- 4.6 Veuillez mettre à jour les résultats de l'analyse financière et de l'analyse de sensibilité du Projet, tels que présentés aux références (ii) et (iv), selon le scénario hypothétique qu'Énergir obtienne les contributions gouvernementales maximales de 24,3 M\$.

Réponse :

Les résultats de l'analyse financière selon le scénario hypothétique sont présentés au tableau ci-dessous.

	Rentabilité	
	Sans contribution	Avec contribution
TRI	n/a	6,73 %
Point mort tarifaire (années)	n/a	1,24
Impact tarifaire 5 ans (000 \$)	9 604	18
Impact tarifaire 40 ans (000 \$)	29 120	(1 193)

Les résultats de l'analyse de sensibilité selon le scénario hypothétique sont présentés au tableau ci-dessous.

Sensibilité	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 \$)
Volumes						
80 %	4,79	0	329	464	421	67
100 %	6,73	5,83	18	(109)	(506)	(1 193)
120 %	8,52	1,18	(294)	(682)	(1 434)	(2 453)
Coûts de construction						
- 15 %	>100	1,00	(1 433)	(2 752)	(4 595)	(6 246)
+ 15 %	1,58	n/a	1 638	2 672	3 692	3 957
Coûts + 15 % et Volumes - 20 %	0,26	n/a	1 950	3 245	4 619	5 216

VOLUMES DE CONSOMMATION

5. **Références :**
- (i) Pièce [B-0006](#), p. 9;
 - (ii) Pièce [B-0006](#), p. 12;
 - (iii) Pièce [B-0015](#).

Préambule :

(i) « Gaz Métro prévoit raccorder clients pour une consommation annuelle estimée à 3 221 000 m³. De ce volume potentiel, 2 602 220 m³ sont considérés pour le calcul de rentabilité. Les volumes de la première année sont sécurisés par une obligation minimale annuelle (OMA). »

(ii) Au Tableau 3, Gaz Métro identifie les clients sous contrats :

Ville	Nombre de clients	Énergie déplacée
Thetford - Aéroport	2	Propane
	1	Mazout n° 2
Thetford – Black Lake	1	Propane
Sainte-Clotilde	2	Propane
Adstock	6	Propane
Saint-Éphrem	2	Propane

« Les volumes sous contrat de ces principaux clients à l'année 1 totalisent 2 281 000 m³. Ces clients représentent 93 % des volumes ainsi que 90 % des revenus de la première année du Projet ».

(iii) Énergir présente les détails du calcul du revenu requis.

Demandes :

5.1 Veuillez indiquer comment les volumes pour les années 1 à 5 considérés au calcul du revenu requis, à la référence (iii), ont été établis. Veuillez élaborer.

Réponse :

Les volumes sont obtenus à partir des informations reçues des clients. Cependant, Énergir ne fait pas qu'une simple conversion des énergies déplacées, mais évalue, au cas par cas, le volume en considérant parfois un facteur d'efficacité. Le volume obtenu sera ensuite présenté aux clients pour la signature du contrat.

5.2 Veuillez indiquer les raisons pour lesquelles Énergir n'a pas considéré des volumes de 2 281 000 m³ au calcul du revenu requis dès l'année 1 afin de refléter les volumes sous contrat, tel que mentionné à la référence (ii).

Veillez élaborer et mettre à jour le calcul du revenu requis, le cas échéant.

Réponse :

Pour le calcul de rentabilité, Énergir utilise les volumes sécurisés par une obligation minimale annuelle (OMA).

- 5.3 Veillez expliquer les raisons pour lesquelles Énergir a considéré un volume de 2 602 220 m³ sur l'horizon du Projet, alors que le volume potentiel associé au Projet est de 3 221 000 m³.

Selon l'expérience d'Énergir en développement de marchés, veuillez élaborer sur la probabilité d'atteindre le volume de consommation potentiel associé au Projet de 3 221 000 m³.

Réponse :

Comme mentionné à la réponse à la question 5.2, le volume de 2 602 220 m³ correspond aux volumes sécurisés à l'an 6 du Projet. Chaque projet étant unique, il est difficile pour Énergir de se prononcer, à ce stade, sur la probabilité d'atteindre le volume de 3 221 000 m³. Évidemment, si les volumes consommés sont au même niveau que les volumes aux contrats, et donc supérieurs aux volumes sécurisés, la rentabilité du Projet sera meilleure.

- 5.4 Veillez indiquer les tarifs qui ont été utilisés pour établir les revenus de distribution, tel que présenté en (iii).

Réponse :

Tous les clients du Projet sont au tarif D₁ en vigueur au 28 novembre 2017.

- 5.5 Veillez mettre à jour le Tableau 3, présenté à la référence (ii), afin d'y inclure les volumes de consommation et le type de marché (commercial, industriel, institutionnel et agricole) par « Ville ».

Réponse :

Volume au contrat		Marché				
Secteur	Énergie déplacée	Commercial	Industriel	Institutionnel	Agricole	Total général
Thetford - Aéroport	Propane	16	332			348
	Mazout n° 2			38		38
Thetford - Black Lake	Propane	188				188
Sainte-Clotilde	Propane		566			566
Adstock	Propane		682		63	745
Saint-Éphrem	Propane		396			396
Total général		204	1 976	38	63	2 281

COÛTS ASSOCIÉS AU PROJET

6. **Références :** (i) Pièce B-0007, p. 19 (sous pli confidentiel);
(ii) R-3867-2013, pièce [B-0298](#), question et réponse 5.3.

Préambule :

- (i) Énergir dépose les coûts associés au Projet.
- (ii) « Question 5.3 Veuillez commenter l'opportunité de présenter, lors des demandes d'autorisation pour des projets de plus de 1,5 M\$:

- l'étape d'analyse d'ingénierie;
- la plage d'incertitude dans l'estimation des coûts (en pourcentage);
- la justification de l'opportunité de réalisation d'un projet représentant un risque de dépassement des coûts au-delà de 15 %.

Dans le cas où Gaz Métro s'opposerait à une telle pratique, veuillez justifier.

Réponse :

Gaz Métro n'a pas d'objection à répondre à la demande de la Régie. »

Demandes :

- 6.1 Veuillez justifier les montants associés aux activités « [REDACTÉ] » et « [REDACTÉ] », présenté à la référence (i). Le cas échéant, veuillez présenter les détails permettant d'établir ces montants.

Réponse :

Le montant des frais généraux est de 728 615 \$. Depuis janvier 2017, pour les projets de plus de 1,5 M\$, le taux des frais généraux en vigueur de 14,53 % s'applique jusqu'au seuil de 1,5 M\$ et un taux uniforme de 2 % s'applique pour l'excédent. Le calcul est le suivant :

$$(1,5 \text{ M\$} * 14,53 \%) + ((27 \text{ 033 } 244 \text{ \$} - 1,5 \text{ M\$}) * 2,00 \%)$$

En ce qui a trait au PRC, bien que le gaz naturel soit moins dispendieux que les autres sources d'énergie, le gain résultant de l'utilisation ne permet pas toujours de rentabiliser un projet de conversion pour les petits consommateurs, car parfois les coûts de conversion sont trop élevés. Il est établi que les petits clients pourraient alors demander à Énergir une aide à la conversion. Plusieurs grilles d'aide financière existent pour calculer le montant d'aide financière. Il n'est pas possible à ce stade d'un projet de savoir quelle grille s'appliquera. Basé sur l'expérience des dossiers antérieurs et les volumes de conversion prévus, un ratio de 50 ¢/m³ est utilisé pour les petits clients. Quant aux clients plus importants, leur gain leur permet la plupart du temps de rentabiliser les coûts associés à la conversion.

- 6.2 Veuillez indiquer si Énergir a établi pour chacune des activités et des coûts associés au Projet, tel que présenté à la référence (i), une plage d'incertitude dans l'estimation des coûts.

Le cas échéant, veuillez déposer ces données.

Réponse :

Des simulations Monte-Carlo ont été effectuées pour l'ensemble du Projet. Les plages d'incertitudes reliées à chacune des activités du Projet, qui ont été utilisées dans les simulations Monte-Carlo (voir la réponse à la question 7.4) afin de déterminer la contingence, sont déposées à l'annexe Q-6.2 sous pli confidentiel.

- 7. Références :**
- (i) Pièce [B-0006](#), p. 16;
 - (ii) Pièce [B-0006](#), p. 17;
 - (iii) Pièce [B-0006](#), p. 17;
 - (iv) Pièce [B-0006](#), p. 21;
 - (v) Pièce [B-0006](#), p. 22;
 - (vi) Pièce B-0007, p. 19 (sous pli confidentiel);
 - (vii) R-3867-2013, pièce [B-0298](#), p. 18, réponse 4.1;
 - (viii) R-3867-2013, pièce [B-0298](#), p. 19, réponse 4.1;
 - (ix) R-3958-2015, [B-0023](#), réponse 8.7.

Préambule :

(i) « Une analyse environnementale a été réalisée sur tout le territoire sur lequel les conduites seront installées. Les particularités de ce Projet sont la présence de nombreux cours d'eau et milieux humides situés dans des zones agricoles. Au total, 57 cours d'eau et 34 milieux humides sont répertoriés sur le parcours. Le choix du tracé a permis d'éviter 7 cours d'eau et 24 milieux humides. » [nous soulignons]

(ii) « Pour déterminer la méthode de traverse de ces cours d'eau et milieux humides et l'emplacement potentiel de la conduite, une analyse des sols a été effectuée tout au long du tracé à l'automne 2016. Au total, 106 puits d'exploration ont été réalisés aux endroits où la conduite sera installée. De plus, 79 sondages ont été effectués aux abords des traverses de 7 cours d'eau et de chemins de fer. Les résultats de ces sondages ont permis de connaître, entre autres, la nature du sol et sa stabilité, en plus d'augmenter le niveau de précision de la quantité du roc à enlever ainsi que les quantités d'apports de remblai. Ces informations serviront également aux entrepreneurs soumissionnaires pour déterminer les méthodes de construction pour réaliser les travaux. De plus, selon les résultats préliminaires des analyses déjà complétées, Gaz Métro est très confiante de pouvoir réaliser les travaux selon l'estimation des coûts. » [nous soulignons]

(iii) « *De plus, une évaluation visuelle a été réalisée sur les échantillons recueillis pour vérifier la présence d'amiante. De l'amiante a été détecté dans deux zones, soit les deux secteurs situés à Thetford Mines; l'aéroport et Black Lake. Des échantillons supplémentaires seront prélevés en novembre 2017 pour quantifier la teneur en amiante, déterminer les tronçons touchés et établir les méthodes de travail qui seront utilisées lors de la construction. Néanmoins, des sommes pour la disposition et la manutention des sols contenant de l'amiante ont déjà été prévues lors de l'estimation des coûts pour les secteurs de l'aéroport et de Black Lake.* » [nous soulignons]

(iv) « *Les coûts du Projet ont été évalués selon une estimation de classe 3, soit avec une précision de $\pm 15\%$. Comme proposé en réponse à une demande de renseignements de la Régie dans le dossier R-3867-2013, l'analyse de sensibilité ci-dessous prend en compte le risque associé à l'estimation des coûts.* » [note omise]

(v) Calendrier projeté du Projet

(vi) Énergir dépose les coûts associés au Projet.

(vii) « *La valeur de la contingence attribuée au budget d'un projet est une des mesures d'atténuation du risque de dépassement du budget alloué. Tous les risques ne sont donc pas atténués par la contingence.*

[...]

Tel que décrit dans le tableau, une estimation de classe 3 a un niveau de précision de plus ou moins 15%. Si le projet comporte des risques qui pourraient engendrer un dépassement du budget de plus de 15%, ces derniers sont considérés dans le calcul de la contingence. Ce type de projet nécessite un pourcentage de contingence plus élevé. » [nous soulignons]

(viii) « *Projets de plus de 1,5 M\$*

Ces projets sont de plus grande envergure et comportent généralement un niveau de risque plus élevé. C'est pour cette raison que Gaz Métro s'est dotée du logiciel @RISK dans le but d'utiliser la méthode de simulation Monte-Carlo pour le calcul de la contingence en fonction des risques du projet à estimer. Cet outil se veut un algorithme complexe qui utilise les probabilités pour produire un grand éventail de simulations.

[...]

Gaz Métro s'est fixé comme règle que l'estimation finale d'un projet doit avoir une probabilité de 85% (P85) de réussite. La contingence est donc la différence entre le coût à P85 et le coût estimé initial. » [nous soulignons]

(ix) « *Les travaux dans un sol contenant des traces d'amiante requièrent une procédure particulière qui entraîne un accroissement du temps de main-d'œuvre de la part de l'entrepreneur.* »

Demandes :

- 7.1 Veuillez préciser les coûts prévus qui tiennent compte de la disposition et la manutention des sols contenant de l'amiante, tel que cité à la référence (iii).

Réponse :

Lors de l'évaluation visuelle des échantillons recueillis sur le terrain à l'automne 2016, de l'amiante avait été détectée dans seulement deux zones, soit les deux secteurs situés à Thetford Mines (aéroport et Black Lake).

Les coûts prévus au Projet pour la disposition et la manutention des sols contenant de l'amiante, pour les deux secteurs de Thetford Mines sont de [REDACTED] \$.

Au moment du dépôt de la preuve (28 novembre 2017), aucun coût en lien avec l'amiante n'avait été prévu pour les autres secteurs du Projet (Sainte-Clotilde, Adstock et Saint-Éphrem).

Énergir avait alors toutefois indiqué que des échantillons supplémentaires seraient prélevés afin de quantifier la teneur en amiante et de déterminer les tronçons touchés, le tout tel qu'il appert de la page 17 de la pièce B-0006, Gaz Métro-1, Document 1.

Or, ces échantillons supplémentaires ont non seulement confirmé la présence d'amiante dans les secteurs de Thetford Mines (aéroport et Black Lake), mais ont également révélé la présence d'amiante dans les secteurs de Sainte-Clotilde, Adstock et Saint-Éphrem.

Des analyses sont en cours afin de définir de manière plus précise les tronçons contenant de l'amiante et les coûts qui devraient en résulter. Les résultats de ces analyses seront transmis à la Régie lorsqu'ils seront disponibles.

À ce stade, Énergir est très confiante que les coûts additionnels associés à la présence d'amiante dans les secteurs de Sainte-Clotilde, Adstock et Saint-Éphrem n'affecteront pas la rentabilité du Projet compte tenu de la possibilité d'augmenter de 0,9 M\$ les contributions provenant du gouvernement provincial et fédéral (voir à cet égard la réponse à la question 2.3).

Veuillez indiquer parmi les activités présentées à la référence (v), les activités et les coûts associés à la disposition et la manutention des sols contenant de l'amiante.

Réponse :

Les activités impactées par la présence d'amiante sont « Études techniques » et « Construction ».

