

**RÉPONSE À LA DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N<sup>o</sup> 1 DE LA RÉGIE DE L'ÉNERGIE  
(LA RÉGIE) RELATIVE AUX PROJETS D'INVESTISSEMENT DE GAZ MÉTRO VISANT  
L'AMÉLIORATION ET LE  
RENFORCEMENT DES RÉSEAUX DE TRANSMISSION DE L'ESTRIE ET DU SAGUENAY**

- 1. Références :**
- (i) Pièce B-0002, p. 3, par. 14 et 15;
  - (ii) Dossier R-3879-2015, pièce B-0157.

**Préambule :**

- (i) Gaz Métro demande à la Régie l'autorisation de créer un compte de frais reportés, hors base de tarification, afin d'y inscrire les coûts des Projets, jusqu'au dossier tarifaire 2017.
- (ii) Au dossier tarifaire 2015, Gaz Métro présente les principes et méthodes suivis dans l'établissement de la base de tarification. Entre autres, les coûts engagés durant la construction sont compensés par l'inclusion des travaux en cours dans la base de tarification.

**Demandes :**

- 1.1 Veuillez confirmer que la durée du CFR demandée par Gaz Métro, à la référence (i), représente une exception au principe d'inclusion des travaux en cours dans la base de tarification.

**Réponse :**

Les principes et méthodes d'évaluation énoncés dans la pièce B-0157, du dossier R-3879-2014 sont ceux suivis dans l'établissement de la base de tarification. Les projets d'investissement inclus dans la base de tarification sont ceux approuvés par la Régie lors de l'approbation de la cause tarifaire d'une année donnée, en ce qui concerne les projets inférieurs à 1,5 M \$, et les projets d'investissement supérieurs à 1,5 M \$, approuvés individuellement via des dossiers indépendants de celui de la cause tarifaire. La méthode d'évaluation relative à la *compensation des coûts engagés durant la construction (travaux en cours)* de la pièce B-0157 du dossier R-3879-2014 fait donc référence aux projets d'investissement qui ont déjà été approuvés par la Régie.

Dans le cas du présent dossier, Gaz Métro a demandé la création d'un compte de frais reportés portant intérêts puisque, selon les échéanciers estimés par Gaz Métro, ces projets ne seront pas encore approuvés par la Régie au cours de la période d'élaboration des causes tarifaires 2015 et 2016. En fait, sachant que la cause tarifaire 2015 a déjà été déposée à la Régie, que Gaz Métro est en cours d'élaboration de la cause tarifaire 2016, et qu'à ce jour, ces projets ne sont pas approuvés par la Régie, ils ne seront pas inclus dans la base de tarification au cours des années financières 2015 et 2016. Dès l'approbation de ces projets par la Régie, les coûts qui seront engagés durant la période de construction au cours des années financière 2015 et 2016, seront comptabilisés hors-base de tarification et porteront intérêts jusqu'à leur inclusion dans la cause tarifaire 2017. Au réel, les coûts cumulés des travaux en cours effectués au cours de

**Société en commandite Gaz Métro**

**Projets d'investissement visant l'amélioration et le renforcement  
Des réseaux de transmission de l'Estrie et du Saguenay, R-3919-2015**

---

années financières 2015 et 2016, et les intérêts associés, seront inclus dans la base de tarification au début de l'année financière 2017.

La durée du compte de frais reportés demandée par Gaz Métro ne représente donc pas une exception au principe d'inclusion des travaux en cours dans la base de tarification.

1.2 Dans l'affirmative, veuillez justifier la non-inclusion des travaux en cours dans la base de tarification.

**Réponse :**

Veuillez vous référer à la réponse à la question 1.1.

- 2. Références :**
- (i) Pièce B-0006, p. 9;
  - (ii) Pièce B-0006, p. 13;
  - (iii) Pièce B-0006, p. 16, tableaux 2 et 3;
  - (iv) Pièce B-0012, p. 10, tableau 3.

**Préambule :**

(i) « *Non seulement le renforcement du réseau permettra à la clientèle, sur les portions de réseau saturé, de jouir de conditions de desserte équivalentes (par exemple, accès aux tarifs de distribution à débit stable et possibilité d'ajout de charge) à celles de la clientèle des tronçons non saturés, mais ce renforcement permettra également à de nouveaux clients de profiter du gaz naturel.* »

(ii) Les réseaux de transmission de Gaz Métro et de Champion Pipeline sont :

- 1. Abitibi (Champion Pipeline);
- 2. Bécancour;
- 3. Saint-Nicolas – Saint-Flavien;
- 4. Estrie;
- 5. Montérégie;
- 6. Montréal;
- 7. Saguenay.

(iii) Gaz Métro présente les besoins des réseaux de l'Estrie et du Saguenay comme suit :

**Projets d'investissement visant l'amélioration et le renforcement  
Des réseaux de transmission de l'Estrie et du Saguenay, R-3919-2015**

Tableau 2 – Besoins des réseaux de l'Estrie et du Saguenay en 2014

Réseaux de transmission	Débit horaire de référence en 2014 (m <sup>3</sup> /h)	Capacité (m <sup>3</sup> /h)	Besoin additionnel de capacité <sup>11</sup> (m <sup>3</sup> /h)
Estrie - Waterloo/Windsor	55 820	42 500	13 320
Estrie - Sabrevois/Courval	89 450	76 500	12 950
Saguenay	129 500	115 000	14 500

Tableau 3 – Besoins des réseaux de l'Estrie et du Saguenay en 2024

Réseaux de transmission	Débit horaire de référence projeté en 2024 (m <sup>3</sup> /h)	Capacité (m <sup>3</sup> /h)	Besoin additionnel de capacité <sup>12</sup> (m <sup>3</sup> /h)
Estrie - Waterloo/Windsor	70 890	42 500	28 390
Estrie - Sabrevois/Courval	105 950	76 500	29 450
Saguenay	152 487	115 000	37 487

(iv) Gaz Métro présente l'impact des recommandations de DNV et d'Artelys sur le débit horaire maximal des réseaux de l'Estrie et du Saguenay comme suit :

Tableau 3 – Débit horaire maximal avant et après modifications des critères

Réseaux	Débit horaire maximal (m <sup>3</sup> /h)	
	Avant	Après
Estrie Total	122 982	119 000
Estrie Waterloo/Windsor	43 650	42 500
Estrie Sabrevois/Courval	79 332	76 500
Saguenay	115 000	115 000

**Demande :**

- 2.1 En prenant en compte les recommandations de DNV et d'Artelys, veuillez déposer le débit horaire de référence en 2014 et la capacité des réseaux de l'Abitibi, Bécancour, St-Nicolas, St-Flavien, Montérégie et Montréal, selon le format du tableau 2 de la référence (iii).

**Réponse :**

Le tableau suivant présente les données actuellement disponibles. Il est important de noter qu'Artelys a déterminé le *Débit horaire de référence en 2014* pour le Saguenay et les tronçons de Sabrevois/Courval et de Waterloo/Windsor de l'Estrie. À partir de la méthodologie développée par Artelys, Gaz Métro a déterminé *Débit horaire de référence en 2014* de l'Abitibi et de Bécancour. La détermination du *Débit horaire de référence en 2014* calculé des réseaux de la Montérégie, de Montréal et de St-Nicolas/St-Flavien est en cours.

**Société en commandite Gaz Métro**

**Projets d'investissement visant l'amélioration et le renforcement  
Des réseaux de transmission de l'Estrie et du Saguenay, R-3919-2015**

Réseaux de transmission	Débit horaire de référence en 2014 (m <sup>3</sup> /h)	Capacité (m <sup>3</sup> /h)	Besoin additionnel de capacité (m <sup>3</sup> /h)
Abitibi	28 740	37 500 <sup>(1)</sup>	-8 760
Bécancour	144 060	213 000	-68 940
St-Nicolas/St-Flavien	En évaluation		
Montérégie	En évaluation		
Montréal	En évaluation		

<sup>(1)</sup> Cette capacité est calculée en régime permanent à une pression d'entrée contractuelle de 4 000 kPa et inclut une marge de sécurité en cas de défaillance d'un des deux compresseurs de la station. Des tests physiques sur le poste de compression doivent être réalisés pour respecter les nouveaux critères de conception et d'opérations.

- 3. Références :**
- (i) Pièce B-0006, p. 10;
  - (ii) Pièce B-0006, p. 11;
  - (iii) Pièce B-0007, p. 11;
  - (iv) Pièce B-0009, p. 12.

