

**PLAN D'APPROVISIONNEMENT**

**2017-2019**

**TABLE DES MATIÈRES**

	Page
<b>INTRODUCTION.....</b>	<b>3</b>
<b>1. CONTEXTE ÉCONOMIQUE ET ÉNERGÉTIQUE.....</b>	<b>4</b>
1.1. Hypothèses économiques .....	4
1.2. Hypothèses énergétiques.....	4
<b>2. PRÉVISION DES LIVRAISONS 2014-2019.....</b>	<b>5</b>
2.1. Petit et moyen débits .....	6
2.2. Ventes Grandes Entreprises .....	7
<b>3. STRUCTURE D'APPROVISIONNEMENT.....</b>	<b>10</b>
3.1. Hypothèses utilisées.....	10
3.2. Analyse de base des besoins.....	11
3.3. Répartition des capacités de FTLH GMIT EDA et GMIT NDA.....	14
3.4. Scénario de base – TCPL FTSH-Parkway/GMIT EDA + Union M12.....	15
3.5. Option 1 - TCPL FTSH-Dawn/GMIT EDA.....	15
3.6. Option 2 - TCPL FTSH-Parkway/GMIT EDA et achat de gaz à Parkway .....	16
3.7. Option 3 – Modification à l'offre de service d'Intragaz – site Pointe-du-Lac .17	
3.7.1. Modification au profil de PDL dès le 1 <sup>er</sup> novembre 2014 .....	19
3.8. Option 4 – TCPL FTSH-Iroquois/GMIT EDA .....	20
3.9. Option 5 – Transaction d'échange Dawn/GMIT EDA .....	24
3.10. Option de TCPL FTSH- Niagara / GMIT EDA .....	25
3.11. Autres options.....	26
3.12. Proposition de structure d'approvisionnement 2016-2017 à 2018-2019.....	28
<b>4. RENOUELEMENT DES CAPACITÉS EXISTANTES .....</b>	<b>30</b>
<b>CONCLUSION.....</b>	<b>34</b>
<b>ANNEXES.....</b>	<b>36</b>

## **INTRODUCTION**

1 À la suite de l'entente négociée entre TransCanada Pipelines Limited (TCPL) et les distributeurs  
2 de l'Est (Enbridge, Union Gas et Gaz Métro) (pièce B-0247, Gaz Métro-2, Document 29, ci-après  
3 « Entente »), TCPL a accepté de réactiver les « Precedent Agreements » conclus en 2012 et qui  
4 devaient permettre, pour Société en commandite Gaz Métro (Gaz Métro), la réalisation du projet  
5 de déplacement vers Dawn. TCPL tentera de réaliser la mise en service des nouvelles  
6 installations pour la date initialement prévue, soit le 1<sup>er</sup> novembre 2015. TCPL doit également  
7 tenir un appel de soumissions pour offrir la capacité sur son système de transport à compter du  
8 1<sup>er</sup> novembre 2016. Union Gas pour sa part, tient un appel de soumissions pour la même période  
9 pour le tronçon Dawn-Parkway. Pour que l'Entente se matérialise, Gaz Métro a cependant dû  
10 convenir de conserver 85 000 GJ/jour (2 243 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour) de capacité de transport longue distance  
11 FTLH.

12 Le 10 octobre 2013, l'Office national de l'énergie (ONÉ) a rendu une ordonnance dans le dossier  
13 des modifications tarifaires demandées par TCPL. L'ONÉ a refusé la quasi-totalité des  
14 modifications demandées par TCPL, mais a accepté de modifier les préavis de renouvellement  
15 pour les faire passer de six mois à deux ans. L'ONÉ a également prévu un mécanisme transitoire  
16 pour considérer le fait que plusieurs contrats avaient déjà une durée inférieure à deux ans. L'ONÉ  
17 a donc donné jusqu'au 31 janvier 2014 à tous les détenteurs de capacités pour se positionner  
18 quant au renouvellement de leurs contrats. Pour être en mesure de conserver le droit de  
19 renouvellement sur une capacité, le terme du contrat devra être en 2016 ou une année  
20 subséquente.

21 Gaz Métro doit donc se positionner sur le portefeuille d'outils qui lui permettra de répondre à la  
22 demande de sa clientèle sur un horizon plus long que le terme de trois ans du plan  
23 d'approvisionnement normalement présenté à la Régie de l'énergie (Régie). Ce positionnement  
24 est requis à la fois pour déterminer la réponse de Gaz Métro quant aux prochains appels de  
25 soumissions de TCPL et de Union Gas et aux avis de renouvellement que Gaz Métro devra  
26 transmettre à TCPL avant le 31 janvier 2014.

27 Le présent document a comme objectif de présenter à la Régie la projection des livraisons  
28 jusqu'en 2019 ainsi que la structure d'approvisionnement que Gaz Métro propose de mettre en  
29 place sur cette même période.

## 1. CONTEXTE ÉCONOMIQUE ET ÉNERGÉTIQUE

### 1.1. Hypothèses économiques

- 1 Le tableau ci-dessous présente les hypothèses économiques utilisées dans le présent plan  
2 d'approvisionnement.

**Tableau 1**

<b>Hypothèses économiques</b>						
	2013-2014	2014-2015	2015-2016	2016-2017	2017-2018	2018-2019
Croissance du PIB québécois	2,0 %	2,5 %	2,0 %	1,7%	1,7%	1,6%
Taux de change (\$US/\$CAN)	0,97	0,96	0,95	0,94	0,94	0,94

**Source des prévisions**

- |   |   |
|---|---|
| <p>3 <i>PIB Québec 2013-2014</i></p> <p>4</p> <p>5</p> <p>6</p> <p>7 <i>PIB Québec 2014-2015 à 2018-2019</i></p> <p>8 <i>Taux de change 2013-2014 à 2018-2019</i></p> | <p><i>Moyenne de prévisions : Desjardins (juin. 13), Banque Royale (sept. 13), Conference Board du Canada (oct.13), Banque de Montréal (oct.13), Banque de Toronto Dominion (juin 13), CIBC (oct.13), Banque Nouvelle Écosse (juil. 13).</i></p> <p><i>Conference Board du Canada (oct. 13)</i></p> <p><i>CIBC (oct. 2013) – valeur des « Futures »</i></p> |
|---|---|

### 1.2. Hypothèses énergétiques

#### Gaz naturel

- 9 Les hypothèses retenues par Gaz Métro sont présentées au tableau 2.

**Tableau 2**

<b>Hypothèses retenues (\$/GJ) *</b>						
	2013-2014	2014-2015	2015-2016	2016-2017	2017-2018	2018-2019
AECO	3,28	3,44	3,44	3,58	3,75	4,01
Empress	3,23	3,46	3,53	3,69	3,86	4,12
Dawn	3,92	4,45	4,55	4,68	4,83	5,05
Prix du service de fourniture de gaz naturel**	3,52	3,52	3,62	3,80	3,99	4,12

\* Selon les « Futures » du 7 octobre 2013

\*\* Après transfert de la portion équilibrage incluse dans le service de fourniture

Prix du pétrole et produits pétroliers

- 1 Le tableau 3 présente les prix offerts sur le marché financier pour le pétrole durant les périodes  
2 couvertes par le plan six ans.

**Tableau 3**

<b>Marché financier WTI – en date du 7 octobre 2013 (\$US/baril)</b>					
<b>2013-2014</b>	<b>2014-2015</b>	<b>2015-2016</b>	<b>2016-2017</b>	<b>2017-2018</b>	<b>2018-2019</b>
98,59	90,58	85,96	83,65	82,44	81,63

Source : CIBC

- 3 Les hypothèses retenues par Gaz Métro sont présentées au tableau 4.

**Tableau 4**

<b>Hypothèses retenues</b>						
	<b>2013-2014</b>	<b>2014-2015</b>	<b>2015-2016</b>	<b>2016-2017</b>	<b>2017-2018</b>	<b>2018-2019</b>
Prix du WTI (\$US/baril)	98,59	90,58	85,96	83,65	82,44	81,63
Mazout n° 6, 1,5 % soufre (\$CAN/baril)	97,25	90,49	87,05	85,54	84,65	83,79
Mazout n° 6, 2,0 % soufre (\$CAN/baril)	96,24	89,55	86,15	84,64	83,77	82,91
Mazout n° 2 (\$CAN/litre)	0,84	0,78	0,75	0,74	0,73	0,72

Tarifs de l'électricité

- 4 Pour ce qui est des tarifs d'électricité, Gaz Métro utilise l'hypothèse que les tarifs pourraient être  
5 majorés de 2,0 % pour les années 2014 à 2019, applicables au 1<sup>er</sup> avril.

**2. PRÉVISION DES LIVRAISONS 2014-2019**

- 6 Les mesures de la situation concurrentielle pour la prévision des livraisons sur l'horizon 2014-  
7 2019 sont établies à partir des prévisions de prix de la section précédente du présent document,  
8 cependant, elles sont évaluées en fonction des tarifs actuellement en vigueur. Des modifications  
9 à la structure tarifaire ou aux taux utilisés pourraient donc influencer sur la situation concurrentielle  
10 présentée.

1 De façon générale, Gaz Métro estime que la position concurrentielle du gaz naturel se  
2 maintiendra au courant de l'horizon six ans sur tous les marchés. L'entrée en vigueur du Système  
3 de plafonnement et d'échange de droits d'émission de gaz à effet de serre du Québec (SPEDE)  
4 en 2015 a été considérée lors de l'analyse de l'évolution de la position concurrentielle afin de  
5 mesurer l'impact sur les nouvelles ventes du marché des petit et moyen débits (PMD).

## **2.1. Petit et moyen débits**

6 La prévision de volumes pour le marché des petit et moyen débits est faite de façon globale pour  
7 l'ensemble des clients. Les facteurs pouvant influencer la demande (situation économique,  
8 position concurrentielle, efficacité énergétique, etc.) sont analysés distinctement de façon à  
9 quantifier le plus précisément possible l'impact de chacun sur les livraisons. La méthodologie est  
10 la même que celle utilisée dans le cadre de la Cause tarifaire 2014. Une mise à jour des  
11 hypothèses économiques a été réalisée afin de préciser les prévisions pour le marché des petit  
12 et moyen débits sur l'horizon 2014 à 2019.

13 Le tableau 5 présente l'évolution de la prévision du marché PMD sur l'horizon 2014-2019.  
14 Globalement, les volumes du marché PMD sont en croissance sur l'horizon du plan. Les clients  
15 VGE qui consomment ponctuellement aux tarifs  $D_1$  et  $D_3$  et qui transfèrent par la suite leurs  
16 consommations aux tarifs  $D_4$  et  $D_5$  amènent des fluctuations dans les prévisions. Les volumes de  
17 la première année par rapport au plan d'approvisionnement de la Cause tarifaire 2014 sont en  
18 hausse et s'explique principalement par des livraisons réelles de 2013 plus élevées que celles  
19 prévues au moment de la Cause tarifaire 2014.

20 Par rapport à l'année 2013, l'année 2014 du plan est en baisse de  $13,89 \cdot 10^6 \text{m}^3$  (passant de 2  
21  $654,0 \cdot 10^6 \text{m}^3$  en 2013 à  $2\,640,13 \cdot 10^6 \text{m}^3$  en 2014). La diminution des livraisons s'explique  
22 principalement par le transfert au 1<sup>er</sup> octobre 2013 des volumes d'un grand client industriel du  
23 tarif  $D_1$  vers le tarif  $D_4$ .

**Tableau 5**

Prévision 2014-2019 vs Cause 2014							
PMD							
Scénario de Base (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> )							
	2012-2013	2013-2014	2014-2015	2015-2016	2016-2017	2017-2018	2018-2019
Plan 6 ans	2654,0	2640,1	2654,5	2658,6	2654,8	2684,5	2679,6
Cause 2014	2634.3*	2612,2	2618,1	2623,5	-	-	-
* Volume prévisionnel 2013 établi au moment de la Cause tarifaire 2014							

1 Les livraisons augmenteront ensuite pour 2015 de 14,40 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup>. Cette augmentation vient surtout  
 2 d'un nouveau client industriel qui débute sa consommation au tarif D<sub>1</sub> en juillet 2015 jusqu'en  
 3 décembre 2015. À partir de janvier 2015, ce client consommera au tarif D<sub>4</sub> ce qui explique la  
 4 hausse plus modérée entre les années 2015 et 2016. Pour l'année 2017, le client VGE ayant  
 5 complété la totalité de son transfert vient affecter à la baisse les volumes de 3,79 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup> entre  
 6 2016 et 2017.