Pour les coûts, veuillez vous référer à la réponse précédente.

- 7.2 Selon l'expérience d'Énergir, citée à la référence (ix), veuillez confirmer l'existence d'un risque de surcoût dans l'estimation des coûts pour réaliser les travaux dans un sol contenant des traces d'amiante.

Réponse :

Oui, un risque de surcoût est possible lors de la réalisation des travaux dans un sol contenant des traces d'amiante. Ce risque a été pris en compte lors de l'estimation des coûts des deux secteurs de Thetford Mines (aéroport et Black Lake) et lors des simulations Monte-Carlo afin de déterminer la contingence globale du Projet.

- 7.3 Veuillez élaborer quant aux démarches effectuées par Énergir afin d'évaluer les surcoûts dans le cadre d'un Projet nécessitant des travaux dans un sol contenant des traces d'amiante en comparaison à un Projet n'impliquant pas de traces d'amiante.

Réponse :

Energir s'est basée sur son expérience dans le projet d'extension de réseau entre Vallée-Jonction et Thetford Mines (R-3767-2011) et les résultats des échantillons visuels pour évaluer les surcoûts des secteurs nécessitant des travaux dans un sol contenant de l'amiante.

Veuillez quantifier le surcoût appliqué pour le Projet, en dollars et en pourcentage.

Réponse :

Veuillez vous référer à la réponse à la question 7.1.

- 7.4 Considérant les particularités du Projet dont la présence de nombreux cours d'eau et milieux humides situés dans des zones agricoles ainsi que de la présence d'amiante, la Régie est préoccupée par le risque de dépassement de coûts associé au Projet. Veuillez expliquer comment Énergir a tenu en compte de ces particularités dans l'évaluation des coûts du Projet.

Veuillez déposer également vos commentaires à l'égard de ces préoccupations.

Réponse :

Les méthodes d'évaluation des coûts d'un projet tiennent compte des différentes particularités du projet (amiante, roc, milieux humides, etc.). Ces méthodes sont décrites à la réponse à la question 4.1 de la pièce B-0298, Gaz Métro-9, Document 1 du dossier R-3867-2013.

- 7.5 Veuillez confirmer si Énergir a complété l'ensemble des études techniques prévues au calendrier projeté, tel que présenté à la référence (v).

Le cas échéant, veuillez indiquer si Énergir prévoit avoir recours à des études techniques additionnelles pouvant affecter les prévisions des coûts. Veuillez élaborer.

Réponse :

Les études techniques sont complétées, excepté pour les analyses supplémentaires relatives à la présence d'amiante. Veuillez également vous référer à la réponse à la question 7.1.

- 7.6 Veuillez quantifier sur le risque de dépassement de coûts et de l'impact sur la rentabilité du Projet eu l'égard de la proposition citée à la référence (ii) : « *selon les résultats préliminaires des analyses déjà complétées, Gaz Métro est très confiante de pouvoir réaliser les travaux selon l'estimation des coûts* ».

Veuillez élaborer quant au risque possible que les coûts réels dépassent de 15% les coûts prévus au Projet.

Réponse :

L'estimation actuelle du coût du Projet tient compte d'une contingence de ██████\$ basée sur les résultats des simulations Monte-Carlo, soit ██████% des coûts directs du Projet. Malgré que la mise à jour des coûts induits par la gestion d'amiante n'est pas encore complétée, le risque d'un dépassement des coûts réels de plus de 15 % des coûts prévus au Projet est peu probable et ferait suite à des événements totalement imprévisibles.

- 7.7 Veuillez justifier et présenter les détails permettant d'établir les coûts associés à l'activité « ██████ », tel que présenté à la référence (vi), et en tenant compte des éléments mentionnés aux références (vii) et (viii).

Le cas échéant, veuillez élaborer en considération des réponses 7.3 et 7.5.

Réponse :

Veuillez vous référer à la réponse aux questions 6.2 et 7.4.

ANALYSE DES RISQUES

8. **Références :** (i) R-3867-2013, pièce [B-0298](#), réponse 4.1, p. 19;
(ii) R-3825-2012, pièce [B-0021](#), réponse 1.1.

Préambule :

- (i) « Projets de plus de 1,5 M\$

Ces projets sont de plus grande envergure et comportent généralement un niveau de risque plus élevé. C'est pour cette raison que Gaz Métro s'est dotée du logiciel @RISK dans le but d'utiliser la méthode de simulation Monte-Carlo pour le calcul de la contingence en fonction des risques du projet à estimer. Cet outil se veut un algorithme complexe qui utilise les probabilités pour produire un grand éventail de simulations.

[...]

- Analyser les résultats de la simulation Monte-Carlo qui s'affichent sous forme de graphique permettant d'examiner les probabilités d'occurrence de l'estimation du projet et de déterminer les éléments les plus à risques. »

- (ii) Au dossier R-3825-2012, Gaz Métro présente le processus d'analyse de risque appliqué dans le cadre d'une nouvelle entente de raccordement.

Demandses :

- 8.1 Veuillez indiquer si Énergir a effectué une simulation Monte-Carlo, tel que cité à la référence (i), dans le cadre du Projet.

Le cas échéant, veuillez élaborer sur les résultats de la simulation et présenter les éléments du Projet qui ont été identifiés les plus à risques.

Réponse :

Des simulations Mont-Carlo ont été effectuées dans le cadre du Projet, ces analyses ont permis d'obtenir une contingence de ██████\$, soit un taux de ██████% des coûts directs du Projet. Les éléments du Projet qui ont été identifiés les plus à risques sont reliés principalement aux activités suivantes :

- installation de la conduite et excavation de la tranchée;
- traverses de cours d'eau;
- acquisition des servitudes; et
- frais généraux des entrepreneurs.

- 8.2 Veuillez indiquer si Énergir a effectué à une analyse des risques selon le processus présenté à la référence (ii).

Le cas échéant, veuillez élaborer quant aux spécificités propres au Projet qui ont été considérées dans l'analyse.

Réponse :

Oui, Énergir a effectué une analyse des risques selon le processus présenté à la référence (ii).

Le Projet vise à raccorder plusieurs clients et bénéficie de contributions gouvernementales. Cependant, l'analyse des risques a été effectuée en considérant les mêmes principes et avec la même approche que pour toute entente de raccordement de nouveaux clients.

- 8.3 Veuillez indiquer les encadrements prévus par Énergir afin de mitiger les risques décrits dans la réponse précédente.

Réponse :

Les encadrements sont ceux prévus aux *Conditions de service et Tarif*.

Veuillez indiquer si Gaz Métro a considéré exiger des contributions financières aux clients, en vertu de l'article 4.3.4 des Conditions de service et Tarifs afin d'améliorer la rentabilité du Projet.

Réponse :

Énergir ne prévoit pas demander de contribution financière aux clients afin d'améliorer la rentabilité du Projet.

En effet, l'article 4.3.4 des *Conditions de service et Tarif* (CST) prévoit qu'Énergir peut, à la conclusion du contrat, convenir avec le client d'une contribution financière à payer si l'évaluation des coûts démontre que le projet n'est pas rentable. La contribution est donc établie, le cas échéant, lors de la signature du contrat avec le client, c'est-à-dire avant que les travaux débutent.

L'article 4.3.4 des CST se lit comme suit :

« Lorsque les revenus générés par le raccordement de l'adresse de service au réseau de distribution ne permettent pas au distributeur de rentabiliser ses investissements, selon l'évaluation du coût des travaux requis, aux conditions approuvées par la Régie de l'énergie, le distributeur peut, à la conclusion du contrat, convenir avec le client d'une contribution financière à payer par le client. Les frais de raccordement prévus à l'article 4.3.2 peuvent s'ajouter à cette contribution. Le distributeur peut aussi convenir, avec le client, d'une obligation minimale annuelle. »

(Énergir souligne)

Le Projet étant rentable, aucune contribution des clients n'est envisagée.



CANADA
PROVINCE DE QUÉBEC
MUNICIPALITÉ RÉGIONALE DE COMTÉ DES APPALACHES

EXTRAIT du livre des délibérations de l'assemblée du Conseil des maires tenue le 14 septembre 2016 à 19 heures 30.

RÉSOLUTION NUMÉRO CM-2016-09-7688

ÉTUDE – DOSSIER GAZ NATUREL

ATTENDU QUE la MRC veut être en mesure d'offrir du gaz naturel qui permettrait d'alimenter les installations des principaux clients industriels, commerciaux ou institutionnels;

ATTENDU QUE Gaz Métro, afin de répondre à la demande de la MRC, devra procéder à l'extension de son réseau de distribution afin de réaliser le Projet (projet expansion Thetford II);

ATTENDU QUE les revenus générés par le Projet, selon les évaluations initiales, ne permettront pas à Gaz Métro de défrayer le coût des investissements, selon l'évaluation préliminaire du coût des Travaux requis;

ATTENDU QUE Gaz Métro doit demander une contribution financière externe afin de réaliser les Travaux tel que stipulé aux « Conditions de service et Tarif » approuvés par la Régie de l'énergie ;

ATTENDU QUE, à la demande de la MRC et vu la complexité du Projet, Gaz Métro devra procéder à des évaluations supplémentaires qui permettront d'établir avec une plus grande exactitude (estimé budgétaire et régie de classe 3) le montant de la contribution financière que les partenaires gouvernementaux (provincial et fédéral) devront déboursier à Gaz Métro ;

EN CONSÉQUENCE, il est proposé par M. Ghislain Hamel et résolu unanimement ce qui suit :

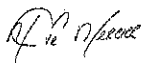
1. Autoriser Gaz Métro à effectuer une évaluation (estimé classe 3).
2. Advenant que la MRC décide de ne pas réaliser le Projet ou qu'aucune entente contractuelle entre les parties ne soit signée avant le 30 juin 2017 ou que Gaz Métro n'obtient pas l'approbation du Projet par la Régie de l'énergie, la MRC s'engage, en vue de couvrir les frais relatifs aux Évaluations (estimé classe 3), à payer à Gaz Métro un montant maximal de deux cent trente-cinq mille dollars (235 000 \$) plus taxes applicables. La somme sera payable par la MRC à Gaz Métro, dans les trente (30) jours suivant l'émission de la facture.
3. Advenant la signature d'une entente contractuelle entre les Parties, au plus tard le 30 juin 2017, en vue de procéder aux Travaux dans le but d'alimenter en gaz naturel le Projet, il est alors convenu que le coût des Évaluations fera alors partie intégrante des coûts relatifs au Projet.

...2

4. Lorsque les Évaluations seront complétées, Gaz Métro informera la MRC des coûts réels des travaux.
5. Autoriser le préfet de la MRC des Appalaches à signer le Protocole et que celui-ci est sujet à révision ou résiliation par Gaz Métro advenant le cas où il n'aurait pas été signé par la MRC au plus tard le 30 septembre 2016 et ne lie Gaz Métro que lorsqu'il aura été accepté par écrit par la signature de ses officiers autorisés.

Adoptée

**EXTRAIT certifié conforme à Thetford Mines
ce 15 septembre 2016**



Marie-Eve Mercier,
directrice générale et
secrétaire-trésorière



Municipalité de Saint-Éphrem-de-Beauce

CANADA
PROVINCE DE QUÉBEC
M.R.C. BEAUCE-SARTIGAN
MUNICIPALITÉ DE SAINT-ÉPHREM-DE-BEAUCE

EXTRAIT DU REGISTRE DES PROCÈS-VERBAUX

À une séance régulière du conseil de la Municipalité de Saint-Éphrem-de-Beauce, tenue à la salle du conseil municipal au Centre Multifonctionnel de St-Éphrem, le mardi 4 octobre 2016 à 19h30.

ÉTAIENT PRÉSENTS M. M. :

- Carl Gilbert
- Marie-Josée Plante
- André Longchamps
- Josée Busque
- Michel Quirion
- Marc Beaudoin

Formant quorum sous la présidence de Monsieur Normand Roy, maire.

Monsieur Luc Lemieux, directeur général, secrétaire-trésorier est aussi présent.

RÉSOLUTION NO. 2016-10-173

ESTIMÉ BUDGÉTAIRE DE NIVEAU 3 – GAZ NATUREL SAINT-ÉPHREM-DE-BEAUCE

CONSIDÉRANT que la municipalité de Saint-Éphrem-de-Beauce souhaite l'accès au gaz naturel;

CONSIDÉRANT que la communauté d'affaires et les élus de Saint-Éphrem-de-Beauce se mobilisent autour d'un projet porteur qu'est l'arrivée du gaz naturel;

CONSIDÉRANT que le projet d'extension du réseau gazier deviendrait un levier important pour le développement économique de nos commerces et industries et pour la municipalité de Saint-Éphrem-de-Beauce;

CONSIDÉRANT que la municipalité de Saint-Éphrem-de-Beauce a besoin de cet outil de développement économique pour maintenir et attirer les investissements en région;

CONSIDÉRANT que le gaz naturel permet des économies de près de 40% du coût d'énergie pour les commerces, les institutions publiques et les industries;

CONSIDÉRANT que le gaz naturel produit 32% moins d'émissions que le mazout lourd et que son extension à Saint-Éphrem-de-Beauce aurait un effet positif sur le bilan environnemental de toute la région de la Beauce;

CONSIDÉRANT que certaines entreprises sont moins compétitives et qu'ils ralentissent leurs investissements dans leur usine de Saint-Éphrem-de-Beauce, compte tenu de l'absence du gaz naturel;

CONSIDÉRANT qu'une étude économique a confirmé les retombées importantes qu'apporterait l'arrivée du gaz naturel dans la région;

CONSIDÉRANT que la réalisation, dès cet automne, de l'étude phase 3 permettrait de débiter les travaux plus rapidement en 2017;

EN CONSÉQUENCE;
IL EST PROPOSÉ PAR Michel Quirion
SECONDÉ PAR Marie-Josée Plante
ET RÉSOLU UNANIMEMENT

QUE la municipalité de Saint-Éphrem-de-Beauce s'engage à payer l'estimé budgétaire de niveau 3 pour environ 90 000.00\$ à Gaz Métro si le projet ne se concrétise pas.

QUE la municipalité de Saint-Éphrem-de-Beauce puise à même ses surplus accumulés si besoin il y a.