**Préambule :**

(i) « Entre 1980 et 1986, près de 745 M\$ ont été versés par les deux paliers de gouvernements pour permettre divers prolongements du réseau gazier de l'époque dont les réseaux de transmission de l'Estrie et du Saguenay. [...] »

*Lors de leur conception, les réseaux de transmission disposaient de capacité suffisante puisqu'ils avaient été conçus avec un excédent de capacité. »*

(ii) « D'ailleurs, dans la décision D-96-29, la Régie accueillait la demande de Gaz Métro de procéder à l'installation de deux unités de compressions à des coûts estimés, à l'époque, à 20 M\$. La Régie reconnaissait que le renforcement du réseau de l'Estrie était nécessaire puisque le réseau était saturé, obligeant Gaz Métro à procéder à plus d'interruptions et ne permettant pas de répondre à la croissance de la demande. »

(iii) Gaz Métro estime les coûts totaux d'immobilisation pour le nouveau poste de compression à Waterloo à 48,16 M\$. La répartition des coûts est déposée sous pli confidentiel.

(iv) Pour le réseau du Saguenay, Gaz Métro propose de mettre à niveau la station de compression de Saint-Maurice, aux coûts totaux de 31,11 M\$, et d'ajouter une nouvelle station de compression à La Tuque, aux coûts totaux de 50,01 M\$. La répartition des coûts est déposée sous pli confidentiel.

**Demandes :**

- 3.1 Veuillez indiquer les montants versés par les deux paliers de gouvernement, selon la référence (i) pour le prolongement du réseau de l'Estrie et celui du Saguenay.

**Réponse :**

Gaz Métro n'a pas en sa possession tout le détail des montants versés par les deux paliers de gouvernement pour le prolongement du réseau de l'Estrie et celui du Saguenay. Il est important de se rappeler que c'est Gaz Inter-Cité Québec (GICQ) qui a obtenu l'autorisation de réaliser le prolongement du réseau de l'Estrie et celui du Saguenay. Par ailleurs, dans l'ordonnance G-366 du dossier R-2976-84 visant l'approbation du programme des immobilisations pour 1984 de GICQ, il est indiqué :

À la page 5

*[...] La Régie note que la subvention de 10 000 000 \$ obtenue du gouvernement fédéral en vertu du programme PERD n'a pas été appliquée spécifiquement à un ou plusieurs projets mais plutôt de façon globale à l'ensemble des projets tel qu'il appert à la pièce GICQ 4.2, page 1 de 2.*

À la page 6

*[...] La réalisation desdits projets nécessitera un investissement global en 1984 d'environ 310 000 000 \$, dont une somme d'environ 230 000 000 \$ proviendra du gouvernement fédéral en vertu d'une entente spécifique pour la construction de l'embranchement du Saguenay-Lac-St-Jean.*

- 3.2 Veuillez préciser l'excédent de capacité des réseaux de l'Estrie et du Saguenay, lors de la conception, selon la référence (i).

**Réponse :**

Comme mentionné à la réponse à la question 3.1, c'est Gaz Inter-Cité Québec qui a obtenu l'autorisation de réaliser le prolongement du réseau de l'Estrie et celui du Saguenay. Gaz Métro n'a pas été en mesure de retracer l'excédent de capacité des réseaux de l'Estrie et du Saguenay, lors de la conception.

D'ailleurs, il est important de noter que les données les plus anciennes concernant les débits horaires de Gaz Métro datent des années 2000. Gaz Métro a aussi tenté d'obtenir l'information de TCPL Pipeline (TCPL) via le débit livré au poste de livraison de Sabrevois et à la station de compression de St-Maurice. Malheureusement, tout comme pour Gaz Métro, les données les plus anciennes concernant les débits livrés de TCPL datent des années 2000.

**Société en commandite Gaz Métro**

**Projets d'investissement visant l'amélioration et le renforcement  
Des réseaux de transmission de l'Estrie et du Saguenay, R-3919-2015**

---

Bien que Gaz Métro ne soit pas en mesure de préciser l'excédent de capacité des réseaux de l'Estrie et du Saguenay lors de la conception, le Distributeur est en mesure de conclure qu'ils ont été conçus avec un excédent de capacité puisque dans le dossier R-3361-96, du projet de renforcement de l'approvisionnement du réseau de l'Estrie, une croissance de la demande de 37 % entre 1989 et 1996 avait été démontrée.

- 3.3 Veuillez préciser l'excédent de capacité qui était prévu, dans le réseau de l'Estrie, avec le projet cité en référence (ii).

**Réponse :**

Pour le projet cité en référence, la pression d'alimentation prévue du réseau avec la solution alternative avec TQM était de 7 067 kPa. À cette pression de 7 067 kPa, la capacité du réseau de l'Estrie aurait été d'environ 244 000 m<sup>3</sup>/h. En prenant la capacité de 244 000 m<sup>3</sup>/h moins, le débit prévu pour l'hiver 2000/2001 de 170 500 m<sup>3</sup>/h l'excédent de capacité prévu était de 73 950 m<sup>3</sup>/h.

- 3.4 Veuillez présenter le coût des immobilisations et la valeur comptable nette tant pour le réseau de l'Estrie que celui du Saguenay.

**Réponse :**

Au 30 septembre 2014		
M \$		
Réseau	Estrie	Saguenay
Coûts des immobilisations	112,9	150,5
Valeur comptable nette	4,9	6,1

Les coûts des conduites de transmission, incluant les terrains et les postes de livraison ne sont pas attribués par région. Afin de pouvoir présenter les coûts des immobilisations et de la valeur comptable nette pour les réseaux de l'Estrie et du Saguenay, Gaz Métro a procédé par prorata afin de ventiler les différentes valeurs aux livres sur la base de la longueur des conduites recensées dans chacune des régions par son service de l'Ingénierie.

- 3.5 Veuillez indiquer si Gaz Métro a comparé l'aspect technique de la solution qu'elle propose, et les coûts associés, avec d'autres projets réalisés sur son territoire et dans d'autres juridictions. Veuillez élaborer.

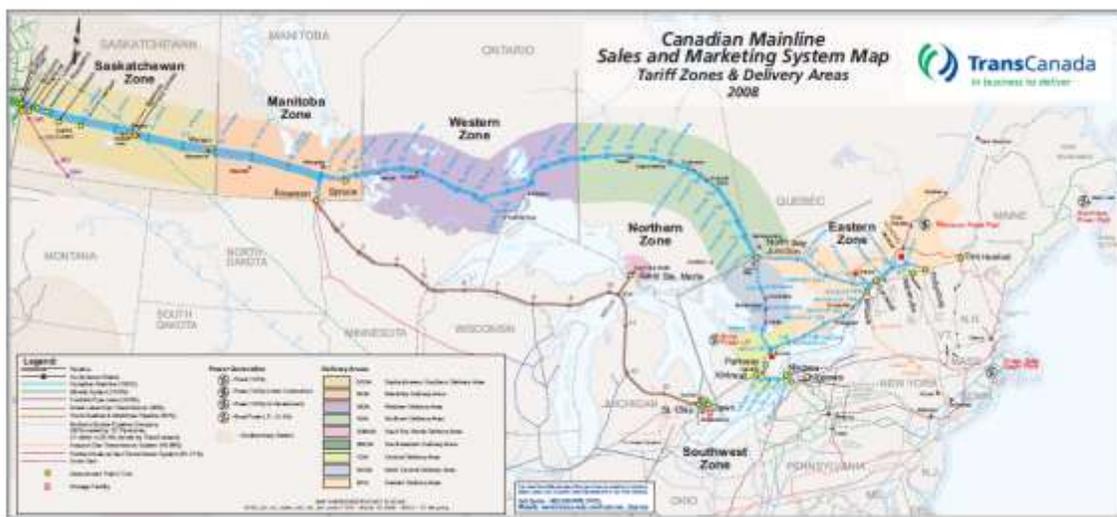
**Réponse :**

Aspect technique

**Projets d'investissement visant l'amélioration et le renforcement  
Des réseaux de transmission de l'Estrie et du Saguenay, R-3919-2015**

Gaz Métro a évalué les solutions préconisées par les autres compagnies gazières en Amérique du Nord pour augmenter la capacité de leurs réseaux de transmission saturés.

Au Canada et au Québec, les pratiques de TCPL pour augmenter la capacité de ses réseaux consistent à ajouter des stations de compression. C'est de cette manière que s'est développé le réseau de TCPL tel qu'illustré sur la carte ci-dessous. Au fil des années, TCPL a systématiquement installé des stations de compression le long de son réseau à environ tous les 100 à 200 km. TCPL a d'ailleurs procédé à de tels investissements au Québec ces dernières années en construisant la station de compression de Lachenaie pour augmenter la capacité de TQM au Québec.



Corporation Champion Pipeline Ltée, filiale à part entière de Gaz Métro, a aussi procédé de cette façon, il y a quelques années, pour augmenter la capacité de son réseau en Abitibi. Une station de compression a été installée à Earlton et le projet avait préalablement été accepté par l'Office National de l'Énergie.

Gaz Métro a aussi comparé l'option de doublage de conduite par rapport à la solution d'ajout d'une station de compression. Ainsi, en prenant l'exemple de la station de compression de La Tuque, pour égaler l'ajout de capacité de cette station de compression, un doublage de 160 km aurait été requis. Le coût d'un tel doublage est significativement plus élevé que le coût d'une station de compression. La solution de station de compression est donc plus avantageuse qu'un doublage du point de vue économique et ce sans compter tous les inconvénients sociaux et environnementaux associés à un doublage de cette envergure.

