

Le 6 septembre 2012

RÉPONSE DE GAZ MÉTRO À LA DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N^o 1 DE TRANSCANADA PIPELINES LIMITED
(« TRANSCANADA »)
À
SOCIÉTÉ EN COMMANDITE GAZ MÉTRO (« GAZ MÉTRO »)

1. Objet : Prix du gaz naturel

Références :

- a) Gaz Métro-1, document 16, page 7, lignes 3-6 ;

« Le différentiel entre Dawn et AECO se situe entre 0,40 \$/GJ et 0,60 \$/GJ auquel il faut ajouter la valeur des liquides entre AECO et Empress de près de 0,30 \$/GJ. Le différentiel de lieu entre Empress et Dawn se situe entre 0,70 \$/GJ et 0,90 \$/GJ, soit une valeur en deçà du tarif actuel de TCPL de 1,897 \$/GJ pour ce tronçon, démontrant l'avantage d'un déplacement vers Dawn. »

- b) Gaz Métro-1, document 1, page 28, ligne 8, Tableau 3 ;

Le Tableau 3 montre des écarts de prix entre AECO et Empress de 0,24 \$/GJ en 2012-2013 ; 0,19 \$/GJ en 2013-2014 ; et 0,07 \$/GJ en 2014-2015.

Demandes :

- 1.1 Veuillez expliquer l'incohérence apparente entre les écarts de prix entre AECO¹ et Empress selon le document cité à la référence b) et la proposition de Gaz Métro qu'il faut ajouter la valeur des liquides entre AECO/NIT et Empress de près de 0,30 \$/GJ selon la référence a).

Réponse :

La valeur de -0,30 \$/GJ représente le différentiel de lieu moyen réel entre AECO et Empress sur la période d'octobre 2011 à avril 2012. Il s'agit donc de la valeur du transport sur le marché et des liquides. La pièce Gaz Métro-1, Document 16 a été révisée à cet effet.

¹ AECO ne constitue plus un point de référence. Ce point a été remplacé dans l'industrie par NOVA Inventory Transfer (« NIT »). Dans la texte, TransCanada fera donc référence à « AECO/NIT ».

Le tableau 3 de la pièce Gaz Métro-1, Document 1 révisée, page 28 présente le différentiel de prix entre AECO et Empress selon la valeur des « futures » pour les années 2012-2013, 2013-2014 et 2014-2015.

Les périodes de référence ne sont donc pas les mêmes.

- 1.2 Quel est le prix moyen du gaz naturel prévu par Gaz Métro au cours des 12 prochaines années à chacun des points suivants (en \$/GJ) : (i) Henry Hub; (ii) Dawn; et (iii) AECO/NIT ?

Réponse :

Gaz Métro ne fait pas de prévisions de prix du gaz naturel pour les 12 prochaines années.

- 1.3 Quelles sont les hypothèses des coûts de transport sur le réseau principal de TransCanada qui appuient la prévision de Gaz Métro quant aux prix du gaz naturel pour les portions (i) Empress à GMI EDA; (ii) Dawn à GMI EDA; et (iii) Parkway à GMI EDA ?

Réponse :

Les hypothèses utilisées sont les tarifs de transport de TransCanada en vigueur au printemps 2012. Veuillez vous référer à la pièce Gaz Métro 1, Document 4 révisée, page 2.

- 1.4 En présumant l'approbation de la demande de TransCanada dans le dossier RH-003-2011 (le « **Dossier RH-003-2011** ») auprès de l'Office national de l'énergie (l'« **ONÉ** »), quelle est la prévision de Gaz Métro quant aux prix du gaz naturel au point proposé de la frontière entre la Saskatchewan et le Manitoba (SMB) pour les 12 prochaines années ?

Réponse :

Gaz Métro ne fait pas de prévision de prix du gaz au point SMB pour les 12 prochaines années.

2. Objet : Impact de la proposition de TransCanada sur les prix du gaz naturel

Références :

- a) Gaz Métro-1, document 16, page 8, lignes 12-14 ;

« Toutefois, la mécanique proposée par TCPL pourrait avoir des effets haussiers sur le prix du gaz naturel à AECO. Les analyses présentées par TCPL ne prennent donc pas cet élément en considération. »

- b) ONÉ, Dossier RH-003-2011 : *TransCanada's Restructuring Proposal and Mainline 2012-2013 Tolls Application*, en particulier les pièces B1-16 (*Appendix C1 – Mainline Throughput Study*), B1-20 (*Robert Fleck Testimony*), B5-13 (*Appendix C1 – Mainline Throughput Study*), tel que révisé le 31 octobre 2012), et B40 (*Revisions to reflect TransCanada's 2012 Throughput Forecast*).

Demandes :

- 2.1 Veuillez confirmer qu'aux documents cités à la référence b), TransCanada présente une analyse de l'impact de sa proposition de restructuration (*Restructuring Proposal*) sur les prix du gaz naturel à AECO/NIT. Si Gaz Métro ne peut confirmer cette demande, veuillez expliquer et fournir l'analyse de Gaz Métro quant à l'impact que la proposition de TransCanada dans le Dossier RH-003-2011 aurait sur les prix du gaz naturel à AECO/NIT.

Réponse :

Gaz Métro confirme que TransCanada a présenté dans sa preuve des analyses indiquant que sa proposition aurait un impact à la hausse sur le prix de la molécule à AECO et un impact à la baisse sur le prix de la molécule à Dawn. La valeur de ces variations semble cependant différer d'un document à l'autre.

Ceci étant dit, Gaz Métro trouve étrange que TCPL lui demande de confirmer la signification d'un document qu'elle a elle-même préparé. Afin d'éviter tout quiproquo, Gaz Métro soumet respectueusement que TCPL est la mieux placée pour informer la Régie sur ce que signifie le document en question. Par ailleurs, l'objectif d'une demande de renseignements n'est pas de confirmer l'interprétation d'un document préparé par un tiers. Enfin, le document parle par lui-même. Toute interprétation que pourrait faire Gaz Métro de cette pièce est donc d'un intérêt limité.

- 2.2 Veuillez concilier l'allégation contenue au document de Gaz Métro cité à la référence a) selon laquelle les analyses présentées par TCPL dans le Dossier RH-003-2011 ne tiennent pas compte des effets haussiers sur le prix du gaz naturel à AECO/NIT à la lumière de la preuve présentée par TransCanada dans les documents cités à la référence b), lesquels traitent spécifiquement de cette question.

Réponse :

Ce que Gaz Métro souhaitait souligner dans la phrase citée en référence est que c'est le coût global de la structure d'approvisionnement qui doit être pris en considération et non seulement le coût du transport. Une hausse du prix de la molécule à AECO réduirait d'autant l'impact d'une diminution du coût de transport. La comparaison ne peut donc se faire uniquement sur la base des tarifs proposés.

3. Objet : Hypothèses des coûts de transport

Référence :

a) Gaz Métro-1, document 16, page 8, ligne 10, Tableau 1 ;

Le Tableau 1 compare les tarifs à 100 % CU (\$/GJ) de janvier 2012 à ceux de la proposition de TCPL et présente l'information suivante :

	Tarif à 100 % CU (\$/GJ)	
	Janvier 2012	Proposition TCPL*
<i>FTLH Empress - GMI EDA</i>	2,243	1,582
<i>FTSH Dawn - GMI EDA</i>	0,658	0,594
<hr/>		
<i>FTLH Empress - Dawn</i>	1,897	1,149

* un prix moyen est calculé considérant 1/3 des volumes à GMI EDA et 2/3 à GMI TQM EDA

Demandes :

3.1 Pour l'année 2012 :

3.1.1 Quel est le tarif en vigueur sur le réseau de l'Alberta de NGTL² (i) entre NIT et Empress; et (ii) entre Empress et GMI EDA ?

Réponse :

Les tarifs en vigueur sur le réseau de l'Alberta de NGTL sont :

- i) entre NIT et Empress depuis le 1^{er} janvier 2012 : 5,30 \$/GJ/mois pour un tarif FTD, Price Point Z pour un terme de 1 à 2 ans, soit 0,1742 \$/GJ ;
- ii) entre Empress et GMI EDA depuis le 1^{er} janvier 2012 : 63,84842 \$/GJ/mois, soit 2,099 \$/GJ pour la prime fixe et 0,14377 \$/GJ pour les frais variables.

3.1.2 Quels sont les coûts totaux de transport entre NIT et GMI EDA ?

² NOVA Gas Transmission Ltd.

Réponse :

Les coûts totaux de transport entre NIT et GMI EDA totalisent 2,41697 \$/GJ (0,1742 \$/GJ + 2,099 \$/GJ + 0,14377 \$/GJ).

Considérant un coefficient d'utilisation de 100 % et les capacités contractuelles détenues par Gaz Métro pour chacun des mois de 2012 pour le tronçon Empress-GMi EDA, les coûts totaux seraient de 152,9 M\$.

Il est à noter que les coûts de gaz de compression n'ont pas été considérés dans cette évaluation.

3.2 Selon la proposition de TransCanada dans le Dossier RH-003-2011 pour l'année 2012 :

3.2.1 Quel serait le tarif en vigueur sur le réseau de l'Alberta de NGTL (i) entre NIT et le point proposé à la frontière située entre la Saskatchewan et le Manitoba (SMB); et (ii) entre SMB et GMI EDA ?

Réponse :

Dans la proposition de TCPL, les tarifs mentionnés pour 2012 étaient des tarifs qu'elle avait estimés lors du dépôt de sa proposition en septembre 2011, mais ces tarifs ne seront plus applicables pour 2012. D'ailleurs, TCPL a soumis une révision des tarifs en date du 29 juin 2012, effectifs au 1^{er} janvier 2013.

Les tarifs estimatifs pour 2012, d'après la proposition en septembre 2011, sur le réseau de l'Alberta de NGTL seraient :

- i) entre NIT et SMB : 0,30 \$/GJ et 0,04 \$/GJ pour le gaz de compression ;
- ii) entre SMB et GMI EDA – étant donné que la proposition de TCPL subdivise la zone GMI EDA en deux, il y aurait deux tarifs :
 1. 37,62523 \$/GJ/mois représentant 1,23361 \$/GJ pour GMI EDA ; et
 2. 47,1936 \$/GJ/mois représentant 1,54733 \$/GJ pour GMI TQM EDA.

D'après les nouveaux tarifs de TCPL déposés en date du 29 juin 2012 et applicables au 1^{er} janvier 2013, les tarifs en vigueur seraient :

- i) entre NIT et le point proposé à la frontière située entre la Saskatchewan et le Manitoba (SMB) : 0,29 \$/GJ et 0,03 \$/GJ pour le gaz de compression ;
- ii) entre SMB et GMI EDA – étant donné que la proposition de TCPL subdivise la zone GMI EDA en deux, il y aurait deux tarifs:
 1. 44,69205 \$/GJ/mois représentant 1,46933 \$/GJ pour GMI EDA ; et
 2. 54,23320 \$/GJ/mois représentant 1,78301 \$/GJ pour GMI TQM EDA.

3.2.2 Quels seraient les coûts totaux de transport entre NIT et GMI EDA via SMB ?

Réponse :

Pour l'année 2012, les coûts totaux de transport entre NIT et GMI EDA via SMB totaliseront 1,57361 \$/GJ (0,34 \$/GJ + 1,23361 \$/GJ) et 1,88733 \$/GJ pour GMI TQM EDA (0,34 \$/GJ + 1,54733 \$/GJ). Considérant que près du tiers de la demande est au point GMI EDA, un prix moyen de 1,78276 \$/GJ serait applicable.

Considérant un coefficient d'utilisation de 100 % et les capacités contractuelles détenues par Gaz Métro pour chacun des mois de 2012 pour le tronçon Empress-GMI EDA, les coûts totaux seraient de 112,8 M\$.

Pour l'année 2013, les coûts totaux de transport entre NIT et GMI EDA via SMB totaliseront 1,78933 \$/GJ (0,32 \$/GJ + 1,46933 \$/GJ) et 2,10301 \$/GJ pour GMI TQM EDA (0,32 \$/GJ + 1,78301 \$/GJ). Considérant que près du tiers de la demande est au point GMI EDA, un prix moyen de 1,99845 \$/GJ serait applicable.

Considérant un coefficient d'utilisation de 100 % et les capacités contractuelles détenues par Gaz Métro en 2102 pour le tronçon Empress-GMI EDA, les coûts totaux seraient de 126,5 M\$ en fonction de la preuve déposée par TransCanada.

Il est à noter que les coûts de gaz de compression n'ont pas été considérés dans ces évaluations.

3.3 Veuillez reproduire le Tableau 1 du document cité à la référence a) en prenant compte du point SMB au lieu du point Empress.

Réponse :

	Tarif à 100% CU (\$/GJ)	
	Janvier 2012	Proposition TCPL * Janvier 2013 (révisée au 29 juin 2012)
FTLH SMB - GMI EDA	2,243	1,67845
FTSH Dawn - GMI EDA	0,658	0,71917
FTLH SMB - Dawn	1,897	1,16398

*un prix moyen est calculé considérant 1/3 des volumes à GMI EDA et 2/3 à GMI TQM EDA

4. Objet : Comparaison des coûts de transport

Référence :

- a) Gaz Métro-1, document 16, page 9, lignes 8-11 ;

« Considérant la proposition de TCPL dans son ensemble, telle que présentée au Tableau 1, le prix du gaz livré à Dawn via Empress est de 1,149 \$/GJ. Or, comme présenté à la section 2, le différentiel de lieu entre Empress et Dawn sur le marché se situe entre 0,70 \$/GJ et 0,90 \$/GJ, donc encore inférieur aux tarifs proposés par TCPL. »

Demandes :

- 4.1 Veuillez fournir un tableau qui présente une comparaison complète et détaillée des coûts du gaz naturel livré en franchise entre les achats effectués à AECO/NIT et à Dawn. Ce tableau devra comprendre l'information suivante :

- a) la valeur historique des coûts des approvisionnements à AECO/NIT et à Dawn au cours des derniers 12 mois ;
- b) pour le trajet en provenance de AECO/NIT : (i) le tarif de livraison du système de l'Alberta ; (ii) la valeur des liquides de gaz³ à Empress (soit environ 0.30 \$/GJ) ; (iii) le tarif de TransCanada entre Empress et GMI EDA ; (iv) le taux moyen de gaz de compression de TransCanada ; et (v) le coût du gaz de compression ;
- c) pour le trajet en provenance de Dawn : (i) les tarifs de Union Gaz entre Dawn et Parkway ; (ii) le taux moyen de gaz de compression de Union Gas et le coût du gaz de compression ; (iii) les tarifs de TransCanada et le taux moyen du gaz de compression de TransCanada ; et (iv) le coût du gaz de compression entre Parkway et GMI EDA.

Réponse :

- a) La valeur moyenne des approvisionnements sur la période mai 2011 à avril 2012 était de 2,89 \$/GJ à AECO et de 3,53 \$/GJ à Dawn.
- b) Sur la période mai 2011 à avril 2012, le prix du gaz à Empress était de 2,64 \$/GJ. La différence de prix entre AECO et Empress de -0,25 \$/GJ. Ce montant représente la valeur du transport sur le système de l'Alberta entre ces deux points moins la valeur des liquides.

³ Le gaz naturel brut est principalement composé de méthane, mais il renferme aussi divers hydrocarbures désignés sous le nom de liquides de gaz naturel. Ces derniers comprennent l'éthane, le propane, les butanes et les pentanes plus.

Valeur historique 12 mois des approvisionnements : période mai 2011 à avril 2012

<u>Point de départ</u>	<u>Prix du gaz à Aeco</u>	<u>Prix du gaz à Empress</u>	<u>Transport Empress-GMI EDA</u>	<u>Gaz de compression</u>	<u>Prix livré</u>
Aeco	2,89 \$	2,64 \$	2,24 \$	0,06 \$	4,94 \$

- c) Le tableau suivant présente le détail des approvisionnements en provenance de Dawn selon le transport FTSH Dawn-GMI EDA et selon la combinaison du transport M12 (Dawn-Parkway) et FTSH Parkway-GMI EDA.

Valeur historique 12 mois des approvisionnements : période mai 2011 à avril 2012

<u>Point de départ</u>	<u>Prix du gaz</u>	<u>FTSH Dawn-Gmi EDA</u>	<u>Gaz de compression</u>	<u>Prix livré</u>
Dawn	3,53 \$	0,66 \$	0,02 \$	4,21 \$

<u>Point de départ</u>	<u>Prix du gaz</u>	<u>Transport M12</u>	<u>FTSH Parkway-Gmi EDA</u>	<u>Gaz de compression</u>	<u>Prix livré</u>
Dawn	3,53 \$	0,08 \$	0,50 \$	0,05 \$	4,15 \$

5. Objet : Production gazière au Québec

Référence :

- a) Gaz Métro-1, document 16, page 18, lignes 11-14 ;

« Avec le développement de la production gazière au Québec, la livraison en franchise par les clients AD sera probablement une conséquence naturelle. Dans une telle situation, il deviendra nécessaire de redéfinir les modalités de gestion de la clientèle interruptible, incluant l'analyse de la raison d'être d'un tel service. »

Demande :

- 5.1 Pour chacune des 12 prochaines années, veuillez fournir la prévision de Gaz Métro relativement à des approvisionnements gaziers en provenance du Québec en terme de production moyenne journalière (en GJ/jour).