Copie certifiée conforme à l'originale ce 4^e jour du mois d'octobre 2016

Aux Minutes de la Municipalité de Saint-Éphrem-de-Beauce

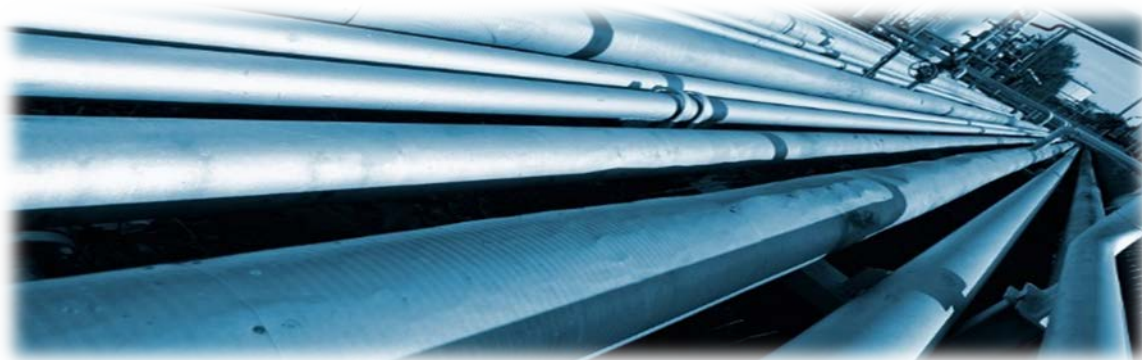
Par :

Luc Lemieux,
Directeur général, secrétaire-trésorier

Deloitte.

Étude de retombées économiques, desserte au gaz naturel d'Adstock à St-Éphrem-de-Beauce

Rapport préliminaire présenté à St- Éphrem en action



Août 2016

Sommaire

Cette étude s'inscrit dans un programme d'acquisition de connaissance. Elle a pour but d'identifier les dépenses d'investissement et les frais d'exploitation découlant de la future desserte au gaz naturel reliant Adstock à St-Éphrem-de-Beauce, dans la MRC de Beauce-Sartigan, afin d'en estimer les retombées économiques à l'échelle du Québec.

La réalisation de cette étude comporte l'utilisation de plusieurs sources de données, dont les principales sont celles en provenance de Gaz Métro, le distributeur en gaz naturel, auxquelles s'ajoutent celles de l'Institut de la statistique du Québec (ISQ) et de Statistique Canada.

Au plan méthodologique, cette étude a recours au modèle intersectoriel de l'Institut de la statistique du Québec pour estimer les retombées économiques à l'échelle du Québec. Ce modèle, du type entrées-sorties, est basé sur la structure interindustrielle du Québec.

À l'échelle du Québec, les dépenses d'investissement liées au projet de desserte s'élèvent à 7 300 000 \$. Elles généreront 66,7 emplois à temps complet (ETC). Ce projet contribuera à une augmentation de la richesse collective de 6 200 000 \$ (valeur ajoutée), dont 3 100 000 \$ serviront à rémunérer les 66,7 ETC. Pour leurs parts, les gouvernements du Québec et du Canada bénéficieront respectivement sous forme de revenus fiscaux et parafiscaux des sommes de 1 000 000 \$ et 400 000 \$. De plus, le contenu québécois du projet de desserte s'établit à 71 %. Enfin, le projet de desserte engendrera un taux d'emploi de 7,5 ETC / million \$.

Quant aux dépenses d'exploitation, elles s'élèvent à 20 100 000 \$. Les retombées économiques de ces dépenses d'exploitation sont présentées dans le rapport. Toutefois, ces dernières sont récurrentes tout comme plusieurs impacts de nature un peu plus qualitative pouvant bénéficier aux entreprises ou à la collectivité. Parmi celles-ci, mentionnons les effets d'entraînement de la mise en service de la desserte de gaz naturel reliant Adstock à St-Éphrem-de-Beauce, qui se présentent en premier lieu par des économies d'énergie et qui se traduiront par une diminution de la facture énergétique des entreprises. Celles-ci, selon la forme d'énergie déplacée et le volume de consommation, économiseraient entre 14 % et 42 % de leur facture par rapport au mazout léger ou de 11 % à 48 % pour l'équivalent au propane. En deuxième lieu, la productivité de ces mêmes entreprises est susceptible de s'accroître par le remplacement d'équipements plus efficaces. Productivité et économies d'énergie créeront un milieu propice à la consolidation de ces mêmes entreprises et aux emplois qui y sont offerts. De plus, la MRC de Beauce-Sartigan et plus particulièrement les communautés desservies par le gaz naturel bénéficieront d'une marge budgétaire accrue par des entrées majorées de recettes foncières. Outre le salaire des employés qui contribueront au maintien des services de proximité, les travailleurs régionaux deviendront des acteurs au maintien de la valeur foncière des propriétés. Les communautés retireront d'autres avantages au plan de l'aménagement tels que la réduction de la circulation des poids lourds, etc. Le projet, par ailleurs, permettrait d'éviter l'émission de 567,5 tonnes de GES.

Les effets d'entraînement engendrent des impacts de nature quantitative également. Ils sont associés à des expansions (agrandissement d'usine ou addition de chaîne de montage, etc.), voire même à l'implantation de nouvelles entreprises qui se matérialiseront sous forme d'investissement et de dépenses d'exploitation. Les investissements créant des impacts temporaires correspondent à la durée des travaux alors que les dépenses d'exploitation génèrent des retombées permanentes, année après année.

Finalement, le projet de desserte de St-Éphrem-de-Beauce, de plus petite taille que d'autres projets comparables, offre une performance comparable sinon supérieure aux autres projets. Ce projet de desserte de gaz naturel sera une infrastructure linéaire qui favorisera le développement économique régional. Elle permettra d'orienter le développement industriel selon une trame qui jouera un rôle structurant dans l'économie de la MRC de Beauce-Sartigan.

Mots clés : Desserte au gaz naturel, Beauce, St-Éphrem-de-Beauce, Dépenses d'investissement, frais d'exploitation, retombées économiques québécoises, création d'emplois, valeur ajoutée, recettes fiscales et parafiscales, indicateurs de performance.

Contributions

St-Éphrem-en-Action

Michel Couture Président, St-Éphrem en action
Luc Lemieux Directeur général, St-Éphrem-de-Beauce

Gaz Métropolitain

Étienne Laguë Conseiller sénior, suivi du développement des ventes

Deloitte inc.

Louis Duhamel Conseiller stratégique et responsable client
Denis Bourret Économiste senior (BCDM Conseil)
Anthony Pham Économiste (BCDM Conseil)
Capucine Codron Analyste d'affaires

Table des matières

Sommaire	i
Contributions.....	iii
Table des matières	iv
Liste des annexes	v
Liste des tableaux	v
Liste des figures	v
Introduction	1
Projet de desserte au gaz naturel, Saint-Éphrem-de-Beauce	3
Cadre d'analyse	5
Objectifs.....	5
Approche méthodologique.....	5
Portée et limite de l'étude	6
Définition des retombées économiques.....	6
Modèle intersectoriel du Québec	7
Apports québécois	9
Identification des acteurs	9
Estimation des apports bruts au Québec.....	9
Dépenses en construction	9
Dépenses en achat et installation des équipements.....	10
Frais d'exploitation - Gaz Métro	13
Estimation des apports nets au Québec.....	13
Retombées économiques, résultats et analyses.....	15
Retombées économiques des dépenses d'investissement au Québec.....	15
Comparaison avec des projets comparables.....	18
Retombées économiques des frais d'exploitation au Québec.....	21
Autres retombées économiques récurrentes	23
Conclusion	27
Références.....	29

Liste des annexes

- Annexe A : Acronymes et lexique
- Annexe B : Retombées économiques des dépenses de construction et d'équipement réparties selon les effets directs, indirects et induits

Liste des tableaux

Tableau 1 :	Nombre de clients potentiels par forme d'énergie déplacée, desserte St-Éphrem-de-Beauce.....	3
Tableau 2 :	Volume de gaz naturel potentiel par forme d'énergie déplacée, desserte St-Éphrem-de-Beauce.....	4
Tableau 3 :	Dépenses d'investissement de construction.....	10
Tableau 4 :	Dépenses d'investissement des entreprises – mise à niveau, en dollars de 2016	11
Tableau 5 :	Dépenses d'exploitation, en dollars de 2016	13
Tableau 6 :	Retombées économiques totales au Québec des dépenses d'investissement, effets directs, indirects et induits, en milliers de dollars de 2015	16
Tableau 7 :	Retombées économiques totales au Québec des dépenses d'investissement de la construction et des équipements, en milliers de dollars de 2015	17
Tableau 8 :	Comparaison de trois projets d'expansion de réseau gazier – Caractéristiques des projets	18
Tableau 9 :	Comparaison de trois projets d'expansion de réseau gazier – Retombées économiques de chacun des projets	19
Tableau 10 :	Retombées économiques totales au Québec des frais d'exploitation, effets directs, indirects et induits, en milliers de dollars de 2015.....	22

Liste des figures

Figure 1 :	Apports bruts et nets, au Québec, en dollars de 2016.....	14
------------	---	----

Introduction

Saint-Éphrem en action représente les intérêts locaux composés de gens d'affaires et d'élus locaux qui souhaitent faire du gaz naturel une nouvelle source d'énergie dans la région de Saint-Éphrem-de-Beauce, et ce dans un avenir rapproché. La desserte envisagée partirait d'Adstock pour se rendre à St-Éphrem-de-Beauce.

En 2016, St-Éphrem en action a fait quelques représentations auprès de représentants des deux paliers gouvernementaux (fédéral et provincial) et ceux de Gaz Métro. À la demande de St-Éphrem en action, Gaz Métro a réalisé une étude de rentabilité pour évaluer les coûts de cette desserte, mais également le marché potentiel associé à cette desserte.

Cette desserte d'une longueur de 15 kilomètres est un complément au projet Thetford II. Elle permettrait de relier Adstock à St-Éphrem-de-Beauce et d'ouvrir un marché de 19 clients potentiels au cours des trois prochaines années. Ces clients sont des entreprises ou organisations des secteurs : commercial, industriel et institutionnel. Pour maints d'entre eux, le gaz naturel représente une source énergétique à un prix avantageux contribuant à améliorer leur rentabilité respective et leur pérennité. En effet, l'accès au gaz naturel à St-Éphrem-de-Beauce représente un avantage concurrentiel pour les entrepreneurs existants et un facteur de localisation pour de nouvelles implantations. L'accès au gaz naturel est devenu un élément de compétitivité et davantage comparatif.

Quant au projet Thetford II l'échéance est 2016 et il prévoit desservir East-Broughton, Ste-Clotilde et Adstock. À noter que ce projet est un prolongement de la ligne de Thetford qui s'est réalisé en 2012.

Pour Gaz Métro, le prolongement de la conduite d'Adstock à St-Éphrem-de-Beauce représente un devancement de cette partie du réseau et une économie substantielle. En effet, si le tracé entre Adstock et St-Éphrem-de-Beauce se réalisait en 2017 plutôt que 2016, il en coûterait 8 700 000 \$ au lieu de 6 500 000 \$. Ce projet représente donc une économie de 2 200 000 \$ qui s'explique principalement par la présence de la machinerie et des frais généraux.

C'est dans ce contexte que Saint-Éphrem en action a mandaté Deloitte inc. afin de réaliser une étude d'impact économique de l'expansion du réseau gazier d'Adstock à St-Éphrem-de-Beauce.

Outre le premier chapitre présentant les objectifs de l'étude et les principales considérations méthodologiques, le présent rapport identifie les principaux acteurs en relation à la desserte de gaz naturel de Saint-Éphrem-de-Beauce et leurs dépenses relatives pour finalement exposer les retombées économiques de cette même desserte, au Québec.

Projet de desserte au gaz naturel, Saint-Éphrem-de-Beauce

Le projet à l'étude vise à relier le projet de Thedford II à St-Éphrem-de-Beauce de la MRC Beauce-Sartigan. Le projet de Thedford II doit se concrétiser en 2016 sur une distance de 40 km. Il prend sa source à Thedford Mines et desservira les municipalités East-Broughton, Ste-Clotilde et Adstock de la MRC Les Appalaches.

D'une longueur de 15 kilomètres, cette desserte représente un marché potentiel de 19 clients en provenance des secteurs commercial, industriel et institutionnel tels qu'illustrés au tableau 1.

Tableau 1 : Nombre de clients potentiels par forme d'énergie déplacée, desserte St-Éphrem-de-Beauce

Énergie déplacée	Marché, nombre de clients			
	Commercial	Industriel	Institutionnel	Total
Propane	3	12	2	17
Mazout léger # 2	0	1	1	2
Total	3	13	3	19

Source : Gaz Métro, 2016.

En termes de volume de gaz naturel, Gaz Métro estime que le marché potentiel de cette desserte représenterait 1 318 000 m³ après trois années (tableau 2). Le secteur industriel est celui qui offre le plus grand potentiel de conversion au gaz naturel. À lui seul, le secteur industriel représente 95 % du potentiel identifié par Gaz Métro.

Dès la première année d'exploitation, Gaz Métro prévoit capter plus de 90 % de ce marché.

Tableau 2 : Volume de gaz naturel potentiel par forme d'énergie déplacée, desserte St-Éphrem-de-Beauce

Énergie déplacée	Marché, volume de gaz naturel en m ³			
	Commercial	Industriel	Institutionnel	Total
Propane	30 000	1 218 000	20 000	1 268 000
Mazout léger # 2	0	35 000	15 000	50 000
Total	30 000	1 253 000	35 000	1 318 000

Source : Gaz Métro, 2016.

Cadre d'analyse

Objectifs

En confiant ce mandat à Deloitte inc. Saint-Éphrem en action avait pour objectif de :

- Documenter et décrire l'impact économique de la future desserte;
- Évaluer l'ensemble des dépenses reliées aux activités relatives de la future desserte de Saint-Éphrem-de-Beauce;
- Évaluer les retombées économiques de l'ensemble de ces dépenses sur l'économie québécoise.

Approche méthodologique

Plusieurs sources de données ont été consultées et mises à contribution, dont la principale est celle de Gaz Métro qui a permis d'évaluer les dépenses associées à la construction et l'exploitation de cette desserte.

À ces dépenses s'ajoutent, les investissements à l'intérieur des entreprises (achat ou modification d'équipement, de conduite, de distribution, etc.). L'estimation des investissements requis à l'intérieur de chaque entreprise s'est établie sur la base d'une relation dont la source est l'aide financière accordée par Gaz Métro. Ainsi, pour chaque dollar alloué en aide financière par Gaz Métro aux entreprises, ces dernières ajouteront en moyenne 2 \$ en investissement à l'intérieur de l'usine.

Plusieurs informations seront extraites des banques de données de l'Institut de la statistique du Québec et de Statistique Canada, lesquelles contribueront à compléter certaines absences de données et à formuler certaines hypothèses.

Dans toute étude de retombées économiques, il importe de porter une attention particulière à deux paramètres pour éviter des surestimations ou des doubles comptabilisations. Ce sont l'injection initiale et les fuites.