Gaz Métro a aussi été en mesure d'évaluer les pratiques des compagnies gazières américaines lors du dernier comité DCMO (Distribution Construction Maintenance and Operation) de l'Association Américaine du Gaz (AGA) sur lequel elle siège à titre de compagnie membre. Lors de la dernière rencontre du comité, ce sujet a été abordé et parmi les 60 compagnies gazières présentes, toutes ont affirmé préconiser la solution d'ajouter des stations de compression pour augmenter la capacité de leurs réseaux de transmissions. Quelques

**Projets d'investissement visant l'amélioration et le renforcement  
Des réseaux de transmission de l'Estrie et du Saguenay, R-3919-2015**

---

compagnies ont mentionné s'être dotées de fardiers de GNL qu'elles utiliseraient en cas d'urgence seulement, à la suite de bris de conduite, pour tenter de maintenir l'alimentation d'une partie de la clientèle si possible. Cette solution n'est toutefois pas utilisée pour solutionner des enjeux de capacité de réseaux de transmission saturés.

Aspect coût

Tout d'abord il est important de mentionner que chaque projet est spécifique et dépend des critères de conception utilisés : pression d'entrée et de sortie, plage de débits horaires maximums et minimums, etc. Afin de s'assurer d'obtenir le meilleur coût possible, Gaz Métro procède par appel d'offres avec plusieurs entreprises spécialisées dans ce domaine. Gaz Métro a aussi utilisé, comme base de comparaison des coûts, les estimés préparés dans le cadre du projet de développement de la Côte-Nord.

- 3.6 En excluant le montant de la contingence, veuillez fournir le détail des montants prévus pour les travaux électriques, les nouveaux compresseurs, la gestion et l'inspection, tant pour le réseau de l'Estrie de la référence (iii) que pour le réseau du Saguenay de la référence (iv).

**Réponse :**

Gaz Métro tient à préciser que les items énumérés aux sections 3.1 des pièces Gaz Métro 1, documents 2 et 3 du présent dossier, c'est-à-dire la planification, l'ingénierie, les terrains, les travaux électriques, etc. ont été fournis à titre informationnel. Ces items énumérés ne représentent pas une liste exhaustive, et cette liste n'est pas structurée de la même façon que les tableaux 6 et 8 « Répartition des coûts d'immobilisation des options recommandées » qui se trouvent respectivement aux pièces Gaz Métro 1, documents 2 et 3 du présent dossier. Gaz Métro précise qu'il serait préférable de garder cette répartition des coûts présentée dans les tableaux « Répartition des coûts d'immobilisation des options recommandées » afin de fournir des détails des montants contenus dans chacune des rubriques.

Toutefois, à titre d'exemple, les détails des montants pour les items « travaux électriques » et « nouveaux compresseurs » se retrouvent répartis dans les activités : « Ingénierie et approbations », « Matériaux et équipements », « Construction du poste », « Gestion de projet » des tableaux 6 et 8 « Répartition des coûts d'immobilisation des options recommandées » qui se trouvent respectivement aux pièces Gaz Métro 1, documents 2 et 3 du présent dossier. Un autre exemple, le détail des montants concernant la gestion de projet et l'inspection, se retrouvent sous l'activité « Gestion de projet ».

4. **Références :**
- (i) Pièce B-0007, p. 13;
  - (ii) Pièce B-0009, p. 14;
  - (iii) Pièce B-0016, Rapport de la firme NERA, p. 40.

**Préambule :**

(i) « L'investissement requis de la catégorie « renforcement » est le nouveau compresseur à Waterloo en Estrie (48,16 M\$). Pour les raisons contenues dans le rapport de NERA notamment que le renforcement bénéficiera à tous les clients, ces coûts sont assumés par l'ensemble de la clientèle. »

(ii) « Dans le cadre du présent projet d'investissement sur le réseau de transmission du Saguenay, un investissement en amélioration de réseaux au coût de 23,01 M\$, est une partie importante du coût de 31,11 M\$ de la mise à niveau de la station de compression de St-Maurice. [...]

*Dans le cadre de la stratégie de gestion des actifs et des projets d'amélioration du réseau, ce type de coût est supporté par l'ensemble de la clientèle. Gaz Métro propose un traitement identique, traitement qui est par ailleurs recommandé par NERA. [...]*

*Les investissements requis pour la catégorie « renforcement » sont le nouveau compresseur à La Tuque au Saguenay (50,01 M\$) et une partie des coûts associée au compresseur de St-Maurice (8,10 M\$). Ce coût de 8,10 M\$ est dû à l'augmentation de la capacité du compresseur à gaz naturel et à la modification des ratios de compression des deux compresseurs électriques actuels. Pour les raisons contenues au rapport de NERA, notamment que le renforcement bénéficiera à tous les clients, ces coûts sont assumés par l'ensemble de la clientèle. »*

(iii) « I conclude that Gaz Métro's proposed ratemaking for the Upgrades warrants approval by the Régie. Socializing the Improvement and Reinforcement costs across all customers, as Gaz Métro has proposed, respects widely-accepted ratemaking principles and is consistent with ratemaking practices in other North American jurisdictions. Completing the project specified in Gaz Métro's application would allow Gaz Métro to maintain security of supply on the Saguenay and Eastern Township networks and fulfill its part of the regulatory compact by expanding the system to meet the growing demand—for North America's increasingly abundant and low-cost gas—of current and future customers. »

**Demandes :**

4.1 Selon les références (i) et (ii), Gaz Métro indique que les coûts des investissements sont assumés par l'ensemble de la clientèle, pour les raisons contenues au rapport de NERA. Veuillez préciser si Gaz Métro recherche, au présent dossier, une assurance ou une forme d'approbation quant au traitement des coûts du projet qu'elle propose? Veuillez commenter.

**Réponse :**

Non, Gaz Métro ne recherche pas une assurance ou une forme d'approbation quant au traitement des coûts du projet qu'elle propose. Gaz Métro recherche l'autorisation de ses projets d'investissement qui, une fois approuvés sont intégrés à la base de tarification et amortis dans le revenu requis, lequel est récupéré auprès de l'ensemble de la clientèle.

Gaz Métro tient à préciser qu'elle a simplement cru bon obtenir un avis de la part de NERA quant au traitement tarifaire des investissements proposés dans le présent dossier considérant qu'elle ne détenait que très peu de précédent en pareille matière.

- 4.2 Selon la pratique actuelle, veuillez illustrer de quelle façon les coûts seront alloués pour chacun des projets.

**Réponse :**

Selon la pratique actuelle, l'ensemble des coûts seraient alloués en fonction du facteur CONDPRIN. En effet, les coûts des projets incluant les terrains seraient alloués en fonction de ce facteur tel que présenté dans la pièce B-0039, Gaz Métro 2, document 7, du dossier R-3867-2013 de la Demande portant sur l'allocation des coûts et la structure tarifaire de Gaz Métro aux lignes 125 et 127. Plus précisément, le facteur CONDPRIN se retrouve dans l'onglet portant le même nom.

- 4.3 Veuillez indiquer si d'autres projets de renforcements ont été soumis à la Régie dans le passé. Le cas échéant, veuillez préciser le traitement des coûts qui était demandé par Gaz Métro dans ces projets.

**Réponse :**

C'est la deuxième fois que Gaz Métro propose des projets de renforcement pour ses réseaux de transmission. La première fois, c'était dans le dossier R-3361-96 où Gaz Métro avait soumis un projet de renforcement de l'approvisionnement du réseau de l'Estrie. La solution de renforcement de l'approvisionnement du réseau de l'Estrie mise en place a permis à TQM de réaliser des investissements importants sur son réseau. La solution implantée par TQM a d'ailleurs permis à Gaz Métro et sa clientèle de bénéficier d'une source d'alimentation additionnelle pour répondre à la demande anticipée dans cette région. Les coûts de la solution mise en place par TQM ont été portés au tarif de TCPL et défrayés par l'ensemble de la clientèle de celle-ci.

Il est important de noter que les installations de compression proposées dans le présent dossier font partie intégrante des embranchements du Saguenay et de l'Estrie. Ces embranchements, d'une longueur respective de 363 et de 269 kilomètres, constituent des installations de transport aucunement comparables aux installations de distribution proprement dites, tant au niveau des installations elles-mêmes qu'au niveau de leur exploitation. Ces embranchements s'apparentent davantage aux embranchements des réseaux

de transport de TCPL et de TQM.

Les embranchements du Saguenay et des Cantons de l'Est devaient à l'origine faire partie intégrante du réseau de TQM. On se souviendra que suite au deuxième choc pétrolier survenu en 1979, le Gouvernement du Canada avait élaboré son Programme Énergétique National (PEN) de 1980 dans lequel il identifia une série de mesures visant notamment à atténuer les impacts de ce choc pétrolier sur les Canadiens en leur accordant un plus grand accès au gaz naturel domestique.