Réponse :

À l'heure actuelle, en ce qui concerne la production gazière au Québec autre que le biométhane, Gaz Métro n'en prévoit aucune.

Pour ce qui est de la production découlant du biométhane, veuillez vous référer à la réponse à la question 4.1 de l'UMQ (Gaz Métro-5, Document 9).

6. Objet : Service STS de TransCanada

Référence :

a) Gaz Métro-1, document 16, page 19, lignes 8-10 ;

« Le transport STS est un service interruptible du 15 avril au 30 novembre; il ne peut donc être considéré comme un outil ferme disponible aux clients AD en été. »

Demandes :

6.1 Veuillez fournir une ou des références aux contrats de STS de Gaz Métro au soutien de l'allégation que le service STS serait un service interruptible durant la saison estivale (du 15 avril au 30 novembre).

Réponse :

Gaz Métro souhaite apporter un correctif à la pièce B-0020, Gaz Métro-1, Document 16, page 19, lignes 8-10; on aurait dû lire ceci :

« Le transport STS est un service interruptible du 16 avril au 31 octobre; il ne peut donc être considéré comme un outil ferme disponible aux clients AD en été. »

La pièce a été révisée en conséquence.

Gaz Métro détient plusieurs contrats de STS, tous identiques à l'exception des quantités visées par chaque contrat. Un des contrats est présenté à l'annexe 2.

[...] À l'article II –« Gas to be transported », le point 2.2 de l'Insert C (page 2) se lit comme suit :

« On any day during any Winter Period on a firm basis, and at other times on a best effort basis, TransCanada agrees, in accordance with the provisions of Section 2.2(c) of the STS Toll Schedule, to accept at Parkway-Union, transport and deliver to Shipper [...] »
(Gaz Métro souligne)

Gaz Métro conclut donc que le service est ferme du 1^{er} novembre au 15 avril et, étant sur une base de « best effort », est interruptible du 16 avril au 31 octobre.

6.2 Veuillez spécifier la priorité de service du service STS durant la saison estivale et la comparer à la priorité de service des services interruptibles (IT), des détournements en aval (*downstream*)

diversions) associées au service FT, tel que défini au *Gas Transportation Tariff* du réseau principal de TransCanada.

Réponse :

[...]

L'article 2.1 de la section 2 « Applicability and Character of Service » du « Transportation Tariff - STS Toll Schedule », présenté à l'annexe 3, réfère aux sections XI, XIV et XV du « General Terms and Conditions », présenté à l'annexe 4.

À l'article XV, on observe que les services interruptibles IT (ex : section XV, 1.(b)) sont interrompus avant le service STS (ex : section XV, 1.(f)).

Quant aux services de détournement, Gaz Métro comprend que, de façon générale, ces services sont également interrompus avant le service STS. Certains services de diversion semblent toutefois interrompus (ex : section XV, 1.(h) (i) et (ii)) après le service de STS.

- 6.3 Est-ce que Gaz Métro a effectué des nominations dans le cadre de son service STS à quelque moment que ce soit lors de la saison estivale et ce, au cours des cinq dernières années ? Si oui, veuillez préciser pour chaque jour où de telles nominations de service STS ont eu lieu : (i) la quantité nominée par Gaz Métro ; (ii) la capacité autorisée par TransCanada ; et (iii) la quantité non-autorisée par TransCanada.

Réponse :

Vous trouverez à l'annexe 1, le détail des nominations de STS en période estivale.

En période estivale, les nominations de STS ont toujours été autorisées. Toutefois, Gaz Métro ne conserve pas la documentation à cet effet.

Pour fins de présentation, les données sont regroupées par année de calendrier.

7. Objet : Déplacement de la structure vers Dawn

Référence :

- a) Gaz Métro-1, document 16, page 29, ligne 27, à la page 30, ligne 2 ;

« ... Gaz Métro déplacera sa structure vers Dawn à court terme, au 1^{er} novembre 2014 étant donné la réponse favorable à ses offres auprès de Union Gas et TCPL, pour se rapprocher de son territoire et de réduire les coûts d'approvisionnement, en fonction de sa vision actuelle du marché et de ses tendances à court terme. »

Demandes :

- 7.1 Veuillez quantifier le montant annuel de la réduction des coûts d'approvisionnement qui serait associée au déplacement proposé de Gaz Métro de la structure d'approvisionnement vers Dawn pour les 10 prochaines années à partir du 1^{er} novembre 2014. Veuillez inclure toutes les hypothèses appuyant l'analyse annuelle, incluant le prix des approvisionnements, les coûts du transport sur les réseaux de TransCanada et de Union Gas et les coûts du gaz de compression.

Réponse :

Gaz Métro a présenté à la pièce Gaz Métro-1, Document 12 révisée, une évaluation comparative des coûts de son plan d'approvisionnement proposé sur un horizon de trois années (2013-2015) avec des scénarios alternatifs et ce, conformément au *Règlement sur la teneur et la périodicité du plan d'approvisionnement*. [...]

Les tarifs actuels des différents fournisseurs de service ont été considérés.

Veuillez également vous référer à la réponse à la question 5.3 de FCEI (Gaz Métro-5, Document 3) dans laquelle Gaz Métro a repris l'analyse en utilisant les tarifs proposés par TCPL au 1^{er} janvier 2013, selon la révision du 29 juin 2012.

Le montant annuel de réduction associé au projet de déplacement vers Dawn est évalué à l'annexe 4 de la pièce Gaz Métro-1, Document 16 révisée. Il s'élève à près de 123 M\$ en fonction des tarifs actuels de TCPL et à 89 M\$ en fonction des tarifs proposés par TCPL au 1^{er} janvier 2013, selon la révision du 29 juin 2012.

- 7.2 Quel serait l'impact sur les clients de Gaz Métro qui résulterait de ses obligations contractuelles de 10 ans auprès de Union Gas et de TransCanada dans l'éventualité où la production gazière au Québec se développerait au niveau suggéré par Gaz Métro en réponse à la demande 5.1 de TransCanada.

Réponse :

Veuillez vous référer à la réponse à la question 3 de l'ACIG (Gaz Métro-5, Document 2).

8. Objet : Piste de solution considérant une structure modifiée - Équilibrage

Référence :

- a) Gaz Métro-1, document 16, page 30, lignes 19-20 ;

« ... Gaz Métro requiert que les clients livrent le gaz naturel à des points où elle peut plus facilement l'équilibrer, soit Dawn ou directement dans son territoire. »

Demande :

- 8.1 Veuillez décrire en détail en quoi des livraisons de gaz par les clients de Gaz Métro à Dawn pourraient faciliter davantage l'équilibrage que des livraisons de gaz à AECO/NIT ou à Empress.

Réponse :

L'extrait mentionné en référence se positionne dans le contexte du projet multipoint où des points dans le Nord-Est américain étaient considérés dont, entre autres, Dawn, Parkway, et Iroquois.

9. Objet : Gaz naturel de Marcellus

Référence :

- a) Gaz Métro-1, document 16, page 30, lignes 21-22 ;

« ... L'arrivée du gaz de shale de Marcellus à Dawn, via Niagara, augmente le positionnement stratégique de Dawn. »

Demandes :

- 9.1 Pour chaque mois au cours des 24 derniers mois, veuillez fournir la quantité de gaz naturel de shale de Marcellus qui a été importée des États-Unis au Canada via Niagara ou Chippawa.

Réponse :

À notre connaissance, il n'y a pas eu d'importation physique de gaz de Marcellus au cours de 24 derniers mois.

À la lumière de la citation reproduite en a), Gaz Métro constate qu'un malentendu s'est peut-être produit en ce qu'il était sous-entendu pour Gaz Métro que l'arrivée du gaz de shale de Marcellus ne s'est toujours pas produit à sa connaissance mais devrait se produire prochainement.

- 9.2 Veuillez fournir les prévisions de Gaz Métro relativement à la quantité annuelle de gaz naturel de shale de Marcellus qui sera importée des États-Unis au Canada via Niagara ou Chippawa au cours des 12 prochaines années.

Réponse :

Gaz Métro n'a pas de prévisions relativement à la quantité annuelle de gaz naturel de shale de Marcellus qui sera importée des États-Unis au Canada via Niagara ou Chippawa sur l'horizon du plan trois ans.

- 9.3 Veuillez expliquer en détail en quoi il serait plus avantageux de concentrer l'ensemble du portefeuille de Gaz Métro à Dawn au lieu de chercher à s'approvisionner en gaz de shale de Marcellus aux points d'importation/d'exportation de Niagara ou de Chippawa ou à même le bassin de Marcellus au carrefour de Leidy, dans l'État de New York.

Réponse :

Veuillez vous référer à la pièce Gaz Métro-1, Document 16 révisée, section 6.4.2.

- 9.4 Veuillez fournir le nombre moyen de transactions de gaz naturel au cours de l'année 2012 ayant lieu à (i) AECO/NIT ; (ii) Dawn ; et (iii) Leidy.

Réponse :

Gaz Métro ne possède pas d'information complète sur toutes les transactions gazières effectuées aux points demandés.

- 9.5 Veuillez fournir la capacité de stockage totale de gaz naturel en place en 2012 à (i) AECO/NIT ; (ii) Dawn ; et (iii) Leidy.

Réponse :

Gaz Métro ne dispose pas de cette information. Par contre, une vérification sur les sites internet de Niska et Union Gas, qui sont accessibles à tous, indiquent que la capacité d'entreposage est de 150 Bcf à AECO et de 155 Bcf à Dawn.

- 9.6 Veuillez décrire les installations qui, selon Gaz Métro, seraient requises afin de transporter les volumes de gaz naturel de Marcellus vers Dawn décrits en réponse à la demande 9.2 de TransCanada.

Réponse :

Considérant la décision D-2012-136 de la Régie qui ordonne de répondre à cette question en utilisant une capacité d'importation à Niagara de 439 TJ/jour, Gaz Métro constate que cette quantité est celle visée par le projet de TCPL. Ce projet prévoit l'utilisation d'installations existantes et l'ajout d'environ 13 km de nouvelles conduites. Des travaux devront également être effectués à certains équipements afin de permettre un flux bidirectionnel. TCPL estime les coûts de ces installations à 130,4 M\$ dans les documents déposés auprès de l'Office national de l'énergie. Ce projet ne vise pas à transporter le gaz vers Dawn directement, mais vers Kirkwall et la grande région de Toronto (Enbridge CDA). Gaz Métro ignore si des installations additionnelles doivent être construites sur le réseau de Union Gas pour acheminer ce gaz de Kirkwall ou de la région de Toronto vers Dawn. Gaz Métro comprend que le gaz sera acheminé au point de Niagara par les systèmes de transport de Tennessee et de National Fuel, mais ignore les installations spécifiques qui sont requises ainsi que le coût de ces installations. Gaz Métro ignore également les installations qui pourraient être requises sur les systèmes de TCPL et de Union Gas pour transporter une quantité additionnelle à celle visée par le projet de TCPL.

- 9.7 Veuillez fournir le coût approximatif des installations décrites en réponse à la demande 9.6 de TransCanada.

Réponse :

Veuillez vous référer à la réponse à la question 9.6.

10. Objet : Service FTI de TransCanada

Référence :

- a) Gaz Métro-1, document 16, page 37, lignes 4-6 et 20-24 ;

« ... Si Gaz Métro choisit de décontracter la presque totalité de ses contrats FTLH et, en conséquence, perdre le service FTI, les outils de remplacement entre Dawn et GMI devront alors assurer la flexibilité des approvisionnements pour maintenir la même qualité de service. »

...

« De plus, elle se retrouverait dans une situation où elle aurait perdu une grande partie de sa flexibilité en cours de journée sur l'été, incluant les périodes d'épaulement mars-avril et septembre-octobre, n'ayant plus accès au FTI. Gaz Métro doit donc remplacer ses contrats de FTLH par un type de contrat qui lui procure une flexibilité tout au long de l'année. »

Demandes :

- 10.1 Est-ce que Gaz Métro reconnaît que le service FTI est un service destiné aux expéditeurs qui transportent du gaz naturel entre Empress et Dawn pour fins d'injection en stockage ? Si non, veuillez fournir une explication détaillée.

Réponse :

Le service FTI permet de transporter du gaz naturel d'Empress vers Parkway ou Dawn (site d'inventaire) pour fins d'injection en stockage. Toutefois, ce service étant offert sous le contrat de STS, l'expéditeur doit donc détenir un contrat de STS en plus de détenir un contrat FT à partir d'Empress, soit du FTLH.

- 10.2 En choisissant de s'approvisionner exclusivement (ou presque) à Dawn, veuillez expliquer en quoi la perte du service FTI disponible entre Empress et Dawn aurait un impact sur Gaz Métro.

Réponse :

Tel que mentionné à la réponse précédente, le service de FTI requiert du distributeur qu'il détienne un contrat de FTLH.

À la section 7.1 de la pièce Gaz Métro 1, Document 16 révisée, Gaz Métro a présenté les statistiques d'utilisation du service FTI aux différentes fenêtres de nominations pour la période d'été. Ce service permet à Gaz Métro de retourner le gaz naturel vers le site d'entreposage. Cette pratique ne serait donc plus possible si Gaz Métro n'a plus de contrat FTLH. La perte du service FTI implique donc une baisse de flexibilité pour Gaz Métro.

11. Objet : Service STS de TransCanada

Référence :

- a) Gaz Métro-1, document 16, page 37, lignes 19-20 ;

« ... Si Gaz Métro décontractait la presque totalité de ses contrats de FTLH et conservait ses contrats de STS, les coûts de ce service seraient majorés de 25 %. »

Demandes :

- 11.1 Est-ce que Gaz Métro reconnaît que le service STS de TransCanada a originalement eu comme objectif de faciliter le transport du gaz naturel entre Parkway ou Dawn et le marché où ce gaz naturel a précédemment été livré à partir d'Empress en utilisant le transport FTLH de TransCanada ? Si non, veuillez fournir une explication détaillée.

Réponse :

Le service STS entre Parkway et son territoire avait à l'origine, à la connaissance de Gaz Métro, comme objectif de faciliter le transport du gaz naturel entre Parkway et le marché où ce gaz naturel a précédemment été livré à partir d'Empress en utilisant le transport FTLH de

TransCanada. Ce rôle a toutefois changé étant donné que les achats de fourniture de Gaz Métro à Dawn ont déplacé progressivement l'approvisionnement par le FTLH via l'injection en FTI.

- 11.2 Est-ce Gaz Métro reconnaît que la majoration de 25 % des coûts du service STS s'applique, présentement, uniquement au gaz transporté à partir de Dawn ou de Parkway vers le marché dans le contexte où ce gaz naturel n'a pas précédemment été livré à partir d'Empress en utilisant le transport FTLH de TransCanada ? Si non, veuillez fournir une explication détaillée.

Réponse :

Le *STS Toll Schedule* présentement en vigueur prévoit que la majoration de 25 % des coûts du service STS s'applique uniquement au gaz transporté à partir de Parkway vers le marché dans le contexte où ce gaz naturel n'a pas précédemment été livré à partir d'Empress en utilisant le transport FTLH de TransCanada. Gaz Métro a d'ailleurs expliqué à la pièce Gaz Métro-1, Document 16 révisée, page 39, l'existence du compte « Storage Balance » qui permet la comptabilisation du gaz livré à partir d'Empress et de celui transporté à partir de Dawn ou Parkway.

12. Objet : Services de TransCanada - Fenêtres de nominations

Référence :

- a) Gaz Métro-1, document 16, page 39, lignes 13-15 ;

« ... Les contraintes de flexibilité opérationnelle découlent du fait que les services de FTSH ne comportent que deux fenêtres de nominations en cours de journée, la dernière étant effective à la mi-journée, mais nominée au tiers de la journée. »

Demandes :

- 12.1 Est-ce que Gaz Métro reconnaît que les services FTSH et FTLH de TransCanada donnent accès à quatre fenêtres de nominations, offrant trois périodes différentes de mise en application⁴ (9h, 17h et 21h, heure normale du Centre), et que ces fenêtres de nominations représentent la norme de l'industrie, telle qu'établie par le *North American Energy Standards Board* (NAESB) ? Si non, veuillez fournir une explication détaillée.

⁴ *Effective flow time.*

Réponse :

Les tarifs présentement en vigueur de TCPL prévoient quatre fenêtres de nominations, offrant trois périodes différentes de mise en application (9h00, 17h00 et 21h00, heure normale du Centre). Toutefois, comme mentionné à la pièce Gaz Métro-1, Document 16 révisée, page 36, seulement deux fenêtres (18h00 et 22h00 - HNE) se retrouvent en cours de journée gazière et qu'il s'agit donc d'une flexibilité inférieure à celle offerte par les fenêtres de nominations additionnelles dont bénéficie le service STS.

- 12.2 Veuillez fournir le montant total payé par Gaz Métro à TransCanada pour fins de frais d'équilibrage par année au cours des cinq dernières années.

Réponse :

Les frais d'équilibrage (LBA) payés au cours des cinq dernières années sont les suivants :

2007	461 \$
2008	16 324 \$
2009	11 866 \$
2010	0 \$
2011	443 \$

La gestion opérationnelle en cours de journée permet de contrôler les frais de LBA. Ainsi, l'utilisation de l'ensemble des fenêtres de nominations, mais principalement les dernières fenêtres (STS-1 et STS 5) pour lesquelles la demande totale de la journée gazière est plus précise, permet de diminuer l'utilisation de l'équilibrage du réseau de TCPL et, par le fait même, des frais afférents.