Le premier paramètre réfère à l'identification des différentes dépenses ou flux financiers qui ont cours et qui engendreront des retombées économiques. Dans le cas présent, deux types de dépenses composeront l'injection initiale, soit les dépenses d'investissement et les dépenses d'exploitation. Quant aux dépenses d'investissement, elles seront composées des dépenses reliées à la construction de la desserte et celles requises par l'entreprise à l'intérieur de l'usine. Toutes ces dépenses feront l'objet d'un examen pour éviter une double comptabilisation.

Le deuxième paramètre, les fuites, est soustrait de l'injection initiale. Les fuites correspondent aux dépenses qui s'effectueront à l'extérieur du Québec (importations).

Après toutes ses opérations, il résulte une nouvelle banque de données qui correspond à l'apport net qui s'agrége au gré des besoins pour l'ensemble du Québec.

Portée et limite de l'étude

L'étude prévoit l'estimation des retombées économiques à l'échelle provinciale d'un projet d'expansion du réseau gazier d'Adstock à St-Éphrem-de-Beauce en 2016. À cette échelle, le Québec est désigné d'office comme zone d'étude. Or, tout ce qui sort du Québec est traité comme des importations et n'a aucun impact au Québec. La valeur des importations sera mesurée par l'intermédiaire du modèle intersectoriel de l'Institut de la statistique du Québec (ISQ).

Tous les déboursés monétaires sont exprimés en dollars de 2016.

Cette étude vise une expansion d'un réseau gazier d'Adstock à St-Éphrem-de-Beauce. La réalisation de ce projet est tributaire du projet Thedford II et un retard au projet Thedford II affecterait l'échéance du projet à l'étude tandis qu'un refus mettrait en cause la réalisation du projet.

Finalement, une mise en garde s'impose sur les coûts estimatifs de Gaz Métro. En effet, les coûts correspondent à une estimation de classe 5. Or, pour déposer un projet à la Régie de l'Énergie, une estimation de classe 3 est exigée. Ce dernier estimé serait plus précis et plus fiable. En l'absence de cet estimé, l'étude portera sur celle de classe 5 en posant comme hypothèse que la différence de coûts ne sera pas significative.

Définition des retombées économiques

La définition des retombées économiques peut se résumer de la façon suivante : chaque fois qu'un acteur économique réalise une dépense, il stimule l'économie. Par exemple, lorsqu'un événement tel que la construction d'une desserte de gaz naturel de 15 km se concrétise, plusieurs acteurs entrent en jeu. D'abord, il y a les employés qui travaillent directement à la construction de la desserte et à son exploitation. Ensuite, il y a tous les fournisseurs qui interviennent sous forme de contrats pour les autres dépenses d'investissement et d'exploitation. À leur tour, les fournisseurs rémunéreront leurs employés et achèteront des matières premières. Tous ces achats contribuent également à stimuler l'activité d'autres entreprises (les fournisseurs des premières entreprises, etc.) et ainsi de suite. C'est l'ensemble de ces répercussions qui constitue les retombées économiques.

Dans le contexte du présent mandat, les retombées économiques font l'objet de deux simulations qui seront traitées à la grandeur du Québec par l'intermédiaire du modèle intersectoriel de l'Institut de la statistique du Québec (ISQ).

Modèle intersectoriel du Québec

À l'échelle du Québec, les retombées économiques sont calculées à l'aide du modèle intersectoriel de l'ISQ. En résumé, ce modèle est du type entrées-sorties ou « input-output » basé sur la structure interindustrielle du Québec. Ce modèle procède par simulation basée sur les déboursés ayant un impact sur l'économie du Québec. Les déboursés qui ont servi à cette simulation sont présentés au prochain chapitre « Apports québécois ». Les résultats d'une telle simulation constituent des retombées économiques pour le Québec et ils sont présentés selon divers indicateurs, dont la main-d'œuvre, la valeur ajoutée, la valeur des importations, les recettes fiscales et parafiscales des gouvernements du Canada et du Québec.

Le modèle intersectoriel de l'ISQ permet de mesurer et de classer les impacts selon qu'ils appartiennent aux effets directs (directement attribuables au projet à l'étude) ou aux effets indirects (demandes de biens et services engendrées dans d'autres secteurs industriels). À cela, s'ajoutent les effets induits qui se déterminent par une simulation additionnelle des dépenses des ménages attribuables aux employés qui ont bénéficié d'un emploi (direct ou indirect).

Apports québécois

Identification des acteurs

Dans l'ensemble, il y a deux regroupements d'acteurs, Gaz Métro et ses partenaires qui financeront la desserte au gaz naturel en vue de desservir de futurs clients du type commercial, industriel et institutionnel de St-Éphrem-de-Beauce.

Estimation des apports bruts au Québec

Après avoir identifié les acteurs, la seconde étape d'une étude de retombées économiques est d'en estimer les apports (dépenses des acteurs). Ces flux désignent les sommes d'argent neuf injectées et directement attribuables au projet à l'étude.

Dans le présent projet, les dépenses sont de deux types : les investissements et les frais d'exploitation. Ces deux types de dépenses se distinguent par la finalité de leurs utilisations. Ainsi, les investissements sont associés principalement au coût de construction de la future desserte ainsi qu'à l'achat et l'installation des équipements par les clients qui convertiront leur système au gaz naturel. Quant aux frais d'exploitation, ceux-ci sont attribuables uniquement au futur distributeur du gaz naturel, Gaz Métro.

Une autre caractéristique entre ces deux types de dépenses est la récurrence de son impact. En effet, les investissements, beaucoup plus importants que les frais d'exploitation, sont transitoires et non récurrents. La durée des impacts se limite généralement à la durée des travaux. En contrepartie, les frais d'exploitation sont permanents et récurrents annuellement.

Dépenses en construction

D'une longueur de 15 km, l'investissement prévu à la construction de la desserte de gaz naturel entre Adstock et St-Éphrem-de-Beauce est estimé à 6 400 000 \$. Cette somme se décompose en six grandes catégories de dépenses, dont les « services d'entrepreneurs » qui représentent 66 % des coûts totaux du projet.

Il est à noter que les travaux de construction de la desserte s'échelleront sur une année seulement. La durée des travaux est basée sur les plus récentes dessertes au Québec, celle de Thedford Mines et celle de Lévis-St-Damien qui s'étendaient sur plus de 80 km.

Le tableau 3 présente l'ensemble des dépenses d'investissement de construction et en précise les principaux montants.

Tableau 3 : Dépenses d'investissement de construction

Dépenses de construction	\$	%
Main-d'œuvre et avantages sociaux (Gaz Métro)	544 903	9
Services d'entrepreneurs	4 256 278	66
Matériaux – Conduite	531 113	8
Produits métalliques forgés et estampés	531 113	8
Terrains et servitudes	169 439	3
Services professionnels	381 862	6
Coûts des travaux	6 414 707	100

Source : Gaz Métro, 2016.

Dépenses en achat et installation des équipements

Au total, Gaz Métro a identifié 19 clients potentiels susceptibles d'acheter du gaz naturel d'ici 3 ans, dont 90 % du volume de gaz serait sous contrat, dès la première année. Ces clients dont l'activité est de nature commerciale, industrielle ou institutionnelle servent de référence pour mesurer la rentabilité d'une desserte telle que celle à l'étude présentement.

Les investissements liés à la construction de la desserte n'incluent pas les coûts associés à l'achat et à l'installation d'équipements servant de mise à niveau au gaz naturel. Pour la majorité de ces clients, Gaz Métro a estimé une participation financière afin d'abaisser la période de retour sur l'investissement (PRI) ou « pay back » à un niveau acceptable pour l'entreprise. La PRI est un critère utilisé par les entreprises pour justifier un investissement. Elle exprime la période nécessaire, en termes d'année, à l'entreprise pour récupérer le capital investi.

L'aide financière allouée par le distributeur de gaz naturel aux entreprises ou institutions serait de 295 600 \$. Cette somme aurait pour but d'abaisser la PRI à un niveau de risque acceptable par le client. Par contre, cette aide financière ne couvre pas tous les coûts. Les entreprises devront déboursier un montant équivalent, voire même plus que la mise de fonds consentie par Gaz Métro. Ainsi, pour estimer les dépenses afférentes aux clients, une hypothèse est formulée, laquelle a été discutée avec les représentants de Gaz Métro. Cette hypothèse est la suivante :

- Pour chaque dollar consenti par Gaz Métro, le client ajoutera 2 \$ pour couvrir tous les autres coûts associés au plan et devis, à l'achat et l'installation des équipements, etc.

Ainsi, les entreprises et Gaz Métro déboursent 591 300 \$ additionnels pour utiliser le gaz naturel (voir tableau 4).

Ainsi, les entreprises ou institutions investiront 886 900 \$ additionnels dans l'économie, dont 90 % l'année suivante de la réalisation de la future desserte.

Tableau 4 : Dépenses d'investissement des entreprises – mise à niveau, en dollars de 2016

Achat et installation des équipements	\$	%
Commercial, industriel, et institutionnel		
Aides financières – Gaz Métro	295 600	33
Achats par les clients	591 300	67
Dépenses totales en équipements	886 900	100
Nombre d'entreprises	19	

Source : Gaz Métro, 2016 et adaptée par Deloitte inc.

Frais d'exploitation - Gaz Métro

Gaz Métro prévoit des frais d'exploitation de l'ordre de 20 058 \$ par année, dont 54 % serviront à défrayer le ou les employés qui seront affectés à cette tâche. Le tableau 5 en présente les principales composantes. Au total, la desserte St-Éphrem-de-Beauce nécessitera l'embauche de 0,2 ETC annuellement.

Tableau 5 : Dépenses d'exploitation, en dollars de 2016

Achats et installations des équipements	Nombre	%
Emplois en ETC	0,2	
Masse salariale, \$	10 800	54
Autres dépenses, \$	9 300	46
Dépenses d'exploitation, \$	20 100	100

Source : Gaz Métro, 2016.

Estimation des apports nets au Québec

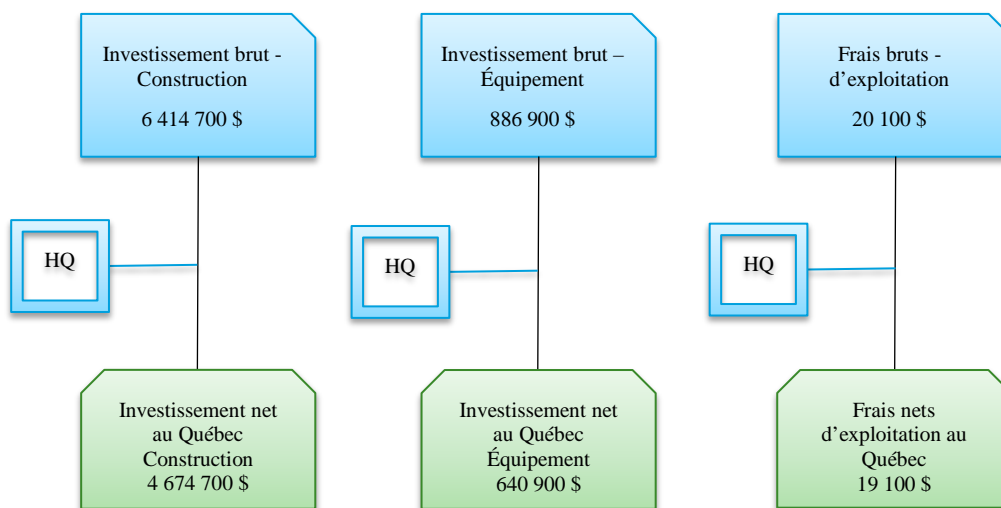
Jusqu'à maintenant, l'estimation des investissements ou des frais d'exploitation s'est concentrée sur les apports bruts. Toutefois, pour évaluer et apprécier l'importance des retombées économiques d'un projet au Québec, il est important d'en soustraire les importations afin d'obtenir les apports nets. En effet, les importations ne contribuent à aucun impact significatif au Québec.

Lors de la simulation du vecteur de dépenses en matière de construction, l'ISQ a estimé que les importations s'élèveraient à 1 740 000 \$. Les investissements nets au Québec sont donc de 4 674 700 \$.

Pour les dépenses d'investissement en matière d'équipement, la simulation du vecteur de dépenses par l'ISQ estime le total des importations à 246 000 \$, ce qui se traduit par des investissements nets au Québec de 640 900 \$.

Finalement, quant aux frais d'exploitation, ceux-ci n'ont fait l'objet d'aucune simulation du modèle intersectoriel du Québec compte tenu de la faible ampleur des dépenses (20 100 \$). L'apport net serait de 19 100 \$, sous l'hypothèse que les importations découlant des frais d'exploitation seraient de 5 %.

La figure 1 synthétise l'ensemble des informations recueillies jusqu'à maintenant et présente les montants correspondants aux apports bruts et nets du projet de desserte de gaz naturel dans la région de St-Éphrem-de-Beauce.



HQ : Hors Québec

Figure 1 : Apports bruts et nets, au Québec, en dollars de 2016

Retombées économiques, résultats et analyses

Avant de présenter les résultats de l'étude, il est important de préciser que les résultats sont exprimés en dollars de 2015 et qu'ils s'appliquent à l'ensemble du Québec. De plus, rappelons que les résultats des simulations sont le produit du modèle intersectoriel de l'ISQ.

Quant à la présentation des résultats, elle débutera par les retombées économiques des dépenses d'investissement suivi des frais d'exploitation. Dans les deux cas, les indicateurs demeurent les mêmes et ces indicateurs sont : le nombre d'emplois exprimé sous forme d'emplois équivalents à temps complet (ETC), la valeur ajoutée composée de la masse salariale et des autres revenus bruts, les revenus fiscaux et parafiscaux des deux paliers gouvernementaux (fédéral et québécois) et de la valeur des importations.

Retombées économiques des dépenses d'investissement au Québec

Les investissements totaux sont composés des dépenses liées à la construction de la desserte et à l'achat et l'installation des équipements servant de mise à niveau au gaz naturel. Ces investissements totalisent une injection brute de 7 300 000 \$.

Cette somme se compose de 88 % des dépenses liées à la construction de la desserte et 12 % des dépenses attribuables à la mise à niveau par les futurs clients ou à des investissements additionnels. Cette injection servira de base au calcul pour estimer les retombées économiques à l'échelle du Québec. Au total, l'investissement de 7 300 000 \$ se répercute et se traduit par les retombées économiques (tableau 6) suivantes :

- La création 66,7 emplois équivalents à temps complet (ETC);
- La valeur ajoutée totalisant 6 160 200 \$;
- La rémunération de la main-d'œuvre pour un montant de 3 082 200 \$;
- Les autres revenus de valeur ajoutée pour un montant de 3 078 000 \$;
- Des revenus fiscaux et parafiscaux pour le gouvernement du Québec équivalent à 1 033 200\$;
- Des revenus fiscaux et parafiscaux pour le gouvernement du Canada équivalent à 364 400 \$;
- Les importations en achats de divers biens et services pour un montant de 2 554 800 \$, dont 1 986 000 \$ attribuables directement à l'injection initiale¹.