C'est dans ce contexte que TCPL et Q&M Pipe Lines (Q&M), une filiale de Nova Gas Transmission LTD, ont respectivement déposé une demande auprès de l'ONÉ visant la prolongation du réseau de TCPL à partir de Saint-Lazare, en banlieue ouest de Montréal, jusqu'aux Maritimes et la desserte des principaux nouveaux marchés situés entre ces deux points. Les installations proposées dans chacune des demandes étaient très similaires et comportaient des embranchements pour desservir les régions du Saguenay et des Cantons de l'Est. L'ONÉ décida d'entendre les deux requêtes dans le cadre d'une seule et même instance (GH-4-79). Après plusieurs semaines d'audiences, TCPL et Q&M ont choisi de fusionner leur projet et prévenu l'ONÉ que TCPL poursuivrait le dossier pour la portion du projet situé au Québec jusqu'à Lévis/Lauzon et que Q&M se chargerait du reste. Ainsi, tout certificat d'utilité publique éventuellement délivré à l'égard de chacune des portions du projet serait détenu pour le compte des deux parties et transféré par la suite à une nouvelle entité leur appartenant à parts égales. La portion du projet située au Québec a été approuvée en mai 1980 et a fait l'objet des certificats d'utilité publique GC-64 et GC-65, les embranchements du Saguenay et des Cantons de l'Est étant décrits dans ce dernier certificat. Conformément à l'engagement des parties, ces certificats ont par la suite été transférés à TQM.

Malgré qu'elle détenait toutes les autorisations requises pour le faire, les deux embranchements n'ont pas été construits par TQM mais plutôt par Gaz Inter-Cité Québec (GICQ) qui avait, à la fin de 1980, obtenu de la Régie de l'électricité et du gaz la franchise pour desservir les régions de l'Est du Québec, incluant celles du Saguenay et des Cantons de l'Est. La prise en charge de la construction de ces embranchements par GICQ au lieu et place de TQM est en grande partie le résultat de la mise à jour apportée au PEN en 1982 par le Gouvernement du Canada. Cette mise à jour comportait la création d'un fonds majeur pour soutenir et accélérer la construction d'infrastructures gazières incluant celles prévues au Québec. Une partie importante de ce fonds a été versée à GICQ pour construire les deux embranchements.

Conformément aux décisions de l'ONÉ applicables aux réseaux de transport relevant de sa compétence, les coûts de construction de ces embranchements auraient été récupérés à travers les tarifs de toute la clientèle s'ils avaient été construits par TQM et ce de la même façon que Gaz Métro le propose pour les installations de compression en cette instance.

- 5. Références :**
- (i) Pièce B-0007, p. 13;
  - (ii) Pièce B-0009, p. 15;
  - (iii) Pièce B-0013, rapport de SECOR-KPMG, p. 1;
  - (iv) Pièce B-0014, rapport d'Artelys, p 5.

**Préambule :**

(i) L'impact du volet Estrie sur les tarifs se traduit par une augmentation de 70,3 M\$ sur 32 ans. Gaz Métro indique que cette augmentation tarifaire n'inclut pas les revenus et les coûts qui seront générés par les projets de développement (ajout de clients).

(ii) L'impact du volet Saguenay sur les tarifs se traduit par une augmentation de 117,5 M\$ sur 32 ans. Gaz Métro indique que cette augmentation tarifaire n'inclut pas les revenus et les coûts qui seront générés par les projets de développement (ajout de clients).

(iii) Selon le scénario raisonnable présenté au rapport des firmes SECOR-KPMG, les besoins additionnels en gaz naturel à l'horizon 2024 par rapport à 2015, sont estimés comme suit :

- Tronçon Sabrevois/Courval : 124,2 Mm<sup>3</sup>;
- Tronçon Waterloo/Windsor : 43,9 Mm<sup>3</sup>, et
- Tronçon Saguenay : 110,5 Mm<sup>3</sup>.

(iv) « *Le débit horaire de référence pour 2014 a ensuite été projeté à un horizon de 10 ans lors de la phase 2 de l'étude. La projection a été effectuée à partir des données de SECOR et ce, sans tenir compte des limites de capacité existantes.* »

**Demandes :**

5.1 Veuillez présenter une estimation de l'impact (en %) de chacun des projets (Estrie et Saguenay) sur les tarifs de distribution pour les clients PMD et VGE.

**Réponse :**

L'impact tarifaire à l'an 1 associé au projet de l'Estrie représente une hausse de 1,1 % et en ce qui concerne le projet du Saguenay il s'agit d'une hausse de 1,9 %, tel que présenté aux pages 43 et 44 de la pièce B-0023, Gaz Métro 1, document 10 du présent dossier.

Comme Gaz Métro est à compléter sa vision tarifaire, la stratégie actuellement en vigueur vise à répartir la hausse du revenu requis de distribution au prorata des revenus de distribution conformément à la décision D-2013-106. Les augmentations seraient donc uniformes pour l'ensemble des clients et leurs impacts diminueraient au fil des années.

- 5.2 Pour chacun des projets, veuillez préciser quels sont les nouveaux volumes qui devraient se matérialiser pour que l'impact tarifaire sur 32 ans soit neutre.

**Réponse :**

Gaz Métro rappelle que les investissements demandés incluent des actifs non générateurs de revenus. Gaz Métro ne croit pas qu'un test de neutralité de l'impact tarifaire est le test qui devrait être utilisé compte tenu des informations incluses à la réponse 4.3 et du fait que les investissements demandés bénéficieront à tous les clients.

Tel qu'indiqué dans les préambules (i) et (ii), Gaz Métro a indiqué dans sa preuve que l'augmentation tarifaire n'inclut pas les revenus et les coûts qui seront générés par les projets de développement (ajout de clients). Ainsi, afin de calculer les nouveaux volumes permettant de neutraliser l'impact tarifaire sur 32 ans, Gaz Métro a ajouté des coûts de « développement » aux coûts « d'amélioration » et de « renforcement ». Les coûts de « développement » ajoutés sont notamment les aides financières, les branchements, les conduites et coûts d'opération.

En Estrie, des nouveaux volumes de 80 679 234 m<sup>3</sup> sur 10 ans devraient se matérialiser pour que l'impact tarifaire sur 32 ans soit neutre et ce, en tenant compte des coûts de « développement » et de « renforcement ». Évidemment, sans l'ajout des coûts de « développement », le chiffre des nouveaux volumes sur 10 ans requis afin d'atteindre la neutralité tarifaire serait significativement inférieur.

Au Saguenay, des nouveaux volumes de 101 284 510 m<sup>3</sup> sur 10 ans devraient se matérialiser pour que l'impact tarifaire sur 32 ans soit neutre et ce, en tenant compte des coûts de « développement », « d'amélioration » et de « renforcement ». Tout comme pour l'Estrie, sans l'ajout des coûts de « développement » au Saguenay, le chiffre des nouveaux volumes sur 10 ans requis afin d'atteindre la neutralité tarifaire serait significativement inférieur.

Gaz Métro précise qu'elle n'a pas réalisé de prévision de vente qui prennent en compte les besoins additionnels en gaz naturel de la référence (iii). Par ailleurs, on constate que les volumes requis pour que l'impact tarifaire sur 32 ans soit neutre et ce, en tenant compte des coûts de « développement », « d'amélioration » et de « renforcement » sont inférieurs aux besoins additionnels en gaz naturel identifiés par KPMG-SECOR de la référence (iii).

- 5.3 Le cas échéant, veuillez présenter les prévisions de vente qui prennent en compte les besoins additionnels en gaz naturel de la référence (iii).

**Réponse :**

Veuillez vous référer à la réponse à la question 5.2.

**Société en commandite Gaz Métro**

**Projets d'investissement visant l'amélioration et le renforcement  
Des réseaux de transmission de l'Estrie et du Saguenay, R-3919-2015**

---

- 6. Références :**
- (i) Pièce B-0007, p. 18;
  - (ii) Pièce B-0007, Annexe 1;
  - (iii) Pièce B-0009, p. 18;
  - (iv) Pièce B-0009, Annexe 1.