13. Objet : Appel de soumissions de TCPL, Union Gas et une tierce partie

Référence :

- a) Gaz Métro-1, document 16, page 43, lignes 3-9 ;

« ... Malgré le fait que la prise d'effet de ces différentes offres devançait la date initialement prévue pour la mise en place de la nouvelle stratégie d'approvisionnement, Gaz Métro ne pouvait se permettre de laisser passer ces opportunités en raison des gains importants pour sa clientèle y étant associés. Elle a donc effectué différentes analyses considérant la projection de la demande au plan d'approvisionnement 2013-2015 ainsi que les contrats de transport déjà en place afin d'établir sa stratégie et soumettre sa proposition au Conseil d'Administration de Gaz Métro. »

Demandes :

- 13.1 Veuillez fournir une copie de toutes les analyses préparées par Gaz Métro qui quantifient « les gains importants pour sa clientèle », lesquelles seraient associées à sa nouvelle stratégie d'approvisionnement.

Réponse :

Veuillez vous référer à la pièce Gaz Métro-1, Document 12 révisée et à l'annexe 4 de la pièce Gaz Métro-1, Document 16 révisée pour l'estimation des gains découlant de la stratégie d'approvisionnement de Gaz Métro.

- 13.2 Veuillez fournir une copie de toute présentation ou documentation ayant été soumise au Conseil d'Administration de Gaz Métro afin d'établir sa stratégie et soumettre sa proposition.

Réponse :

Dans sa décision D-2012-136, la Régie a rejeté la demande de renseignements de TCPL telle que formulée et a plutôt ordonné à Gaz Métro de déposer les différentes analyses faites préalablement à la proposition au Conseil d'administration.

L'annexe 5 détaille les évaluations des besoins, du plan d'approvisionnement ainsi qu'une estimation des coûts qui ont été effectuées afin de quantifier l'impact d'un changement de stratégie pour les années 2014 et 2015. Ces évaluations ont été réalisées les 28 mars et 19 avril 2012.

14. Objet : Plan d'approvisionnement - Transport et fourniture de gaz naturel

Références :

- a) Gaz Métro-1, document 1, page 60, lignes 14-17 ;

« Comme présentées à la section 7 de la pièce Gaz Métro-1, Document 16, différentes avenues ont été identifiées afin de conserver toute la flexibilité requise à la gestion des approvisionnements. Les développements quant à la demande de TCPL auprès de l'ONÉ orienteront les actions à mettre en place pour obtenir cette flexibilité. »

- b) Gaz Métro-1, document 1, page 61, lignes 6-8 ;

« Gaz Métro demeure prudente dans ses engagements afin de conserver toute la flexibilité dont elle pourrait avoir besoin si le contexte gazier entraînait un changement des besoins à Dawn. »

- c) Gaz Métro-1, document 16, page 43, lignes 10-12 ;

« La première décision de Gaz Métro a été de contracter la transaction d'échange entre Dawn et GMI EDA sur le marché secondaire pour une quantité de 82 000 GJ/jour, effective le 1^{er} novembre 2013 et ce, pour une durée de 10 ans. »

d) Gaz Métro-1, document 16, page 45, lignes 10-11 ;

« Les nouvelles capacités contractées auprès de TCPL et Union Gas auront des durées de 10 ans. »

e) Gaz Métro-1, document 1, page 59, lignes 8-9 ;

« ... la décision de l'ONÉ est attendue potentiellement pour la fin de l'année 2012 ou le début de l'année 2013. »

Demande :

14.1 Veuillez concilier les allégations de Gaz Métro contenues aux documents cités aux références a) et b) selon lesquelles elle conserverait « toute la flexibilité requise à la gestion des approvisionnements » et qu'elle conserve « toute la flexibilité dont elle pourrait avoir besoin » en vertu des plans d'approvisionnements et de transport de longue durée de 10 ans qu'elle propose aux documents cités aux références c) et d), et ce, avant même que la décision de l'ONÉ, attendue potentiellement pour la fin de l'année 2012 ou le début de l'année 2013, puisse orienter les stratégies et les décisions de Gaz Métro.

Réponse :

La demande de TCPL auprès de l'ONE représente une refonte en profondeur de ses tarifs et non des services qu'elle offre.

Dans ce cadre, Gaz Métro a identifié auprès de l'ONE ses besoins de flexibilité quant à l'extension des fenêtres de nominations sur les services de FTSH. Si l'ONE ordonnait à TCPL d'élargir le nombre de fenêtres, Gaz Métro aurait alors toute la flexibilité dont elle a besoin. Si l'ONE opte pour reporter ce sujet, Gaz Métro a l'intention de le soulever à brève échéance au « Toll Task Force » de TCPL (TTF).

Un autre élément que Gaz Métro soulèvera au TTF, le cas échéant, est la modification du statut du service STS pour le rendre ferme sur toute l'année. Ceci permettrait alors à Gaz Métro de nommer ces capacités dès la première fenêtre de nominations (« Timely ») en période estivale et avoir la certitude que cette nomination ne serait pas refusée.

Finalement, Gaz Métro a mentionné à la pièce Gaz Métro-1, Document 16 révisée, page 42, la possibilité de contracter une certaine capacité de transport en service FTSN auprès de TCPL et F-24T / F-24S auprès de Union Gas afin de répondre à ses besoins de flexibilité, si les autres options ne sont pas retenues.

Pour un complément de réponse, veuillez vous référer à la réponse à la question 3 de l'ACIG (Gaz Métro-5, Document 2).

15. Objet : Transactions d'échange entre Dawn et GMI EDA

Référence :

- a) Gaz Métro-1, document 16, page 43, lignes 10-12 ;

« La première décision de Gaz Métro a été de contracter la transaction d'échange entre Dawn et GMI EDA sur le marché secondaire pour une quantité de 82 000 GJ/jour, effective le 1^{er} novembre 2013 et ce, pour une durée de 10 ans. »

Demandes :

- 15.1 Veuillez fournir une copie du contrat mentionné au documents cité à la référence a) visant une transaction d'échange entre Dawn et GMI EDA sur le marché secondaire pour une quantité de 82 000 GJ/jour, effective le 1^{er} novembre 2013 et ce, pour une durée de 10 ans.

Réponse :

Veuillez vous référer à la réponse à la question 3.2 de la Régie (Gaz Métro-5, Document 1 révisé le 18 octobre 2012).

- 15.2 Veuillez identifier la capacité de transport ferme que la tierce partie utilisera afin d'effectuer le service d'échange entre Dawn et GMI EDA.

Réponse :

La capacité ferme qu'utilisera la tierce partie est équivalente à la capacité faisant l'objet du contrat d'échange, comme indiqué dans la section *Transportation capacity* de la page 2 de la pièce Gaz Métro-5, Document 1, annexe 1.

- 15.3 Dans l'éventualité où la quantité de transport ferme identifiée en réponse à la demande 15.2 de TransCanada était moindre que 82 000 GJ/jour pour l'ensemble du contrat de 10 ans, veuillez expliquer en quoi la transaction d'échange pourrait être considérée comme étant convenable pour rencontrer des besoins fermes des clients de Gaz Métro.

Réponse :

Considérant la réponse à la question 15.2, la présente demande de renseignements est sans objet.

- 15.4 Veuillez préciser le nom du fournisseur avec lequel Gaz Métro se propose de contracter la transaction d'échange décrite à la référence a).

Réponse :

Ce renseignement a été déposé sous pli confidentiel auprès de la Régie de l'énergie en réponse à sa demande de renseignements 3.1 [...].

- 15.5 Veuillez fournir une copie des plus récents rapports qui portent sur l'évaluation des obligations du fournisseur identifié en réponse à la demande 15.4 de TransCanada ayant été publiés par *Dominion Bond Rating Service, Standard and Poor's, Moody's* et *Fitch Ratings*.

Réponse :

Gaz Métro informe la Régie qu'elle est abonnée aux services des agences de crédit Standard & Poor's (« S&P ») ainsi que DBRS. Elle n'est pas abonnée aux agences de crédit Moody's et Fitch et n'est donc pas en mesure de fournir les rapports de crédit émanant de ces agences.

Eu égard aux rapports de crédit préparés par S&P et DBRS, ceux-ci sont protégés par des droits d'auteur. Leur publication et/ou diffusion est interdite sans le consentement de ces agences. Gaz Métro a donc entrepris des démarches afin d'obtenir ces consentements qu'elle a obtenus. Les rapports de crédit contiennent toutefois le nom des contreparties ou des renseignements susceptibles de les identifier. Considérant que la Régie a ordonné la confidentialité du nom des contreparties de Gaz Métro dans sa décision D-2012-136, Gaz Métro avait envisagé de transmettre en sus d'une copie originale sous pli confidentiel, des copies caviardées qui auraient pu être diffusées sur le site Internet de la Régie. Cependant, dans le cadre de nos discussions avec les agences de crédit, celles-ci ont expressément requis que leur rapport ne soit d'aucune façon altéré ou modifié, notamment par le caviardage des noms ou de renseignements susceptibles d'identifier les contreparties. Bref, Gaz Métro se retrouve dans une position inconfortable puisqu'elle souhaite évidemment obtempérer à la décision de la Régie sans toutefois contrevenir à ses obligations envers des tiers.

Considérant ce qui précède, Gaz Métro s'abstient de répondre à la question 15.5, mais répond plutôt à la question 15.6.

- 15.6 S'il n'y a pas de rapport qui portent sur l'évaluation des obligations du fournisseur identifié en réponse à la demande 15.5 de TransCanada, veuillez fournir une copie de toutes les analyses préparées par Gaz Métro afin de s'assurer que le fournisseur rencontre une qualité de crédit

adéquate pour fournir les garanties financières qui seraient associées aux modalités de la transaction d'échange décrite à la référence a).

Réponse :

Gaz Métro dépose, comme annexes 8, 9 et 10, son analyse de la solvabilité des contreparties à chacun des trois contrats d'échange sous étude. La Régie constatera que cette analyse consiste essentiellement en un tableau intitulé « Suivi des notations de crédit » qui présente les cotes de crédit de chaque contrepartie accordées par différentes agences de crédit dans les jours précédant la conclusion de chacun des trois contrats. Les larges passages caviardés concernent des entités n'ayant aucun lien avec les transactions d'échange sous étude. La Régie notera que contrairement aux rapports de crédit, il n'est pas nécessaire d'être abonné aux services d'une agence pour obtenir uniquement la cote de crédit des contreparties visées. Ceci explique donc pourquoi Gaz Métro peut fournir les cotes de crédit données par Moody's et Fitch dont elle n'a toutefois pas les rapports de crédit.

- 15.7 Veuillez spécifier l'impact que l'élimination du Mécanisme d'Allègement du Risque « RAM » associée à certains services de TransCanada aurait sur les modalités et conditions de la transaction d'échange décrite à la référence a), y compris les coûts de cette dernière. Cette réponse devrait quantifier l'impact annuel qu'entraînerait l'élimination du RAM pour chacune des années auxquelles s'applique la transaction d'échange décrite à la référence a).

Réponse :

L'élimination du Mécanisme d'allègement du risque « RAM » n'a aucun impact sur la transaction d'échange mentionnée en référence a), incluant le prix de cette transaction.

- 15.8 Veuillez fournir les réponses 15.1 à 15.7 inclusivement pour toute autre transaction d'échange qui serait applicable en 2012, 2013 ou 2014.

Réponse :

Tel qu'ordonné par la Régie dans sa décision D-2012-136, paragraphe 46, l'information est présentée pour les transactions de transport par échange Empress-EDA ou Dawn, soit les transactions présentées à la pièce Gaz Métro 1, Document 4, aux lignes 36 (qui sera identifié contrat A) et 37 (qui sera identifié contrat B).

1. Vous trouverez respectivement aux annexes 6 et 7, les contrats A et B convenu entre les parties. Le nom des contreparties et les prix sont déposés sous pli confidentiel, conformément à la décision D-2010-136.
2. Les contrats convenus stipulent à la note de la section « Part A » que les quantités quotidiennes sont livrées sur une base ferme.
3. Sans objet.

4. Ce renseignement a été déposé sous pli confidentiel.
5. Voir la réponse à la question 15.5.
6. Les annexes 9 et 10 présentent les analyses respectives de cotation de crédit préparées les 22 et 29 janvier 2010 par Gaz Métro et disponibles au moment de la signature des contrats A et B.
7. L'élimination du Mécanisme d'allègement du risque « RAM » n'a aucun impact sur les transactions d'échange, contrats A et B, incluant le prix de cette transaction.

16. Objet : Sécurité des approvisionnements

Références :

- a) Gaz Métro-1, document 1, page 57, lignes 9-10 ;

« L'objectif premier du plan est d'assurer la sécurité d'approvisionnement tout en veillant à ce que le coût d'utilisation du gaz naturel soit le plus bas possible pour les clients de Gaz Métro. »

- b) Gaz Métro-1, document 1, page 58, lignes 24-26 ;

« ... la stratégie d'approvisionnement pour les années 2013 et 2014 sera établie sur une combinaison d'approvisionnement de l'Alberta et de Dawn alors qu'à compter de 2015, la presque totalité des approvisionnements proviendra de Dawn. »

Demandes :

- 16.1 Veuillez expliquer la contradiction apparente entre l'allégation de Gaz Métro à l'effet que « L'objectif premier du plan est d'assurer la sécurité d'approvisionnement » et la stratégie de concentrer la presque totalité des approvisionnements à un seul point.

Réponse :

Gaz Métro ne considère pas que le déplacement vers Dawn diminue la sécurité d'approvisionnement.

D'un point de vue fourniture, Dawn n'est pas un bassin de production mais un carrefour d'échanges relié à plusieurs bassins d'approvisionnement dont, le bassin sédimentaire de l'Ouest canadien (BOSC), ce qui amène une diversité de sources d'approvisionnement et par le fait même, une sécurité d'approvisionnement.

Du point de vue transport, la situation n'est guère différente de celle en place aujourd'hui. Gaz Métro se retrouve à l'extrémité du réseau de distribution de TCPL. Sur le dernier segment, à partir de Cornwall, elle est alimentée par un seul pipeline, celui de TCPL. Le déplacement vers Dawn ne change pas cette situation unique. Veuillez vous référer à la réponse 16.2 ci-dessous pour un complément d'information.

- 16.2 Veuillez expliquer en détail comment Gaz Métro prévoirait rencontrer les besoins fermes de ses clients lors d'une journée de pointe hivernale dans l'éventualité d'un événement de force majeure qui empêcherait Union Gas de lui livrer la totalité de ses approvisionnements gaziers à Parkway.

Réponse :

Comme mentionné précédemment, la situation n'est pas différente de celle en place aujourd'hui et même depuis toujours.

Pour répondre à une journée de pointe, Gaz Métro a besoin de toutes ses capacités de transport, incluant les capacités de FTSH (Parkway-GMI EDA) de $1\,715\,10^3\text{m}^3/\text{jour}$ et les capacités de STS (Parkway-GMI EDA) de $5\,705\,10^3\text{m}^3/\text{jour}$. Ces deux services requièrent l'utilisation du transport M12 (Dawn-Parkway) contracté auprès de Union Gas. De plus, Gaz Métro utilise des capacités de FTSH (Dawn-GMI EDA) de $2\,903\,10^3\text{m}^3/\text{jour}$ qui, implicitement, utilisent le réseau de Union Gas. À eux seuls, ces services représentent actuellement 37 % des besoins en journée de pointe évalués à la Cause tarifaire 2013 alors que le transport en provenance d'Empress représente 27 % des besoins.

De plus, les capacités de transport en provenance de Dawn ne sont pas utilisées uniquement en journée de pointe, mais également pour répondre à la demande tout au long de l'année. Par exemple pour l'année 2011, Gaz Métro a utilisé ses capacités de transport STS lors de 257 jours, principalement d'octobre à avril. Ainsi, les capacités de transport FTLH détenues aujourd'hui ne permettent pas de répondre à la totalité de la demande.

Si une situation de force majeure devait survenir, que ce soit sur le tronçon de Union Gas ou l'un des tronçons de TCPL, Gaz Métro verrait initialement à utiliser ses approvisionnements disponibles en franchise. Par la suite, elle évaluerait la possibilité d'acheminer du gaz naturel via un autre point. Les situations suivantes peuvent se produire :

- si la force majeure est sur le chemin « Dawn-GMI » et en amont de Cornwall, Gaz Métro considérerait l'utilisation du transport « Empress-GMI »;
- si la force majeure est sur le chemin « Empress-GMI » et en amont de Cornwall, Gaz Métro considérerait alors l'utilisation du transport « Dawn-GMI »;
- si la force majeure est en aval de Cornwall, aucune de ces alternatives ne pourrait répondre aux besoins de Gaz Métro.

Le déplacement vers Dawn a pour effet d'augmenter le besoin de capacité sur un autre tronçon.

Gaz Métro ne croit pas que le fait de se déplacer à Dawn mette plus à risque sa sécurité d'approvisionnement qu'aujourd'hui.