7 Les livraisons entre 2017 et 2018 augmentent de 29,65 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup>, encore une fois en raison d'un  
 8 nouveau client industriel qui débute sa consommation au tarif D<sub>1</sub> avant de transférer au VGE au  
 9 courant de l'année. Le transfert de ce client vient expliquer une baisse entre 2018 et 2019 de 4,85  
 10 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup>.

## 2.2. Ventes Grandes Entreprises

11 Dans la Cause tarifaire 2014, les prévisions pour l'année 2014 avaient été évaluées plusieurs  
 12 mois avant le début de l'année financière à partir du contexte du marché énergétique. Les  
 13 données utilisées ont varié depuis et, à la lumière des informations présentement disponibles, de  
 14 nouvelles prévisions de demande pour l'année 2014 ont été établies à la baisse.

15 Une mise à jour des prévisions de l'année 2014 a été faite pour l'ensemble des clients en tenant  
 16 compte des nouvelles informations disponibles. Pour les cinq années suivantes, dans un premier  
 17 temps, une nouvelle prévision pour chacun des plus importants clients de Gaz Métro, soit près  
 18 de 80 % des volumes du marché grandes entreprises a été établies. Pour chacun de ses clients,  
 19 à partir des nouvelles informations disponibles, Gaz Métro s'est interrogée sur les facteurs

1 pouvant amener une variation de leur consommation à long terme ainsi que sur leur potentiel de  
2 migration tarifaire.

3 Dans un deuxième temps, pour les autres clients, soit environ 20 % des volumes, Gaz Métro a  
4 utilisé pour les années 2015 et 2016 les volumes traités à la Cause tarifaire 2014. Pour les trois  
5 dernières années (2017, 2018 et 2019), le profil de consommation de la troisième année (2016)  
6 de la Cause tarifaire 2014 – corrigé pour enlever l’impact de l’année bissextile – a été répété.

**Tableau 6**

<b>Prévision 2014-2019 vs Cause 2014</b>							
<b>VGE</b>							
<b>Scénario de base</b>							
<b>(avant interruption)</b>							
	2012-2013	2013-2014	2014-2015	2015-2016	2016-2017	2017-2018	2018-2019
<b>Service continu</b>							
Plan 6 ans	2 013,3	2 281,1	2 361,7	2 442,2	2 619,3	3 269,8	3 548,8
Cause 2014		2 319,9	2 346,2	2 355,5	-	-	-
<b>Service Interruptible</b>							
<b>Contrat régulier</b>							
Plan 6 ans	883,0	671,0	689,4	714,0	667,9	652,3	637,5
Cause 2014		696,1	703,5	721,4	-	-	-
<b>Service Interruptible</b>							
<b>Contrat gaz d'appoint</b>							
Plan 6 ans	63,6	37,3	44,2	44,3	51,2	51,2	51,2
Cause 2014		42,5	42,5	42,5	-	-	-

7 Au scénario de base de la Cause tarifaire 2014, les volumes pour 2014 atteignaient 2 319,9 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup>  
8 au tarif D<sub>4</sub>, mais à la suite de la mise jour des prévisions, ceux-ci devraient plutôt s’établir à  
9 2 281,1 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup>. Cette baisse s’explique par le fait qu’à la cause tarifaire, Gaz Métro avait prévu  
10 les migrations pour deux importants clients (des secteurs de la pétrochimie et de la fabrication de



1 produits pharmaceutiques) du tarif D<sub>5</sub> au tarif D<sub>4</sub> qui ne se sont pas matérialisées. Plusieurs  
2 petites baisses de production chez les clients sont observées et viennent affecter à la baisse les  
3 volumes au tarif D<sub>4</sub>. Ces baisses au tarif D<sub>4</sub> sont par contre amoindries, principalement par le  
4 transfert complet vers le tarif continu de deux clients importants du secteur de la pétrochimie et  
5 de la fabrication de matériel de transport qui consommaient auparavant une part de leur volume  
6 au tarif interruptible D<sub>5</sub>. Sur l'horizon six ans, les volumes consommés au service continu  
7 passeront de 2 281,1 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup> en 2014 à 3 548,8 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup> en 2019. Ces nouveaux volumes sont  
8 associés à la fois à des ajouts de charge chez des clients existants œuvrant dans les secteurs  
9 de la pétrochimie et de la métallurgie ainsi qu'à l'arrivée de nouveaux clients, dont quelques  
10 cimenteries et d'un client majeur fabricant des produits fertilisants. Précisons que ces volumes  
11 incluent également des volumes additionnels du client GNL et qui expliquent une partie de la  
12 croissance des volumes dès 2017.

13 La révision des prévisions pour l'année 2014 fait passer les volumes de la Cause tarifaire 2014  
14 du tarif D<sub>5</sub> de 738,6 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup> à 708,3 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup>, incluant les volumes du client GNL. Bien que les écarts  
15 de prévisions concernant la migration pour deux importants clients du tarif D<sub>5</sub> au tarif D<sub>4</sub> doivent  
16 se traduire par une hausse des volumes au tarif D<sub>5</sub>, l'effet inverse observé s'explique par plusieurs  
17 petites baisses de production chez les clients ainsi que par des transferts de consommation vers  
18 les services continus. Il est à noter que le contexte concurrentiel actuel du prix du gaz naturel  
19 incite les clients à s'engager au service continu afin d'éviter des interruptions de service au tarif  
20 D<sub>5</sub>, qui les obligeraient alors à utiliser une autre source d'énergie plus dispendieuse. Les volumes  
21 livrés au tarif D<sub>5</sub> connaissent une croissance très faible pour les trois premières années de la  
22 prévision. Cette croissance est attribuable à l'augmentation de production de quelques clients du  
23 secteur de la pétrochimie, des pâtes et papiers ainsi qu'à l'impact de l'année bissextile. Pour les  
24 trois années suivantes, les volumes diminuent et passent de 708,3 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup> en 2014 à 688,7 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup>  
25 en 2019. Cette baisse est causée par le transfert vers le continu de deux clients du secteur de  
26 l'aluminium et de deux autres du secteur des pâtes et papier. De plus, les volumes prévus du  
27 client GNL ne sont plus exclusivement consommés à l'interruptible à partir de 2017, mais passe  
28 au service continu amenant ainsi une baisse des volumes au D<sub>5</sub>.

29 Selon la prévision, les volumes totaux en 2014 pour les clients VGE devraient atteindre 2 989,4  
30 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup>, soit 69,1 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup> de moins que ce qui avait été prévu à la cause tarifaire. Les livraisons  
31 totales pour le marché des grandes entreprises augmenteront sur l'horizon de six ans, passant  
32 de 2 989,4 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup> en 2014 à 4 237,5 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup> en 2019. Comme expliqué précédemment, la hausse

1 provient essentiellement des nouvelles ventes prévues au cours des prochaines années, elles-  
2 mêmes stimulées par la position concurrentielle favorable du gaz naturel par rapport aux autres  
3 sources d'énergie. Ces nouvelles ventes sont associées à la fois à des ajouts de charge chez  
4 des clients existants ainsi qu'à l'arrivée de nouveaux clients. De plus, les prix du gaz naturel  
5 étaient historiquement trop élevés pour concurrencer le charbon et le coke de pétrole, principales  
6 sources d'énergie utilisées par les cimenteries. Mais actuellement, le bas prix du gaz naturel,  
7 combiné à des aides financières externes possibles, permet maintenant d'anticiper une percée  
8 dans ce marché. Les volumes supplémentaires de gaz naturel liés aux cimenteries sont prévus  
9 être consommés en partie sous contrats de gaz d'appoint concurrence ainsi qu'au tarif D<sub>4</sub>.  
10 Finalement, la croissance attendue du client GNL explique aussi la hausse observée dans les  
11 volumes prévus.

### **3. STRUCTURE D'APPROVISIONNEMENT**

12 Considérant la prévision des livraisons présentée à la section précédente, Gaz Métro a évalué  
13 les besoins d'approvisionnement jusqu'en septembre 2019 et les options disponibles pour  
14 répondre à cette projection de demande. La présente section présentera l'évaluation des besoins  
15 jusqu'en 2019 ainsi que différentes structures d'approvisionnement pour les années financières  
16 2016-2017 à 2018-2019, incluant une évaluation des coûts. Ces analyses visent à guider Gaz  
17 Métro dans l'évaluation des capacités de transport à demander lors des appels de soumissions  
18 de TCPL et de Union Gas.

19 Pour les années 2014-2015 et 2015-2016, certaines actions peuvent être envisagées même si  
20 Gaz Métro a déjà contracté les capacités de transport pour répondre aux besoins. Ces options  
21 seront également présentées dans cette section.

#### **3.1. Hypothèses utilisées**

22 Afin de faire l'analyse des besoins d'approvisionnement, Gaz Métro s'est conformée à la décision  
23 D-2013-179 qui ordonnait l'utilisation de la méthode actuelle d'évaluation de la demande continue  
24 en journée de pointe et des besoins de l'hiver extrême. De plus, Gaz Métro a considéré que le  
25 déplacement des livraisons des clients en achat direct à Dawn était applicable dès le 1<sup>er</sup>  
26 novembre 2015.

27 Relativement à la quantification des coûts des plans d'approvisionnement, les hypothèses  
28 suivantes ont été utilisées :

- 1 • Tarif de TCPL actuellement en vigueur jusqu'au 31 décembre 2014 et application des
- 2 tarifs proposés dans l'Entente à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2015;
- 3 • Mise à jour des prix des indices AECO, Empress, Dawn et NYMEX;
- 4 • Évaluation par des tierces parties des prix d'achats de gaz naturel à différents points de
- 5 livraison; et
- 6 • Évaluation par une tierce partie des différents prix de vente de capacités de transport
- 7 excédentaires.

8 Les prix fournis par les tierces parties à titre indicatif ont été obtenus entre le 31 octobre et le 21  
9 novembre 2013 et sont sujets à renégociation si certaines transactions devaient être  
10 concrétisées.

11 Il est à noter que les analyses considèrent un prix du gaz de réseau à Dawn à compter de l'année  
12 2015-2016, permettant ainsi de mieux identifier les coûts propres à chaque service.

13 Il est également à noter qu'une entente amendée entre TCPL et les trois distributeurs de l'Est a  
14 été convenue, ce qui a pour effet de réviser à la baisse les différents prix. Cette entente amendée  
15 est présentée à l'annexe 13.

### **3.2. Analyse de base des besoins**

16 L'annexe 1 présente un sommaire de la prévision de la demande ainsi que l'évaluation des  
17 besoins pour les années 2013-2014 à 2018-2019. Les lignes 9 à 11 présentent le calcul servant  
18 à l'établissement des besoins d'approvisionnement. Les lignes 12 à 22 présentent les outils déjà  
19 sous contrat.

20 Dans ce tableau, les capacités de transport FTLH (ligne 12) reflètent :

- 21 • le non-renouvellement des capacités en novembre 2015, étant donné la mise en vigueur
- 22 des capacités de transport FTSH (Parkway-GMIT) résultant des « Precedent
- 23 Agreements » (ligne 18); et
- 24 • la conservation de capacités de transport FTLH de 2 243 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour (85 000 GJ/jour) au
- 25 1<sup>er</sup> novembre 2016 conformément à l'Entente avec TCPL.