¹ Les importations de 2 554 800 \$ sont composées de 1 986 000 \$ associés à l'injection initiale ou aux effets directs et indirects et de 568 800 \$ provenant des effets induits.

Tableau 6 : Retombées économiques totales au Québec des dépenses d'investissement, effets directs, indirects et induits, en dollars de 2015

Indicateurs	Effets			Totaux ^A
	Direct	Indirect	Induit	
Main-d'œuvre	En ETC			
En ETC	9,7	42,1	14,9	66,7
En %	14,5 %	63,1 %	22,3 %	100 %
	En \$			
Valeur ajoutée	975 000	4 283 000	902 200	6 160 200
Masse salariale	538 000	2 199 000	345 200	3 082 200
Autres revenus bruts	437 000	2 084 000	557 000	3 078 200
Revenus fiscaux et parafiscaux	217 000	883 000	297 600	1 397 600
Québec	164 000	655 000	214 200	1 033 200
Canada	53 000	228 000	83 400	364 400
Importation	16 000	1 970 000	568 800	2 554 800

Sources : ISQ, 2016.

Note (A) : En raison des arrondissements, le total ou les sous-totaux peuvent différer de la somme de ses composantes.

Au total, le projet de desserte contribuera à créer l'équivalent de 66,7 ETC. De ces emplois, les effets directs totalisent 9,7 ETC et représentent 14,5 % des emplois totaux générés au Québec alors que les effets indirects totalisent 42,1 ETC (63,1 %) et les effets induits totalisent 14,9 ETC (22,3 %). La modulation des effets renseigne sur la rapidité et sur les lieux approximatifs des impacts économiques. Généralement, les effets directs sont immédiats ou à très court terme. De plus, ils se réalisent près des lieux où les activités sont consommées. Les effets indirects se concrétisent également rapidement, mais ils se propagent à l'économie régionale pour s'étendre à celle du Québec. Quant aux effets induits, ils se matérialisent à moyen ou long terme et ils sont plus diffus dans l'ensemble de l'économie québécoise.

La valeur ajoutée est un indicateur de richesse collective. Elle totalise 6 160 200 \$, dont un peu plus de 50 % (3 082 200 \$) sous forme de salaires et traitements. C'est donc dire qu'un peu plus de 50 % de la richesse collective bénéficie directement aux salariés. En contrepartie, un peu moins de 50 % de la valeur ajoutée sert de rémunération du capital, prenant la forme de revenus nets aux entreprises, d'intérêt, de charge patronale, etc.

Les gouvernements québécois et fédéral recueillent sous forme d'impôts fiscaux et parafiscaux des sommes importantes, soit l'équivalent de 1 397 600 \$, dont 74 % sont perçus par le gouvernement du Québec.

Finalement, deux indicateurs de performance s'ajoutent aux indicateurs traditionnels. Ce sont le pourcentage du contenu québécois et le taux d'emploi par million de dollars d'investissement.

Le contenu québécois se calcule sur la base des importations attribuables à l'injection initiale qui s'élèvent à 1 986 000 \$. Ce montant représente des fuites de la zone d'étude (le Québec) de 27 % ce qui équivaut à un contenu québécois des investissements de 73 %.

Quant au taux d'emploi, il est de 7,5 ETC par million de dollars d'investissement.

Le tableau 7 partage les retombées économiques selon la provenance des déboursés, soit entre les retombées économiques de la construction de la desserte et ceux des équipements servant de mise à niveau au gaz naturel.

Le poids des dépenses de construction dans l'injection totale conduit inévitablement à constater que les retombées économiques découlant de la construction sont 7 fois supérieures à celles des équipements.

Tableau 7 : Retombées économiques totales au Québec des dépenses d'investissement de la construction et des équipements, en dollars de 2015

Retombées économiques	Total	Construction	Équipement
		En ETC	
Main-d'œuvre	66,7	58,1	8,5
		En \$	
Valeur ajoutée	6 160 200	5 415 300	744 900
Masse salariale	3 082 200	2 710 400	371 800
Autres revenus	3 078 000	2 704 900	373 000
Revenus fiscaux et parafiscaux	1 397 600	1 233 700	163 900
Québec	1 033 200	913 600	119 600
Canada	364 400	320 100	44 300
Valeur des importations	2 554 800	2 238 200	316 500
Indice de performance			
Contenu québécois, %	71,5 %	71,5 %	71,0 %
Taux d'emploi par M\$	7,5	7,4	7,8

Sources : ISQ, 2016.

Note (A) : En raison des arrondissements, le total ou les sous-totaux peuvent différer de la somme de ses composantes.

Dans l'ensemble, cette proportion est observable à tous les indicateurs, sauf pour celui du taux d'emploi par tranche de million de dollars. En effet, il s'avère que la création d'emplois par million de dollars soit un peu plus élevée pour les dépenses à l'achat d'équipements.

Comparaison avec des projets comparables

Le tableau 8 dresse une comparaison de trois projets d'expansion de réseau gazier au Québec, dont les études ont été réalisées en 2015 ou 2016. Le projet de St-Éphrem-de-Beauce est de plus petite taille avec 15 km d'extension, 19 clients potentiels en provenance des secteurs commercial, institutionnel, industriel et agricole (CIIA), un volume potentiel de 1 300 000 million de m³, des coûts de construction pour Gaz Métro de 6 200 000 \$ et des investissements de ces principaux clients de 900 000 \$.

Nonobstant que le projet de St-Éphrem-de-Beauce soit de plus petite taille, les indicateurs présentés au bas du tableau 8 appuient à sa réalisation. En effet, son prix de revient est inférieur aux deux autres projets par km de réseau et inférieur au projet de la MRC de Portneuf par million de m³. Quant au volume de vente par client, il est plus grand que celui de la MRC de Portneuf, secteur Ouest.

Tableau 8 : Comparaison de trois projets d'expansion de réseau gazier – Caractéristiques des projets

Catégories	St-Éphrem-de-Beauce (étude 2016)	MRC de Portneuf, secteur Ouest, (étude 2015)	MRC de Bellechasse (étude 2016)
Distance	15 km	15,9 km	85 km
Clients potentiels (CIIA) ¹	19 clients	37 clients	115 clients
Volume de gaz (CIIA)	1 300 000 m ³	2 000 000 m ³	11 200 000 m ³
Coûts des travaux (Gaz Métro)	6 400 000 \$	11 300 000 \$	57 100 000 \$
Dépenses d'investissement des clients (CCIA) ¹	900 000 \$	2 200 000 \$	10 200 000 \$
Prix de revient – coût de construction	430 000 \$ /km	710 000 \$ /km	670 000 \$ /km
Volume de vente par client	5 360 000 \$ /m ³	5 650 000 \$ /m ³	5 090 000 \$ /m ³

Notes (1) : CIIA – Commercial, institutionnel, industriel et agricole

En matière de retombées économiques, le tableau 9 établit un portrait entre les trois projets. Ce tableau comporte un seul indicateur en matière de retombées économiques (emplois en ETC) auquel s'ajoutent trois indicateurs de performance. Ainsi, compte tenu de la taille du projet, le projet de St-Éphrem-de-Beauce crée ou maintient un nombre d'emplois au Québec inférieur aux deux autres projets.

Toutefois, ces résultats se comparent aisément aux deux autres projets lorsque l'on analyse les résultats selon une même base de comparaison. Ainsi, le pourcentage de richesse qui est accaparé par les travailleurs et le pourcentage du contenu québécois du projet sont très près de la performance des deux autres projets. Quant à la création d'emplois par tranche de million de dollars, le projet de St-Éphrem-de-Beauce enregistre une légère performance supérieure au projet de la MRC de Portneuf.

Tableau 9 : Comparaison de trois projets d'expansion de réseau gazier – Retombées économiques de chacun des projets

Catégories	St-Éphrem-de-Beauce (étude 2016)	MRC de Portneuf, secteur Ouest, (étude 2015)	MRC de Bellechasse (étude 2016)
Emplois, en ETC ¹	66,7	120,9	541,9
Création de richesse individuelle ² (travailleurs)	46 %	48 %	50 %
Création d'emplois par tranche de M\$	7,8 / M\$	7,6 / M\$	--
Contenu québécois ³ , %	71 %	73 %	75 %

Notes (1) : ETC – Emplois équivalent à temps complet et le nombre d'ETC est la somme des effets directs, indirects et induits
 (2) : Création de richesse individuelle – C'est l'importance de la création de richesse accaparée par les travailleurs. Elle se mesure en divisant la masse salariale totale générée par le projet par la valeur ajoutée totale générée également par le projet
 (3) Contenu québécois – Le pourcentage des dépenses du projet qui sont réellement déboursés au Québec, la différence provient des importations

Retombées économiques des frais d'exploitation au Québec

Les frais d'exploitation sont composés de la rémunération des employés et des dépenses à l'achat de biens et services. Au total, les dépenses d'exploitation totalisent 20 100 \$.

Cette somme se compose de 54 % des dépenses servant à la rémunération des employés et 46 % liées à l'achat de divers biens et services. Cette injection dans l'économie du Québec se répercute et se traduit par les retombées économiques suivantes (tableau 8) :

- La création de 0,4 emploi équivalent à temps complet (ETC);
- La valeur ajoutée totalisant 23 500 \$;
- La rémunération de la main-d'œuvre pour un montant de 13 600 \$;
- Les autres revenus de valeur ajoutée pour un montant de 9 900 \$;
- Les revenus fiscaux et parafiscaux pour le gouvernement du Québec équivalent à 2 100 \$;
- Les revenus fiscaux et parafiscaux pour le gouvernement du Canada équivalent à 0 900 \$;
- Les importations en achats de divers biens et services pour un montant de 4 600 \$ dont 1 000\$ attribuables directement à l'injection initiale².

Au total, l'exploitation du projet de desserte contribuera à créer l'équivalent de 0,4 ETC. De ces emplois, les effets directs totalisent 0,2 ETC et représentent 42 % des emplois totaux générés au Québec. Les effets indirects totalisent également 0,2 ETC (42 %) et les effets induits représentent 0,1 ETC (16 %).

Sur le plan de la valeur ajoutée, le projet de desserte ajouterait en termes de richesse collective un accroissement de valeur ajoutée de 23 500 \$, dont 65 % (10 700 \$) sont versés sous forme de salaires et traitements. C'est donc dire que plus de la moitié de cette richesse québécoise est redistribuée à des travailleurs ou travailleuses du Québec.

Les revenus fiscaux et parafiscaux s'élèvent à 2 100 \$ pour le gouvernement du Québec et à 900\$ pour le gouvernement du Canada.

La valeur des importations découlant du projet de desserte s'élève à 1 000 \$ à l'échelle du Québec. Cette somme permet de mettre en valeur un premier indicateur de performance, le pourcentage du contenu québécois. Or, les importations représentent 5 % de l'injection totale. Ainsi, le contenu québécois des dépenses d'exploitation associées au projet de desserte s'établit donc à 95 %.

Finalement, le taux d'emploi par tranche de million de dollars serait de 17,2. Toutefois, rappelons que les dépenses d'exploitation s'élèvent à 20 000 \$ et que leur principale composante est la rémunération de la main-d'œuvre. Or, si les dépenses d'exploitation était de 1 000 000 \$, sa distribution serait probablement différente.

² Les importations de 4 600 \$ sont composées de 1 000 \$ associés à l'injection initiale ou aux effets directs et indirects alors que les 3 600 \$ sont associés aux effets induits.

Tableau 10 : Retombées économiques totales au Québec des frais d’exploitation, effets directs, indirects et induits, en milliers de dollars de 2015

Indicateurs	Effets			Totaux ^A
	Direct	Indirect	Induit	
Main-d’œuvre			En ETC	
En ETC	0,2	0,2	0,1	0,4
En %	42 %	42 %	16 %	100 %
			En k\$	
Valeur ajoutée	16,5	1,2	5,8	23,5
Salaires et traitements	10,7	0,6	2,2	13,6
Autres revenus	5,8	0,6	3,6	9,9
Revenus fiscaux et parafiscaux	0,9	0,3	1,9	3,0
Québec	0,6	0,2	1,4	2,1
Canada	0,3	0,1	0,5	0,9
Valeur des importations	0,0	1,0	3,6	4,6
Indicateur de performance				
Contenu québécois, %	--	--	--	95 %
Taux d’emplois par M\$	--	--	--	17,2

Note (A) : En raison des arrondissements, le total ou les sous-totaux peuvent différer de la somme de ses composantes.

Autres retombées économiques récurrentes

Le projet de desserte de la région de St-Éphrem-de-Beauce représente des investissements importants qui engendrent des retombées économiques à court terme (deux ans) seulement alors que les dépenses d'exploitation, plus modestes, créent des impacts permanents. En fait, la construction de la desserte serait imputable à la première année de construction et les achats et l'installation des équipements à la deuxième année alors que les dépenses d'exploitation se répercuteront annuellement, tant et aussi longtemps que la desserte sera en opération.

Aux impacts permanents, d'autres impacts de nature qualitative ou quantitative sont à présenter également.

Au préalable, pour bien comprendre l'importance du gaz naturel comme source d'approvisionnement, citons quelques statistiques officielles. D'abord, l'Association Pétrolière et Gazière du Québec³ (APGQ) publie les statistiques suivantes :

- Au Québec, le gaz naturel représente 12 % du bilan énergétique;
- Le secteur industriel représente 55 % de la consommation du gaz naturel;
- Au cours des trois dernières années, la consommation du gaz naturel s'est accrue de 20 %.

En complément de ce portrait, l'Office National de l'Énergie (ONE) a publié des prévisions de consommation relatives au gaz naturel au Canada pour les 25 prochaines années. Celles-ci seraient équivalentes à :

- Une augmentation de la consommation totale du gaz naturel de 45 % au Canada;
- Une augmentation de la consommation du gaz naturel de 32 % du secteur industriel. (ONE. 2013).

Le gaz naturel est donc une source d'approvisionnement énergétique significative pour l'industrie et cette forme d'énergie est en forte croissance. Par surcroît, pour plusieurs industries, le gaz naturel est aussi un facteur de localisation (MRNF, 2006).