**Préambule :**

- (i) Pour le réseau de l'Estrie, Gaz Métro a envisagé une solution alternative n'exigeant pas de compression comprenant le coût et les mesures suivantes :

Réseau	Mesures	Coût	
		Immobilisation (M\$)	Opération (M\$)
Estrie	Utiliser la <i>Pression temporaire</i>	0	0
	Construire un poste de livraison à Magog	5,64	0,05
	Remplacer la conduite latérale de Sherbrooke	7,64	0
	Bénéficier du gaz naturel renouvelable produit par la Ville de Saint-Hyacinthe	0	0
	Construire des stations de GNL à St-Hyacinthe et Courval	15,33	0,59
	Doubler la conduite latérale de Granby	4,93	0
	<b>TOTAL</b>	<b>33,54</b>	<b>0,64</b>

- (ii) Gaz Métro présente le calcul de l'impact sur le revenu requis de la solution qu'elle recommande sur une période de 32 ans suivant la mise en service, dont les premières années comme suit :

Réseau de l'Estrie	année 1	année 2	année 3
Coût d'opération	500 000	500 000	500 000
Amortissement comptable	1 572 883	1 572 883	1 572 883
Taxe sur les services publics	731 391	707 798	684 204
Impôts	724 010	179 690	222 360
Rendement	2 880 198	2 789 757	2 699 317
Revenu requis	6 408 482	5 750 128	5 678 765

- (iii) Pour le réseau du Saguenay, Gaz Métro a envisagé une solution alternative comprenant le coût et les mesures suivantes :

**Société en commandite Gaz Métro**

**Projets d'investissement visant l'amélioration et le renforcement  
Des réseaux de transmission de l'Estrie et du Saguenay, R-3919-2015**

Réseau	Mesures	Coûts	
		Immobilisation (M\$)	Opération (M\$)
Saguenay	Utiliser la <i>Pression temporaire</i>	0	0
	Démarrer le deuxième compresseur de St-Maurice durant les pointes hivernales	0	0,03
	Mettre à niveau la station de compression de St-Maurice	31,11	0,25
	Construire une station de vaporisation au GNL à Jonquière et Alma	27,91	0,42
	<b>TOTAL</b>	<b>59,02</b>	<b>0,70</b>

(iv) Gaz Métro présente le calcul de l'impact sur le revenu requis de la solution qu'elle recommande sur une période de 32 ans suivant la mise en service, dont les premières années comme suit :

<b>Réseau du Saguenay</b>	<i>année 1</i>	<i>année 2</i>	<i>année 3</i>
Coût d'opération	775 000	775 000	775 000
Amortissement comptable	2 668 150	2 668 150	2 668 150
Taxe sur les services publics	1 240 690	1 200 667	1 160 645
Impôts	1 219 701	296 347	368 731
Rendement	4 851 001	4 697 583	4 544 164
Revenu requis	10 754 541	9 637 747	9 516 689

**Demandes :**

6.1 Veuillez expliquer comment ont été établis les coûts d'opération de chaque solution alternative et de chacun des projets recommandés.

**Réponse :**

Tous les coûts d'opération ont été estimés et établis en fonction des connaissances opérationnelles actuelles des ingénieurs de Gaz Métro.

Voici les coûts d'opération considérés de chaque alternative et de chacun des projets recommandés :

- Pour la mise à niveau de la station de compression de St-Maurice
  - o coûts additionnels d'énergie (électricité, gaz)
    - Pour le démarrage du deuxième compresseur, les coûts d'opération sont uniquement des frais sur la facture électrique
  - o main d'œuvre interne et externe
- Pour les nouvelles stations de compression de Waterloo et de La Tuque
  - o coûts d'énergie (électricité, gaz) évalués en fonction du taux d'utilisation estimé
  - o main-d'œuvre interne et externe pour l'entretien évalué en fonction du taux d'utilisation estimé
- Au poste de livraison de Magog
  - o main d'œuvre interne pour l'entretien du poste

**Société en commandite Gaz Métro**

**Projets d'investissement visant l'amélioration et le renforcement  
Des réseaux de transmission de l'Estrie et du Saguenay, R-3919-2015**

- coûts des services d'électricité, de gaz et de télécommunication)
- Pour les stations de GNL :
  - frais pour le transport du GNL de l'usine LSR à la station
  - coûts de liquéfaction de l'usine LSR
  - frais divers qui englobent la main d'œuvre interne et externe et les services (électricité, gaz et télécommunication)

6.2 Veuillez présenter également le calcul de l'impact sur le revenu requis des solutions alternatives envisagées aux références (i) et (iii).

**Réponse :**

Voici l'impact sur le revenu requis des solutions alternatives.

<b>Réseau de l'Estrie</b>	<i>année 1</i>	<i>année 2</i>	<i>année 3</i>
Coût d'opération	640 000	640 000	640 000
Amortissement comptable	880 404	880 404	880 404
Taxe sur les services publics	508 705	495 499	482 293
Impôts	420 538	47 152	79 544
Rendement	1 975 346	1 924 723	1 874 100
Revenu requis	4 424 993	3 987 778	3 956 341

En Estrie, l'impact de ce volet du projet sur les tarifs se traduirait par une augmentation de 51,35 M\$ sur 32 ans

<b>Réseau du Saguenay</b>	<i>année 1</i>	<i>année 2</i>	<i>année 3</i>
Coût d'opération	700 000	700 000	700 000
Amortissement comptable	1 934 316	1 934 316	1 934 316
Taxe sur les services publics	899 457	870 442	841 428
Impôts	881 010	211 610	264 086
Rendement	3 503 530	3 392 307	3 281 084
Revenu requis	7 918 314	7 108 676	7 020 914

Au Saguenay, l'impact de ce volet du projet sur les tarifs se traduirait par une augmentation de 86,97 M\$ sur 32 ans

6.3 Veuillez fournir le calcul détaillé de la charge d'impôts des trois premières années présentées aux références (ii) et (iv).

**Société en commandite Gaz Métro**

**Projets d'investissement visant l'amélioration et le renforcement  
Des réseaux de transmission de l'Estrie et du Saguenay, R-3919-2015**

**Réponse :**

Estrie	Année 1	Année 2	Année 3
<b>Base de tarification moyenne</b>	<b>50 090 400</b>	<b>48 517 517</b>	<b>46 944 634</b>
<b>Structure et Coût du capital prospectif</b>			
Dette - Structure	54%	54%	54%
Dette - Taux	3.61%	3.61%	3.61%
Équité - Structure (ord. + priv.)	46%	46%	46%
Équité - Rendement (ord. + priv.)	8.27%	8.27%	8.27%
	5.75%	5.75%	5.75%
<b>Impôt</b>			
Base de tarification moyenne	50 090 400	48 517 517	46 944 634
Équité - Structure (ord. + priv.)	46%	46%	46%
Équité - Rendement (ord. + priv.)	8.27%	8.27%	8.27%
Bénéfice net théorique (ord. + priv.) <b>A</b>	1 904 562	1 844 757	1 784 952
Plus : Amort. comptable <b>B</b>	1 572 883	1 572 883	1 572 883
Moins : Amort. fiscal (1/2 taux An 1) <b>C</b>	-1 509 968	-2 929 338	-2 753 578
1 - taux d'impôt (26,9%) <b>D</b>	73.10%	73.10%	73.10%
<b>Charge d'impôts <math>\frac{((A+B+C)/D)-(A+B+C)}{D}</math></b>	<b>724 010</b>	<b>179 690</b>	<b>222 360</b>

Saguenay	Année 1	Année 2	Année 3
<b>Base de tarification moyenne</b>	<b>84 365 235</b>	<b>81 697 086</b>	<b>79 028 936</b>
<b>Structure et Coût du capital prospectif</b>			
Dette - Structure	54%	54%	54%
Dette - Taux	3.61%	3.61%	3.61%
Équité - Structure (ord. + priv.)	46%	46%	46%
Équité - Rendement (ord. + priv.)	8.27%	8.27%	8.27%
	5.75%	5.75%	5.75%
<b>Impôt</b>			
Base de tarification moyenne	84 365 235	81 697 086	79 028 936
Équité - Structure (ord. + priv.)	46%	46%	46%
Équité - Rendement (ord. + priv.)	8.27%	8.27%	8.27%
Bénéfice net théorique (ord. + priv.) <b>A</b>	3 207 777	3 106 327	3 004 878
Plus : Amort. comptable <b>B</b>	2 668 150	2 668 150	2 668 150
Moins : Amort. fiscal (1/2 taux An 1) <b>C</b>	-2 561 424	-4 969 162	-4 671 012
1 - taux d'impôt (26,9%) <b>D</b>	73.10%	73.10%	73.10%
<b>Charge d'impôts <math>\frac{((A+B+C)/D)-(A+B+C)}{D}</math></b>	<b>1 219 701</b>	<b>296 347</b>	<b>368 731</b>

**7. Référence :** Pièce B-0011, p. 3.

**Préambule :**

*« Une façon d'augmenter la capacité du réseau est de demander au transporteur d'augmenter, d'une façon permanente, la Pression minimale contractuelle de 4 000 kPa de TCPL Pipeline Limited (« TCPL »). Le transporteur évaluerait alors si cette augmentation de la pression minimale contractuelle d'alimentation peut être réalisée avec ou sans investissement supplémentaire de sa part.*

*Gaz Métro a identifié la pression permettant de rencontrer la prévision de la pointe horaire des dix (10) prochaines années :*

- Estrie: 5 750 kPa au poste de livraison à Waterloo et 4 000 kPa au poste de livraison de Sabrevois*
- Saguenay : 7 070 kPa au poste de livraison de St-Maurice et ajouter un compresseur à La Tuque ou du GNL à Jonquière et Alma.*
- La capacité de 7 070 kPa remplacerait seulement la mise à niveau du compresseur de St-Maurice. L'ajout du compresseur à La Tuque ou l'utilisation de du GNL à Jonquière et Alma serait tout de même requis pour rencontrer la prévision de la pointe horaire des dix (10) prochaines années. »*

**Demande :**

7.1 Veuillez présenter le portrait à jour des discussions avec TCPL portant sur l'augmentation permanente de la pression minimale contractuelle.