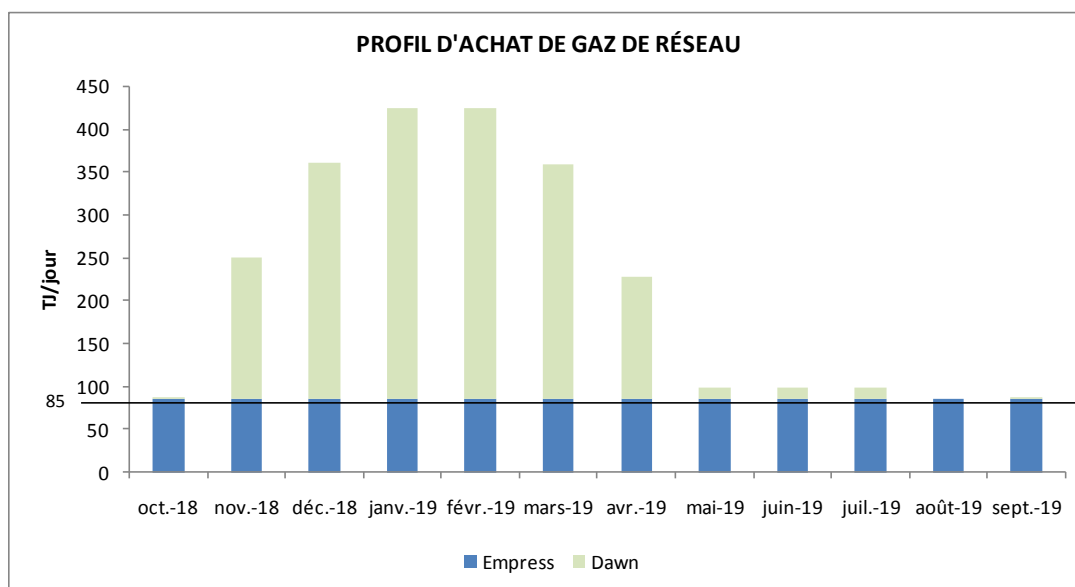
26 La ligne 24 présente les ajustements requis, le cas échéant, de façon à ce que les outils  
27 d'approvisionnement totaux (ligne 25) correspondent aux outils requis (ligne 11). Ainsi, Gaz Métro

1 doit contracter des outils d’approvisionnement jusqu’à concurrence de 2 030 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour en 2018-  
2 2019.

3 Cette analyse démontre que Gaz Métro dispose d’une certaine flexibilité sur l’horizon 2016-2017  
4 à 2018-2019 afin d’optimiser son portefeuille d’approvisionnement, tout en respectant ses  
5 obligations découlant de l’Entente.

6 Néanmoins, le fait de devoir conserver les capacités de FTLH et d’avoir les livraisons des clients  
7 en achat direct à Dawn, fait en sorte qu’une partie des achats de gaz de réseau est contractée à  
8 Empress sur une base annuelle, laissant la partie des achats à Dawn concentrée sur la période  
9 de l’hiver. Le graphique suivant illustre le profil d’achat de gaz de réseau pour l’année 2019.

**Graphique 1**



10 Le graphique montre qu’il y a très peu d’achats à Dawn de mai à septembre. Ainsi, la modulation  
11 des outils pour répondre à la demande en été ne sera plus totalement réalisée par la réduction  
12 des achats à Dawn.

13 Ce profil d’achat influencera les quantités d’achats de gaz naturel qui pourraient être requises  
14 sous certaines options analysées. En effet, toute structure qui impliquerait un achat effectué sur  
15 une base annuelle par le distributeur à un autre point qu’Empress entraînerait des excédents qui  
16 devront être revendus dans le marché. Rappelons que le profil d’achat du gaz de réseau  
17 concentre les achats en période d’hiver dans le but de réduire les capacités d’entreposage

1 contractées ainsi que les coûts qui en découlent. Une modification du profil d'achat de gaz naturel  
2 par Gaz Métro visant à augmenter les capacités transigées sur une base annuelle impliquerait  
3 donc une diminution des capacités contractées en hiver et une remise en question de la stratégie  
4 qui a été adoptée au niveau de la réduction des capacités d'entreposage. Il est à noter qu'en  
5 2020, lorsque l'engagement des distributeurs de conserver du transport longue distance prendra  
6 fin, Gaz Métro disposera de plus de marge de manœuvre pour contracter des achats de gaz  
7 naturel sur une base annuelle à ce moment.

8 Dans le cadre du prochain appel de soumissions de TCPL visant les capacités de transport  
9 requises pour le 1<sup>er</sup> novembre 2016, une approche pourrait être de ne sécuriser que les capacités  
10 requises pour l'année 2017 uniquement et d'attendre un appel de soumissions ultérieur pour  
11 sécuriser les capacités requises pour les années 2018 et 2019.

12 Bien que cette approche évite d'avoir des actifs excédentaires les premières années, elle semble  
13 impraticable dans les circonstances. En raison de la difficulté et des coûts importants d'un projet  
14 visant à accroître les capacités de transport, une masse critique de demandes est requise pour  
15 rentabiliser les projets. La seule croissance de Gaz Métro pourrait ne pas suffire à rentabiliser un  
16 projet. Avec toute l'incertitude sur la disponibilité future des capacités de transport à la suite du  
17 projet de conversion au transport de pétrole d'une portion des installations existantes, Gaz Métro  
18 croit qu'il est nécessaire de se positionner dès maintenant pour assurer la sécurité  
19 d'approvisionnement de sa clientèle jusqu'en 2018-2019.

20 De plus, même dans un scénario où TCPL accepterait de construire pour une faible capacité  
21 additionnelle dans le futur, TCPL exigerait un nouveau prolongement du terme contractuel des  
22 capacités existantes pour une période de cinq ans suivant la date de mise en service. Une  
23 approche graduelle entraînerait donc une prolongation du terme moyen de l'ensemble des  
24 contrats de transport de Gaz Métro et une perte de flexibilité quant aux modalités de  
25 renouvellement pour le futur.

26 En fonction des éléments mentionnés ci-dessus et afin de répondre à la demande projetée de la  
27 clientèle jusqu'à l'année 2018-2019, Gaz Métro contracterait donc les outils requis pour l'année  
28 2018-2019 dès le 1<sup>er</sup> novembre 2016.

29 Cette approche entraînerait des capacités de transport excédentaires pour les années 2017 et  
30 2018 qui seraient vendues sur le marché secondaire.

1 Les sous-sections suivantes présentent les différentes options pouvant être considérées pour  
2 répondre à l'augmentation des outils d'approvisionnement.

### **3.3. Répartition des capacités de FTLH GMIT EDA et GMIT NDA**

3 L'Entente convenue entre TCPL et les distributeurs de l'Est prévoit que Gaz Métro conservera  
4 une capacité de 85 000 GJ/jour (2 243 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour). Le territoire de Gaz Métro comporte deux  
5 points de livraison : GMIT EDA et GMIT NDA. L'engagement de Gaz Métro de conserver une  
6 capacité de transport longue distance entre Empress et sa franchise laisse quand même une  
7 certaine discrétion à Gaz Métro sur les capacités qu'elle doit conserver. Gaz Métro a donc analysé  
8 le portefeuille de transport EDA/NDA qui entraîne le coût le plus bas pour sa clientèle. L'analyse  
9 prend en compte que, conformément à l'Entente, TCPL procédera à la réalisation des ententes  
10 préalables et Gaz Métro disposera donc d'une capacité de transport courte distance entre  
11 Parkway et la zone GMIT NDA à compter du 1<sup>er</sup> novembre 2015.

12 Aujourd'hui, Gaz Métro détient des capacités de transport entre Empress et GMIT NDA de  
13 431 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour (marchés primaire et secondaire combinés). Les besoins sur la période d'hiver  
14 sont complétés par des capacités de transport STS.

15 La demande en journée de pointe dans cette zone est évaluée à 29 000 GJ/jour (765 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour).  
16 Une capacité de 15 327 GJ/jour (405 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour) entre Parkway et GMIT NDA est prévue à  
17 compter du 1<sup>er</sup> novembre 2015. Gaz Métro juge qu'une capacité de près de 3 000 GJ/jour  
18 (79 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour) serait requise sous le service STS afin de conserver une flexibilité opérationnelle,  
19 ce qui laisse une capacité de 10 673 GJ/jour (282 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour) à contracter vers GMIT NDA pour  
20 rencontrer les besoins de pointe de cette zone.

21 Gaz Métro propose d'attribuer 10 000 GJ/jour (264 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour) des 85 000 GJ requis en FTLH  
22 par l'Entente vers le point de livraison GMIT NDA, plutôt que 1 000 GJ/jour (26 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour)  
23 initialement prévus.

24 Le tableau ci-dessous présente les prix des tronçons et les économies réalisées liées au fait de  
25 contracter 237,5 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour de plus à GMIT NDA.

**Tableau 7**

<b>FTLH</b>	<b>Prix actuel ¢/m<sup>3</sup></b>	<b>Prix de l'intente ¢/m<sup>3</sup></b>
Empress-GMIT EDA	6,553	7,746
Empress-GMIT NDA	5,093	5,696
Différence de prix	1,460	2,089
Économie annuelle (000\$) (=237,5 x 365 x différence)	1 266	1 777

1 Pour la suite des analyses, Gaz Métro a appliqué cette répartition des capacités FTLH entre  
2 Empress et GMIT.

### **3.4. Scénario de base – TCPL FTSH-Parkway/GMIT EDA + Union M12**

3 Le scénario de base correspond au scénario présenté dans le cadre du dossier de déplacement  
4 vers Dawn. Afin de répondre à la demande projetée de la clientèle jusqu'à l'année 2018-2019,  
5 Gaz Métro contracterait 2 030 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour de capacité de transport entre Parkway et GMIT EDA,  
6 lors de l'appel de soumissions de TCPL. De plus, une capacité de 2 090 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour serait  
7 également contractée auprès de Union Gas entre Dawn et Parkway afin de compléter le tronçon  
8 Dawn-GMIT EDA.

9 L'annexe 2 présente le plan d'approvisionnement pour les années 2016-2017 à 2018-2019  
10 considérant une telle structure. Les coûts de ce plan sont présentés à la page 2 de l'annexe 2.

11 À des fins d'illustration, des ventes de capacités de transport FTLH ont été considérées. Ces  
12 capacités sont présentées à la ligne 39.

13 Ce scénario (SH-P + M12) servira de base de comparaison pour la suite des analyses des  
14 différentes options.

### **3.5. Option 1 - TCPL FTSH-Dawn/GMIT EDA**

15 Gaz Métro a évalué l'opportunité de contracter auprès de TCPL la totalité du trajet entre Dawn et  
16 le territoire de Gaz Métro (scénario SH-D). Une telle structure impliquerait que TCPL contracterait  
17 une portion du service de transport auprès de Union Gas en lieu et place de Gaz Métro ou  
18 utiliserait d'avantage le service de « backhaul » sur le réseau de Great Lakes.

1 L'écart entre une telle structure d'approvisionnement et une structure où chaque segment est  
2 contracté directement par Gaz Métro est fonction de la méthodologie tarifaire de TCPL, incluant  
3 l'application d'une surcharge pour le point de réception Union Dawn, ainsi que des coûts de gaz  
4 de compression propres à chaque service.

5 L'annexe 3 démontre qu'une structure d'approvisionnement où Gaz Métro contracte directement  
6 auprès de Union Gas le tronçon Dawn/Parkway (scénario SH-P+M12) est plus économique  
7 qu'une structure où elle confie ce soin à TCPL. Ainsi, Gaz Métro ne retient pas cette option pour  
8 ce qui est des capacités additionnelles à contracter pour les appels de soumissions.

9 D'autre part, ce constat implique un requestionnement des capacités de transport déjà détenues  
10 par Gaz Métro entre Dawn et son territoire (2 903 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour) pour lesquelles TCPL offre un  
11 service intégré. Gaz Métro aurait financièrement intérêt à mettre fin à ces capacités de transport  
12 en 2016, les remplacer par d'autres types de capacités et ainsi bénéficier d'une structure plus  
13 économique. Un tel positionnement impliquerait cependant de nouveaux engagements de 15 ans  
14 auprès de TCPL et, potentiellement, de Union Gas selon l'option retenue et ce, à compter du 1<sup>er</sup>  
15 novembre 2016 ainsi qu'une perte de flexibilité relative aux modalités de renouvellement pour le  
16 futur.

17 Pour le moment, Gaz Métro ne propose pas de convertir les capacités de transport FTSH entre  
18 Dawn et GMIT EDA qu'elle détient actuellement auprès de TCPL.

### **3.6. Option 2 - TCPL FTSH-Parkway/GMIT EDA et achat de gaz à Parkway**

19 Le scénario de base suppose que le gaz naturel est acheté à Dawn et transporté jusqu'à Parkway  
20 en utilisant un contrat de transport M12 avec Union Gas.