« Le gaz naturel joue un rôle stratégique dans tous les domaines où la production de chaleur doit-être contrôlée avec précision.(...) Pour plusieurs industries, la disponibilité du gaz naturel est un facteur de localisation important. »

La ville de Dolbeau-Mistassini a d'ailleurs très bien compris la relation entre accessibilité au gaz naturel et le facteur de localisation des industries en inscrivant comme objectif de son plan d'urbanisme du secteur industriel :

« Obtenir une desserte du territoire par les infrastructures reliées au gaz naturel revêt une grande importance dans les objectifs de maintien et de développement d'une base industrielle au soutien de l'économie de la ville et de sa région. »

³ En ligne : <http://www.apgq-qoga.com/un-joueur-majeur/>

De plus, la demande de gaz naturel dans le secteur industriel est étroitement liée à la croissance du PIB industriel qui s'établit à près de 50 % au Canada entre 1995 et 2012⁴. Par le passé, cette croissance était principalement supportée par les industries incluant le gaz naturel comme un élément de leur procédé industriel (exemple une centrale électrique opérant au gaz naturel). Pour les années futures, la hausse de la consommation du gaz naturel serait stimulée par des investissements aux technologies consommant du gaz naturel, dont les équipements de chauffe industriels, de mesure et de gestion de l'énergie, etc.

Les investissements dans le secteur industriel seront donc sensibles dans le futur à l'accès au gaz naturel.

Les entreprises et les collectivités desservies par le gaz naturel bénéficieront d'avantages comparatifs qui prennent plusieurs formes.

Les entreprises

- Les entreprises seront prédisposées à investir pour bénéficier des économies d'énergie pouvant se traduire par une baisse de leur facture énergétique ou encore par un accroissement de leur production. Gaz Métro estime que les entreprises qui se convertiront au gaz naturel devraient engranger des économies réelles sur leur facture énergétique de 14 % à 42 % pour les entreprises consommant du mazout léger et de 11 % à 48 % pour les entreprises consommant du propane dans l'hypothèse d'aucun changement de production.
- En complément aux économies d'énergie, les entreprises qui investiront dans des équipements plus efficaces et de gestion en matière d'économies d'énergie enregistreront des gains de productivité.
- En réduisant la facture énergétique pour une production identique ou en améliorant la productivité de l'entreprise par des équipements plus efficaces, chaque entreprise améliorera sa santé financière et favorisera une consolidation de sa propre entreprise. C'est l'équivalent d'une prime d'assurance de pérennité des emplois payée par l'employeur.
- Un autre avantage, et non le moindre, est l'effet d'entraînement que procure l'accès au gaz naturel auprès des entreprises existantes. Dans le projet de desserte, Gaz Métro a identifié 19 clients potentiels.
- Finalement, les effets d'entraînement peuvent se concrétiser auprès de nouvelles entreprises. En effet, l'accès au gaz naturel est un facteur de localisation auprès de nouvelles entreprises qui sont de grandes consommatrices de cette forme d'énergie, mais également de leurs fournisseurs. À titre d'exemple, mentionnons que :
 - En 1999, la ville de Candiac a procédé à une prolongation de la conduite de gaz naturel desservant le parc industriel (Champlain). Or, la conduite a permis la

⁴ TDDC 2013, p. 12

localisation de deux nouvelles industries importantes (GE) qui ont contribué à la venue d'une dizaine d'autres industries (PME) ce qui fixe un ratio de 5 entreprises additionnelles pour chaque grande entreprise (1:5);

- À Longueuil, l'accès au gaz était une priorité. Une conduite de gaz installée dans une zone industrielle peu ou pas développée a atteint sa masse critique après 4-5 ans. Une fois la masse critique atteinte, des entreprises de la taille de 20 000 à 30 000 p.c. s'implantent et deviennent du capital à moindre risque pour les institutions financières.
- Dans l'Est de Montréal, la majorité des membres de l'Association Industrielle de l'Est de Montréal sont des consommateurs de gaz naturel. En 2007, cette Association a mandaté une firme pour évaluer les retombées économiques des membres. À noter que cette étude a été réalisée avant la fermeture de deux raffineries dans l'Est de Montréal. Néanmoins, les effets d'entraînement des projets d'expansion de leurs membres se traduisaient par la création d'un emploi indirect pour chaque emploi créé. Les emplois indirects se retrouvaient principalement dans divers secteurs, dont ceux des secteurs du commerce, des services professionnels (ingénierie, environnement, etc.) de fabrication métallurgique, de la restauration. De plus, cette étude a permis d'estimer que pour les 15 à 20 grandes entreprises il y avait 800 fournisseurs différents, soit l'équivalent d'un ratio 1:40.

La collectivité

- Les communautés desservies par le gaz naturel bénéficient en premier lieu de revenus fonciers accrus par l'augmentation de la valeur foncière des entreprises. En cette période de recherche de nouveaux champs de taxation pour les municipalités, les entrées d'argent neuf en provenance des champs de taxation en usage demeurent toujours d'actualité;
- Les employés de ces entreprises contribuent également à une augmentation des revenus fonciers lors de la mise en chantier de nouvelles résidences, mais leur contribution principale est de contribuer au maintien de la valeur foncière des propriétés;
- Les communautés tirent avantage de la consolidation des entreprises en maintenant des emplois sur leur territoire comblés en grande partie par des résidents régionaux. Ces emplois augmentent le revenu disponible des ménages et contribuent à maintenir des services personnels de proximité;
- Une conduite de gaz naturel représente pour les communautés, une infrastructure structurante, en réduisant la dispersion de l'activité industrielle à l'intérieur d'une trame urbaine;
- Une conduite de gaz naturel favorise par ailleurs une amélioration des aménagements à l'intérieur des aires industrielles et des interfaces urbaines en périphérie, notamment en réduisant la circulation lourde à l'intérieur des zones résidentielles;

- La desserte de St-Éphrem-de-Beauce est un moyen de réduire les émissions de gaz à effet de serre (GES) au Québec. En effet, le gaz naturel déplacerait d'autres sources d'énergie plus polluantes telles que le mazout ou le propane ce qui aurait pour effet de réduire les émissions de GES de 567,5 tonnes par année (Gaz Métro, 2016).

Conclusion

Les objectifs de cette étude étaient de documenter les dépenses découlant du projet de desserte au gaz naturel dans la MRC de Beauce-Sartigan.

Ces objectifs ont été atteints à la suite d'une cueillette d'information minutieuse qui s'est traduite par la création d'une banque de données relative aux dépenses d'investissement en matière de construction de la desserte et d'achat et d'installation des équipements par les futurs clients. À ces dépenses d'investissement, les dépenses d'exploitation ont également été recueillies. Dans tous les cas, les investissements ont fait l'objet de l'utilisation du modèle intersectoriel de l'ISQ pour estimer les retombées économiques à l'échelle du Québec.

À l'échelle québécoise, les investissements totalisent 7 300 000 \$. De cette somme, les dépenses en construction de la desserte représentent 88 % et les dépenses en équipement servant de mise à niveau au gaz naturel représentent 12 %. La propagation de ces dépenses dans l'économie du Québec a permis l'augmentation de la valeur ajoutée de 6 200 000 \$, dont un peu plus de 50 % (3 100 000 \$) serviront à rémunérer les 66,7 emplois à temps complet (ETC). À ces indicateurs, s'ajoutent les recettes fiscales et parafiscales perçues par les deux paliers gouvernementaux. En effet, les gouvernements du Québec et du Canada bénéficieront des futurs déboursés du projet en percevant 1 000 000 \$ et 400 000 \$ respectivement. Le contenu québécois des dépenses découlant des dépenses d'investissement est de 71 %.

Quant aux dépenses d'exploitation, elles s'élèvent à 20 100 \$. Par contre, les dépenses d'exploitation se caractérisent par des impacts récurrents. À ces impacts permanents, précisons que d'autres impacts sont à prendre en considération découlant des effets d'entraînement du projet qui se présentent sous la forme qualitative ou quantitative.

Au plan qualitatif, les premiers impacts recensés sont les économies d'énergie suivies de gains de productivité par l'achat et l'installation d'équipements plus efficaces tout en contribuant à consolider les entreprises existantes, converties au gaz naturel, ainsi que quelques milliers d'emplois. Les communautés seront également des bénéficiaires de cette nouvelle desserte. Elles enregistrent des recettes foncières accrues. Les travailleurs régionaux des entreprises converties au gaz naturel concourent au maintien de la valeur du rôle d'évaluation des propriétés. De plus, le gaz naturel serait un catalyseur à l'expansion des entreprises existantes, voire même à l'implantation de nouvelles entreprises. Le projet permettrait également d'éviter des émissions de GES de l'ordre de 567,5 tonnes.

Par comparaison à d'autres projets similaires, le projet de desserte de St-Éphrem-de-Beauce est de plus petite taille. Sa performance est comparable sinon supérieure aux autres projets. Ce projet de desserte de gaz naturel deviendra une infrastructure structurante pour le développement économique régional et plus particulièrement pour le développement de St-Éphrem-de-Beauce.

Références

Deloitte, 2014. Étude de retombées économiques de la desserte au gaz naturel, Lévis – St-Damien, MRC de Bellechasse, rapport présenté à la Coalition du gaz naturel Bellechasse, octobre 2014, 43p.

Deloitte, 2016. Étude de retombées économiques de la desserte au gaz naturel, du poste Deschambault à St-Marc-des-Carières – Deschambault-Grondines, rapport présenté à la Chambre de commerce secteur Ouest de Portneuf, janvier 2016, 37p

Gaz Métro, 2016. Informations transmises à Deloitte inc. par courriel en date du 22 janvier 2016.

MRNF. 2006. Stratégie énergétique du Québec 2006-2015, Briller parmi les meilleurs, ministère Ressources naturelles et de la Faune⁵, gouvernement du Québec, 119 p. En ligne : <http://www.mern.gouv.qc.ca/publications/energie/strategie/strategie-energetique-2006-2015.pdf>

ONE. 2013. Avenir énergétique du Canada 2013 — Offre et demande énergétiques à l’horizon 2035 Évaluation du marché de l’Énergie, novembre 2013, 94 p. En ligne : <http://www.nbo-one.gc.ca/nrg/ntgrtd/fttr/2013/2013nrgftr-fra.pdf>

ISQ. 2016. Étude d’impact économique pour le Québec des dépenses d’investissement (construction et équipement) d’une desserte de gaz naturel entre le poste Deschambault et St-Marc-des-Carières- Deschambault-Grondines

TDDC. 2014. Rapport d’investissement du développement durable - Aval du gaz naturel et Analyse d’investissement du développement durable, Technologies du développement durable Canada, gouvernement du Canada, 53p.

⁵ En 2014, le MRNF est devenu le MERN, soit le ministère de l’Énergie et des Ressources naturelles.

Annexe A : Acronymes et lexique

Acronymes

APGQ :	Association Pétrolière et Gazière du Québec
CIIA :	Commercial, institutionnel, industriel et agricole
ETC :	Emplois (équivalents) à temps complet
GES :	Émissions de gaz à effet de serre
PIB :	Produit intérieur brut
PRI :	Période de retour sur l'investissement
ISQ :	Institut de la Statistique du Québec
ONE :	Office National de l'Énergie
Stat. Can. :	Statistique Canada
TDDC :	Technologies du développement durable Canada

Lexique

Autres revenus : Les autres revenus, avant impôts, se réfèrent à un concept de production intérieure brute (PIB). Ils regroupent le revenu net des entreprises non individuelles, les intérêts et les autres frais tels que les charges patronales, les bénéfices marginaux, les taxes municipales et scolaires, etc.

Création d'emplois : C'est une expression qui regroupe la somme des emplois créés par le projet. Elle représente la charge de travail utilisée par les différents secteurs de l'économie régionale. L'unité de mesure est l'emploi à temps complet (ETC) qui se définit par le nombre d'heures normalement travaillées par une personne pendant un an.

Effets directs : Ce sont les effets directement attribuables aux dépenses ainsi que celles encourues par les premiers fournisseurs. Dans le cas présent, il s'agit des emplois directement reliés aux dépenses du projet et de la masse salariale s'y rattachant ainsi que de la contribution de l'employeur aux différents services publics.

Effets indirects : Ce sont les effets résultant de la demande de biens et services engendrée par le projet dans d'autres secteurs d'activités économiques, comme la demande de biens intermédiaires nécessaires à la construction d'une desserte. En fait, ils sont composés de la valeur ajoutée des autres fournisseurs (par opposition aux premiers fournisseurs) et de l'effet de retour du PIB sur les fournisseurs régionaux.

Effets induits : Ce sont les effets multiplicateurs générés par le projet. Un projet donne lieu à un accroissement de revenus (les effets directs et indirects) et une partie de ces revenus est réinjectée dans l'économie sous forme de nouvelles dépenses en biens et services (dépenses de consommation). Ces nouvelles dépenses deviendront, en partie, des revenus pour d'autres agents économiques qui en utiliseront, à leur tour, une fraction pour de nouvelles dépenses et ainsi de suite. Les effets induits proviennent des dépenses effectuées par les personnes qui ont des emplois découlant du projet et qui correspondent aux effets direct ou indirect.

Effets primaires : Les effets primaires sont la somme des effets directs et indirects.

Effets secondaires : Les effets secondaires et les effets induits sont deux expressions équivalentes.

Emploi à temps complet : C'est une unité de mesure correspondant à la charge de travail. Un emploi à temps complet (ETC) est l'équivalent d'une année-personne. Il représente l'embauche d'une personne travaillant à temps plein pendant toute une année. Par exemple, trois employés saisonniers travaillant chacun quatre mois comptent pour un seul ETC.

Flux financier : Un flux financier est un intrant à l'évaluation des retombées économiques. Il est synonyme d'injection initiale. Le flux financier est souvent représenté par un vecteur constitué de plusieurs éléments ou parfois par un scalaire, un seul élément. Chacun des éléments se rapporte aux dépenses réellement encourues et associées à une période de référence identique.

Fuites : Les fuites sont la somme des importations et des fuites interrégionales. Elles font référence à l'embauche de la main-d'œuvre ou à des achats de biens et services qui sont réalisés à l'extérieur de la zone d'étude et qui profiteront à des salariés ou des entreprises situés à l'extérieur de cette même zone.

Fuites interrégionales : Une composante des fuites, voir définition de « fuites ».

Importations : Une composante des fuites, voir définition de « fuites ».

Masse salariale : La masse salariale correspond à la rémunération brute des salariés, c'est-à-dire avant toute déduction (impôt sur le revenu des particuliers, taxes de vente, etc.).

Taux d'emplois par M\$: C'est un indicateur de performance. Il mesure l'impact du projet en matière d'emplois par tranche de 1 000 000 \$ de l'injection initiale. Il prend la forme de « X » emplois par M\$ injecté.

Valeur ajoutée : La valeur ajoutée représente une mesure de la valeur de la production intérieure brute (PIB) de l'économie régionale. Il est composé des salaires et traitements, avant impôts, des particuliers, du revenu net des entreprises individuelles et des autres revenus bruts (dont la charge patronale et le revenu net des entreprises non individuelles).