**Réponse :**

Gaz Métro a demandé à TCPL si elle acceptait de s'engager à livrer le gaz naturel au poste de Waterloo à une pression de 5750 kPa durant l'hiver pour une période plus longue que la période de 3 ans convenue dans l'entente datée du 20 janvier 2014 et amendée le 1<sup>er</sup> août 2014 (ci-après collectivement appelées l'« Entente »). Le 25 février 2015, après analyses et discussions notamment avec TQM qui est le transporteur qui livre le gaz naturel à Waterloo, TCPL a confirmé à Gaz Métro qu'il serait possible de prolonger l'Entente. À ce jour, Gaz Métro demeure dans l'attente d'un projet d'entente finale qui constaterait formellement l'engagement de TCPL. Selon nos plus récentes discussions avec les représentants de TCPL, Gaz Métro devrait recevoir incessamment ce projet d'entente finale.

Fait à noter, contrairement à ce que suggère le libellé de la question, il ne s'agit pas d'une augmentation « permanente » de la pression minimale contractuelle. Dans l'état actuel des discussions, il s'agirait d'une entente valide pour une période de 5 années débutant le

**Société en commandite Gaz Métro**

**Projets d'investissement visant l'amélioration et le renforcement  
Des réseaux de transmission de l'Estrie et du Saguenay, R-3919-2015**

---

1<sup>er</sup> novembre 2017 et se terminant le 31 octobre 2022. Au 1<sup>er</sup> novembre 2019, soit deux ans après le début de l'Entente, il serait loisible aux parties d'ajouter une année à l'engagement de TCPL pour repousser sa date de fin au 31 octobre 2023. Cet ajout d'une année à l'Entente serait possible à tous les ans par la suite pour en faire une entente d'une durée de 4 années. Par ailleurs, il serait possible pour TCPL de mettre unilatéralement un terme à l'entente en donnant un préavis de 4 ans, donnant ainsi un délai suffisant à Gaz Métro pour mettre en place une solution alternative.

- 8. Références :**
- (i) Pièce B-0007, p. 5, 15 et 16;
  - (ii) Pièce B-0009, p. 5, 17 et 18;
  - (iii) Dossier R-3879-2014, pièce A-0082, p. 17.

**Préambule :**

Aux pages 5 des références (i) et (ii), Gaz Métro présente le débit horaire projeté à la pointe pour chacun des tronçons visés par les projets de renforcement.

En page 15 et 16 de la référence (i) :

*« Gaz Métro a analysé une solution n'exigeant pas de compression qui comprend les mesures suivantes sur le réseau de transmission de l'Estrie :*

- 1. Utiliser la Pression temporaire de l'entente conclue avec TCPL jusqu'au 31 octobre 2017;*
- 2. Construire un poste de livraison à Magog;*
- 3. Remplacer la conduite latérale de Sherbrooke;*
- 4. Utiliser le débit du gaz naturel renouvelable produit par la Ville de Saint-Hyacinthe;*
- 5. Construire une station de vaporisation au GNL à St-Hyacinthe et Courval;*
- 6. Doubler la conduite latérale de Granby. »*

En page 17 et 18 de la référence (ii) :

*« Gaz Métro a analysé une option comprenant les mesures suivantes sur le réseau de transmission du Saguenay :*

- 1. Utiliser la pression de l'entente conclue avec TCPL de 4 650 kPa (Pression temporaire) à l'entrée du poste de compression de St-Maurice;*

2. Démarrer les deux compresseurs de St-Maurice durant les pointes hivernales;
3. Mettre à niveau la station de compression de St-Maurice;
4. Construire une station de vaporisation au GNL à Jonquière et Alma. »

En référence (iii), M. Stephens, de Sussex Economics Advisors indique :

*« A lot of the New England LDCs, because they don't have any on system underground storage, there is no underground storage in the New England region at all and so, they rely on LNG facilities to meet their peaking requirements, and so it's not unsurprising that there's a large percentage of peak day that's met by vaporisation. »*

**Demandes :**

- 8.1 Veuillez présenter (sous forme de graphique ou de tableau) le débit horaire en fonction du nombre d'heures d'occurrence sur un an (débit qui est dépassé toutes les heures de l'année, débit qui est dépassé 6 000 heures par année, débit qui est dépassé 4 000 heures par année, etc. jusqu'au débit maximum), pour chacun des tronçons en 2024.

**Réponse :**

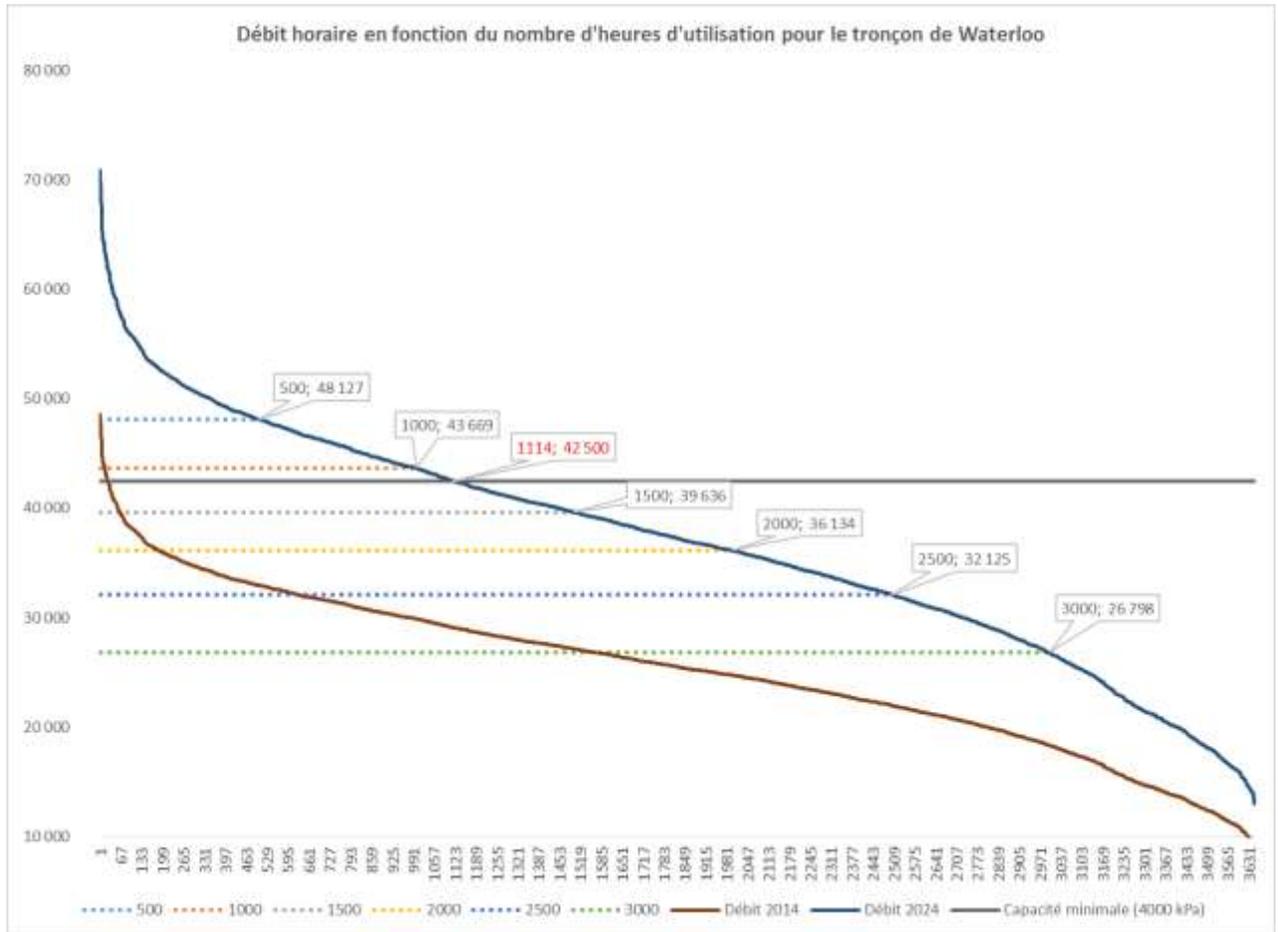
Il faut préalablement rappeler que le débit horaire de référence projeté en 2024 par Artelys est un débit horaire de pointe, valable à une heure donnée. Artelys n'a pas effectué de projection de l'ensemble du débit horaire sur une année.