21 Une option serait d'acheter le gaz naturel directement à Parkway. Cette structure ferait en sorte  
22 que Gaz Métro n'aurait pas à contracter de transport entre Dawn et Parkway pour la quantité  
23 contractée directement à Parkway.

24 Le coût du transport M12 est de 0,297 ¢/m<sup>3</sup>. À ce coût s'ajoute les coûts de compression dont le  
25 ratio moyen pour 2013 est de 0,7 %. En supposant un coût de gaz naturel de 17 ¢/m<sup>3</sup>, le coût  
26 unitaire de compression s'élèverait à 0,119 ¢/m<sup>3</sup>, pour un prix total de 0,416 ¢/m<sup>3</sup>. Ainsi, si la  
27 prime d'achat de gaz naturel à l'indice Dawn est inférieure à ce prix total, il y a intérêt à concrétiser  
28 une telle transaction.



1 Un prix de vente de gaz naturel à Parkway pour des durées de 5, 10 ou 15 ans a été produit par  
2 deux fournisseurs.

**Tableau 8**

	<b>Indice Dawn + prime \$/GJ</b>	<b>Indice Dawn + prime ¢/m<sup>3</sup></b>
Fournisseur 1	0,094	0,356
Fournisseur 2	0,150	0,568

3 Ces offres montrent qu'il pourrait y avoir un avantage à acheter le gaz naturel à Parkway plutôt  
4 qu'à Dawn selon le prix d'un des fournisseurs.

5 L'annexe 4 présente le plan d'approvisionnement où une quantité de 10 000 GJ/jour  
6 (264 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour) est contractée directement à Parkway, réduisant de la même quantité la capacité  
7 de transport M12 à contracter auprès de Union Gas. Les coûts ont été évalués en considérant  
8 les prix du fournisseur 1.

9 Étant donné que les achats de gaz de réseau annuels seront majoritairement contractés à  
10 Empress et ceux concentrés sur la période de l'hiver à Dawn, la quantité de gaz de réseau  
11 pouvant être contractée à Parkway est limitée. En effet, cette structure implique qu'il n'y a pas ou  
12 peu d'achats à Dawn en été. D'ailleurs, pour l'année 2018-2019, des capacités de transport FTLH  
13 non utilisées sont observées (colonne 9, ligne 15).

14 Cette option pourrait tout de même être intéressante, car elle résulterait en une légère économie  
15 pour la clientèle. Cette option n'est cependant pas sans risque, car elle dépend de la quantité  
16 annuelle d'achat de gaz naturel par le distributeur et cette quantité pourrait être appelée à  
17 diminuer advenant une migration de clients du gaz de réseau vers le service d'achat direct. De  
18 plus, comme il existe des écarts importants entre les prix indicatifs obtenus, l'avantage  
19 économique de cette option pourrait se révéler inexistant au moment de la concrétisation de la  
20 transaction.

### **3.7. Option 3 – Modification à l'offre de service d'Intragaz – site Pointe-du-Lac**

21 Cet automne, Intragaz a officiellement présenté à Gaz Métro une proposition de modification à  
22 l'offre de service du site de Pointe-du-Lac (PDL).

- 1 Intragaz déposera sous peu une requête à la Régie expliquant en détail la modification de l'offre,  
 2 les investissements requis et l'impact sur les coûts additionnels pour Gaz Métro.
- 3 Ce projet vise principalement à accroître le volume maximal de retrait quotidien et permettra  
 4 également d'accroître le volume utile en rendant disponible le gaz coussin déjà en inventaire au  
 5 site. À des fins d'illustration, des coûts additionnels de 975 000 \$ ont été ajoutés aux coûts reliés  
 6 au site de PDL.
- 7 Les tableaux suivants présentent les profils de retrait actuels et proposés.

**Tableau 9****Profil de retrait actuel**

<b>% INVENTAIRE</b>	<b>INVENTAIRE (10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>)</b>	<b>RETRAIT POSSIBLE (10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour)</b>
100 % à 83 %	35 700 à 29 700	1 200
83 % à 71 %	29 700 à 25 300	1 100
71 % à 62 %	25 300 à 22 300	1 000
62 % à 56 %	22 300 à 19 900	800
56 % à 42 %	19 900 à 14 900	500
42 % à 36 %	14 900 à 13 000	200

**Tableau 10****Profil de retrait proposé**

<b>% INVENTAIRE</b>	<b>INVENTAIRE (10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>)</b>	<b>RETRAIT POSSIBLE (10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour)</b>
100% à 82%	36 000 à 29 600	1 600
82% à 74%	29 600 à 26 600	1 500
74% à 70%	26 600 à 25 200	1 400
70% à 63%	25 200 à 22 600	1 300
63% à 56%	22 600 à 20 200	1 200
56% à 50%	20 200 à 18 000	1 100
50% à 44%	18 000 à 16 000	1 000
44% à 38%	16 000 à 13 600	800
38% à 27%	13 600 à 9 600	500
27% à 0%	9 600 à 0	200

- 8 L'annexe 5 présente l'impact de la modification du profil de retrait du site de PDL sur le plan  
 9 d'approvisionnement des années 2016-2017 à 2018-2019.

1 L'intégration du nouveau profil a pour effet de réduire la capacité de transport additionnelle à  
2 soumissionner auprès de TCPL de 2 030 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour à 1 898 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour, soit une baisse de  
3 132 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour (colonne 9, ligne 33 de l'annexe 5). La capacité à contracter en M12 serait  
4 également réduite d'un niveau similaire.

5 Malgré un apport de débit additionnel de 399 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour (colonne 9, ligne 35) au calcul de la  
6 journée de pointe, la modification du profil de retrait entraîne une augmentation des besoins en  
7 situation d'hiver extrême de 267 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour (colonne 9, ligne 26). Cette situation résulte de  
8 l'effritement plus rapide de l'inventaire de PDL qui, en hiver extrême, ne peut être renfloué aussi  
9 rapidement, ce qui amène également un effritement plus hâtif de l'usine LSR.

10 Néanmoins, la modification du profil entraîne tout de même une baisse des capacités de transport  
11 à soumissionner auprès de TCPL pour le 1<sup>er</sup> novembre 2016, ce qui représente une option  
12 avantageuse pour la clientèle.

13 Si les outils d'approvisionnement étaient définis par la demande en journée de pointe, l'effet sur  
14 les capacités de transport serait directement relié au débit additionnel.

15 Il est à noter que le débit additionnel de PDL de 399 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour est établi en fonction d'un pouvoir  
16 calorifique de 37,89 MJ/m<sup>3</sup> alors que dans les faits, le pouvoir calorifique pour l'année 2014 est  
17 de 37,76 MJ/m<sup>3</sup>, représentant un débit de 400 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour.

### 18 **3.7.1. Modification au profil de PDL dès le 1<sup>er</sup> novembre 2014**

19 Intragaz vise une mise en service pour novembre 2014. Ainsi, Gaz Métro pourrait décontracter  
20 des capacités de transport FTLH dès le 1<sup>er</sup> novembre 2014 à être remplacées par le service  
21 de PDL.

22 L'annexe 6 présente l'impact du changement de profil de retrait de PDL sur les plans  
23 d'approvisionnement des années 2014-2015 et 2015-2016 considérant la méthode actuelle  
24 d'évaluation de la demande en journée de pointe et des besoins de l'hiver extrême.

25 Étant donné que les approvisionnements requis pour répondre à la demande sont plus élevés  
26 en 2015-2016, la capacité décontractée au 1<sup>er</sup> novembre 2014 s'élèverait à 121 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour, le  
27 solde excédentaire de transport FTLH de 222 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour serait alors vendu sur le marché  
28 secondaire.

1 Les économies réalisées en 2015 et 2016 sont substantielles comparativement à celles des  
2 années 2017 à 2019. Ces résultats découlent des tarifs propres à chaque type de contrat de  
3 TCPL non contracté : FTLH pour 2014-2015 et 2015-2016 et FTSH pour 2016-2017 à 2018-  
4 2019.

### **3.8. Option 4 – TCPL FTSH-Iroquois/GMIT EDA**

5 En février 2010, Gaz Métro avait conclu une transaction d'optimisation avec une contrepartie qui  
6 consistait en une cession permanente de transport FTLH et une transaction d'échange entre  
7 Empress et GMIT EDA, Cette transaction prendra fin le 31 octobre 2014. Elle prévoyait une option  
8 pour Gaz Métro de reprendre au terme de la transaction une capacité de transport longue  
9 distance entre Empress et la zone GMIT EDA. L'option précisait que cette capacité de transport  
10 devait avoir un terme d'un an et être assortie de droits de renouvellement. Différentes  
11 circonstances ont eu pour effet que la contrepartie n'est pas en mesure de céder cette capacité  
12 de transport longue distance. La contrepartie a cependant offert à Gaz Métro de lui céder en  
13 remplacement une capacité de transport courte distance qu'elle détient entre Iroquois et  
14 GMIT EDA. Cette capacité est détenue par l'entremise de deux contrats de transport auprès de  
15 TCPL qui totalisent une capacité de 13 048 GJ/jour (344 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour). Le terme actuel de ces  
16 contrats de transport est le 31 octobre 2014. Une décision quant au renouvellement de cette  
17 capacité devra donc être prise avant le 31 janvier 2014. Si le détenteur de cette capacité souhaite  
18 conserver les droits de renouvellement pour le futur, l'avis de renouvellement devra prévoir un  
19 renouvellement jusqu'au 31 octobre 2016 ou une date ultérieure.

20 Gaz Métro pourrait également choisir de soumissionner dans le cadre de l'appel de soumissions  
21 de TCPL pour obtenir de nouvelles capacités de transport entre Iroquois et son territoire.  
22 Rappelons cependant que si TCPL doit construire des installations pour répondre à la demande,  
23 elle exigera un engagement d'un terme initial de 15 ans. Le terme plus court de la capacité visée  
24 par le droit d'option constitue donc un avantage au niveau de la flexibilité de modifier la structure  
25 d'approvisionnement dans le futur.

26 Détenir des capacités de transport entre Iroquois et le territoire de Gaz Métro n'a de sens que  
27 dans la mesure où le distributeur et sa clientèle trouvent attrayant le point Iroquois en tant que  
28 point d'approvisionnement.

29 Le point Iroquois est présentement alimenté par du gaz canadien en provenance d'Empress ou  
30 de Parkway (Dawn). Le prix du gaz naturel à Iroquois est donc fonction de la disponibilité des

1 capacités de transport pour alimenter ce point et du prix exigé pour cette capacité. La journée du  
 2 23 janvier 2013 nous donne un aperçu de la structure actuelle de l’approvisionnement de ce point.  
 3 Cette journée a vu une capacité nette de 1 169 050 GJ être livrée en direction du marché  
 4 d’Iroquois. Seulement 55 % (638 817 GJ/jour) de cette capacité était contractée sur une base  
 5 annuelle. L’information ci-dessus a été présentée à la pièce B-0224, Gaz Métro-2, Document 7,  
 6 page 8. Comme ce marché est présentement alimenté de façon importante par des capacités de  
 7 transport contractées sur une base discrétionnaire auprès de TCPL, le prix à ce point est très  
 8 volatil. Le 23 janvier 2013, le prix à Waddington (Iroquois) s’élevait à 24,79 \$/GJ (93,929 ¢/m<sup>3</sup>).  
 9 Les capacités de transport disponibles en service discrétionnaire étant des capacités longue  
 10 distance, ce sont les tarifs longue distance exigés par TCPL pour la capacité discrétionnaire qui  
 11 vont influencer le prix à ce point à brève échéance.

12 Tant que le prix de l’approvisionnement à Iroquois dépendra des capacités de transport de TCPL,  
 13 on peut douter qu’une structure d’approvisionnement à partir de ce point aura un avantage  
 14 économique. Le tableau ci-dessous reprend les différents tarifs découlant de l’Entente entre les  
 15 différents points concernés.