Annexe B : Retombées économiques des dépenses de construction et d'équipement réparties selon les effets directs, indirects et induits

Tableau B1 : Retombées économiques au Québec des dépenses de construction réparties selon les effets directs, indirects et induits

Indicateurs	Effets			Totaux ^A
	Direct	Indirect	Induit	
Main-d'œuvre	En ETC			
En ETC	5,1	40,0	13,0	58,1
En %	9 %	69 %	22 %	100 %
	En \$			
Valeur ajoutée	545 000	4 080 000	790 300	5 415 300
Salaires et traitements	313 000	2 095 000	302 400	2 710 400
Autres revenus	232 000	1 985 000	487 900	2 704 900
Revenus fiscaux et parafiscaux	133 000	840 000	260 700	1 233 700
Québec	102 000	624 000	187 600	913 600
Canada	31 000	216 000	73 100	320 100
Valeur des importations	0	1 740 000	489 200	2 238 200
Indicateur de performance				
Contenu québécois, %	--	--	--	71 %
Taux d'emplois/M\$	--	--	--	7,0

Note (A) : En raison des arrondissements, le total ou les sous-totaux peuvent différer de la somme de ses composantes.

Tableau B2 : Retombées économiques au Québec des dépenses d'équipement réparties selon les effets directs, indirects et induits

Indicateurs	Effets			Totaux ^A
	Direct	Indirect	Induit	
Main-d'œuvre	En ETC			
En ETC	4,6	2,1	1,8	8,5
En %	53,8 %	24,6 %	21,6 %	100 %
	En k\$			
Valeur ajoutée	430 000	203 000	111 900	744 900
Salaires et traitements	225 000	104 000	42 800	371 800
Autres revenus	205 000	99 000	69 100	373 100
Revenus fiscaux et parafiscaux	84 000	43 000	36 900	163 900
Québec	62 000	31 000	26 600	119 600
Canada	22 000	12 000	10 300	44 300
Valeur des importations	16 000	230 000	70 500	316 500
Indicateur de performance				
Contenu québécois, %	--	--	--	72 %
Taux d'emplois/M\$	--	--	--	7,6

Note (A) : En raison des arrondissements, le total ou les sous-totaux peuvent différer de la somme de ses composantes.



www.deloitte.ca

Deloitte, l'un des cabinets de services professionnels les plus importants au Canada, offre des services dans les domaines de la certification, de la fiscalité, de la consultation et des conseils financiers. Deloitte S.E.N.C.R.L./s.r.l., société à responsabilité limitée constituée en vertu des lois de l'Ontario, est le cabinet membre canadien de Deloitte Touche Tohmatsu Limited.

Deloitte désigne une ou plusieurs entités parmi Deloitte Touche Tohmatsu Limited, société fermée à responsabilité limitée par garanties du Royaume-Uni, ainsi que son réseau de cabinets membres dont chacun constitue une entité juridique distincte et indépendante. Pour obtenir une description détaillée de la structure juridique de Deloitte Touche Tohmatsu Limited et de ses sociétés membres, voir www.deloitte.com/ca/apropos.

© Deloitte S.E.N.C.R.L./s.r.l. et ses sociétés affiliées.

Paramètres 2017-2018	
Amortissement comptable - Conduites	45,2 ans
Amortissement comptable - Branchements	21,0 ans
Amortissement fiscal - Conduites	6,0%
Amortissement fiscal - Branchements	6,0%
Frais à l'Union des municipalités	0,0%
Frais généraux	2,70%
Taxe sur les services publics	1,5%
Taux de redevance à la Régie de l'énergie (\$/10 ³ m ³)	0,56749
Taux de redevance à la Régie du bâtiment (\$/10 ³ m ²)	0,46200
Taux d'imposition (féd. + prov.) - Année 1	26,73%
Taux d'imposition (féd. + prov.) - Année 2	26,63%
Taux d'imposition (féd. + prov.) - Année 3	26,53%
Taux d'imposition (féd. + prov.) - Année 4 et +	26,50%
Coût d'opération statutaire	Selon grille des coûts marginaux
Coût de la dette	2,970%
Coût de l'équité (ord. + priv.)	8,311%
Proportion de dette	54,0%
Proportion d'équité (ord. + priv.)	46,0%
Coût en capital prospectif pondéré	5,43%
Coût en capital prospectif pondéré après impôt	5,01%

Grille des coûts marginaux statutaires 2017-2018			
	Année 1	Années 2 et +	Conduites
Résidentiel			
Extension de réseau	135,26	72,90	0,59 \$/m
Ajout de charge	56,55	0,00	0,00 \$/m
CII			
Extension de réseau	338,76	189,84	0,59 \$/m
Ajout de charge	90,21	0,00	0,00 \$/m
VGE			
Extension de réseau	1 844,53	1 780,86	0,59 \$/m
Ajout de charge	62,79	9,31	0,00 \$/m

Section 1 - Intrants

1.1 Clients - Volumes de vente - Tarifs - Revenus	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Nombre de clients	19	37	45	45	45	45	45	45	45	45	45
Volume de vente en m ³	1 973 560	2 483 960	2 552 220	2 577 220	2 602 220	2 602 220	2 602 220	2 602 220	2 602 220	2 602 220	2 602 220
Taux de distribution (en ¢ par m ³)	14,0133	15,2475	15,4546	15,4222	15,3904	15,3904	15,3904	15,3904	15,3904	15,3904	15,3904
Revenu de distribution	276 561	378 742	394 435	397 465	400 493	400 493	400 493	400 493	400 493	400 493	400 493

1.2 Coûts d'investissement (capitalisables)	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Frais de conduite - Base	26 165 401	0	0	0	0							
Frais de conduite - Frais entrepreneurs	0	0	0	0	0							
Frais de conduites - Total	26 165 401	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Frais de branchements - Base	381 953	329 954	133 887	0	0							
Frais de branchements - Frais entrepreneurs	0	0	0	0	0							
Frais de branchements - Coûts de compteur(s)	0	0	0	0	0							
Frais de branchements - Total	381 953	329 954	133 887	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Actif non amortissable (terrain) incluant ses frais généraux	22 050	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Frais Union des municipalités	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Frais généraux	716 103	8 900	3 612	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total - Investissement	27 285 507	338 854	137 499	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PRC - 10 ans		105 850	57 960	18 690	0	0	0	0	0	0	0	0
Contributions raccordement réseau	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Subventions extérieures	-23 415 000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Contributions clients	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total - Investissement	4 529 360	3 870 507	444 704	195 459	18 690	0	0	0	0	0	0	0

1.3 Coûts d'opération	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	
Type de client	CII											
Type de projet	Extension											
Nombre de mètres de conduite	52 270											
Coûts d'opération statutaires selon la grille	37 276	40 544	40 573	39 382	39 382	39 382	39 382	39 382	39 382	39 382	39 382	39 382
Coûts d'opération spécifiques	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total - Coûts d'opération	37 276	40 544	40 573	39 382	39 382	39 382	39 382	39 382	39 382	39 382	39 382	39 382

Section 2 - Grille de calcul

2.1 Coût de service	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Coûts d'opération	37 276	40 544	40 573	39 382	39 382	39 382	39 382	39 382	39 382	39 382	39 382
Taxe sur les services publics	58 007	62 324	62 905	61 143	59 382	57 620	55 858	54 097	52 335	50 573	48 970
Redevances	2 032	2 557	2 627	2 653	2 679	2 679	2 679	2 679	2 679	2 679	2 679
Amortissement des immobilisations	87 147	109 044	117 446	117 446	117 446	117 446	117 446	117 446	117 446	117 446	106 861
Impôts	40 211	7 120	10 115	12 143	15 379	18 324	20 996	23 410	25 582	27 526	29 330
Rendement	211 782	228 802	231 790	225 725	219 348	212 970	206 593	200 216	193 839	187 461	181 371
Total - Coût de service	436 455	450 391	465 457	458 492	453 616	448 422	442 954	437 229	431 262	425 068	408 593

2.2 Base de tarification	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	
Diminution de l'équité réglementaire	-13 665	-144 189	-25 312	51 380	54 025	54 025	54 025	54 025	54 025	54 025	51 591	
Remboursement de la dette réglementaire	-16 042	-169 265	-29 714	60 315	63 421	63 421	63 421	63 421	63 421	63 421	60 563	
Équité	1 780 433	1 794 098	1 938 287	1 963 600	1 912 220	1 858 195	1 804 170	1 750 145	1 696 120	1 642 094	1 588 069	
Dette	2 090 074	2 106 116	2 275 381	2 305 095	2 244 780	2 181 359	2 117 938	2 054 518	1 991 097	1 927 676	1 864 255	
Total - Base de tarification moyenne	3 870 507	3 900 214	4 213 668	4 268 695	4 157 000	4 039 554	3 922 108	3 804 662	3 687 216	3 569 771	3 452 325	3 340 171

2.3 Amortissement comptable et fiscal	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	
Additions après répartition des frais UMQ, des frais généraux et des contributions/subventions													
Répartition UMQ - Conduite	98,6%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	
Répartition UMQ - Branchement	1,4%	100,0%	100,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	
Répartition Frais généraux - Conduite	98,6%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	
Répartition Frais généraux - Branchement	1,4%	100,0%	100,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	
Répartition Contributions/subventions - Conduite	96,87%	96,9%	96,9%	96,9%	96,9%	96,9%	96,9%	96,9%	96,9%	96,9%	96,9%	96,9%	
Répartition Contributions/subventions - Branchement	3,13%	3,1%	3,1%	3,1%	3,1%	3,1%	3,1%	3,1%	3,1%	3,1%	3,1%	3,1%	
Total	4 189 388	4 189 388	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Frais de conduites - Total	4 189 388	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Frais de branchements - Total	135 422	-340 931	338 854	137 499	0	0	0	0	0	0	0	0	
Actif non amortissable (terrain)	22 050	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
PRC - 10 ans	182 500	105 850	57 960	18 690	0	0	0	0	0	0	0	0	
Total - Coût de service	4 529 360	3 870 507	444 704	195 459	18 690	0	0	0	0	0	0	0	
Amortissement comptable													
Amort. - Frais de conduites - Total	45,2 ans	-92 761	-92 761	-92 761	-92 761	-92 761	-92 761	-92 761	-92 761	-92 761	-92 761	-92 761	
Amort. - Frais de branchements - Total	21,0 ans	16 199	99	-6 434	-6 434	-6 434	-6 434	-6 434	-6 434	-6 434	-6 434	-6 434	
Amort. - PRC 10 ans	10,0 ans	-10 585	-16 381	-18 250	-18 250	-18 250	-18 250	-18 250	-18 250	-18 250	-18 250	-7 665	
		-87 147	-109 444	-117 446	-117 446	-117 446	-117 446	-117 446	-117 446	-117 446	-117 446	-106 861	
Immobilisations nettes comptables		3 870 507	4 228 064	4 314 479	4 215 723	4 098 277	3 980 831	3 863 385	3 745 939	3 628 494	3 511 048	3 393 602	3 286 741
Immobilisations nettes finales pour calcul de la TSP		3 867 160	4 154 930	4 193 673	4 076 227	3 958 781	3 841 335	3 723 889	3 606 444	3 488 998	3 371 552	3 264 691	3 154 691
FNACC - Frais de conduites - Total		4 189 388	4 063 707	3 819 884	3 590 691	3 375 250	3 172 735	2 982 371	2 803 428	2 635 223	2 477 109	2 328 483	2 188 774
FNACC - Frais de branchements - Total		-340 931	-330 703	17 828	150 131	141 124	132 656	124 697	117 215	110 182	103 571	97 357	91 515
Total - Base de tarification moyenne		3 848 457	3 733 003	3 837 712	3 740 823	3 516 373	3 305 391	3 107 067	2 920 643	2 745 405	2 580 680	2 425 840	2 280 289
Amortissement fiscal													
Amort. fiscal - Frais de conduites - Total	6,0%	-125 682	-243 822	-229 193	-215 441	-202 515	-190 364	-178 942	-168 206	-158 113	-148 627	-139 709	
Amort. fiscal - Frais de branchements - Total	6,0%	10 228	9 677	-5 195	-9 008	-8 467	-7 959	-7 482	-7 033	-6 611	-6 214	-5 841	
Amort. fiscal - PRC 10 ans	10,0 ans	-10 585	-16 381	-18 250	-18 250	-18 250	-18 250	-18 250	-18 250	-18 250	-18 250	-7 665	
		-126 039	-250 527	-252 638	-242 699	-229 232	-216 573	-204 674	-193 489	-182 974	-173 091	-153 215	

2.4 Impôts	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Bénéfice net théorique comptable	149 115	161 099	163 203	158 932	154 442	149 952	145 462	140 972	136 481	131 991	127 703
Dépréciation comptable	-87 147	-109 044	-117 446	-117 446	-117 446	-117 446	-117 446	-117 446	-117 446	-117 446	-106 861
Dépréciation fiscale	-126 039	-250 527	-252 638	-242 699	-229 232	-216 573	-204 674	-193 489	-182 974	-173 091	-153 215
Taux d'impôt	26,73%	26,63%	26,53%	26,50%	26,50%	26,50%	26,50%	26,50%	26,50%	26,50%	26,50%
1 - taux d'impôt	73,27%	73,37%	73,47%	73,50%	73,50%	73,50%	73,50%	73,50%	73,50%	73,50%	73,50%
Impôts (gross up)	40 211	7 120	10 115	12 143	15 379	18 324	20 996	23 410	25 582	27 526	29 330
Impôts sans dette	14 222	6 069	9 469	13 670	18 502	22 323	25 943	29 374	32 628	35 713	41 405

2.5 TRI et Point mort tarifaire	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026</
---------------------------------	------	------	------	------	------	------	------	------	--------

Paramètres 2017-2018	
Amortissement comptable - Conduites	45,2 an
Amortissement comptable - Branchements	21,0 an
Amortissement fiscal - Conduites	6,0%
Amortissement fiscal - Branchements	6,0%
Frais à l'Union des municipalités	0,0%
Frais généraux	2,70%
Taxe sur les services publics	1,5%
Taux de redevance à la Régie de l'énergie (\$/10 ³ m ³)	0,56749
Taux de redevance à la Régie du bâtiment (\$/10 ³ m ³)	0,46200
Taux d'imposition (féd. + prov.) - Année 1	26,73%
Taux d'imposition (féd. + prov.) - Année 2	26,63%
Taux d'imposition (féd. + prov.) - Année 3	26,53%
Taux d'imposition (féd. + prov.) - Année 4 et +	26,50%
Coût d'opération statutaire	Selon grille des coûts marginaux
Coût de la dette	2,970%
Coût de l'équité (ord. + priv.)	8,311%
Proportion de dette	54,0%
Proportion d'équité (ord. + priv.)	46,0%
Coût en capital prospectif pondéré	5,43%
Coût en capital prospectif pondéré après impôt	5,01%