Gaz Métro a donc utilisé la répartition du réel de 2014 pour estimer le débit horaire distribué en ordre décroissant pour l'année 2024. Comme les données disponibles sont celles qui ont été utilisées par Artelys pour les analyses, les mois d'octobre à mars seulement sont présentés. Il y a 3 648 heures entre les mois d'octobre à mars (le mois n'est pas complet).

Les graphiques présentent donc pour les trois tronçons les distributions des débits horaires de 2014 et de 2024 en fonction du nombre d'heures d'occurrence. Chaque étiquette de données représente le nombre d'heures dépassé par un débit donné. Par exemple, on interprète le point (500, 48 127) de la façon suivante : le débit de 48 127m<sup>3</sup>/h serait dépassé pendant 500 heures entre octobre et mars pour l'année 2024.

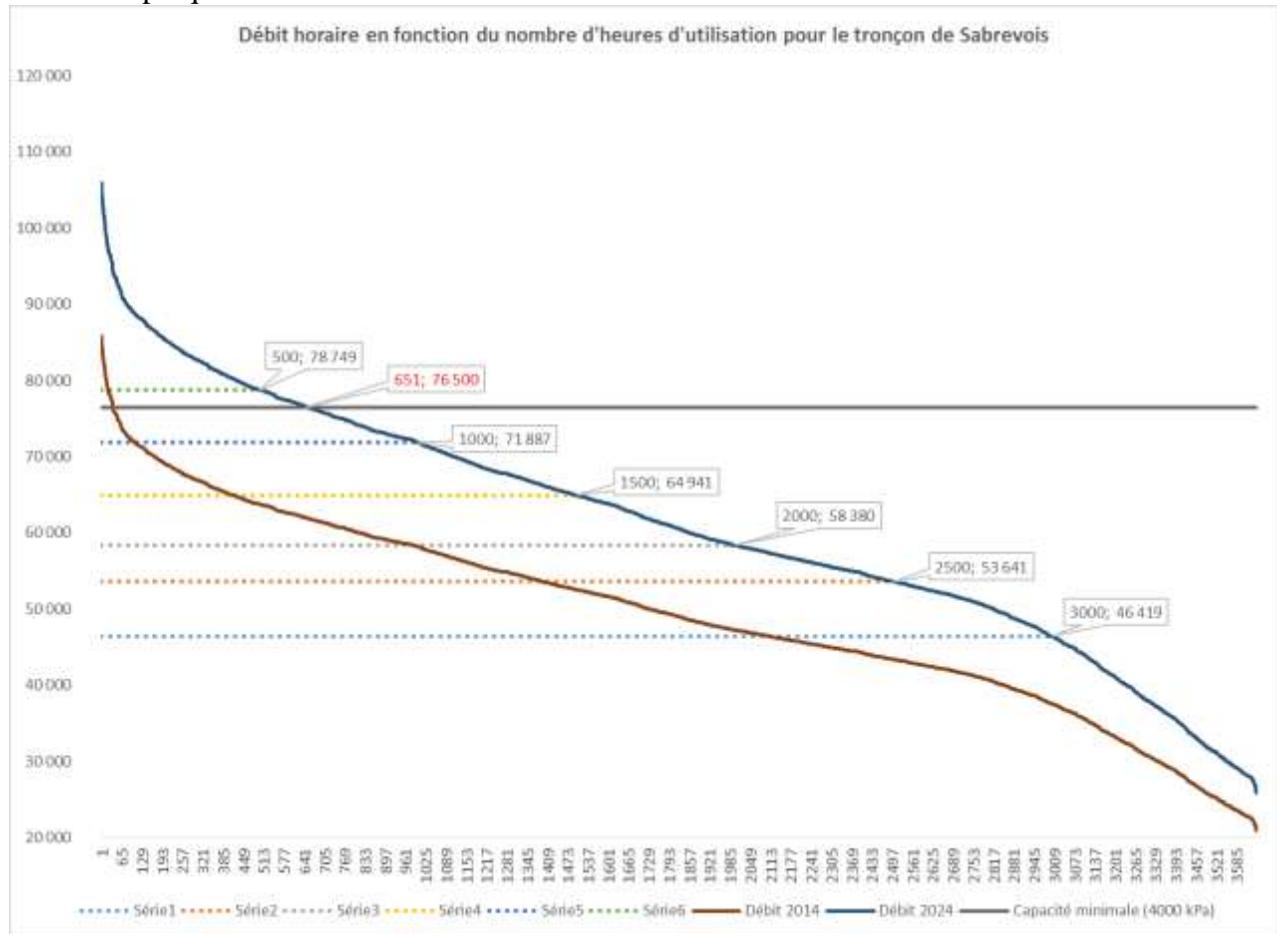
**Société en commandite Gaz Métro**  
**Projets d'investissement visant l'amélioration et le renforcement**  
**Des réseaux de transmission de l'Etrie et du Saguenay, R-3919-2015**

Graphique 1 :

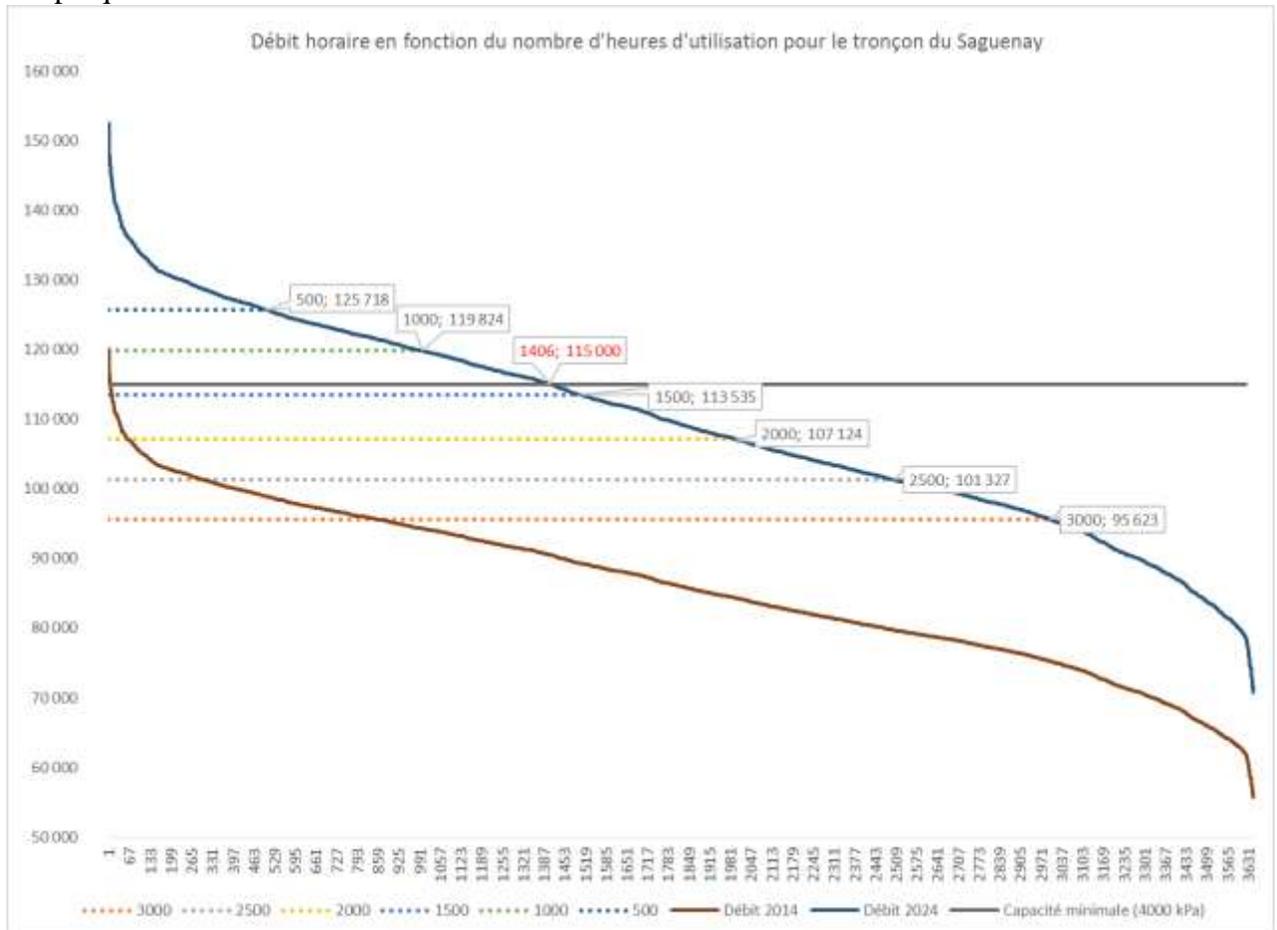


**Société en commandite Gaz Métro**  
**Projets d'investissement visant l'amélioration et le renforcement**  
**Des réseaux de transmission de l'Estrie et du Saguenay, R-3919-2015**

Graphique 2 :



Graphique 3 :



8.2 Veuillez indiquer quel serait le nombre d'heures d'utilisation annuel des solutions GNL, prévues dans les scénarios alternatifs sur les tronçons Sabrevois-Courval et Saguenay. Veuillez préciser les hypothèses utilisées.