17. Plan d'approvisionnement de 2013-2015

Références :

- a) R-3809-2012, Demande, paragraphe 48 ;

« En terminant, Gaz Métro propose qu'une décision soit rendue au plus tard le 23 novembre 2012. De cette façon, Gaz Métro pourra compléter toutes les transactions nécessaires avant le 1^{er} décembre 2012 afin de disposer dès cette date des outils suffisants pour faire face à la demande projetée durant l'hiver 2013; »

- b) Gaz Métro-1, document 1, Section 7, pages 57-63.

Demandes :

- 17.1 Pour tous les outils identifiés à la référence b) relativement au transport, à la fourniture de gaz naturel, aux autres sources d'approvisionnement et à l'équilibrage, veuillez identifier tous les outils, incluant les transactions, que Gaz Métro pourrait annuler, résilier, modifier ou ne pas compléter, tel que suggéré à la référence a).

Réponse :

À la section 9.1.5 de la pièce Gaz Métro-1, Document 1 révisée, page 81, Gaz Métro a détaillé les capacités de transport additionnelles qu'elle doit contracter afin de compléter ses approvisionnements pour l'année 2013. Une partie de ces capacités a déjà été contractée. Le tableau suivant présente le statut sur ces besoins :

Tronçon	Période	Capacités prévues <i>10³m³/jour</i>	Capacités contractées <i>10³m³/jour</i>	Capacités restantes <i>10³m³/jour</i>
Emp.-GMI EDA	1 ^{er} nov.2012 au 30 sept. 2013	868	581	287
Emp.-GMI EDA	1 ^{er} déc.2012 au 31 mars 2013	546	0	546
Dawn-GMI EDA	1 ^{er} déc.2012 au 31 mars 2013	607	575	32

L'extrait en référence a) vise donc les capacités restantes à contracter avant le 1^{er} décembre 2012.

- 17.2 Pour tous les outils, incluant les transactions, identifiés en réponse à la demande 17.1 de TransCanada, veuillez spécifier de façon détaillée en quoi chaque outil, incluant chaque transaction, pourrait être annulé, résilié, modifié ou simplement ne pas être complété.

Réponse :

Les outils d'approvisionnement, identifiés à la réponse à la question 17.1, entraînent une augmentation des outils d'approvisionnement pour l'année 2013.

Si, avant le début de l'hiver, une révision à la baisse de la demande entraînerait une réduction des outils d'approvisionnement, les capacités restantes, identifiées à la réponse à la question 17.1, ne seraient pas contractées, en tout ou en partie, selon le besoin.

En sens inverse, si une révision à la hausse de la demande entraînerait des besoins additionnels d'approvisionnement, des capacités de transport additionnelles pourraient être contractées.

Société en commandite Gaz Métro
Cause tarifaire 2013, R-3809-2012

Annexe 1: Nominations de STS (GJ) en période estivale de 2007 à 2011

Année calendrier	Jour	Avril	Mai	Juin	Juillet	Août	Septembre	Octobre
2007	1		363	0	0	0	0	0
	2		0	0	0	0	0	0
	3		0	0	0	0	0	0
	4		0	0	0	0	0	9 308
	5		0	0	0	0	0	9 615
	6		0	0	18 301	0	0	0
	7		0	0	0	0	0	0
	8		0	0	0	9 669	0	0
	9		0	0	0	0	0	0
	10		0	0	0	0	0	8 897
	11		0	0	0	0	0	0
	12		0	0	0	0	0	0
	13		0	0	0	0	0	9 921
	14		0	0	0	0	0	0
	15		0	0	0	0	0	0
	16		64 090	24 676	0	0	0	0
	17		46 336	0	0	0	0	0
	18		17 668	0	0	0	0	0
	19		0	0	0	0	0	0
	20		0	0	1 129	0	0	0
	21		0	0	0	0	0	0
	22		0	0	0	0	0	0
	23		0	0	0	0	0	0
	24		13 646	0	0	0	0	0
	25		0	0	0	0	0	0
	26		0	3 471	0	0	0	0
	27		0	0	0	0	0	0
	28		0	0	0	0	0	0
	29		0	0	0	0	0	0
	30		0	0	0	0	15 270	0
	31		0	31 067	0	0	0	0

Année calendrier	Jour	Avril	Mai	Juin	Juillet	Août	Septembre	Octobre
2008	1		32 023	0	0	0	0	1 000
	2		0	0	0	0	0	4 804
	3		0	0	0	0	0	0
	4		0	0	0	0	0	0
	5		0	0	0	0	0	0
	6		0	0	0	0	0	7 470
	7		0	0	0	0	0	7 229
	8		0	0	0	0	0	0
	9		0	0	0	0	0	0
	10		0	0	0	0	0	7 488
	11		0	0	0	0	0	0
	12		0	0	0	0	0	0
	13		0	0	0	0	0	0
	14		0	0	0	0	0	0
	15		0	0	0	0	0	0
	16		0	0	0	0	0	0
	17		0	0	0	0	0	0
	18		0	0	0	0	4 558	9 358
	19		0	0	0	0	0	0
	20		0	0	0	0	0	0
	21		0	0	0	0	0	0
	22		0	0	0	0	0	0
	23		0	0	0	0	0	0
	24		0	0	0	0	0	0
	25		0	0	0	0	0	0
	26		0	0	0	0	0	0
	27		0	0	0	0	0	0
	28		16 227	0	0	0	0	0
	29		93 036	0	0	0	0	0
	30		60 386	0	0	0	0	0
	31		0	0	0	0	0	0

Société en commandite Gaz Métro
Cause tarifaire 2013, R-3809-2012

Année calendrier	Jour	Avril	Mai	Juin	Juillet	Août	Septembre	Octobre
2009	1		0	0	0	0	0	53 164
	2		0	0	0	0	0	18 808
	3		0	0	0	0	0	0
	4		0	0	0	0	0	13 990
	5		0	0	0	0	0	30 393
	6		0	0	0	0	0	0
	7		0	0	2 751	0	0	0
	8		11 298	0	7 734	0	0	40 797
	9		0	0	0	0	2 869	27 062
	10		52 529	0	0	0	0	3 142
	11		26 895	0	0	0	0	0
	12		19 191	0	0	0	279	26 404
	13		0	0	0	0	279	51 908
	14		0	0	0	0	8 988	56 362
	15		0	0	0	0	14 435	62 062
	16	0	800	0	0	0	0	7 108
	17	0	10 000	0	0	0	0	41 612
	18	0	15 292	0	0	0	0	46 612
	19	0	0	0	0	0	7 048	53 638
	20	6 897	18 748	0	0	0	0	32 174
	21	75 540	0	0	0	0	0	14 121
	22	13 591	0	0	0	0	0	37 718
	23	18 591	0	0	0	0	0	56 437
	24	0	0	0	0	0	0	696
	25	0	7 524	0	0	0	13 164	46 703
	26	0	363	0	0	4 877	0	59 638
	27	0	7 442	0	0	2 500	0	49 861
	28	0	0	0	0	0	0	53 070
	29	0	0	0	0	0	0	47 070
	30	0	0	6 994	0	5 933	12 243	0
	31		0		0	0		13 471

Année calendrier	Jour	Avril	Mai	Juin	Juillet	Août	Septembre	Octobre
2010	1		0	0	0	0	0	18 703
	2		0	0	0	0	0	0
	3		0	0	0	0	8 651	27 010
	4		0	196	0	0	0	10 788
	5		0	0	0	0	0	10 636
	6		0	0	0	0	0	11 954
	7		0	0	0	0	9 587	0
	8		0	0	0	0	0	48 854
	9		38 835	0	146	0	12 151	31 054
	10		103 985	0	0	0	0	0
	11		613	0	0	0	0	51 279
	12		13 257	0	0	0	0	54 054
	13		0	0	0	0	0	38 554
	14		0	19 080	0	0	3 935	0
	15		0	2 957	0	0	32 610	43 054
	16	28 070	0	5 707	0	1 446	2 007	0
	17	16 000	0	0	0	2 867	0	26 686
	18	25 870	0	0	0	0	0	45 439
	19	0	0	0	0	0	7 003	0
	20	0	0	0	0	0	40 090	13 849
	21	0	0	0	0	0	0	18 866
	22	0	0	0	0	0	416	43 204
	23	7 624	0	0	0	0	0	46 924
	24	0	0	0	0	0	7 669	58 924
	25	0	0	0	0	0	0	52 924
	26	14 870	0	0	0	0	0	35 347
	27	110 623	0	0	0	0	0	0
	28	8 815	0	0	0	0	0	34 503
	29	24 525	0	0	0	0	0	49 256
	30	0	0	0	8 976	0	0	15 951
	31		0		0	0		50 951

Société en commandite Gaz Métro
Cause tarifaire 2013, R-3809-2012

Année calendrier	Jour	Avril	Mai	Juin	Juillet	Août	Septembre	Octobre
2011	1		0	0	0	0	0	54 948
	2		16 175	36 072	0	0	0	76 948
	3		27 077	8 072	10 000	7 040	0	37 153
	4		69 823	14 358	0	0	0	34 093
	5		114 823	25 072	2 000	0	0	13 948
	6		0	18 804	0	0	0	0
	7		0	0	16 629	0	9 726	36 948
	8		14 823	0	13 629	0	0	4 532
	9		5 912	0	0	0	15 076	0
	10		0	13 572	0	0	12 438	17 748
	11		0	0	0	0	0	58 448
	12		0	18 072	1 613	0	0	11 093
	13		0	0	12 000	0	0	0
	14		0	0	0	0	3 750	0
	15		13 016	0	0	0	15 255	15 208
	16	22 243	80 523	18 000	5 143	0	16 468	31 248
	17	7 605	44 868	23 024	0	0	6 134	16 000
	18	61 798	0	9 048	0	0	7 068	22 248
	19	13 470	0	0	0	7 869	22 068	32 844
	20	97 458	0	36 572	0	0	32 000	0
	21	62 458	24 504	30 072	0	15 336	0	0
	22	15 820	4 141	15 072	0	5 043	0	38 548
	23	19 972	13 778	0	3 739	4 000	14 000	85 548
	24	0	24 823	0	1 905	0	9 612	29 248
	25	0	0	0	0	0	16 945	27 248
	26	30 153	5 723	0	0	19 342	0	69 081
	27	60 458	43 493	18 072	0	0	0	80 948
	28	24 834	1 391	13 113	0	4 271	0	47 648
	29	0	0	6 000	2 905	0	0	0
	30	0	0	17 000	1 739	0	22 868	0
	31		0		0	25 000		3 650

Storage Transportation Service Summary

Shipper(s): GAZ METROPOLITAIN AND
COMPANY, LIMITED
PARTNERSHIP

Class of Service: Storage Transportation Service

Delivery Point: GMi EDA

Effective Date: November 1, 2005

Contract Number: 22306

Comments: September, 2003 FT Open Season

Prepared by: Alan Matheson / Amelia Cheung

STORAGE TRANSPORTATION SERVICE CONTRACT

THIS CONTRACT FOR STORAGE TRANSPORTATION SERVICE, made as of the 22nd day of September, 2003.

Between:

TRANSCANADA PIPELINES LIMITED
a Canadian corporation
("TransCanada")

OF THE FIRST PART

AND

GAZ METROPOLITAIN AND COMPANY,
LIMITED PARTNERSHIP
a Partnership formed under the laws of
the Province of Québec
("Shipper")

OF THE SECOND PART

WITNESSES THAT:

WHEREAS TransCanada owns and operates a natural gas pipeline system extending from a point near the Alberta/Saskatchewan border where TransCanada's facilities interconnect with the facilities of NOVA Gas Transmission Ltd. easterly to the province of Quebec with branch lines extending to various points on the International Border; and

WHEREAS TransCanada provides firm transportation service to Shipper in the Eastern Delivery Area (EDA), under FT Contracts **numbered 1741, 2169, 2170, 11209, and 12050** (TransCanada's contract identifier number, collectively referred to as the "FT Contract"); and

WHEREAS Shipper has entered into storage and transportation arrangements with Union Gas Limited ("Union") whereby Union will accept gas delivered on Shipper's behalf by TransCanada at the Dawn and/or Parkway-Union delivery points, described in Exhibit "A" hereto, for storage and Union will deliver gas to TransCanada from storage at Parkway Union on Shipper's behalf; and

WHEREAS Shipper desires from time to time to have quantities of gas, otherwise deliverable under Shipper's FT Contract at the delivery points specified thereunder, delivered at

Transportation Tariff

STS Contract

Dawn and/or Parkway-Union (in this context the "Storage Delivery Points") for transportation by Union to storage; and

WHEREAS Shipper proposes during each period from November 1 to April 15 (the "Winter Period") during the term hereof to have Union transport certain quantities of gas that are withdrawn from storage to Parkway-Union for delivery to TransCanada, and to have TransCanada transport such quantities from Parkway-Union for delivery to Shipper in the Eastern Delivery Area (EDA) on a firm basis, in order to enable Shipper to better meet the needs of its markets; and

WHEREAS Shipper has satisfied in full, or TransCanada has waived, each of the conditions precedent set out in Section 1.1 of TransCanada's Storage Transportation Service Toll Schedule (the "STS Toll Schedule");

NOW THEREFORE THE CONTRACT WITNESSES THAT, in consideration of the covenants and agreement herein contained, the parties hereto covenant and agree as follows:

ARTICLE 1 - COMMENCEMENT OF SERVICE

1.1 The date of commencement of service hereunder (the "Date of Commencement") shall be November 1, 2005.

ARTICLE II - GAS TO BE TRANSPORTED

2.1 On any day TransCanada agrees to deliver a quantity of gas (the "Daily Storage Quantity") as requested by Shipper at the Storage Delivery Points on a firm basis, in accordance with Section 2.2(c) of the STS Toll Schedule; PROVIDED that TransCanada is obligated to deliver only such quantity as Union will accept on Shipper's behalf on such day.

2.2 On any day during any Winter period on a firm basis, and at other times on a best efforts basis, TransCanada agrees, in accordance with the provisions of Section 2.2(c) of the STS Toll Schedule, to accept at Parkway Union, transport and deliver to Shipper at the Gaz Metropolitan inc. Eastern Delivery Area (EDA), thermally equivalent quantities of gas on a firm basis (the "Daily Transportation Quantity"); PROVIDED that TransCanada shall not be obligated to transport a quantity of gas on any one day during the term hereof in excess of 20,000 GJ's (the "Contract Demand").

Transportation Tariff
STS Contract

ARTICLE III - DELIVERY POINT AND RECEIPT POINT

3.1 The point at which the gas is to be delivered hereunder by TransCanada to Shipper in the Eastern Delivery Area (EDA) are the delivery points specified in the FT contract. The points at which gas is to be delivered by TransCanada on Shipper's behalf to Union for storage are the Storage Delivery Points. The point at which the gas is to be delivered from storage to TransCanada on Shipper's behalf is Parkway-Union.

ARTICLE IV - TOLLS

4.1 Shipper shall pay for all transportation service hereunder from the Date of Commencement in accordance with TransCanada's Storage Transportation Service Toll Schedule (the "STS Toll Schedule"), List of Tolls, and General Terms and Conditions set out in TransCanada's Transportation Tariff as same may be amended or approved from time to time by the NEB.

4.2 Shipper's obligation to pay for service hereunder shall continue throughout the term of this Contract notwithstanding that Shipper's right to store gas may have been suspended, terminated, or is otherwise not available to Shipper.

ARTICLE V - TERM OF CONTRACT

5.1 This Contract shall be effective from the date hereof and shall continue until October 31, 2015.

ARTICLE VI - NOTICES

6.1 Any notice, request, demand, statement or bill (for the purpose of this paragraph, collectively referred to as "Notice") to or upon the respective parties hereto shall be in writing and shall be directed as follows:

IN THE CASE OF TRANSCANADA:	TransCanada PipeLines Limited
(i) Mailing address:	P.O. Box 1000 Station M Calgary, Alberta T2P 4K5

Transportation Tariff
STS Contract

- | | | |
|-------|-------------------|---|
| (ii) | Delivery address: | TransCanada PipeLines Tower
450 - 1st Street S.W.
Calgary, Alberta
T2P 5H1 |
| | | Attention: Director, Customer Service
Fax: (403) 920-2446 |
| (iii) | Nominations | Attention: Manager, Nominations
Fax: (403) 920-2446 |
| (iv) | Invoices: | Attention: Manager, Gas Balance and Billing
Fax: (403) 920-2446 |
| (v) | Other Matters: | Attention: Director, Customer Service
Fax: (403) 920-2446 |

IN THE CASE OF SHIPPER: GAZ METROPOLITAIN AND COMPANY,
LIMITED PARTNERSHIP.

- | | | |
|-------|-------------------|--|
| (i) | Mailing address: | 1717 Rue du Havre
Montréal, QC
H2K 2X3 |
| (ii) | Delivery address: | As above |
| (iii) | Nominations | Attention: Gas Coordinator
Fax: (514) 529-2253 |
| (iv) | Invoices: | Attention: Supervisor, Administration
Fax: (514) 598-3678 |
| (v) | Other Matters: | Attention: Gas Supply Marketing
Fax: (514) 529-2253 |

Notice may be given by telecopier or other telecommunication device and any such Notice shall be deemed to be given four (4) hours after transmission. Notice may also be given by personal delivery or by courier and any such Notice shall be deemed to be given at the time of delivery. Any Notice may also be given by prepaid mail and any such Notice shall be deemed to be given four (4) days after mailing, Saturdays, Sundays and statutory holidays excepted. In the event regular mail service, courier service, telecopier or other telecommunication service shall be interrupted by a cause beyond the control of the parties hereto, then the party sending the Notice shall utilize any service that has not been so interrupted to deliver such Notice. Each party shall provide Notice to the other of any change of address for the purposes hereof. Any Notice may also be given by telephone followed immediately by personal delivery, courier, prepaid mail, telecopier or other telecommunication, and any Notice so given shall be deemed to be given as of the date and time of the telephone notice.