**Tableau 11**

	<u>Structure Longue distance</u>		<u>Structure courte distance</u>		
	\$/GJ	¢/m <sup>3</sup>	\$/GJ	¢/m <sup>3</sup>	
Empress - Iroquois	1,9221	7,283	Dawn – Iroquois	0,6397	2,424
Iroquois - GMi EDA	0,3022	1,145	Iroquois - GMi EDA	0,3022	1,145
<b>Total</b>	<b>2,2243</b>	<b>8,428</b>	<b>Total</b>	<b>0,9419</b>	<b>3,569</b>
<b>Empress - GMi EDA</b>	<b>2,0444</b>	<b>7,746</b>	<b>Dawn - GMi EDA</b>	<b>0,8045</b>	<b>3,048</b>
<b>Surcoût</b>	<b>0,1799</b>	<b>0,682</b>	<b>Surcoût</b>	<b>0,1374</b>	<b>0,521</b>

16 La dynamique de ce point d’approvisionnement sera cependant appelé à changer avec la mise  
 17 en service du projet Constitution Pipeline qui propose de mettre en place une infrastructure de  
 18 transport entre le bassin de Marcellus et le pipeline d’Iroquois par l’entremise d’un point  
 19 d’interconnexion à Wright. Ce projet devrait modifier en profondeur les flots sur ce système et  
 20 donc la dynamique de prix. Gaz Métro discute avec des contreparties qui seraient susceptibles  
 21 de se commettre à long terme à la suite de la mise en service du pipeline Constitution Pipeline

1 au sud de la frontière. Alors que certains croient que le projet sera en service au printemps 2015,  
2 certains autres intervenants doutent de la date de mise en service.

3 Les indications de prix obtenus par Gaz Métro pour un achat de gaz naturel sur une base annuelle  
4 et hivernale sont les suivantes.

**Tableau 12**

	<b>Indice Dawn + prime \$/GJ</b>	<b>Indice Dawn + prime ¢/m<sup>3</sup></b>
<b>Achats annuels</b>		
Fournisseur 1	0,636	2,410
Fournisseur 2	0,550	2,084
<b>Achats hiver</b>		
Fournisseur 1	1,536	5,820
Fournisseur 2	1,725	6,536

5 Il est intéressant de noter que le fournisseur 1 n'a pas voulu donner de prix sur un horizon  
6 supérieur à cinq ans. Il a également précisé que les prix étaient fournis à titre indicatif, car la  
7 disponibilité de ce gaz naturel est conditionnelle à la réalisation du projet Constitution Pipeline.

8 L'annexe 7 présente un plan d'approvisionnement où une capacité de 13 048 GJ/jour  
9 (344 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour) entre Iroquois et GMIT EDA serait intégrée à la structure d'approvisionnement  
10 (scénario Iroquois).

11 Un tel scénario implique des achats de gaz naturel (gaz de réseau) directement à Iroquois. Les  
12 coûts de ce plan d'approvisionnement ont été évalués en utilisant les prix du fournisseur 2, étant  
13 donné que le fournisseur 1 ne peut transiger à ce point.

14 Gaz Métro explore la possibilité de contracter un approvisionnement d'hiver uniquement, car  
15 l'engagement de maintenir une capacité longue distance de 85 000 GJ/jour (2 243 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour)  
16 monopolisera la totalité des achats de gaz de réseau sur la période de l'été. Gaz Métro  
17 envisagerait donc d'utiliser cette capacité courte distance en hiver seulement. Une telle structure  
18 d'approvisionnement aurait comme effet de réduire les coûts échoués en été pour les capacités  
19 de transport non requises. Une capacité de transport entre Dawn et GMIT EDA qui demeure  
20 inutilisée comporte quand même un coût unitaire de 0,8693 \$/GJ (3,294 ¢/m<sup>3</sup>) alors qu'une  
21 capacité de transport entre Iroquois et GMIT EDA n'a qu'un coût de 0,3266 \$/GJ (1,237 ¢/m<sup>3</sup>).

1 L'économique d'une telle structure repose sur le prix exigé par les fournisseurs pour un  
2 approvisionnement d'hiver uniquement. Deux contreparties ont indiqué qu'elles voyaient un  
3 avantage dans une structure d'approvisionnement hivernale, car elles y voyaient des possibilités  
4 d'arbitrage avec d'autres marchés au sud de la frontière.

5 L'annexe 8 présente le plan d'approvisionnement avec de la capacité entre Iroquois et GMI EDA  
6 de 13 048 GJ/jour (344 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour) considérant toutefois les achats du gaz naturel à Iroquois  
7 concentrés sur l'hiver.

8 Les résultats montrent qu'en fonction des prix fournis par la tierce partie, ce scénario est plus  
9 coûteux qu'un plan avec achat annuel uniforme à Iroquois.

10 Gaz Métro discute également avec une contrepartie qui prévoit acheminer physiquement du gaz  
11 à Waddington (Iroquois) en provenance des États-Unis via le projet de Constitution Pipeline. La  
12 contrepartie s'est dite disposée à analyser une structure de prix qui serait fonction des alternatives  
13 offertes à Gaz Métro et tenterait d'offrir un prix plus compétitif. La contrepartie a cependant  
14 indiqué qu'une quantité minimale de 25 000 GJ/jour (660 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour) serait nécessaire. Tel que  
15 mentionné précédemment, un tel niveau d'engagement est problématique pour une transaction  
16 d'achat de gaz de réseau sur une base annuelle en raison des quantités qui seront déjà engagées  
17 à Empress. Les discussions se poursuivent avec cette contrepartie, mais Gaz Métro n'a pas plus  
18 d'information en date du dépôt de la présente preuve.

19 Gaz Métro a également contacté TCPL pour valider si les installations existantes permettaient  
20 l'importation physique de gaz naturel au Canada en provenance du pipeline d'Iroquois. TCPL a  
21 indiqué que les installations de mesurage existantes ne permettaient pas de mesurer le flot en  
22 provenance des États-Unis et que des modifications devraient être faites. TCPL doit évaluer les  
23 coûts des modifications requises et sous quelles conditions d'engagement contractuel elle  
24 accepterait de procéder aux modifications. Gaz Métro n'a pas reçu de réponse à ses questions  
25 au moment du dépôt de cette preuve.

26 Une structure d'approvisionnement impliquant le point d'Iroquois semble poser certains risques  
27 au niveau de la disponibilité du gaz et des coûts réels de la structure d'approvisionnement en  
28 fonction de la réalisation dans les délais du projet Constitution Pipeline. À court terme, cette  
29 structure risque fort d'être plus coûteuse qu'une structure basée à Dawn. Une telle structure  
30 s'inscrit cependant dans une perspective de diversification du portefeuille et de positionnement  
31 stratégique en prévision du développement du marché au sud de la frontière.

### **3.9. Option 5 – Transaction d'échange Dawn/GMIT EDA**

1 Gaz Métro pourrait également considérer une transaction d'échange entre Dawn et GMIT EDA  
2 du même type que celle présentement en place.

3 Après discussion avec la tierce partie, une quantité de 44 000 GJ/jour (1 161 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour) pourrait  
4 être rendue disponible. Toutefois, pour que cette transaction se réalise, le fournisseur doit obtenir  
5 une confirmation de TCPL que le transport pourra être détourné vers GMIT EDA sur une base  
6 ferme.

7 Le fournisseur serait disposé à convenir d'un contrat de dix ans, le tout sujet à ses discussions  
8 avec TCPL sur les conditions de détournement de la capacité vers le territoire de Gaz Métro. Le  
9 prix serait égal à la somme des tarifs M12 de Union Gas et de SH-Parkway GMIT EDA de TCPL,  
10 avec application d'un rabais de 0,075 \$/GJ (0,284 ¢/m<sup>3</sup>). Il s'agit d'un prix indicatif sujet à révision  
11 si la transaction se concrétise.

12 Gaz Métro a validé avec la contrepartie si elle accepterait d'utiliser une structure de prix basée  
13 sur l'indice de Niagara au lieu de l'indice Dawn. La contrepartie a indiqué que sa position n'avait  
14 pas changé sur la liquidité de l'indice Niagara et qu'elle considérait toujours que cet indice n'était  
15 pas approprié pour une transaction à long terme. Elle souhaite donc toujours utiliser l'indice de  
16 Dawn comme point de départ d'une structure de prix.

17 L'annexe 9 présente l'impact sur le plan d'approvisionnement des années 2016-2017 à 2018-  
18 2019.

19 Les résultats de ce scénario démontrent l'avantage d'un tel échange.

20 Une transaction structurée sur la base d'un échange a l'avantage que le gaz naturel à livrer à la  
21 tierce partie n'est pas restreint aux seuls volumes de la clientèle en gaz de réseau. En effet, étant  
22 donné que les clients en achat direct livreront leur gaz naturel à Dawn, il n'y a pas de contrainte  
23 volumétrique reliée aux achats de gaz de réseau principalement réalisés à Empress.



### 3.10. Option de TCPL FTSH- Niagara / GMIT EDA

1 Gaz Métro pourrait considérer une option où elle contracterait du transport auprès de TCPL sur  
2 le tronçon Niagara / GMIT EDA. Ce faisant, Gaz Métro aurait à contracter du gaz naturel  
3 directement à Niagara.

4 Un prix de vente de gaz naturel à Parkway pour des durées de 5, 10 ou 15 ans a été produit par  
5 deux fournisseurs :

**Tableau 13**

	<b>Indice Dawn + prime \$/GJ</b>	<b>Indice Dawn + prime ¢/m<sup>3</sup></b>
Fournisseur 1	- 0,41	- 1,553
Fournisseur 2	-0,075	- 0,284

6 Le fournisseur 1 a précisé ne pas avoir de gaz naturel disponible à ce point. Quant au fournisseur  
7 2, il a précisé qu'il n'avait pas le gaz à ce point, mais pourrait probablement s'en procurer.

8 L'annexe 10 présente le plan d'approvisionnement où une quantité de 10 000 GJ/jour  
9 (264 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour) est contractée directement à Niagara.

10 Les coûts de ce plan d'approvisionnement ont été évalués en utilisant les prix du fournisseur 2,  
11 étant plus susceptible de répondre à la demande de Gaz Métro.

12 Étant donné que les achats de gaz de réseau seront majoritairement contractés à Empress et  
13 concentrés sur la période de l'hiver, la quantité de gaz de réseau pouvant être contractée à  
14 Niagara est limitée. En effet, cette structure implique qu'il n'y a pas ou peu d'achats à Dawn en  
15 été. D'ailleurs, pour l'année 2018-2019, des capacités de transport FTLH non utilisées sont  
16 observées (colonne 9, ligne 15).

17 Cette option pourrait tout de même être intéressante, car elle résulterait en une économie pour la  
18 clientèle.

19 Il est à noter que le fournisseur a précisé à Gaz Métro qu'il ne désirait pas transiger sur la base  
20 de l'indice à Niagara, n'étant pas un indice suffisamment liquide et étant sujet à modification au  
21 cours des prochaines années.

1 Gaz Métro discute également avec un troisième fournisseur qui évalue la possibilité de livrer du  
2 gaz naturel au point de Niagara. Ce fournisseur n'a pas encore communiqué à Gaz Métro de  
3 structure de prix, mais a indiqué qu'il visait uniquement une simple vente de gaz naturel sur une  
4 base annuelle et qu'une transaction d'échange n'était pas d'intérêt pour lui. Cette position  
5 limiterait donc les quantités que Gaz Métro pourrait ainsi transiger avec ce fournisseur en raison  
6 du profil d'achat du gaz de réseau et des quantités qui seront engagées à Empress.

7 Un quatrième fournisseur s'est manifesté préalablement au dépôt de la preuve. Les analyses ne  
8 sont pas encore effectuées afin d'évaluer l'impact de sa proposition. Gaz Métro poursuivra ses  
9 analyses et informera la Régie si une offre s'avérait plus intéressante que les analyses fournies  
10 au présent document.