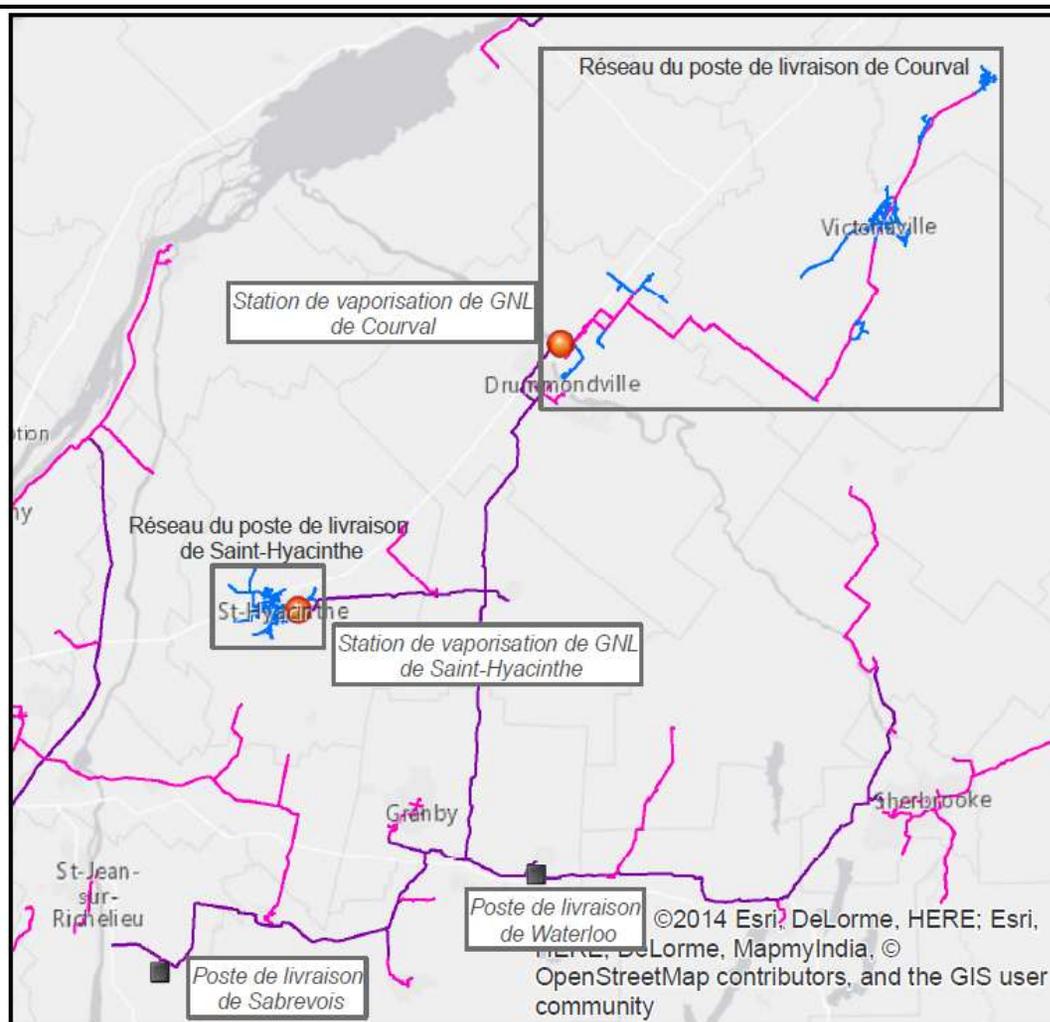
**Réponse :**

Pour simplifier l'explication, Gaz Métro présente le cas du tronçon de Sabrevois-Courval. Cette même méthodologie s'applique au réseau du Saguenay.

Il est important de se rappeler que la solution alternative pour le réseau de l'Estrie comprend deux stations de vaporisation de GNL qui se trouvent sur le tronçon Sabrevois-Courval. Plus précisément, les stations sont situées à St-Hyacinthe et à Courval. L'image suivante précise les endroits où se trouvent ces stations de vaporisation et les segments du réseau où le GNL serait injecté. On retrouve ainsi sur l'image l'emplacement du poste de livraison de St-Hyacinthe ainsi que celui du poste de livraison de Courval.

**Société en commandite Gaz Métro**

**Projets d'investissement visant l'amélioration et le renforcement  
Des réseaux de transmission de l'Estrie et du Saguenay, R-3919-2015**



Pour estimer le nombre d'heures, Gaz Métro a utilisé les données réelles de l'hiver 2013-2014, a déterminé le débit horaire qui pourrait être retranché lors de la pointe de chaque poste de livraison (St-Hyacinthe, Courval, Alma et Jonquière) et a respecté la capacité de chacun des segments du réseau. De plus, le Distributeur a posé l'hypothèse que les autres mesures associées aux solutions alternatives seraient utilisées. Ainsi, le nombre d'heures d'utilisation des stations de vaporisation de GNL a été estimé en analysant les pointes de consommations observées durant l'hiver 2013-2014, et ce, dans le réseau du poste de livraison de St-Hyacinthe ainsi que le réseau du poste de livraison de Courval. Le tableau suivant présente les résultats de l'analyse.

	Stations de vaporisation de GNL	Nombre heures d'utilisation par année
Sabrevois-Courval	St-Hyacinthe	333
	Courval	370
Saguenay	Alma	477
	Jonquière	180

On constate que les stations de vaporisation de GNL du tronçon Sabrevois-Courval et du

réseau du Saguenay cumuleraient respectivement 703 et 657 heures d'utilisation par année.

Gaz Métro précise que le nombre d'heures inclus à la réponse 8.1 représente le nombre d'heures d'utilisation annuel cumulé sur l'ensemble du tronçon et non sur un segment de tronçon (ex. réseau du poste de livraison de St-Hyacinthe) tel que présenté dans le tableau précédent. Pour cette raison, la comparaison des réponses 8.1 et 8.2 n'est pas appropriée.

- 8.3 Veuillez présenter les pratiques préconisées par les distributeurs de gaz naturel de la Nouvelle-Angleterre pour solutionner des enjeux de capacité à la pointe. Veuillez élaborer sur les solutions adoptées par ces distributeurs et comparer avec les solutions proposées par Gaz Métro pour les réseaux de l'Estrie et du Saguenay.

**Réponse :**

Gaz Métro n'a pas examiné spécifiquement la situation des distributeurs de la Nouvelle-Angleterre. Elle a toutefois eu l'occasion d'échanger sur les pratiques d'une soixantaine de distributeurs américains dans le cadre du dernier comité DCMO (Distribution Construction Maintenance and Operation) de l'Association Américaine du Gaz (AGA). Pour de plus amples détails, Gaz Métro réfère à la réponse 3.5.

9. **Référence :** Pièce B-0014, p. 37 et 41.

**Préambule :**

Artelys présente des variantes de la projection du débit horaire de référence pour les tronçons Waterloo et Saguenay qui tiennent compte de l'arrivée d'importants clients industriels.

**Demande :**

- 9.1 Veuillez donner les volumes annuels associés à chacun de ces importants clients ainsi que leur probabilité de réalisation.

**Réponse :**

Le tableau ci-dessous présente les volumes annuels et les débits horaires (m<sup>3</sup>/h) des projets liés aux variantes des tronçons de Waterloo et Saguenay.

**Société en commandite Gaz Métro**  
**Projets d'investissement visant l'amélioration et le renforcement**  
**Des réseaux de transmission de l'Estrie et du Saguenay, R-3919-2015**

**Projets liés aux variantes des tronçons de Waterloo et Saguenay ( \*\*millier m<sup>3\*\*</sup>)**

	Probabilité de réalisation	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
<b>Waterloo</b>										
<b>Projet A</b>										
Volume (m <sup>3</sup> /année)	25%			102 000	102 000	102 000	102 000	102 000	102 000	102 000
Débit horaire (m <sup>3</sup> /h)				18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0
<b>Saguenay</b>										
<b>Projet B (variante 1)</b>										
Volume (m <sup>3</sup> /année)	14%	28 328	118 977	118 977	118 977	118 977	118 977	118 977	118 977	118 977
Débit horaire (m <sup>3</sup> /h)		3,8	14,2	14,2	14,2	14,2	14,2	14,2	14,2	14,2
<b>Projet C (variante 2)</b>										
Volume (m <sup>3</sup> /année)	28%			114 728	114 728	114 728	114 728	229 456	229 456	229 456
Débit horaire (m <sup>3</sup> /h)				14,5	14,5	14,5	14,5	28,0	28,0	28,0

Source : SECOR/KPMG, décembre 2014.