Transportation Tariff
STS Contract

ARTICLE VII - MISCELLANEOUS PROVISIONS

7.1 The STS Toll Schedule, the List of Tolls, and the General Terms and Conditions set out in TransCanada's Transportation Tariff as amended or approved from time to time by the NEB are all by reference made a part of this Contract and operations hereunder shall, in addition to the terms and conditions of this Contract, be subject to the provisions thereof. TransCanada shall notify Shipper at any time that TransCanada files with the NEB revisions to the General Terms and Conditions, the List of Tolls, and/or the STS Toll Schedule (the "Revisions") and shall provide Shipper with a copy of the Revisions.

7.2 The headings used throughout this Contract, the STS Toll Schedule, the List of Tolls, and the General Terms and Conditions are inserted for convenience of reference only and are not to be considered or taken into account in construing the terms or provisions thereof nor to be deemed in any way to qualify, modify or explain the effect of any such provisions or terms.

7.3 This contract shall be construed and applied, and be subject to the laws of the Province of Alberta, and, when applicable, the laws of Canada, and shall be subject to the rules, regulations and orders of any regulatory or legislative authority having jurisdiction.

IN WITNESS WHEREOF, the parties hereto have executed this contract as of the date first above written.

GAZ METROPOLITAIN AND COMPANY,
LIMITED PARTNERSHIP,
by its Managing Partner,
GAZ METROPOLITAIN, INC.

TRANSCANADA PIPELINES LIMITED

Per: [Signature]
Name: SOPHIE BROCHU
Title: VP. CUSTOMERS & GAS SUPPLY

Per: [Signature]
Name: Bin DRM MacRae
Title: Manager, Sales

Per: [Signature]
Name: LYNE MERCIER
Title: Director, Gas Supply

Per: [Signature]
Name: Amelia Cheung
Title: Sales Representative

Contract Approval	
Customer Service Leader	<u>M</u>
Customer Representative	<u>AC</u>
Legal Review	<u>PROFORMA APPROVED</u>

Transportation Tariff
STS Contract
EXHIBIT "A"

This is the EXHIBIT "A" to the CONTRACT for STORAGE TRANSPORTATION SERVICE, made as of the 1st day of November, 2003, between TRANSCANADA PIPELINES LIMITED ("TransCanada") and GAZ METROPOLITAIN AND COMPANY, LIMITED PARTNERSHIP ("Shipper").

The Storage Delivery Points hereunder are located as follows:

Union Dawn:

At the junction of the facilities of TransCanada and Union adjacent to Union's Compressor Station site situated in the northwest corner of Lot Twenty-Five (25), Concession II, in the Township of Dawn, in the County of Lambton.

Parkway-Union:

At the junction of the facilities of TransCanada and Union in Part of Lot Ten (10), Concession Nine (9), New Survey, in the Town of Milton, in the Regional Municipality of Halton.

1. AVAILABILITY

1.1 Any Shipper shall be eligible to receive service pursuant to this Storage Transportation Service ("STS") Toll Schedule, provided such Shipper:

- (a) has entered into a Firm Transportation Service Contract(s) with TransCanada (the "FT Contract(s)") with a receipt point at Empress, Alberta or in the province of Saskatchewan and such FT Contracts have been identified in Shippers STS Contract;
- (b) has entered into a STS Contract having a minimum term of one (1) year with TransCanada incorporating this Toll Schedule and providing for transportation service between the delivery point in the FT Contract(s) (the "Market Point") and the Storage Injection Point(s), and between the Storage Withdrawal Point and the Market Point
- (c) has not executed a STS-L Contract with the same Market Point as specified in the STS Contract;
- (d) has its own gas storage facilities, or has entered into a gas storage contract with any company having gas storage facilities which are connected by gas transmission pipeline facilities to TransCanada's gas transmission system at the Storage Injection Point(s) and the Storage Withdrawal Point located downstream of the Alberta/ Saskatchewan border ;
- (e) has entered into a gas transportation contract(s) with the company(ies) operating gas transmission pipeline facilities connecting the gas storage facilities with TransCanada's gas transmission system at the Storage Injection Point(s) and Storage Withdrawal Point (the "other Transporters"); and
- (f) has provided TransCanada with financial assurances as required by TransCanada pursuant to Section XXIII of the General Terms and Conditions referred to in Section 7 hereof.

1.2 Facilities Construction Policy

In order to provide service pursuant to this STS Toll Schedule, TransCanada utilizes capacity available from its own gas transmission system and from its firm transportation service entitlement on the Great Lakes Gas Transmission Company system, the Union Gas Limited system, and the Trans Quebec & Maritimes Pipeline Inc. system (the "Combined Capacity"). If a request for service pursuant to this STS Toll Schedule (the "Requested Service") requires an increase to the Combined Capacity, TransCanada is prepared to use all reasonable efforts to enable it to increase the Combined Capacity to the extent necessary provided that:

- (a) there is reasonable expectation of a long term requirement for the increase in the Combined Capacity; and
- (b) the NEB approves the additional facilities and/or transportation services necessary to increase the Combined Capacity; and
- (c) the availability provisions of subsection 1.1 hereof are satisfied with respect to the Requested Service.

2. APPLICABILITY AND CHARACTER OF SERVICE

2.1 On each day during the term of the STS Contract, Shipper shall be entitled to request service hereunder by placing a nomination with TransCanada. Nominations shall be made pursuant to Section XXII of the General Terms and Conditions referred to in Section 7 hereof. Service hereunder shall not be subject to curtailment or interruption except as provided in subsection 2.3 hereof and in Sections XI, XIV, and XV of the General Terms and Conditions.

Subject to the foregoing, TransCanada shall provide firm transportation service hereunder consistent with the provisions of the General Terms and Conditions; PROVIDED HOWEVER, that

- (a) deliveries hereunder by TransCanada to Shipper on any day at the Storage Injection Point(s) shall not exceed the difference between the total of the Contract Demands under the FT Contracts and the total quantities delivered on such day to Shipper under the FT Contracts at the Market Point; and
- (b) if there is more than one Storage Injection Point under Shipper's STS Contract and these Storage Injection Points are also included under any other Shippers' STS and/or STS-L Contracts, deliveries on any day to Shipper at each such Storage Injection Point shall be Shipper's pro rata share of the total STS and STS-L deliveries at each such Storage Injection Point for all STS and STS-L Shippers on such day determined on the basis of the fraction which Shipper's STS nomination bears to the total of the STS and STS-L nominations of all STS and STS-L Shippers, unless TransCanada, Shipper and all the other STS and STS-L Shippers at each such Storage Injection Point otherwise agree.

2.2 For the purpose of the application of the provisions of Sections II, III, and IV of the General Terms and Conditions to service hereunder:

- (a) when Shipper requests transportation service hereunder for delivery at the Storage Injection Point(s), the terms "delivery point", "receipt point", and "Shipper's Authorized

equipment shall remain the property of their owner, but upon request each will submit to the other its records and charts, together with calculations therefrom, for inspection and verification, subject to return within ten days after receipt thereof.

X BILLING

1. **Monthly Billing Date:** For all contracts in effect prior to the effective date of the NEB's Decision in the RH-2-95 proceeding, TransCanada shall render bills on or before the tenth (10th) day of each month for all transportation services provided by TransCanada to the Canadian Toll Zones ("Domestic Service") and on or before the fifteenth (15th) day of each month for all transportation services provided by TransCanada to any Export Delivery Point ("Export Service"). For gas taken by Shipper in excess of the total daily quantity authorized by TransCanada, TransCanada shall also render bills for charges made pursuant to Section XXII on or before the tenth (10th) day of each month, in respect of Domestic Service, and on or before the fifteenth (15th) day of each month, in respect of Export Service.

For all Export Service Contracts coming into effect after the effective date of the NEB's Decision in the RH-2-95 proceeding, including the renewal of any Export Service Contracts which existed prior to such date, the billing date shall be the tenth (10th) day of each month.

2. **Information:** Shipper hereby undertakes to provide TransCanada with all the information and material required by TransCanada to calculate and verify the quantity of gas actually received by TransCanada from Shipper, and the quality specifications and components thereof.

If such information is not received by TransCanada in sufficient time prior to TransCanada rendering bills to Shipper pursuant to this Section X, such bills shall be calculated based on TransCanada's best estimate of the quantity and quality of gas actually received by TransCanada from Shipper. Any overcharges or undercharges resulting from any differences between the above estimates and the actual amounts shall be adjusted in the subsequent bill without any interest thereon.

XI PAYMENTS

1. **Monthly Payment Date:** For all contracts in effect prior to the effective date of the NEB's Decision in the RH-2-95 proceeding, Shipper shall pay to TransCanada, at its address designated in the Contract, or shall pay to the Royal Bank of Canada, Main Branch, Calgary,

Alberta, or at other institutions if agreed to by TransCanada for deposit to the account of TransCanada so that TransCanada shall receive payment from Shipper on or before the twentieth (20th) day of each month for Domestic Service, and by the twenty-fifth (25th) day of each month for Export Service (the "Payment Date") provided by TransCanada to Shipper pursuant to the applicable toll schedules and for any charges made pursuant to Section XXII herein during the preceding month and billed by TransCanada in a statement for such month according to the nominated and/or measured deliveries, computations, prices and tolls provided in the Contract. If the Payment Date is not a Banking Day, then payment must be received by TransCanada on Shipper's account or before the first (1st) Banking Day immediately prior to the Payment Date.

For all Export Service Contracts coming into effect after the effective date of the NEB's Decision in the RH-2-95 proceeding, including the renewal of any Export Service Contracts which existed prior to such date, the payment date shall be the twentieth (20th) day of each month; provided however, if the Payment Date is not a Banking Day, then payment must be received by TransCanada on Shipper's account on or before the first (1st) Banking Day immediately prior to the Payment Date.

2. **Remedies for Non-Payment:** Notwithstanding Section XVII, if Shipper fails to pay the full amount of any bill when payment is due, TransCanada may upon four (4) Banking Days written notice immediately suspend any or all service being or to be provided to Shipper provided however that such suspension shall not relieve Shipper from any obligation to pay any rate, toll, charge or other amount payable to TransCanada. If at any time during such suspension Shipper pays the full amount payable to TransCanada, TransCanada shall within two (2) Banking Days recommence such suspended service.

Notwithstanding Section XVII following suspension, TransCanada may, in addition to any other remedy that may be available to it, upon four (4) Banking Days written notice to Shipper immediately:

- (a) terminate any or all service being or to be provided to Shipper; and
- (b) declare any and all amounts payable now or in the future by Shipper to TransCanada for any and all service to be immediately due and payable as liquidated damages and not as a penalty.

In the event Shipper disputes any part of a bill, Shipper shall nevertheless pay to TransCanada the full amount of the bill when payment is due.

If Shipper fails to pay all of the amount of any bill as herein provided when such amount is due, interest on the unpaid portion of the bill accrues daily at a rate of interest equal to the prime rate of interest of the Royal Bank of Canada as it may vary from time to time, plus one percent (1%) and the principle and accrued interest to date shall be payable and due immediately upon demand.

3. **Adjustment of Underpayment, Overpayment or Error in Billing:** If it shall be found that at any time or times Shipper has been overcharged or undercharged in any form whatsoever under the provisions of the Contract and Shipper shall have actually paid the bills containing such overcharge or undercharge, then within thirty (30) days after the final determination thereof, TransCanada shall refund the amount of any such overcharge with interest which is equal to the prime rate of interest of the Royal Bank of Canada as it may vary from time to time from the time such overcharge was paid to the date of refund, plus one percent (1%) in addition thereto. If such refund is made by a credit on an invoice from TransCanada to Shipper, then the date of the refund shall be the date upon which the invoice reflecting such credit was rendered to Shipper by TransCanada. Shipper shall pay the amount of any such undercharge, but without interest. Adjustments to the amount billed in any statement rendered by TransCanada shall be made within the following time frames:

- (a) Measurement data corrections shall be processed within six (6) months of the production month with a three (3) month rebuttal period.
- (b) The time limitation for disputes of allocations shall be six (6) months from the date of the initial month-end allocation with a three (3) month rebuttal period.
- (c) Prior period adjustment time limits shall be six (6) months from the date of the initial transportation invoice with a three (3) month rebuttal period, excluding government-required rate changes.

These time limits shall not apply in the case of deliberate omission or misrepresentation or mutual mistake of fact. Parties' other statutory or contract rights shall not be otherwise diminished by these time limits.

4. **Time of Payment Extended if Bill Delayed:** If presentation of a bill to Shipper is delayed after the tenth (10th) or the fifteenth (15th) day of the month, as applicable for domestic or export service respectively, then the time of payment shall be extended accordingly unless Shipper is responsible for such delay.

XII DELIVERY PRESSURE

Subject to the provisions set out in subsections a) and b) below, TransCanada shall deliver gas to Shipper at TransCanada's line pressure at the delivery point or points designated in the Contract, but the minimum pressure at each delivery point shall be not less than a gauge pressure of 4000 kilopascals or such lesser pressure that is agreed to by the parties; provided, however, that:

- (a) the parties shall not be required in any Contract into which these General Terms and Conditions are incorporated, to agree to delivery pressures less than the minimum contractual pressure theretofore applicable at existing delivery point; and
- (b) if the deliveries to Shipper at a delivery point or an agreed upon grouping of delivery points, exceeds the Shipper's Maximum Hourly Flow Rate without the prior consent of TransCanada, and the delivery pressure to Shipper falls below the delivery pressure agreed to in the Contract, despite reasonable preventative measures undertaken by TransCanada, then TransCanada shall, for the period of such excess deliveries, be relieved of its contractual obligation to such Shipper to deliver gas at such delivery point or area affected by the excess deliveries at the delivery pressure stipulated in the Contract.

If the receipt point or points under Shipper's Contract include that point on TransCanada's system which is immediately east of the Alberta/Saskatchewan border ("Empress"), then Shipper agrees to cause NOVA Corporation of Alberta (hereinafter called "NOVA") to design and construct sufficient facilities to allow Shipper's Authorized Quantity to be delivered to TransCanada at Empress at a gauge pressure of 4137 kPa or any greater pressure which may from time to time be specified by TransCanada for all gas to be delivered into TransCanada's system at Empress and to cause NOVA to deliver Shipper's Authorized Quantity to TransCanada at NOVA's line pressure provided that said pressure shall not be less than a gauge pressure of 3792 kPa.

GENERAL TERMS and CONDITIONS

For any receipt point downstream of Empress, Shipper shall do or cause others to do all that is required to allow Shipper's Authorized Quantity to be delivered to TransCanada at a pressure no less than that prevailing in TransCanada's pipeline at such receipt point at the time of delivery and no greater than the maximum allowable operating pressure of TransCanada's pipeline at such point.

XIII WARRANTY OF TITLE TO GAS

Shipper warrants that it owns or controls, has the right to:

1. deliver or have delivered, the gas that is delivered to TransCanada under the Contract;
2. transfer the gas pursuant to Section XXIV of these General Terms and Conditions.

Shipper shall indemnify and hold harmless TransCanada against all claims, actions or damages arising from any adverse claims by third parties claiming an ownership or an interest in the gas delivered for transport to TransCanada under the Contract or transferred pursuant to Section XXIV of these General Terms and Conditions.

XIV FORCE MAJEURE

In the event of either Shipper or TransCanada being rendered unable, wholly or in part, by force majeure to perform or comply with any obligation or condition hereof or any obligation or condition in any Contract into which these General Terms and Conditions are incorporated, such party shall give notice and full particulars of such force majeure in writing or by telegraph to the other party as soon as possible thereafter, and the obligations of the party giving such notice, other than obligations to make payments of money then due, so far as they are affected by such force majeure, shall be suspended during the continuance of any inability so caused but for no longer period, and such cause shall as far as possible be remedied with all reasonable dispatch. The term "force majeure" as used herein shall mean acts of God, strikes, lockouts or other industrial disturbances, acts of the public enemy, wars, blockades, insurrections, riots, epidemics, landslides, lightning, earthquakes, fires, storms, floods, washouts, arrests and restraints of governments and people, civil disturbances, explosions, breakage or accident to machinery or lines of pipe, the necessity for making repairs to or alterations of machinery or lines of pipe, freezing of wells or lines of pipe, temporary failure of TransCanada's gas supply, inability to obtain materials, supplies, permits or labour, any laws, orders, rules, regulations, acts or restraints of any governmental body or authority, civil or military, any act or omission (including failure to deliver gas) of a

GENERAL TERMS and CONDITIONS

supplier of gas to, or a transporter of gas to or for, TransCanada which is excused by any event or occurrence of the character herein defined as constituting force majeure, any act or omission by parties not controlled by the party having the difficulty and any other similar causes not within the control of the party claiming suspension and which by the exercise of due diligence such party is unable to prevent or overcome.

The settlement of strikes, lockouts or other labour disputes shall be entirely within the discretion of the party having the difficulty. Under no circumstances will lack of finances be construed to constitute force majeure.