### **3.11. Autres options**

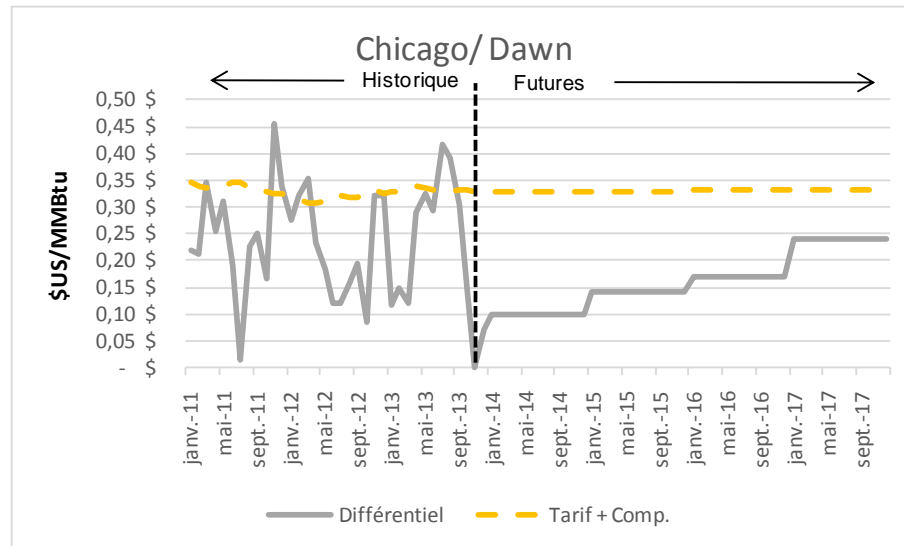
11 Gaz Métro a analysé d'autres options qui, dans les faits, ne peuvent être considérées comme  
12 stratégies d'approvisionnement à ce moment.

#### **Achat de gaz naturel aux États-Unis avec transport jusqu'à Dawn**

14 Gaz Métro a analysé sommairement la possibilité d'effectuer des achats de gaz naturel à Chicago  
15 et de contracter du transport sur le pipeline Vector pour l'amener à Dawn en remplacement  
16 d'achats à Dawn.

17 Le graphique suivant compare le différentiel de prix entre Dawn et Chicago avec le coût de  
18 transport sur Vector (tarif + compression).

Graphique 2



1 Les données historiques et les Futures démontrent que, de façon générale, il est plus avantageux  
 2 d'acheter le gaz naturel directement à Dawn plutôt que de l'acheter à Chicago et de contracter  
 3 des capacités sur Vector pour transporter le gaz jusqu'à Dawn.

4 En effet, le prix à Dawn a été en moyennede 0,24 \$US/MMBtu supérieur au prix à Chicago sur  
 5 la période historique (janvier 2011 à novembre 2013) et de 0,14 \$US/MMBtu en moyenne pour  
 6 la période projetée (décembre 2013 à décembre 2017) comparativement à un coût moyen de  
 7 transport (incluant compression) de 0,33 \$US/MMBtu sur les deux périodes.

8 Un tel achat de gaz naturel serait également sujet à la contrainte du volume d'achat annuel de  
 9 gaz de réseau disponible. Cette quantité demeurera faible jusqu'en 2020.

10 En fonction de ce constat, Gaz Métro n'a donc pas retenu cette option.

#### 11 Achat de gaz naturel dans le territoire de Gaz Métro

12 Depuis quelques années, Gaz Métro contracte un achat de gaz naturel auprès d'un producteur  
 13 de biogaz dans son territoire. D'ailleurs, dans le cadre de la Cause tarifaire 2014, un achat de  
 14 400 GJ/jour (10,6 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour) a été contracté jusqu'au 31 octobre 2015.

15 Gaz Métro a contacté ce fournisseur pour sonder son intérêt à poursuivre ce type de transaction.  
 16 Le fournisseur a indiqué qu'il destinait son gaz naturel à un autre usage.

### 3.12. Proposition de structure d'approvisionnement 2016-2017 à 2018-2019

- 1 Considérant les différentes options présentées ci-dessus, une approche permettant de combiner  
2 certaines options permettrait à Gaz Métro d'avoir une diversification d'approvisionnement.
- 3 Le tableau suivant résume les variations de coûts des différentes options par rapport à une  
4 structure où Gaz Métro contracte les besoins additionnels de capacité selon la combinaison  
5 SH-Parkway et M12.

**Tableau 14**

<b>Option</b>	<b>2016-2017</b>	<b>2017-2018</b>	<b>2018-2019</b>
	(000\$)	(000\$)	(000\$)
<b>Coûts totaux</b>			
SH-Parkway + M12	1 266 654	1 405 600	1 507 947
<b>Variation de coûts</b>			
SH-Dawn	1 902	2 238	2 546
SH-Parkway + achat de gaz à Parkway	-71	-52	-73
Modification de PDL	-160	-277	-296
SH-Iroquois	388	429	1 515
Échange Dawn/GMIT EDA	-1 245	-1 245	-1 244
SH-Niagara	-290	-292	-313

- 6 Pour fins d'analyse, Gaz Métro soumet deux structures d'approvisionnement permettant de  
7 répondre à la demande projetée jusqu'en 2018-2019. Ces deux structures adoptent la même  
8 répartition du transport FTLH entre les zones NDA et EDA.

#### 9 Structure d'approvisionnement n° 1

10 Une première structure d'approvisionnement combinant les options suivantes pourrait être  
11 envisagée :

- 12 1. Modification du profil de retrait de PDL;
- 13 2. Transaction d'échange Dawn/GMIT EDA pour une capacité de 44 000 GJ/jour  
14 (1 161 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour);
- 15 3. Contrat de transport FTSH-Niagara/GMIT EDA auprès de TCPL pour une capacité de  
16 10 000 GJ/jour (264 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour);

- 1 4. Contrat de transport FTSH-Parkway/GMIT EDA auprès de TCPL pour une capacité de
- 2 17 900 GJ/jour (472 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour);
- 3 5. Contrat de transport M12 auprès de Union Gas pour une capacité de 18 437 GJ/jour; et
- 4 6. Achat de gaz naturel à Niagara pour une quantité de 10 000 GJ/jour (264 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour).

5 L'annexe 11 présente le plan d'approvisionnement pour les années 2016-2017 à 2018-2019 basé

6 sur cette première structure d'approvisionnement.

7 Cette première structure représente des économies se chiffrant entre 1,7 M\$ et 1,9 M\$

8 comparativement à une structure où Gaz Métro contracterait la totalité des besoins additionnels

9 en transport FTSH entre Parkway et GMIT et des capacités similaires auprès de Union Gas pour

10 compléter le tronçon.

11 Il s'agit d'une structure où les économies sont maximisées. Toutefois, ces économies pourraient

12 être réduites dans l'éventualité d'une baisse des volumes en gaz de réseau découlant d'une

13 migration de la clientèle vers le service d'achat direct. En effet, avec une telle structure, une

14 migration entraînerait potentiellement des capacités excédentaires de transport FTLH. Les

15 économies anticipées seraient également sujettes à la concrétisation de transactions à des prix

16 similaires aux prix communiqués à titre indicatif dans la présente analyse.

17 Structure d'approvisionnement n° 2

18 Afin de conserver la flexibilité pour répondre à la demande de migration entre les services de

19 fourniture, une seconde structure fondée sur combinaison d'options pourrait être envisagée où

20 seules la modification du profil de PDL et une transaction d'échange Dawn/GMIT EDA seraient

21 retenues. Ainsi, cette seconde structure serait la suivante :

- 22 1. Modification du profil de retrait de PDL;
- 23 2. Transaction d'échange Dawn/GMIT EDA pour une capacité de 44 000 GJ/jour
- 24 (1 161 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour);
- 25 3. Contrat de transport FTSH-Parkway/GMIT EDA auprès de TCPL pour une capacité de
- 26 27 900 GJ/jour (736 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour); et
- 27 4. Contrat de transport M12 auprès de Union Gas pour une capacité de 18 437 GJ/jour.

1 L'annexe 12 présente le plan d'approvisionnement pour les années 2016-2017 à 2018-2019 basé  
2 sur cette seconde structure d'approvisionnement.

3 Cette seconde structure représente des économies se chiffrant entre 1,4 M\$ et 1,5 M\$  
4 comparativement à une structure où Gaz Métro contracterait la totalité des besoins additionnels  
5 en transport FTSH entre Parkway et GMIT et des capacités similaires auprès de Union Gas pour  
6 compléter le tronçon.

7 Cette structure d'approvisionnement résulte en des économies moindres que celles évaluées  
8 avec la première structure, mais elle offrirait une certaine flexibilité pour répondre à la baisse des  
9 besoins en gaz de réseau découlant des migrations vers le service d'achat direct et éviterait  
10 éventuellement des coûts échoués. Gaz Métro propose donc de retenir cette seconde structure  
11 d'approvisionnement.

#### **4. RENOUELEMENT DES CAPACITÉS EXISTANTES**

12 Le 10 octobre 2013, l'ONÉ a rendu la décision RH-001-2013 qui modifie les règles entourant les  
13 droits de renouvellement des capacités fermes sur le réseau de TCPL. Les règles antérieures  
14 prévoyaient qu'un détenteur d'un contrat de transport sur une base ferme avait l'option de  
15 renouveler son contrat en tout ou en partie, pour une durée additionnelle d'une année ou plus,  
16 moyennant un préavis de six mois avant la date d'expiration du terme initial. La décision de l'ONÉ  
17 fait passer le délai de préavis à deux ans. La décision prévoit également que la durée du  
18 renouvellement doit être d'une année ou d'un multiple d'une année. L'ONÉ a prévu un mécanisme  
19 de transition et les détenteurs de capacités devront se positionner le ou avant le 31 janvier 2014  
20 sur le renouvellement de leurs capacités existantes. Afin de maintenir les droits de  
21 renouvellements futurs, les détenteurs de capacités devront renouveler leurs capacités jusqu'en  
22 2016.

23 De plus, à la suite de l'appel de soumissions que TCPL doit tenir dans les prochaines semaines,  
24 TCPL demandera aux détenteurs de capacités existantes qui utilisent les segments de son  
25 réseau pour lesquels elle évalue devoir construire des installations, de préciser leurs intentions  
26 quant au renouvellement de leurs capacités respectives. Si un détenteur de capacités souhaite  
27 conserver sa capacité de transport, il devra alors s'engager pour un terme de cinq ans suivant la  
28 date de mise en service des installations. Gaz Métro devra donc, à court terme, transmettre à

- 1 TCPL des avis de renouvellement qui affecteront significativement la flexibilité contractuelle  
2 qu'elle détient présentement.
- 3 Le tableau ci-dessous détaille les capacités présentement détenues par Gaz Métro auprès de  
4 TCPL avec droit de renouvellement ainsi que le terme contractuel.

**Tableau 15**

<b>Tronçon</b>	<b>Type de contrat</b>	<b>Terme</b>	<b>Quantité (GJ/jour)</b>	<b>Quantité (10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour)</b>
<b>Empress / GMIT EDA</b>	FTLH	31/10/2014	180 000	4 751
<b>Empress / GMIT NDA</b>	FTLH	31/10/2014	12 397	327
<b>Empress / GMIT NDA</b>	FTLH	31/10/2014	2 930	77
<b>Dawn / GMIT EDA</b>	FTSH	31/10/2014	50 000	1 320
<b>Dawn / GMIT EDA</b>	FTSH	31/10/2014	20 000	528
<b>Dawn / GMIT EDA</b>	FTSH	31/10/2015	40 000	1 056
<b>Parkway / GMIT EDA</b>	FTSH	31/10/2017	65 000	1 715
<b>Parkway / GMIT EDA-NDA</b>	STS	15/04/2014	125 545	3 313
<b>Parkway / GMIT EDA-NDA</b>	STS	15/04/2014	25 629	676
<b>Parkway / GMIT EDA-NDA</b>	STS	31/10/2014	45 000	1 188
<b>Parkway / GMIT EDA</b>	STS	31/10/2015	20 000	528

5 La presque totalité des contrats de transport entre Gaz Métro et TCPL sera touchée par la récente  
6 décision de l'ONÉ. Seule la capacité de 65 000 GJ/jour entre Parkway et le territoire de Gaz Métro  
7 ne sera pas touchée par les avis de renouvellement devant être transmis à TCPL en conformité  
8 avec la décision de l'ONÉ. Cette capacité serait cependant visée par la prolongation, sur un  
9 horizon de cinq ans suivant le 1<sup>er</sup> novembre 2015, requise par TCPL découlant de la construction  
10 de nouvelles installations sur ce tronçon.