Section 1 - Intrants

	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35
1.1 Clients - Volumes de vente - Tarifs - Revenus	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050	2051	2052	2053
Nombre de clients	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45
Volume de vente en m ³	2 602 220	2 602 220	2 602 220	2 602 220	2 602 220	2 602 220	2 602 220	2 602 220	2 602 220	2 602 220	2 602 220	2 602 220
Taux de distribution (en ¢ par m ³)	15,3904	15,3904	15,3904	15,3904	15,3904	15,3904	15,3904	15,3904	15,3904	15,3904	15,3904	15,3904
Revenu de distribution	400 493	400 493	400 493	400 493	400 493	400 493	400 493	400 493	400 493	400 493	400 493	400 493
1.2 Coûts d'investissement (capitalisables)	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050	2051	2052	2053
Frais de conduite - Base												
Frais de conduite - Frais entrepreneurs												
Frais de conduites - Total	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Frais de branchements - Base												
Frais de branchements - Frais entrepreneurs												
Frais de branchements - Coûts de compteur(s)												
Frais de branchements - Total	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Actif non amortissable (terrain) incluant ses frais généraux	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Frais Union des municipalités	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Frais généraux	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total - Investissement	4 529 360	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1.3 Coûts d'opération	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050	2051	2052	2053
Type de client	CII											
Type de projet	Extension											
Nombre de mètres de conduite	52 270											
Coûts d'opération statutaires selon la grille	39 382	39 382	39 382	39 382	39 382	39 382	39 382	39 382	39 382	39 382	39 382	39 382
Coûts d'opération spécifiques	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total - Coûts d'opération	39 382	39 382	39 382	39 382	39 382	39 382	39 382	39 382	39 382	39 382	39 382	39 382

Section 2 - Grille de calcul

	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35
2.1 Coût de service	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050	2051	2052	2053
Coûts d'opération	39 382	39 382	39 382	39 382	39 382	39 382	39 382	39 382	39 382	39 382	39 382	39 382
Taxe sur les services publics	29 447	28 055	26 664	25 272	23 881	22 490	21 098	19 707	18 315	16 924	15 532	14 141
Redevances	2 679	2 679	2 679	2 679	2 679	2 679	2 679	2 679	2 679	2 679	2 679	2 679
Amortissement des immobilisations	93 065	92 761	92 761	92 761	92 761	92 761	92 761	92 761	92 761	92 761	92 761	92 761
Impôts	38 083	38 102	38 147	38 113	38 004	37 826	37 581	37 274	36 909	36 488	36 017	35 497
Rendement	110 321	105 276	100 239	95 202	90 165	85 128	80 091	75 054	70 017	64 980	59 943	54 906
Total - Coût de service	312 977	306 256	299 873	293 410	286 873	280 266	273 593	266 857	260 064	253 215	246 315	239 367
2.2 Base de tarification	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050	2051	2052	2053
Diminution de l'équité réglementaire	44 415	42 740	42 670	42 670	42 670	42 670	42 670	42 670	42 670	42 670	42 670	42 670
Remboursement de la dette réglementaire	52 139	50 173	50 091	50 091	50 091	50 091	50 091	50 091	50 091	50 091	50 091	50 091
Équité	934 580	891 840	849 170	806 500	763 829	721 159	678 489	635 819	593 148	550 478	507 808	465 138
Dette	1 097 116	1 046 943	996 852	946 761	896 669	846 578	796 487	746 396	696 305	646 213	596 122	546 031
Total - Base de tarification moyenne	2 031 696	1 938 783	1 846 022	1 753 260	1 660 499	1 567 737	1 474 976	1 382 214	1 289 453	1 196 692	1 103 930	1 011 169
2.3 Amortissement comptable et fiscal	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050	2051	2052	2053
Additions après répartition des frais UMQ, des frais généraux et des contributions/subventions												
Répartition UMQ - Conduite	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Répartition UMQ - Branchement	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Répartition Frais généraux - Conduite	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Répartition Frais généraux - Branchement	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Répartition Contributions/subventions - Conduite	96,9%	96,9%	96,9%	96,9%	96,9%	96,9%	96,9%	96,9%	96,9%	96,9%	96,9%	96,9%
Répartition Contributions/subventions - Branchement	3,1%	3,1%	3,1%	3,1%	3,1%	3,1%	3,1%	3,1%	3,1%	3,1%	3,1%	3,1%
Frais de conduites - Total	4 189 388	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Frais de branchements - Total	135 422	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Actif non amortissable (terrain)	22 050	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PRC - 10 ans	182 500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total - Investissement	4 529 360	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Amortissement comptable												
Amort. - Frais de conduites - Total	45,2 ans	-92 761	-92 761	-92 761	-92 761	-92 761	-92 761	-92 761	-92 761	-92 761	-92 761	-92 761
Amort. - Frais de branchements - Total	21,0 ans	-303	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Amort. - PRC 10 ans	10,0 ans	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		-93 065	-92 761	-92 761	-92 761	-92 761	-92 761	-92 761	-92 761	-92 761	-92 761	-92 761
Immobilisations nettes comptables		1 985 164	1 892 402	1 799 641	1 706 880	1 614 118	1 521 357	1 428 595	1 335 834	1 243 072	1 150 311	1 057 549
Immobilisations nettes finales pour calcul de la TSP		1 963 114	1 870 352	1 777 591	1 684 830	1 592 068	1 499 307	1 406 545	1 313 784	1 221 022	1 128 261	1 035 499
FNACC - Frais de conduites - Total		979 181	920 430	865 204	813 292	764 495	718 625	675 507	634 977	596 878	561 066	527 402
FNACC - Frais de branchements - Total		40 941	38 484	36 175	34 005	31 965	30 047	28 244	26 549	24 956	23 459	22 051
		1 020 122	958 915	901 380	847 297	796 459	748 672	703 751	661 526	621 835	584 525	549 453
Amortissement fiscal												
Amort. fiscal - Frais de conduites - Total	6,0%	-62 501	-58 751	-55 226	-51 912	-48 798	-45 870	-43 117	-40 530	-38 099	-35 813	-33 664
Amort. fiscal - Frais de branchements - Total	6,0%	-2 613	-2 456	-2 309	-2 171	-2 040	-1 918	-1 803	-1 695	-1 593	-1 497	-1 408
Amort. fiscal - PRC 10 ans	10,0 ans	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		-65 114	-61 207	-57 535	-54 083	-50 838	-47 788	-44 920	-42 225	-39 692	-37 310	-35 071
2.4 Impôts	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050	2051	2052	2053
Bénéfice net théorique comptable	77 677	74 125	70 578	67 032	63 485	59 939	56 392	52 846	49 299	45 753	42 206	38 660
Dépréciation comptable	-93 065	-92 761	-92 761	-92 761	-92 761	-92 761	-92 761	-92 761	-92 761	-92 761	-92 761	-92 761
Dépréciation fiscale	-65 114	-61 207	-57 535	-54 083	-50 838	-47 788	-44 920	-42 225	-39 692	-37 310	-35 071	-32 967
Taux d'impôt	26,50%	26,50%	26,50%	26,50%	26,50%	26,50%	26,50%	26,50%	26,50%	26,50%	26,50%	26,50%
1 - taux d'impôt	73,50%	73,50%	73,50%	73,50%	73,50%	73,50%	73,50%	73,50%	73,50%	73,50%	73,50%	73,50%
Impôts (gross up)	38 083	38 102	38 147	38 113	38 004	37 826	37 581	37 274	36 909	36 488	36 017	35 497
Impôts sans dette	69 926	71 330	72 672	73 955	75 184	76 361	77 490	78 573	79 613	80 612	81 574	82 501
2.5 TRI et Point mort tarifaire	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050	2051	2052	

Paramètres 2017-2018	
Amortissement comptable - Conduites	45,2 an
Amortissement comptable - Branchements	21,0 an
Amortissement fiscal - Conduites	6,0%
Amortissement fiscal - Branchements	6,0%
Frais à l'Union des municipalités	0,0%
Frais généraux	2,70%
Taxe sur les services publics	1,5%
Taux de redevance à la Régie de l'énergie (\$/10³m³)	0,56749
Taux de redevance à la Régie du bâtiment (\$/10³m³)	0,46200
Taux d'imposition (féd. + prov.) - Année 1	26,73%
Taux d'imposition (féd. + prov.) - Année 2	26,63%
Taux d'imposition (féd. + prov.) - Année 3	26,53%
Taux d'imposition (féd. + prov.) - Année 4 et +	26,50%
Coût d'opération statutaire	Selon grille des coûts marginaux
Coût de la dette	2,970%
Coût de l'équité (ord. + priv.)	8,311%
Proportion de dette	54,0%
Proportion d'équité (ord. + priv.)	46,0%
Coût en capital prospectif pondéré	5,43%
Coût en capital prospectif pondéré après impôt	5,01%

Section 1 - Intrants

	36	37	38	39	40
1.1 Clients - Volumes de vente - Tarifs - Revenus	2054	2055	2056	2057	2058
Nombre de clients	45	45	45	45	45
Volume de vente en m³	2 602 220	2 602 220	2 602 220	2 602 220	2 602 220
Taux de distribution (en ¢ par m³)	15,3904	15,3904	15,3904	15,3904	15,3904
Revenu de distribution	400 493	400 493	400 493	400 493	400 493

	2054	2055	2056	2057	2058
1.2 Coûts d'investissement (capitalisables)					
Frais de conduite - Base					
Frais de conduite - Frais entrepreneurs					
Frais de conduites - Total	0	0	0	0	0
Frais de branchements - Base					
Frais de branchements - Frais entrepreneurs					
Frais de branchements - Coûts de compteur(s)					
Frais de branchements - Total	0	0	0	0	0
Actif non amortissable (terrain) incluant ses frais généraux	0	0	0	0	0
Frais Union des municipalités	0	0	0	0	0
Frais généraux	0	0	0	0	0
PRC - 10 ans	0	0	0	0	0
Contributions raccordement réseau	0	0	0	0	0
Subventions extérieures	0	0	0	0	0
Contributions clients	0	0	0	0	0
Total - Investissement	4 529 360	0	0	0	0

	2054	2055	2056	2057	2058
1.3 Coûts d'opération					
Type de client	CII				
Type de projet	Extension				
Nombre de mètres de conduite	52 270				
Coûts d'opération statutaires selon la grille	39 382	39 382	39 382	39 382	39 382
Coûts d'opération spécifiques	0	0	0	0	0
Total - Coûts d'opération	39 382	39 382	39 382	39 382	39 382

Section 2 - Grille de calcul

	36	37	38	39	40
2.1 Coût de service	2054	2055	2056	2057	2058
Coûts d'opération	39 382	39 382	39 382	39 382	39 382
Taxe sur les services publics	12 750	11 358	9 967	8 575	7 184
Redevances	2 679	2 679	2 679	2 679	2 679
Amortissement des immobilisations	92 761	92 761	92 761	92 761	92 761
Impôts	34 931	34 323	33 675	32 988	32 266
Rendement	49 870	44 833	39 796	34 759	29 722
Total - Coût de service	232 373	225 336	218 260	211 145	203 995

	2054	2055	2056	2057	2058
2.2 Base de tarification					
Diminution de l'équité réglementaire	42 670	42 670	42 670	42 670	42 670
Remboursement de la dette réglementaire	50 091	50 091	50 091	50 091	50 091
Équité	422 467	379 797	337 127	294 457	251 786
Dette	495 940	445 849	395 758	345 666	295 575
Total - Base de tarification moyenne	918 407	825 646	732 884	640 123	547 362

	2054	2055	2056	2057	2058
--	------	------	------	------	------

Additions après répartition des frais UMQ, des frais généraux et des contributions/subventions

Répartition UMQ - Conduite	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Répartition UMQ - Branchement	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Répartition Frais généraux - Conduite	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Répartition Frais généraux - Branchement	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Répartition Contributions/subventions - Conduite	96,9%	96,9%	96,9%	96,9%	96,9%
Répartition Contributions/subventions - Branchement	3,1%	3,1%	3,1%	3,1%	3,1%

Frais de conduites - Total	4 189 388	0	0	0	0
Frais de branchements - Total	135 422	0	0	0	0
Actif non amortissable (terrain)	22 050	0	0	0	0
PRC - 10 ans	182 500	0	0	0	0
Total	4 529 360	0	0	0	0

Amortissement comptable

Amort. - Frais de conduites - Total	45,2 ans	-92 761	-92 761	-92 761	-92 761	-92 761
Amort. - Frais de branchements - Total	21,0 ans	0	0	0	0	0
Amort. - PRC 10 ans	10,0 ans	0	0	0	0	0
		-92 761	-92 761	-92 761	-92 761	-92 761

Immobilisations nettes comptables	872 027	779 265	686 504	593 742	500 981
Immobilisations nettes finales pour calcul de la TSP	849 977	757 215	664 454	571 692	478 931

FNACC - Frais de conduites - Total	466 012	438 051	411 768	387 062	363 838
FNACC - Frais de branchements - Total	19 485	18 315	17 217	16 184	15 213
	485 497	456 367	428 985	403 246	379 051

Amortissement fiscal

	Taux	2054	2055	2056	2057	2058
Amort. fiscal - Frais de conduites - Total	6,0%	-29 745	-27 961	-26 283	-24 706	-23 224
Amort. fiscal - Frais de branchements - Total	6,0%	-1 244	-1 169	-1 099	-1 033	-971
Amort. fiscal - PRC 10 ans	10,0 ans	0	0	0	0	0
		-30 989	-29 130	-27 382	-25 739	-24 195

	2054	2055	2056	2057	2058
--	------	------	------	------	------

2.4 Impôts					
Bénéfice net théorique comptable	35 113	31 567	28 020	24 474	20 927
Dépréciation comptable	-92 761	-92 761	-92 761	-92 761	-92 761
Dépréciation fiscale	-30 989	-29 130	-27 382	-25 739	-24 195
Taux d'impôt	26,50%	26,50%	26,50%	26,50%	26,50%
1 - taux d'impôt	73,50%	73,50%	73,50%	73,50%	73,50%
Impôts (gross up)	34 931	34 323	33 675	32 988	32 266
Impôts sans dette	83 394	84 255	85 087	85 891	86 669

	2054	2055	2056	2057	2058
--	------	------	------	------	------

Investissement	0	0	0	0	0
Revenu	400 493	400 493	400 493	400 493	400 493
OPEX, taxes foncières et redevances	-54 811	-53 419	-52 028	-50 636	-49 245
Impôt sans dette	-83 394	-84 255	-85 087	-85 891	-86 669
Flux monétaire du projet pour calcul du TRI	5,01%	262 289	262 819	263 378	263 965

Point mort tarifaire

		40 ans
Contribution tarifaire	-168 120	-175 157
Contribution tarifaire actualisée	-25 056	-24 760
Contribution tarifaire actualisée cumulée	7 936	-16 824
Indicateur de PMT	36,32 ans	-