In the event of an occurrence of a force majeure, TransCanada shall curtail delivery of gas to Shipper in accordance with Section XV hereof, and with respect to FST Service Contracts:

- (a) TransCanada's obligation to deliver gas to Shipper during the particular season shall be reduced by the amount of the curtailment under such Contract pursuant to subsection 2(c) of Section XV and,
- (b) For purposes of subsection 2.5 of TransCanada's FST Toll Schedule no quantities curtailed under subsection 2 of Section XV shall be included in determining the accumulative deficiency in delivery.

XV IMPAIRED DELIVERIES

For the purposes of this Section XV, TransCanada's minimum obligation to deliver gas under a FST Contract in any season shall be deemed to be an obligation to deliver the Winter Capacity or the Summer Capacity as the case may be.

On each day TransCanada shall determine in respect of all Contracts:

- (i) the total quantities which all Shippers have requested to be delivered on that day, and
- (ii) its available system capacity, including the maximum transportation on TransCanada's behalf under agreements that it has with Great Lakes Gas Transmission Limited Partnership, Union Gas Limited and Trans Québec and Maritimes Pipeline Inc.

If due to any cause whatsoever TransCanada is unable on any day to deliver the quantities of gas Shippers would have received if such disability did not exist, then TransCanada shall order curtailment by

all Shippers affected thereby in the following manner to the extent necessary to remove the effect of the disability:

1. If TransCanada estimates that, notwithstanding its then inability to deliver, it nevertheless will be able to meet its total minimum obligations to deliver under all Contracts during the then current season, TransCanada shall order daily curtailment in the following order of priority:

- (a) First under any Shipper's Make-up provided pursuant to the FST Toll Schedule
- (b) Second under interruptible service provided pursuant to the IT and IT Backhaul Toll Schedules.

The toll for STS Overrun is the 100% Load Factor Toll. Therefore when STS Overrun is tolled at an equal or higher price than IT, then the priority of STS Overrun is higher; when the STS Overrun Toll is at a lower price than IT, then the priority of STS Overrun is lower.

- (c) Third under any gas storage program of TransCanada.

- (d) Fourth under:

Diversions made

A. under FST contracts which:

- (i) cause the flow of gas on a lateral or extension to exceed the capability of the lateral or extension, and/or:
- (ii) cause the actual flow of gas through a metering facility to exceed the capability of the metering facility, and/or
- (iii) cause the actual flow of gas on any segment of TransCanada's integrated pipeline system (including those notional segments comprised of TransCanada's maximum transportation entitlements under transportation agreements that it has with Great Lakes Gas Transmission, L.P., Union Gas Limited and Trans Québec and Maritimes Pipeline Inc.) to exceed the capability of the affected segment by an amount greater than that which would have occurred had the gas which is the subject of the Diversion been delivered at the delivery point(s) or delivery area specified in the FST Contract; and

B. to TransCanada's St. Clair export delivery point under FST Contracts.

(e) Fifth under:

Alternate Receipts made pursuant to FT, FT-SN or FT-NR Contracts or Diversions made pursuant to FT, FT-SN, FT-NR or LT-WFS Contracts which:

A. cause the actual flow of gas on a lateral or extension to exceed the capability of the lateral or extension, and/or

B. cause the actual flow of gas through a metering facility to exceed the capability of the metering facility, and/or

C. cause the actual flow of gas on any segment of TransCanada's integrated pipeline system (including those notional segments comprised of TransCanada's maximum transportation entitlements under transportation agreements that it has with Great Lakes Gas Transmission, L.P., Union Gas Limited and Trans Québec and Maritimes Pipeline Inc.) to exceed the capability of the affected segment by an amount greater than that which would have occurred had the gas which is the subject of an Alternate Receipt and/or a Diversion, been received at the receipt point and delivered at the delivery point(s) or delivery area specified in the FT, FT-SN, FT-NR or LT-WFS Contract. Solely for the purpose of making the aforesaid determination, TransCanada may, for certain quantities, treat the point of interconnection between TransCanada's system and the system of Union Gas Limited at Parkway as a delivery point specified in those FT, FT-SN, FT-NR or LT-WFS Contracts which have delivery points on the segment of TransCanada's integrated system from Kirkwall to Niagara Falls.

(f) Sixth quantities to be delivered on a best efforts basis under STS and STS-L Contracts.

(g) Seventh except for Shipper's Make-up quantities curtailed pursuant to 1 (a) above, under any FST Contracts up to the total amount that TransCanada is entitled to curtail under such contracts during such day under the provisions thereof other than under this Section XV; PROVIDED HOWEVER, that subject to TransCanada's seasonal obligations if TransCanada's inability to deliver is due to an occurrence of a force majeure during

the period May 1 to September 30, then TransCanada shall be entitled to completely interrupt deliveries under such contracts on such day during such period.

- (h) Eighth proportionately under:
- (i) FT, FT-SN, FT-NR, FST, STFT, ST-SN, SNB, STS, STS-L and LT-WFS Contracts (other than quantities to be delivered on a best efforts basis under STS and STS-L Contracts) in amounts proportional to the Operating Demand Quantities minus the quantities to be delivered pursuant to an Alternate Receipt or a Diversion of such Contracts.
 - (ii) Alternate Receipts made pursuant to FT, FT-SN or FT-NR Contracts and/or Diversions made pursuant to FT, FT-SN, FT-NR, FST, and LT-WFS Contracts not already curtailed pursuant to subsections, (d) and (e) above, in amounts to be delivered pursuant to such Alternate Receipt and/or Diversion.

(For the purpose of this subsection, the Operating Demand Quantity shall be:

- (A) under FT Contracts, the Contract Demand;
- (B) under FT-SN Contracts, the Contract Demand;
- (C) under FT-NR Contracts, the Contract Demand;
- (D) under LT - WFS Contracts, the LT - WFS Maximum Daily Quantity;
- (E) under STS Contracts, the Daily Injection Quantity or the Daily Withdrawal Quantity, as the case may be;
- (F) under STS-L Contracts, the Daily Contract Injection Quantity and the Daily Contract Withdrawal Quantity;
- (G) under FST Contracts, fifty (50%) percent of the winter period average daily winter capacity, or TransCanada's estimate of Shipper's requirement, as the case may be;
- (H) under STFT Contracts, the Maximum Daily Quantity;
- (I) under ST-SN Contracts, the Maximum Daily Quantity;

GENERAL TERMS and CONDITIONS

- (J) under FBT Contracts, the Maximum Daily Quantity; and
 - (K) under SNB Contracts, the Contract Quantity.
- (iii) Any forward haul component of an FBT Contract, that are affected by the disability in proportion Operating Demand Quantities of such Contract.
 - (iv) Back haul components of an FBT Contract as required due to any lack of forward haul quantities to support the back haul quantities.
2. If TransCanada estimates that it will be unable to meet its total minimum obligations to deliver under all of its contracts during the then current season, TransCanada shall order seasonal curtailment in the following order of priority:
- (a) First under any Shipper's Make-up pursuant to the FST Toll Schedule
 - (b) Second under interruptible service provided pursuant to the IT and IT Backhaul Toll Schedules.
- The toll for STS Overrun is the 100% Load Factor Toll. Therefore when STS Overrun is tolled at an equal or higher price than IT, then the priority of STS Overrun is higher; when the STS Overrun Toll is at a lower price than IT, then the priority of STS Overrun is lower.
- (c) Third under any gas storage program of TransCanada.
 - (d) Fourth under:
 - Diversions made:
 - (A) under FST Contracts which:
 - (I) cause the actual flow of gas on a lateral or extension to exceed the capability of the lateral or extension, and/or
 - (II) cause the actual flow of gas through a metering facility to exceed the capability of the metering facility, and/or

(III) cause the actual flow of gas on any segment of TransCanada's integrated pipeline system (including those notional segments comprised of TransCanada's maximum transportation entitlements under transportation agreements that it has with Great Lakes Gas Transmission, L.P., Union Gas Limited and Trans Québec and Maritimes Pipeline Inc.) to exceed the capability of the affected segment by an amount greater than that which would have occurred had the gas which is the subject of the Diversion been delivered at the delivery point(s) or delivery area specified in the FST Contract; and

(B) to TransCanada's St. Clair export delivery point under FST Contracts.

(e) Fifth under:

Alternate Receipts made pursuant to FT, FT-SN or FT-NR Contracts or Diversions made pursuant to FT, FT-SN, FT-NR or LT-WFS Contracts which:

(A) cause the actual flow of gas on a lateral or extension to exceed the capability of the lateral or extension, and/or

(B) cause the actual flow of gas through a metering facility to exceed the capability of the metering facility, and/or

(C) cause the actual flow of gas on any segment of TransCanada's integrated pipeline system (including those notional segments comprised of TransCanada's maximum transportation entitlements under transportation agreements that it has with Great Lakes Gas Transmission, L.P., Union Gas Limited and Trans Québec and Maritimes Pipeline Inc.) to exceed the capability of the affected segment by an amount greater than that which would have occurred had the gas which is the subject of an Alternate Receipt and/or a Diversion, been received at the receipt point and delivered at the delivery point or delivery area specified in the FT, FT-SN, FT-NR or LT-WFS Contract.

Solely for the purpose of making the aforesaid determination, TransCanada may, for certain quantities, treat the point of interconnection between TransCanada's system and the system of Union Gas Limited at Parkway as a delivery point specified in those FT, FT-SN, FT-NR or LT-WFS Contracts which have delivery points on the segment of TransCanada's integrated system from Kirkwall to Niagara Falls.

- (f) Sixth Quantities to be delivered on a best efforts basis under STS and STS-L Contracts.
- (g) Seventh under FST Contracts up to the total amount that TransCanada is entitled to curtail under such contracts during such season under the provisions thereof other than under this Section XV.
- (h) Eighth proportionately under:
 - (i) FT, FT-SN, FT-NR, FST, STFT, ST-SN, SNB, STS, STS-L and LT-WFS Contracts (other than quantities to be delivered on a best efforts basis under STS and STS-L Contracts) once the curtailments made in (e) above have taken place, in amounts proportional to the Operating Demand Quantities or Maximum Daily Quantities, as the case may be, minus the quantities to be delivered pursuant to an Alternate Receipt and/or a Diversion of such Contracts,
 - (ii) Alternate Receipts made pursuant to FT, FT-SN or FT-NR Contracts and /or Diversions made pursuant to FT, FT-SN, FT-NR, FST, or LT-WFS Contracts not already curtailed pursuant to subsections (d) and (e) above, in amounts to be delivered pursuant to such Alternate Receipt and/or Diversion.
 - (iii) Any forward haul components of a FBT Contract, that are affected by the disability in proportion Operating Demand Quantities of such Contract.
 - (iv) Back haul components of an FBT Contract as required due to any lack of forward haul quantities to support the back haul quantities.

For this purpose the seasonal requirement shall be:

GENERAL TERMS and CONDITIONS

- (i) under FST Contracts, the seasonal quantity of the applicable season, less the quantity curtailed pursuant to subsections 2 (a), (d) and (e) above.
- (ii) under FT Contract, FT-SN Contracts, SNB Contracts, FT-NR Contracts, STFT Contracts, ST-SN Contracts, STS Contracts, STS-L Contracts and FBT Contracts, TransCanada's estimate of Shipper's total seasonal requirements under each such Contract.
- (iii) under LT-WFS, the LT-WFS Maximum Daily Quantity, as the case may be, multiplied by the number of days in Shipper's Service Entitlement.

In curtailing deliveries under this subsection 2, TransCanada will endeavor to minimize its daily curtailments under its FT Contracts, FT-SN Contracts, FT-NR Contracts, STFT Contracts, ST-SN Contracts, SNB Contracts, LT-WFS Contracts, STS Contracts, STS-L Contracts and FBT Contracts in an attempt to meet Shipper's daily requirements for deliveries.

XVI DETERMINATION OF DAILY DELIVERIES

1. A Shipper taking delivery of gas under contracts and/or toll schedules for more than one class of service in one delivery area or one Export Delivery Point shall be deemed on any day to have taken delivery of Shipper's Authorized Quantity under the applicable contract and/or toll schedule in accordance with such agreement as may exist between TransCanada and the downstream operator(s). Absent such agreement, shipper shall be deemed to have taken delivery of Shipper's Authorized Quantities sequentially as follows:
 - (a) IT Backhaul Contract Receipt Quantity
 - (b) FT Contract
 - (c) FT-SN Contract
 - (d) FT-NR Contract
 - (e) STFT and ST-SN Contracts
 - (f) STS and STS-L Contracts
 - (g) FBT Contract

Contrats d'approvisionnement de transport - Cause 2013

Évaluation 28 mars 2012

Segment	Transporteur (service)	Échéance	Note	Cause 2013	Cause 2014	Cause 2015	Cause 2014		Cause 2015		
				Débit 2012-11-01 GJ/jour	Besoin 2013-11-01 GJ/jour	Besoin 2014-11-01 GJ/jour	portrait 2013-11-01 GJ/jour	portrait 2014-11-01 GJ/jour			
Journée de pointe				1 091 343	1 106 369	1 112 432	1 112 432	1 112 432			
Hiver extrême (1993-1994)				1 104 386	1 107 293	1 118 284	1 118 284	1 118 284			
Outil requis = Maximum				1 104 386	1 107 293	1 118 284	1 118 284	1 118 284			
Empress-EDA	TCPL (FTLH)	2013-10-31		180 000	190 000	205 000	1 000	1 000			
		2012-10-31		0							
	Tierce partie	2012-10-31		0							
		2013-10-31		10 000							
		2014-10-31		15 000	15 000						
		2013-10-31		10 000							
		2013-10-31	année	18 600	56 600	68 400					
2013-03-31	hiver	13 700									
Transport par échange Empress-EDA/Dawn	Tierce partie	2015-10-31		25 000	25 000	25 000	25 000				
		2015-10-31		13 048	13 048	13 048	13 048				
Total Empress-EDA				285 348	299 648	311 448	39 048	1 000			
Dawn-EDA	TCPL (FTSH-D)	2013-10-31		50 000	50 000	50 000	50 000	50 000			
		2013-10-31		20 000	20 000	20 000	20 000	20 000			
		2015-10-31		40 000	40 000	40 000	40 000	40 000			
	Tierce partie	2013-03-31	hiver	23 100	12 200	11 400	4 700	4 700			
	Total Dawn - EDA				133 100	122 200	121 400	114 700	114 700		
Parkway-EDA	TCPL (STS)	2013-04-15		125 545	125 545	125 545	125 545	125 545			
		2013-04-15		25 629	25 629	25 629	25 629	25 629			
		2013-10-31		45 000	45 000	45 000	45 000	45 000			
		2015-10-31		20 000	20 000	20 000	20 000	20 000			
					216 174	216 174	216 174	216 174	216 174		
	TCPL (FTSH-P)	2017-10-31		65 000	65 000	65 000	65 000	65 000	65 000		
		2024-10-31	Ajout 1-11-2014					99 100	99 100		
		2025-10-31	Ajout 1-11-2015					38 048	38 048		
	TCPL (FTSN-P)	2024-10-31	Ajout 1-11-2014				180 000	180 000			
	Total Parkway-EDA				281 174	281 174	281 174	560 274	598 322		
Total EDA						714 022	714 022	714 022			
Empress-NDA	TCPL (FTLH)	2013-10-31		12 397	12 397	12 397	1 000	1 000			
		2013-10-31		2 930	2 930	2 930					
	Transport par échange Empress-NDA/Dawn	Tierce partie	2013-10-31		1 000	1 000	1 000				
Total Empress-NDA				16 327	16 327	16 327	1 000	1 000			
Parkway-NDA	TCPL (FTSH-P)	2024-10-31	Ajout 1-11-2014				12 327	12 327			
	TCPL (FTSN-P)	2024-10-31	Ajout 1-11-2014				3 000	3 000			
Total Parkway-NDA							15 327	15 327			
Total NDA						16 327	16 327	16 327			
Autres outils en franchise											
Livraisons en franchise (clients T)				75 478	75 059	75 049	75 049	75 049			
Biogaz				3 128	3 128	3 128	3 128	3 128			
Pointe-du-Lac				45 072	45 072	45 072	45 072	45 072			
St-Flavien				48 771	48 771	48 771	48 771	48 771			
LSR				215 914	215 914	215 914	215 914	215 914			
Total outil Franchise				1 104 312	1 107 293	1 118 284	1 118 284	1 118 284	1 118 284		

Contrats d'approvisionnement de transport - Cause 2013

Évaluation 28 mars 2012

Segment	Transporteur (service)	Échéance	Note	Cause 2013	Cause 2014	Cause 2015	Cause 2014		Cause 2015	
				Débit 2012-11-01 GJ/jour	Besoin 2013-11-01 GJ/jour	Besoin 2014-11-01 GJ/jour	portrait 2013-11-01 GJ/jour	portrait 2014-11-01 GJ/jour		

Évaluation du M12 ou FT-24

Contrats actuels

Transport Parkway - EDA		281 174
Fuel Pkw-EDA	1,3%	3 655
M12 requis		284 829

Déplace Empress-EDA et NDA sauf 2 000 GJ

Ajout transport Parkway-EDA et Parkway-NDA		2014-11-01	2015-11-01
Fuel Pkw-EDA	1,3%	294 427	38 048
M12 additionnel requis		3 828	495
		298 255	38 543

Segment	Transporteur (service)	Échéance	Note	Cause 2013			Cause 2014		Cause 2015	
				Débit	Besoin	Besoin	Portrait	Portrait		
Dawn-Parkway	Union (M12)	2015-03-31		52 343	52 343	52 343	52 343	52 343		
		2015-03-31	avr-13	22 908	22 908	22 908	22 908	22 908		
		2015-03-31		88 728	88 728	88 728	88 728	88 728		
		2016-10-31		35 000	35 000	35 000	35 000	35 000		
		2027-10-31		65 000	65 000	65 000	65 000	65 000		
		2016-10-31		21 021	21 021	21 021	21 021	21 021		
		2029-10-31	Ajout 1-11-2014				115 915	115 915		
		2030-10-31	Ajout 1-11-2015					38 543		
	Union FT-24 (et FS-24?)	2029-10-31	Ajout 1-11-2014				182 340	182 340		
	Total Dawn - Parkway				285 000	285 000	285 000	583 255	621 797	

Parkway-Dawn	Union (C1)	2014-03-31	avr-13	100 000	100 000	100 000	100 000	100 000
--------------	------------	------------	--------	---------	---------	---------	---------	---------

ANALYSE DE SCÉNARIOS - PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2013-2015 (28 mars 2012)

	2 013 <i>LH retour 36,3 T achat 28,6 annuel T achat 13,7 hiv SH achat 23,1 hiv</i>	2 014 <i>LH retour 36,3 (2013) T achat 57,6 annuel SH achat 12,2 hiv</i>	2 014 <i>LH retour 36,3 Éch. Dawn-EDA 79,0 SH achat 3,4 hiv</i>	2 015 <i>LH retour 36,3 (2013) T achat 63,6 annuel SH achat 17,2 hiv</i>	2 015 <i>Éch. Dawn-EDA 79,0 Déplacement à Dawn SH achat 4,7 hiv</i>
DEMANDE (PJ)					
Continue	171,6	175,0	175,0	176,7	176,7
Interruptible	30,2	31,6	31,6	31,6	31,6
Gaz d'appoint	5,4	3,9	3,9	3,8	3,8
Biogaz	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1
Sous-total	208,3	211,6	211,6	213,1	213,1
Interruptions	-3,2	-3,4	-3,4	-3,4	-3,4
Autres	2,4	2,4	2,3	2,4	3,7
Vente GNL	0,2	0,6	0,6	1,4	1,4
TOTAL	207,7	211,3	211,2	213,5	214,8
APPROVISIONNEMENT (PJ)					
Transport					
FT LH	81,5	80,4	77,1	80,4	7,2
Transport par échange	25,5	34,9	42,1	37,1	16,3
Transport clients	26,5	26,6	26,6	26,6	26,6
Gaz d'appoint	5,4	3,9	3,9	3,8	3,8
FT LH non utilisé	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Appro total utilisé	138,9	145,9	149,7	147,9	53,9
Réceptions en franchise	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Achat à Dawn (GR)	68,0	64,4	60,6	64,7	62,0
Achat à Dawn (AD)					97,7
Biogaz	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1
Autres	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Retraits - injections	-0,3	-0,1	-0,1	-0,1	0,1
TOTAL	207,7	211,3	211,2	213,5	214,8
ENTREPOSAGE (PJ)					
Usine LSR	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1
PDL	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9
St-Flavien	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6
Union	17,6	17,6	17,6	17,6	17,6
TOTAL	24,2	24,2	24,2	24,2	24,2
DÉBIT QUOTIDIEN D'APPROVISIONNEMENT (TJ/j)					
Journée de pointe	1 091,3	1 106,4	1 106,4	1 112,4	1 112,4
Hiver extrême	1 104,4	1 107,3	1 107,3	1 118,3	1 118,3
Maximum	1 104,4	1 107,3	1 107,3	1 118,3	1 118,3
Approvisionnement					
FTLH	220,3	220,3	210,3	220,3	2,0
Transport par échange (EMP - EDA)	39,0	38,0	38,0	38,0	38,0
Réceptions en franchise	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Transport clients & biogaz	78,6	78,2	78,2	78,2	78,2
FTSH (Dawn - EDA)	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0
Transport par échange (EMP - Dawn)					79,0
FTSH (Parkway - EDA)	65,0	65,0	65,0	65,0	280,4
STS	216,2	216,2	216,2	216,2	216,2
PDL	45,1	45,1	45,1	45,1	45,1
St-Flavien	48,8	48,8	48,8	48,8	48,8
Usine LSR-DAQ	215,9	215,9	215,9	215,9	215,9
FTSH (Iroquois- EDA)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
TOTAL appro. avant vente	1 038,9	1 037,5	1 027,5	1 037,5	1 113,6
Provision add. avant vente (achat)	-52,4	-68,9	-78,9	-74,9	1,2
% du total appro. avant vente (achat) (l. 35 / l. 34)	-5,0%	-6,6%	-7,7%	-0,1	0,1%
Vente (achat) transport	-65,4	-69,8	-79,8	-80,8	-4,7
TOTAL appro. après vente (achat)	1 104,3	1 107,3	1 107,3	1 118,3	1 118,3
Provision add. après vente (achat)	13,0	0,9	0,9	5,9	5,9
% du total appro. après vente (achat)	1,2%	0,1%	0,1%	0,5%	0,5%

ANALYSE DE SCÉNARIOS - PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2013-2015 (28 mars 2012)

	2 013 <i>LH retour 36,3 T achat 28,6 annuel T achat 13,7 hiv SH achat 23,1 hiv</i>	2 014 <i>LH retour 36,3 (2013) T achat 57,6 annuel SH achat 12,2 hiv</i>	2 014 <i>LH retour 36,3 Éch. Dawn-EDA 79,0 SH achat 3,4 hiv</i>	2 015 <i>LH retour 36,3 (2013) T achat 63,6 annuel SH achat 17,2 hiv</i>	2 015 <i>Éch. Dawn-EDA 79,0 Déplacement à Dawn SH achat 4,7 hiv</i>
COUTS (\$)					
Transport LH, & SH requis & Client T	318 681 217	340 675 752	322 865 019	343 908 304	172 591 926
fuel LH & SH requis	11 217 899	13 715 773	13 790 320	15 333 169	11 859 611
Revenu vente T	0	0	0	0	0
Comp. T Dawn	45 729 286	43 287 790	40 702 240	43 459 029	107 315 345
Comp. C Dawn	4 880 947	5 495 701	5 190 913	6 210 151	15 405 409
Comp. É Dawn	8 399 355	3 492 175	3 305 527	-7 116 035	-16 585 787
Transport pour équilibrage	47 196 106	45 983 266	47 706 778	46 607 396	44 183 275
Fuel pour équilibrage	2 881 062	2 960 210	3 050 530	3 136 525	3 662 001
Fourn. Excl. Fuel équil.	556 038 761	679 858 431	679 935 500	765 051 758	761 787 174
Rendement sur BT	5 585 170	5 760 125	5 773 124	6 046 115	5 960 197
Entrep hors franchise	15 683 305	15 801 757	15 801 730	15 913 983	15 913 408
Fuel E hors franchise	531 832	636 371	636 311	718 067	718 538
Entrep en franchise	28 644 569	26 505 079	26 505 079	26 505 079	26 505 079
Fuel E en franchise	431 350	518 839	516 568	562 842	560 011
Coût total	1 045 900 858	1 184 691 268	1 165 779 640	1 266 336 382	1 149 876 186
Écart vs scénario Base			-18 911 628		-116 460 196

Contrats d'approvisionnement de transport - Cause 2013
Remplacement du LH par du marché primaire (SH-Parkway-EDAou NDA et M12)

Évaluation 19 avril 2012

Segment	Transporteur (service)	Échéance	Note	Cause 2013	Cause 2014	Cause 2015	suppose=2015	
				Débit 2012-11-01 Gj/jour	Besoin 2013-11-01 Gj/jour	Besoin 2014-11-01 Gj/jour	Cause 2016 portrait 2015-11-01 Gj/jour	
Journée de pointe				1 095 499	1 110 529	1 116 592	1 116 592	
Hiver extrême (1993-1994)				1 108 612	1 113 893	1 122 684	1 122 684	
Outil requis = Maximum				1 108 612	1 113 893	1 122 684	1 122 684	
Empress-EDA	TCPL (FTLH)	2013-10-31		180 000	190 000	1 000	1 000	
		2012-10-31		0				
	Tierce partie	2012-10-31		0				
		2013-10-31		10 000				
		2014-10-31		15 000	15 000			
		2013-10-31		10 000				
		2013-10-31		12 000				
		2013-10-31	année	10 900	72 000			
		2013-03-31	déc-mars	13 800				
Transport par échange Empress-EDA/Dawn	Tierce partie	2015-10-31		25 000	25 000	25 000		
		2015-10-31		13 048	13 048	13 048		
Total Empress-EDA				289 748	315 048	39 048	1 000	
Transport par échange Empress-Dawn								
Dawn-EDA	TCPL (FTSH-D)	2013-10-31		50 000	50 000	50 000	50 000	
		2013-10-31		20 000	20 000	20 000	20 000	
		2015-10-31		40 000	40 000	40 000	40 000	
	Tierce partie	2013-03-31	déc-mars	10 000				
		2013-03-31	déc-mars	5 000				
		2013-03-31	déc-mars	5 000				
		2013-03-31	déc-mars	1 800				
		2013-03-31	déc-mars	1 200	3 400	5 100	5 100	
Transport par échange Dawn-EDA	Tierce partie							
Total Dawn - EDA				133 000	113 400	115 100	115 100	
Parkway-EDA	TCPL (STS)	2013-04-15		125 545	125 545	125 545	125 545	
		2013-04-15		25 629	25 629	25 629	25 629	
		2013-10-31		45 000	45 000	45 000	45 000	
		2015-10-31		20 000	20 000	20 000	20 000	
				216 174	216 174	216 174	216 174	
	TCPL (FTSH-P)	2017-10-31		65 000	65 000	65 000	65 000	
		2024-10-31	Ajout 1-11-2014			283 100	283 100	
2025-10-31		Ajout 1-11-2015			38 048	38 048		
Total Parkway-EDA				281 174	281 174	564 274	602 322	
Total EDA				703 922	709 622	718 422	718 422	
Empress-NDA	TCPL (FTLH)	2013-10-31		12 397	12 397	1 000	1 000	
		2013-10-31		2 930	2 930			
Transport par échange Empress-NDA/Dawn	Tierce partie	2013-10-31	prolonger 1 an	1 000	1 000			
Total Empress-NDA				16 327	16 327	1 000	1 000	
Parkway-NDA	TCPL (FTSH-P)	2024-10-31	Ajout 1-11-2014			15 327	15 327	
Total Parkway-NDA						15 327	15 327	
Total NDA				16 327	16 327	16 327	16 327	
Autres outils en franchise								
Livraisons en franchise (clients T)				75 478	75 059	75 049	75 049	
Biogaz				3 128	3 128	3 128	3 128	
Pointe-du-Lac				45 072	45 072	45 072	45 072	
St-Flavien				48 771	48 771	48 771	48 771	
LSR				215 914	215 914	215 914	215 914	
Total outil Franchise				1 108 612	1 113 893	1 122 684	1 122 684	

**Contrats d'approvisionnement de transport - Cause 2013
Remplacement du LH par du marché primaire (SH-Parkway-EDAou NDA et M12)**

Évaluation 19 avril 2012

Segment	Transporteur (service)	Échéance	Note	Cause 2013	Cause 2014	Cause 2015	suppose=2015
				Débit 2012-11-01 Gj/jour	Besoin 2013-11-01 Gj/jour	Besoin 2014-11-01 Gj/jour	Cause 2016 portrait 2015-11-01 Gj/jour

Évaluation du M12 ou FT-24

Contrats actuels

Transport Parkway - EDA			281 174
Fuel Pkw-EDA	1,3%		3 655
M12 requis			284 829

Déplace Empress-EDA et NDA sauf 2 000 GJ

Ajout transport Parkway-EDA et Parkway-NDA			298 427	38 048
Fuel Pkw-EDA	1,3%		3 880	495
M12 additionnel requis			302 307	38 543

Dawn-Parkway	Union (M12)				2014-11-01	2015-11-01	
		Date	Note	Débit	Besoin	Besoin	Portrait
		2015-03-31		52 343	52 343	52 343	52 343
		2015-03-31		24 908	22 908	22 908	22 908
		2015-03-31		88 728	88 728	88 728	88 728
		2016-10-31		35 000	35 000	35 000	35 000
		2027-10-31		65 000	65 000	65 000	65 000
		2016-10-31		21 021	21 021	21 021	21 021
		2029-10-31	Ajout 1-11-2014			302 307	302 000
		2030-10-31	Ajout 1-11-2015				38 543
Total Dawn - Parkway				287 000	285 000	587 307	625 543

Parkway-Dawn	Union (C1)	2014-03-31	avr-13	100 000	100 000	100 000	100 000
--------------	------------	------------	--------	---------	---------	---------	---------

SOMMAIRE : Capacités à demander aux Open Season de TCPL et Union

			2014-11-01	2015-11-01
TCPL	FTSH	Parkway-EDA	283 100	38 048
	FTSH	Parkway-NDA	15 327	
Union	M12	Dawn - Parkway	302 000	39 000

Si on devait demander du FTSN à TCPL il faudrait convertir le M12 chez Union en FT-24 pour une quantité équivalente au FTSN + 1,3%

Contrats d'approvisionnement de transport - Cause 2013

Évaluation 19 avril 2012

Remplacement du LH par du marché primaire (SH-Parkway-EDA ou NDA et M12) et secondaire Dawn-EDA

Segment	Transporteur (service)	Échéance	Note	Cause 2013	Cause 2014	Cause 2015	suppose=2015	
				Débit 2012-11-01 Gj/jour	Besoin 2013-11-01 Gj/jour	Besoin 2014-11-01 Gj/jour	Cause 2016 portrait 2015-11-01 Gj/jour	
Journée de pointe				1 095 499	1 110 529	1 116 592	1 116 592	
Hiver extrême (1993-1994)				1 108 612	1 113 893	1 122 684	1 122 684	
Outil requis = Maximum				1 108 612	1 113 893	1 122 684	1 122 684	
Empress-EDA	TCPL (FTLH)	2013-10-31		180 000	180 000	1 000	1 000	
		2012-10-31		0				
	Tierce partie	2012-10-31		0				
		2013-10-31		10 000				
		2014-10-31		15 000	15 000			
		2013-10-31		10 000				
		2013-10-31		12 000				
		2013-10-31	année	10 900				
		2013-03-31	déc-mars	13 800				
		Transport par échange Empress-EDA/Dawn	Tierce partie	2015-10-31		25 000	25 000	
		2015-10-31		13 048	13 048			
Total Empress-EDA				289 748	233 048	39 048	1 000	
Transport par échange Empress-Dawn	Tierce partie	2014-10-31			82 000			
Dawn-EDA	TCPL (FTSH-D)	2013-10-31		50 000	50 000	50 000	50 000	
		2013-10-31		20 000	20 000	20 000	20 000	
		2015-10-31		40 000	40 000	40 000	40 000	
	Tierce partie	2013-03-31	déc-mars	10 000				
		2013-03-31	déc-mars	5 000				
		2013-03-31	déc-mars	5 000				
		2013-03-31	déc-mars	1 800				
		2013-03-31	déc-mars	1 200	3 400	5 100	5 100	
Transport par échange Dawn-EDA	Tierce partie	2024-10-31	Ajout 1-11-2013		82 000	82 000	82 000	
Total Dawn - EDA				133 000	195 400	197 100	197 100	
Parkway-EDA	TCPL (STS)	2013-04-15		125 545	125 545	125 545	125 545	
		2013-04-15		25 629	25 629	25 629	25 629	
		2013-10-31		45 000	45 000	45 000	45 000	
		2015-10-31		20 000	20 000	20 000	20 000	
				216 174	216 174	216 174	216 174	
	TCPL (FTSH-P)	2017-10-31		65 000	65 000	65 000	65 000	
		2024-10-31	Ajout 1-11-2014			201 100	201 100	
2025-10-31		Ajout 1-11-2015			38 048	38 048		
Total Parkway-EDA				281 174	281 174	482 274	520 322	
Total EDA				703 922	709 622	718 422	718 422	
Empress-NDA	TCPL (FTLH)	2013-10-31		12 397	12 397	1 000	1 000	
		2013-10-31		2 930	2 930			
Transport par échange Empress-NDA/Dawn	Tierce partie	2013-10-31	prolonger 1 an	1 000	1 000			
Total Empress-NDA				16 327	16 327	1 000	1 000	
Parkway-NDA	TCPL (FTSH-P)	2024-10-31	Ajout 1-11-2014			15 327	15 327	
Total Parkway-NDA						15 327	15 327	
Total NDA				16 327	16 327	16 327	16 327	
Autres outils en franchise								
Livraisons en franchise (clients T)				75 478	75 059	75 049	75 049	
Biogaz				3 128	3 128	3 128	3 128	
Pointe-du-Lac				45 072	45 072	45 072	45 072	
St-Flavien				48 771	48 771	48 771	48 771	
LSR				215 914	215 914	215 914	215 914	
Total outil EDA				1 108 612	1 113 893	1 122 684	1 122 684	

Contrats d'approvisionnement de transport - Cause 2013

Évaluation 19 avril 2012

Remplacement du LH par du marché primaire (SH-Parkway-EDA ou NDA et M12) et secondaire Dawn-EDA

Segment	Transporteur (service)	Échéance	Note	Cause 2013	Cause 2014	Cause 2015	suppose=2015
				Débit 2012-11-01 Gj/jour	Besoin 2013-11-01 Gj/jour	Besoin 2014-11-01 Gj/jour	Cause 2016 portrait 2015-11-01 Gj/jour

Évaluation du M12 ou FT-24

Contrats actuels

Transport Parkway - EDA			281 174
Fuel Pkw-EDA	1,3%		3 655
M12 requis			284 829

Déplace Empress-EDA et NDA sauf 2 000 GJ

Ajout transport Parkway-EDA et Parkway-NDA		2014-11-01	2015-11-01
Fuel Pkw-EDA	1,3%	216 427	38 048
M12 additionnel requis		2 814	495
		219 241	38 543

Dawn-Parkway	Union (M12)	Date	Note	2012-11-01	2013-11-01	2014-11-01	2015-11-01
				2015-03-31		52 343	52 343
		2015-03-31		24 908	22 908	22 908	22 908
		2015-03-31		88 728	88 728	88 728	88 728
		2016-10-31		35 000	35 000	35 000	35 000
		2027-10-31		65 000	65 000	65 000	65 000
		2016-10-31		21 021	21 021	21 021	21 021
		2029-10-31	Ajout 1-11-2014			219 241	219 241
		2030-10-31	Ajout 1-11-2015				38 543
Total Dawn - Parkway				287 000	285 000	504 241	542 783

Parkway-Dawn	Union (C1)	2014-03-31	avr-13	100 000	100 000	100 000	100 000
--------------	------------	------------	--------	---------	---------	---------	---------

SOMMAIRE : Capacités à demander aux Open Season de TCPL et Union			2013-11-01	2014-11-01	2015-11-01
Transaction d'échange		Dawn-EDA	82 000		
TCPL	FTSH	Parkway-EDA		201 100	38 048
	FTSH	Parkway-NDA		15 327	
Union	M12	Dawn - Parkway		219 241	38 543

Si on devait demander du FTSN à TCPL il faudrait convertir le M12 chez Union en FT-24 pour une quantité équivalente au FTSN + 1,3%

ANALYSE DE SCÉNARIOS - PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2013-2015 (19 avril 2012)

	2 013	2 014	2 015		
	LH retour 36,3 T achat 32,9 annuel T achat 13,8 hiv SH achat 23,0 hiv	LH retour 36,3 (2013) T achat 56,6 annuel T achat 15,4 hiv SH achat 3,4 hiv	LH retour 36,3 Éch. Dawn-EDA 82,0 SH achat 3,4 hiv		
			LH retour 36,3 (2013) T achat 67,0 annuel SH achat 17,2 hiv		
			Éch. Dawn-EDA 82,0 Déplacement à Dawn SH achat 5,1 hiv		
DEMANDE (PJ)					
Continue	173,1	176,5	176,5	178,2	178,2
Interruptible	28,7	30,1	30,1	30,1	30,1
Gaz d'appoint	5,4	3,9	3,9	3,8	3,8
Biogaz	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1
Sous-total	208,3	211,6	211,6	213,1	213,1
Interruptions	-3,0	-3,1	-3,1	-3,2	-3,2
Autres	2,4	2,4	2,3	2,4	3,7
Vente GNL	0,2	0,6	0,6	1,4	1,4
TOTAL	208,0	211,5	211,4	213,7	215,0
APPROVISIONNEMENT (PJ)					
Transport					
FT LH	81,5	80,4	77,1	80,4	7,2
Transport par échange	26,9	37,1	43,7	38,7	16,4
Transport clients	26,5	26,6	26,6	26,6	26,6
Gaz d'appoint	5,4	3,9	3,9	3,8	3,8
FT LH non utilisé	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Appro total utilisé	140,3	148,0	151,3	149,4	54,0
Réceptions en franchise	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Achat à Dawn (GR)	66,8	62,4	59,1	63,3	62,2
Achat à Dawn (AD)	0,0	0,0	0,0	0,0	96,6
Achat à Dawn (GMST)	0,0	0,0	0,0	0,0	1,3
Biogaz	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1
Autres	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Retraits - injections	-0,3	0,0	0,0	-0,1	-0,1
TOTAL	208,0	211,5	211,4	213,7	215,0
ENTREPOSAGE (PJ)					
Usine LSR	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1
PDL	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9
St-Flavien	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6
Union	17,6	17,6	17,6	17,6	17,6
TOTAL	24,2	24,2	24,2	24,2	24,2
DÉBIT QUOTIDIEN D'APPROVISIONNEMENT (TJ/j)					
Journée de pointe	1 095,5	1 110,5	1 110,5	1 116,6	1 116,6
Hiver extrême	1 108,6	1 113,9	1 113,9	1 122,7	1 122,7
Maximum	1 108,6	1 113,9	1 113,9	1 122,7	1 122,7
Approvisionnements					
FTLH	220,3	220,3	210,3	220,3	2,0
Transport par échange (EMP - EDA)	39,0	39,0	121,0	39,0	38,0
Réceptions en franchise	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Transport clients & biogaz	78,6	78,2	78,2	78,2	78,2
FTSH (Dawn - EDA)	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0
Transport par échange (EMP - Dawn)	0,0	0,0	0,0	0,0	82,0
FTSH (Parkway - EDA)	65,0	65,0	65,0	65,0	281,4
STS	216,2	216,2	216,2	216,2	216,2
PDL	45,1	45,1	45,1	45,1	45,1
St-Flavien	48,8	48,8	48,8	48,8	48,8
Usine LSR-DAQ	215,9	215,9	215,9	215,9	215,9
FTSH (Iroquois- EDA)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
TOTAL appro. avant vente	1 038,9	1 038,5	1 110,5	1 038,5	1 117,6
Provision add. avant vente (achat)	-56,6	-72,0	0,0	-78,1	1,0
% du total appro. avant vente (achat) (l. 35 / l. 34)	-5,4%	-6,9%	0,0%	-0,1	0,1%
Vente (achat) transport	-69,7	-75,4	-3,4	-84,2	-5,1
TOTAL appro. après vente (achat)	1 108,6	1 113,9	1 113,9	1 122,7	1 122,7
Provision add. après vente (achat)	13,1	3,4	3,4	6,1	6,1
% du total appro. après vente (achat)	1,2%	0,3%	0,3%	0,0	0,5%

ANALYSE DE SCÉNARIOS - PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2013-2015 (19 avril 2012)

	2 013	2 014	2 015	2 015	
	<i>LH retour 36,3 T achat 32,9 annuel T achat 13,8 hiv SH achat 23,0 hiv</i>	<i>LH retour 36,3 (2013) T achat 56,6 annuel T achat 15,4 hiv SH achat 3,4 hiv</i>	<i>LH retour 36,3 Éch. Dawn-EDA 82,0 SH achat 3,4 hiv</i>	<i>LH retour 36,3 (2013) T achat 67,0 annuel SH achat 17,2 hiv</i>	<i>Éch. Dawn-EDA 82,0 Déplacement à Dawn SH achat 5,1 hiv</i>
COUTS (\$)					
Transport LH, & SH requis & Client T	317 976 208	340 309 897	325 505 940	346 464 423	169 427 162
fuel LH & SH requis	11 243 040	13 681 379	13 860 668	15 406 083	11 823 587
Revenu vente T	0	0	0	0	0
Comp. T Dawn	44 906 144	41 946 700	39 697 316	42 559 974	107 584 627
Comp. C Dawn	4 819 957	5 295 504	5 099 349	6 093 479	15 451 458
Comp. É Dawn	8 219 397	3 467 401	3 216 479	-7 016 365	-16 677 378
Transport pour équilibrage	47 942 222	48 388 502	48 541 730	47 352 211	44 627 187
Fuel pour équilibrage	2 895 204	3 083 734	3 033 808	3 149 324	3 691 875
Fourn. Excl. Fuel équil.	556 750 073	680 503 400	680 567 644	766 053 752	763 500 997
Rendement sur BT	5 560 682	5 767 679	5 757 300	6 042 368	6 013 951
Entrep hors franchise	15 639 455	15 800 119	15 714 109	15 781 886	15 781 146
Fuel E hors franchise	532 354	637 821	640 431	717 621	718 172
Entrep en franchise	28 663 825	26 505 079	26 524 333	26 524 333	26 524 333
Fuel E en franchise	427 299	505 633	503 243	559 676	558 557
Coût total	1 045 575 859	1 185 892 847	1 168 662 350	1 269 688 767	1 149 025 674
Écart vs scénario Base			-17 230 497		-120 663 093

Contrat A Pùe Gaz Métro - 1, Document 4, ligne 36

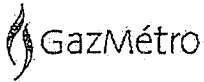


EXHIBIT A
TRANSACTION CONFIRMATION

February 2, 2010

[Redacted]

[Redacted]

RE: Gas Exchange Agreement between Gaz Métro, Limited Partnership (GMLP) and [Redacted]

PART A

Buyer: GMLP
Seller: [Redacted]
Term: From November 1, 2010 to and including October 31, 2015
Daily Quantity: See Note
Total Quantity: 45650000 GJ Firm
Delivery Point: GMIT EDA, DAWN
Price: [Redacted]
Note: Seller will deliver on a firm basis 25 000 GJs/day at GMI EDA from November 1, 2010 to and including April 30, 2011, from November 1, 2011 to and including April 30, 2012, from November 1, 2012 to and including April 30, 2013, from November 1, 2013 to and including April 30, 2014 and from November 1, 2014 to and including April 30, 2015; Seller will also deliver on a firm basis 25 000 GJs/day at Dawn on the Union system from May 1, 2011 to and including October 31, 2011, from May 1, 2012 to and including October 31, 2012, from May 1, 2013 to and including October 31, 2013, from May 1, 2014 to and including October 31, 2014 and from May 1, 2015 to and including October 31, 2015.

PART B

Buyer: [Redacted]
Seller: GMLP
Term: From November 1, 2010 to and including October 31, 2015
Daily Quantity: 25000 GJ Firm
Total Quantity: 45650000 GJ Firm
Delivery Point: FMP
Price: [Redacted]
Note: Seller will supply the equivalent of the Empress-GMI EDA transportation fuel on TCPL

The terms of this Transaction Confirmation are binding unless disputed in writing by the Confirm Deadline, unless otherwise specified in the GasED1 Base Contract dated August 1, 2006.

Should you require any other information, do not hesitate to contact the undersigned.

Jean-Pierre Belisle
Tel: (514)598-3310
Fax: (514)529-2253

Sign.: [Redacted]

By: [Redacted]

Title: [Redacted]

Date: [Redacted]

GMLP

Sign.: [Signature]

By: Jean-Pierre Belisle

Title: Manager, Operations

Date: Feb 2, 2010



EXHIBIT A
TRANSACTION CONFIRMATION

February 5, 2010

RE: Gas Exchange Agreement between Gaz Métro, Limited Partnership (GMLP) and [REDACTED]

PART A

Buyer: GMLP
 Seller: [REDACTED]
 Term: From November 1, 2010 to and including October 31, 2015
 Daily Quantity: 13048 GJ Firm
 Total Quantity: 23825648 GJ Firm
 Delivery Point: GMIT EDA, DAWN
 Price: [REDACTED]
 Note: Seller will deliver on a firm basis 13 048 GJs/day at GMI EDA from November 1, 2010 to and including April 30, 2011, from November 1, 2011 to and including April 30, 2012, from November 1, 2012 to and including April 30, 2013, from November 1, 2013 to and including April 30, 2014 and from November 1, 2014 to and including April 30, 2015; Seller will also deliver on a firm basis 13 048 GJs/day at Dawn on the Union system from May 1, 2011 to and including October 31, 2011, from May 1, 2012 to and including October 31, 2012, from May 1, 2013 to and including October 31, 2013, from May 1, 2014 to and including October 31, 2014 and from May 1, 2015 to and including October 31, 2015.
 For the purposes of calculating any deficiency default damages, the "Price" shall constitute the Contract Price.

PART B

Buyer: [REDACTED]
 Seller: GMLP
 Term: From November 1, 2010 to and including October 31, 2015
 Daily Quantity: 13048 GJ Firm
 Total Quantity: 23825648 GJ Firm
 Delivery Point: EMP
 Price: [REDACTED]
 Note: Seller will supply the equivalent of the Empress-GMI EDA transportation fuel on TCPL.
 For the purposes of calculating any deficiency default damages, the "Price" shall constitute the Contract Price.

The terms of this Transaction Confirmation are binding unless disputed in writing by the Confirm Deadline, unless otherwise specified in the GasEDI Base Contract dated October 1, 2004.

Should you require any other information, do not hesitate to contact the undersigned.

Jean-Pierre Belisle
Tel: (514)598-3310
Fax: (514)529-2253

Sign.:
By :
Title :
Date

GMLP
 Sign.: [Signature]
 By: Jean-Pierre Belisle
 Title: Manager, Operations
 Date: Feb 5, 2010

Suivi des notation de crédit
Approvisionnement gazier

Nom légal	Notation de crédit				Garant	Notation de crédit				Parent	Notation de crédit				
	S&P	Moody's	Fitch	DBRS		S&P	Moody's	Fitch	DBRS		S&P	Moody's	Fitch	DBRS	

Suivi des notation de crédit
Approvisionnement gazier

Nom légal	Notation de crédit				Garant	Notation de crédit				Parent	Notation de crédit						
	S&P	Moody's	Fitch	DBRS		S&P	Moody's	Fitch	DBRS		S&P	Moody's	Fitch	DBRS			

A (-) **A2 (-)** A+ *+ AH

Notes

- 1 - Les notations de crédit représentent le "long term issuer rating" pour S&P et le "senior long term unsecured debt rating" pour Moody's, Fitch et DBRS.
- 2 - Les indications "(-)" et "(+)" signifient perspectives négatives et perspectives positives respectivement.
- 3 - Les indications "*+", "*-" et "NR" signifient "credit watch", "credit watch negative" et "credit watch positive" respectivement.
- 4 - "NR" et "WR" indique qu'il n'y a pas de notation de crédit pour cette contrepartie. Un espace vide peut vouloir dire qu'il n'y a pas de notation ou que celle-ci n'est pas disponible via Bloomberg.
- 5 - Les notations marquées en rouge indique qu'il y eu un changement ou une confirmation depuis le 15 juin 2012

2012-06-22

Suivi des notation de crédit

Approvisionnement gazier

Nom légal	Notation de crédit				Garant	Notation de crédit				Parent	Notation de crédit				
	S&P	Moody's	Fitch	DBRS		S&P	Moody's	Fitch	DBRS		S&P	Moody's	Fitch	DBRS	
					A- A3 A+ WR										

Suivi des notation de crédit
Approvisionnement gazier

Nom légal	Notation de crédit				Garant	Notation de crédit					Parent	Notation de crédit					
	S&P	Moody's	Fitch	DBRS		S&P	Moody's	Fitch	DBRS	S&P		Moody's	Fitch	DBRS			

Notes

- 1 - Les notations de crédit représentent le "long term issuer rating" pour S&P et le "senior long term unsecured debt rating" pour Moody's, Fitch et DBRS.
- 2 - Les indications "(-)" et "(+)" signifient perspectives négatives et perspectives positives respectivement.
- 3 - Les indications "**", "***" et "**+" signifient "credit watch", "credit watch négative" et "credit watch positive" respectivement.
- 4 - "NR" et "WR" indique qu'il n'y a pas de notation de crédit pour cette contrepartie. Un espace vide peut vouloir dire qu'il n'y a pas de notation ou que celle-ci n'est pas disponible via Bloomberg.
- 5 - Les notations marquées en rouge indique qu'il y eu un changement ou une confirmation depuis le 15 Janvier 2010

2010-01-22

Suivi des notation de crédit
Approvisionnement gazier

Nom légal	Notation de crédit				Garant	Notation de crédit				Parent	Notation de crédit				
	S&P	Moody's	Fitch	DBRS		S&P	Moody's	Fitch	DBRS		S&P	Moody's	Fitch	DBRS	

Suivi des notation de crédit
Approvisionnement gazier

Nom légal	Notation de crédit				Garant	Notation de crédit				Parent	Notation de crédit				
	S&P	Moody's	Fitch	DBRS		S&P	Moody's	Fitch	DBRS		S&P	Moody's	Fitch	DBRS	
							A+ (-)	Aa3 (-)	Aa-	AH					

29/01/2010

Notes

- 1 - Les notations de crédit représentent le "long term issuer rating" pour S&P et le "senior long term unsecured debt rating" pour Moody's, Fitch et DBRS.
- 2 - Les indications "(-)" et "(+)" signifient perspectives négatives et perspectives positives respectivement.
- 3 - Les indications ":", ":-" et "+:" signifient "credit watch", "credit watch negative" et "credit watch positive" respectivement.
- 4 - "NR" et "WR" indique qu'il n'y a pas de notation de crédit pour cette contrepartie. Un espace vide peut vouloir dire qu'il n'y a pas de notation ou que celle-ci n'est pas disponible via Bloomberg.
- 5 - Les notations marquées en rouge indique qu'il y eu un changement ou une confirmation depuis le 22 janvier 2010