11 Gaz Métro se propose de transmettre l'ensemble des avis de renouvellement requis afin de  
12 maintenir la structure d'approvisionnement qui sera approuvée par la Régie dans le cadre du  
13 présent dossier. Cette structure d'approvisionnement sera donc fixée jusqu'en 2016 dans un  
14 premier temps et jusqu'au 1<sup>er</sup> novembre 2020 dans un second temps.

- 1 À moins d'instructions contraires de la Régie, les termes des contrats existants de Gaz Métro  
 2 auprès de TCPL passeraient à des échéances minimales de deux ans et seraient donc les  
 3 suivants après le 31 janvier 2014.

**Tableau 16**

<b>Tronçon</b>	<b>Type de contrat</b>	<b>Terme</b>	<b>Quantité (GJ/jour)</b>	<b>Quantité (10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour)</b>
<b>Empress / GMIT EDA</b>	FTLH	31/10/2015	83 700	2 209
	FTLH	31/10/2016	96 300	2 542
<b>Empress / GMIT NDA</b>	FTLH	31/10/2015	2 397	63
<b>Empress / GMIT NDA</b>	FTLH	31/10/2016	10 000	264
<b>Empress / GMIT NDA</b>	FTLH	31/10/2015	2 930	77
<b>Dawn / GMIT EDA</b>	FTSH	31/10/2016	50 000	1 320
<b>Dawn / GMIT EDA</b>	FTSH	31/10/2016	20 000	528
<b>Dawn / GMIT EDA</b>	FTSH	31/10/2016	40 000	1 056
<b>Parkway / GMIT EDA</b>	FTSH	31/10/2017	65 000	1 715
<b>Parkway / GMIT EDA-NDA</b>	STS	15/04/2016	125 545	3 313
<b>Parkway / GMIT EDA-NDA</b>	STS	15/04/2016	25 629	676
<b>Parkway / GMIT EDA-NDA</b>	STS	31/10/2016	45 000	1 188
<b>Parkway / GMIT EDA</b>	STS	31/10/2016	20 000	528

- 4 Étant donné que TCPL devra construire de nouvelles installations pour mettre en place les  
 5 capacités visées par les ententes préalables la liant à Gaz Métro, les termes contractuels des  
 6 contrats existants deviendraient alors les suivants au 1<sup>er</sup> novembre 2015.



**Tableau 17**

<b>Tronçon</b>	<b>Type de contrat</b>	<b>Terme</b>	<b>Quantité (GJ/jour)</b>	<b>Quantité (10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour)</b>
<b>Empress / GMIT EDA</b>	FTLH	31/10/2020	75 000	1 979
<b>Empress / GMIT NDA</b>	FTLH	31/10/2020	10 000	264
<b>Dawn / GMIT EDA</b>	FTSH	31/10/2020	50 000	1 320
<b>Dawn / GMIT EDA</b>	FTSH	31/10/2020	20 000	528
<b>Dawn / GMIT EDA</b>	FTSH	31/10/2020	40 000	1 056
<b>Parkway / GMIT EDA</b>	FTSH	31/10/2020	65 000	1 715
<b>Parkway / GMIT EDA-NDA</b>	STS	31/10/2020	125 545	3 313
<b>Parkway / GMIT EDA-NDA</b>	STS	31/10/2020	25 629	676
<b>Parkway / GMIT EDA-NDA</b>	STS	31/10/2020	45 000	1 188
<b>Parkway / GMIT EDA</b>	STS	31/10/2020	20 000	528

1 Une année additionnelle pourrait s'ajouter si TCPL devait construire pour rencontrer les  
2 demandes reliées à l'appel de soumissions pour le 1<sup>er</sup> novembre 2016.

3 La décision de la Régie dans le présent dossier aura donc comme impact de cristalliser la majeure  
4 partie des contrats d'approvisionnement de Gaz Métro jusqu'en 2020. Il est important de noter  
5 que les nouveaux délais de renouvellement entraînent un certain risque lors d'un changement de  
6 structure d'approvisionnement. Gaz Métro devra se positionner deux ans à l'avance sur le non-  
7 renouvellement de capacités de transport existantes alors que les capacités de remplacement ne  
8 seront qu'au stade d'approbation réglementaire. Gaz Métro et sa clientèle devront supporter un  
9 risque accru en cas de non-approbation des nouvelles installations ou d'un retard dans leurs  
10 mises en service.

11

## **CONCLUSION**

1 Les décisions qui devront être prises dans les prochaines semaines auront des impacts à long  
2 terme sur la structure d'approvisionnement de Gaz Métro. À défaut de reconsidérer la stratégie  
3 de réduction des capacités d'entreposage chez Union Gas, Gaz Métro doit, d'ici 2020, se  
4 concentrer sur des solutions de transport plutôt que des solutions d'achat de gaz naturel.

5 L'augmentation des capacités de retrait du site de Pointe-du-Lac est à la fois économique et  
6 opérationnellement intéressante pour Gaz Métro. De plus, la présence d'un outil localisé  
7 directement dans son territoire implique un accroissement de la sécurité d'approvisionnement de  
8 la clientèle. Les économies générées à court et moyen termes par cette option ne sont pas  
9 négligeables pour la clientèle de Gaz Métro.

10 L'optimisation de la structure de transport longue distance et courte distance afin de minimiser  
11 les coûts globaux tout en conservant une marge de manœuvre opérationnelle semble s'imposer  
12 d'elle-même malgré l'impact que cette approche pourrait avoir sur les tarifs futurs de TCPL.

13 Répéter les solutions retenues dans le cadre du dossier du déplacement vers Dawn, soit la  
14 conclusion d'une transaction d'échange et la sécurisation du transport entre Dawn et le territoire  
15 de Gaz Métro auprès de Union Gas et de TCPL, semble être la solution qui minimise le plus les  
16 risques dans cet environnement en mutation.

17 Bien que Gaz Métro juge très intéressantes certaines perspectives d'approvisionnement à  
18 Niagara et à Iroquois, elle n'a pas été en mesure d'intégrer de tels approvisionnements dans sa  
19 structure d'approvisionnement globale en considérant les contraintes liées à cette structure. Gaz  
20 Métro continue de discuter avec tous les fournisseurs potentiels et informera la Régie des  
21 développements éventuels lors des audiences sur ce sujet.

**Gaz Métro demande donc à la Régie d'approuver le plan d'approvisionnement 2017-2019.**

**Ce plan d'approvisionnement est construit sur la base de la seconde structure d'approvisionnement exposée dans la section 3.12 des présentes consistant à :**

- **répartir la capacité de transport FTLH de 85 000 GJ/jour (2 243 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>) détenue au 1<sup>er</sup> novembre 2016 en contractant 10 000 GJ/jour (264 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>) entre Empress et GMIT NDA et 75 000 GJ/jour (1 979 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>) entre Empress et GMIT EDA;**

- **considérer l'offre de service d'Intragaz relativement au site de Pointe-du-Lac dès le 1<sup>er</sup> novembre 2014;**
- **mettre en place une transaction d'échange entre Dawn et GMIT EDA; et**
- **contracter, auprès de TCPL et de Union Gas, les capacités requises pour répondre à la demande.**

**Ce plan d'approvisionnement 2017-2019 proposé par Gaz Métro prévoit également le renouvellement, d'ici le 31 janvier 2014, des contrats de transport détenus auprès de TCPL et ce, pour les termes prévus dans les présentes.**

**Ce plan d'approvisionnement 2017-2019, permettra à Gaz Métro de poursuivre ses discussions avec les tierces parties afin de contracter les besoins pour répondre à la demande projetée jusqu'en 2018-2019.**

**L'exécution du plan d'approvisionnement 2017-2019 approuvé par la Régie devra également prendre en considération l'évolution des prix entre les prix indicatifs utilisés et les prix offerts au moment de la concrétisation des transactions.**

**ANNEXES**

- 1 Annexe 1 : Analyse des besoins d'approvisionnement
- 2 Annexe 2 : Analyse de structure d'approvisionnement – Transport FTTHS Parkway- GMIT EDA
- 3 Annexe 3 : Analyse de structure d'approvisionnement – SH-P + M12 versus SH-D
- 4 Annexe 4 : Analyse de structure d'approvisionnement – SH-P + M12 versus SH-P et achat de
- 5 gaz à Parkway
- 6 Annexe 5 : Analyse de structure d'approvisionnement – SH-P + M12 versus Modification du
- 7 profil de PDL – 2017 à 2019
- 8 Annexe 6 : Analyse de structure d'approvisionnement – SH-P + M12 versus Modification du
- 9 profil de PDL – 2015 et 2016
- 10 Annexe 7 : Analyse de structure d'approvisionnement – SH-P + M12 versus SH-Iroquois
- 11 Annexe 8 : Analyse de structure d'approvisionnement – SH-P + M12 versus SH-Iroquois –
- 12 achat en hiver
- 13 Annexe 9 : Analyse de structure d'approvisionnement – SH-P + M12 versus Échange Dawn-
- 14 GMIT EDA
- 15 Annexe 10 : Analyse de structure d'approvisionnement – SH-P + M12 versus SH-Niagara
- 16 Annexe 11 : Analyse de structure d'approvisionnement – Proposition #1 (PDL, échange et
- 17 Niagara)
- 18 Annexe 12 : Analyse de structure d'approvisionnement – Proposition #2 (PDL et échange)
- 19 Annexe 13 : Entente amendée entre TCPL et les trois distributeurs de l'Est

**PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2014-2019**  
**ANALYSE DES BESOINS D'APPROVISIONNEMENT**

	<b>2013-2014</b>	<b>2014-2015</b>	<b>2015-2016</b>	<b>2016-2017</b>	<b>2017-2018</b>	<b>2018-2019</b>
	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)
<b><u>DEMANDE (10<sup>6</sup> m<sup>3</sup>)</u></b>						
1 Continue	4 895	4 988	5 073	5 246	5 926	6 200
2 Interruptible	672	689	714	668	652	638
3 Gaz d'appoint	37	44	44	51	51	51
4 Client biogaz en réseau dédié	26	28	28	28	28	28
5 <i>Sous-total</i>	<b>5 630</b>	<b>5 750</b>	<b>5 859</b>	<b>5 993</b>	<b>6 658</b>	<b>6 917</b>
6 Interruptions	-55	-53	-59	-50	-51	-52
7 Autres	77	77	113	119	121	125
8 <b>TOTAL DEMANDE</b>	<b>5 652</b>	<b>5 774</b>	<b>5 913</b>	<b>6 063</b>	<b>6 728</b>	<b>6 990</b>
<b><u>DÉBIT QUOTIDIEN D'APPRO. (10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour)</u></b>						
9 <b>Journée de pointe - continue</b>	<b>30 360</b>	<b>30 602</b>	<b>30 822</b>	<b>31 618</b>	<b>33 418</b>	<b>34 368</b>
10 <b>Besoins hiver extrême</b>	<b>30 541</b>	<b>30 978</b>	<b>30 896</b>	<b>31 767</b>	<b>33 457</b>	<b>34 478</b>
11 <b>Outils requis = maximum [I.9 ; I.10]</b>	<b>30 541</b>	<b>30 978</b>	<b>30 896</b>	<b>31 767</b>	<b>33 457</b>	<b>34 478</b>
<b>Approvisionnements</b>						
12 FTLH (primaire & secondaire)	8 982	8 586	2 805	2 243	2 243	2 243
13 Transport par échange (EMP - GMIT)	1 031	1 031	0	0	0	0
14 Achats dans le territoire	21	11	0	0	0	0
15 Transport clients & biogaz	674	673	672	691	2 083	2 783
16 FTSH (Dawn - GMIT)	2 903	2 903	2 903	2 903	2 903	2 903
17 Transport par échange (Dawn - GMIT)	2 164	2 164	2 164	2 164	2 164	2 164
18 FTSH (Parkway - GMIT)	1 715	1 715	8 432	8 432	8 432	8 432
19 STS	5 705	5 705	5 705	5 705	5 705	5 705
20 Pointe-du-Lac *	1 196	1 196	1 196	1 196	1 196	1 196
21 Saint-Flavien *	1 294	1 294	1 290	1 294	1 294	1 294
22 LSR *	5 729	5 729	5 729	5 729	5 729	5 729
23 <b>TOTAL appro. avant achat / (vente)</b>	<b>31 414</b>	<b>31 007</b>	<b>30 896</b>	<b>30 358</b>	<b>31 749</b>	<b>32 449</b>
24 <b>Achat / (vente) de transport a priori</b>		-29	0	1 409	1 708	2 030
25 <b>TOTAL appro. après achat / (vente)</b>	<b>31 414</b>	<b>30 978</b>	<b>30 896</b>	<b>31 767</b>	<b>33 457</b>	<b>34 478</b>

\* Un pouvoir calorifique de 37,89 a été utilisé alors que le pouvoir calorifique prévu pour l'année tarifaire 2014 est de 37,76.



**PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2017-2019**  
**ANALYSE DE STRUCTURE D'APPROVISIONNEMENT**  
**TRANSPORT FTSH - PARKWAY - GMIT EDA + M12**

	2016-2017 (1)	2017-2018 (2)	2018-2019 (3)
<b><u>DEMANDE (10<sup>6</sup> m<sup>3</sup>)</u></b>			
1 Continue	5 246	5 926	6 200
2 Interruptible	668	652	638
3 Gaz d'appoint	51	51	51
4 Client biogaz en réseau dédié	28	28	28
5 <i>Sous-total</i>	5 993	6 658	6 917
6 Interruptions	-50	-51	-52
7 Autres	119	123	124
8			
9 <b>TOTAL DEMANDE</b>	<b>6 062</b>	<b>6 730</b>	<b>6 989</b>
<b><u>APPROVISIONNEMENT (10<sup>6</sup> m<sup>3</sup>)</u></b>			
10 Transport			
11 FT LH (primaire & secondaire)	610	701	819
12 Transport par échange (EMP - GMIT)	0	0	0
13 Transport fourni par les clients	211	796	981
14 Transport gaz d'appoint	51	51	51
15 FTLH non utilisé	0	0	0
16 <i>Transport Emp-GMIT</i>	872	1 548	1 851
17 Achats dans le territoire	0	0	0
18 Achats à Dawn (GR)	1 426	1 383	1 257
19 Achats à Dawn (AD)	3 726	3 775	3 853
20 Biogaz	28	28	28
21 Autres	0	0	0
22 Retraits - injections	10	-5	0
23 <b>TOTAL APPROVISIONNEMENT</b>	<b>6 062</b>	<b>6 730</b>	<b>6 989</b>
<b><u>DÉBIT QUOTIDIEN D'APPRO. (10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour)</u></b>			
24 <b>Journée de pointe - continue</b>	<b>31 618</b>	<b>33 418</b>	<b>34 368</b>
25 <b>Besoins hiver extrême</b>	<b>31 767</b>	<b>33 457</b>	<b>34 478</b>
26 <b>Maximum</b>	<b>31 767</b>	<b>33 457</b>	<b>34 478</b>
<b>Approvisionnements</b>			
27 FTLH (primaire & secondaire)	2 243	2 243	2 243
28 Transport par échange (EMP - GMIT)	0	0	0
29 Achats dans le territoire	0	0	0
30 Transport clients & biogaz	691	2 083	2 783
31 FTSH (Dawn - GMIT)	2 903	2 903	2 903
32 Transport par échange (Dawn - GMIT)	2 164	2 164	2 164
33 FTSH (Parkway - GMIT)	10 461	10 461	10 461
34 STS	5 705	5 705	5 705
35 Pointe-du-Lac	1 196	1 196	1 196
36 Saint-Flavien	1 294	1 294	1 294
37 LSR	5 729	5 729	5 729
38 <b>TOTAL appro. avant achat / (vente)</b>	<b>32 387</b>	<b>33 779</b>	<b>34 478</b>
39 <b>Achat / (vente) de transport a priori</b>	<b>-620</b>	<b>-322</b>	<b>0</b>
40 <b>TOTAL appro. après achat / (vente)</b>	<b>31 767</b>	<b>33 457</b>	<b>34 478</b>
41 <b>Provision additionnelle après achat/(vente)</b>	<b>149</b>	<b>39</b>	<b>111</b>
42 <b>% du total appro. après achat / (vente)</b> (1.41/ 1.40)	<b>0,5%</b>	<b>0,1%</b>	<b>0,3%</b>

**PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2017-2019**  
**ANALYSE DE STRUCTURE D'APPROVISIONNEMENT**  
**TRANSPORT FTSH - PARKWAY - GMIT EDA + M12**

	<b>2016-2017</b>	<b>2017-2018</b>	<b>2018-2019</b>
	(1)	(2)	(3)
<b><u>ESTIMATION DES COÛTS (000 \$)</u></b>			
Coûts de transport			
43	n/a	n/a	n/a
44	49 758	56 362	63 554
45	74 475	74 499	74 430
46	149 164	150 655	150 610
47	0	0	0
48	-19 910	-34 038	-37 514
49	2 492	2 959	3 635
50	<u>255 980</u>	<u>250 437</u>	<u>254 714</u>
51	<u>37 436</u>	<u>37 460</u>	<u>37 523</u>
52	293 416	287 897	292 237
53	968 785	1 113 108	1 211 122
54	4 453	4 595	4 588
55	<b>1 266 654</b>	<b>1 405 600</b>	<b>1 507 947</b>



PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2017-2019  
ANALYSE DE STRUCTURE D'APPROVISIONNEMENT

	2016-2017			2017-2018			2018-2019		
	SH-P + M12	SH-D	Variation	SH-P + M12	SH-D	Variation	SH-P + M12	SH-D	Variation
	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)
<b>DEMANDE (10<sup>6</sup> m<sup>3</sup>)</b>									
1 Continue	5 246	5 246	0	5 926	5 926	0	6 200	6 200	0
2 Interruptible	668	668	0	652	652	0	638	638	0
3 Gaz d'appoint	51	51	0	51	51	0	51	51	0
4 Client biogaz en réseau dédié	28	28	0	28	28	0	28	28	0
5 <i>Sous-total</i>	5 993	5 993	0	6 658	6 658	0	6 917	6 917	0
6 Interruptions	-50	-50	0	-51	-51	0	-52	-52	0
7 Autres	119	115	-3	123	119	-4	124	120	-4
8								170	
9 <b>TOTAL DEMANDE</b>	<b>6 062</b>	<b>6 059</b>	<b>-3</b>	<b>6 730</b>	<b>6 726</b>	<b>-4</b>	<b>6 989</b>	<b>6 986</b>	<b>-4</b>
<b>APPROVISIONNEMENT (10<sup>6</sup> m<sup>3</sup>)</b>									
10 Transport									
11 FT LH (primaire & secondaire)	610	610	0	701	701	0	819	819	0
12 Transport par échange (EMP - GMIT)	0	0	0	0	0	0	0	0	0
13 Transport fourni par les clients	211	211	0	796	796	0	981	981	0
14 Transport gaz d'appoint	51	51	0	51	51	0	51	51	0
15 FTLH non utilisé	0	0	0	0	0	0	0	0	0
16 <i>Transport Emp-GMIT</i>	872	872	0	1 548	1 548	0	1 851	1 851	0
17 Achats dans le territoire	0	0	0	0	0	0	0	0	0
18 Achats à Dawn (GR)	1 426	1 422	-3	1 383	1 379	-4	1 257	1 253	-4
19 Achats à Dawn (AD)	3 726	3 726	0	3 775	3 775	0	3 853	3 853	0
20 Biogaz	28	28	0	28	28	0	28	28	0
21 Autres	0	0	0	0	0	0	0	0	0
22 Retraits - injections	10	10	0	-5	-5	0	0	0	0
23 <b>TOTAL APPROVISIONNEMENT</b>	<b>6 062</b>	<b>6 059</b>	<b>-3</b>	<b>6 730</b>	<b>6 726</b>	<b>-4</b>	<b>6 989</b>	<b>6 986</b>	<b>-4</b>
<b>DÉBIT QUOTIDIEN D'APPRO. (10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour)</b>									
24 Journée de pointe - continue	31 618	31 618	0	33 418	33 418	0	34 368	34 368	0
25 Besoins hiver extrême	31 767	31 767	0	33 457	33 457	0	34 478	34 478	0
26 Maximum	31 767	31 767	0	33 457	33 457	0	34 478	34 478	0
<b>Approvisionnement</b>									
27 FTLH (primaire & secondaire)	2 243	2 243	0	2 243	2 243	0	2 243	2 243	0
28 Transport par échange (EMP - GMIT)	0	0	0	0	0	0	0	0	0
29 Achats dans le territoire	0	0	0	0	0	0	0	0	0
30 Transport clients & biogaz	691	691	0	2 083	2 083	0	2 783	2 783	0
31 FTSH (Dawn - GMIT)	2 903	4 933	2 030	2 903	4 933	2 030	2 903	4 933	2 030
32 Transport par échange (Dawn - GMIT)	2 164	2 164	0	2 164	2 164	0	2 164	2 164	0
33 FTSH (Parkway - GMIT)	10 461	8 432	-2 030	10 461	8 432	-2 030	10 461	8 432	-2 030
34 STS	5 705	5 705	0	5 705	5 705	0	5 705	5 705	0
35 Pointe-du-Lac	1 196	1 196	0	1 196	1 196	0	1 196	1 196	0
36 Saint-Flavien	1 294	1 294	0	1 294	1 294	0	1 294	1 294	0
37 LSR	5 729	5 729	0	5 729	5 729	0	5 729	5 729	0
38 <b>TOTAL appro. avant achat / (vente)</b>	<b>32 387</b>	<b>32 387</b>	<b>0</b>	<b>33 779</b>	<b>33 779</b>	<b>0</b>	<b>34 478</b>	<b>34 478</b>	<b>0</b>
39 <b>Achat / (vente) de transport a priori</b>	<b>-620</b>	<b>-620</b>	<b>0</b>	<b>-322</b>	<b>-322</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
40 <b>TOTAL appro. après achat / (vente)</b>	<b>31 767</b>	<b>31 767</b>	<b>0</b>	<b>33 457</b>	<b>33 457</b>	<b>0</b>	<b>34 478</b>	<b>34 478</b>	<b>0</b>
41 <b>Provision add. après achat/(vente)</b>	<b>149</b>	<b>149</b>	<b>0</b>	<b>39</b>	<b>39</b>	<b>0</b>	<b>111</b>	<b>111</b>	<b>0</b>
42 % du total appro. après achat / (vente) (1.41/ 1.40)	0,5%	0,5%		0,1%	0,1%		0,3%	0,3%	

PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2017-2019  
ANALYSE DE STRUCTURE D'APPROVISIONNEMENT

	2016-2017			2017-2018			2018-2019			
	SH-P + M12 (1)	SH-D (2)	Variation (3)	SH-P + M12 (4)	SH-D (5)	Variation (6)	SH-P + M12 (7)	SH-D (8)	Variation (9)	
<b><u>ESTIMATION DES COÛTS (000 \$)</u></b>										
Coûts de transport										
43	Transport clients	n/a	n/a	n/a	n/a		n/a	n/a		
44	FTLH (primaire, secondaire & échange)	49 758	49 758	0	56 362	56 362	0	63 554	63 554	0
45	STS	74 475	71 454	-3 021	74 499	71 416	-3 082	74 430	71 351	-3 078
46	FTSH (primaire & échange)	149 164	153 951	4 787	150 655	155 878	5 223	150 610	155 832	5 222
47	Vente de transport FTLH non utilisé	0	0	0	0	0	0	0	0	0
48	Achats de gaz - transport & équilibrage	-19 910	-19 910	0	-34 038	-34 038	0	-37 514	-37 514	0
49	Gaz de compression	2 492	2 492	0	2 959	2 959	0	3 635	3 635	0
50	Total - coûts de transport	255 980	257 746	1 766	250 437	252 577	2 140	254 714	256 858	2 144
51	Coûts d'entreposage	37 436	37 433	-3	37 460	37 457	-3	37 523	37 523	0
52	Sous-total transport et équilibrage	293 416	295 178	1 763	287 897	290 035	2 138	292 237	294 382	2 144
53	Fourniture	968 785	968 910	125	1 113 108	1 113 201	92	1 211 122	1 211 525	403
54	Maintien des inventaires	4 453	4 467	14	4 595	4 603	8	4 588	4 586	-2
55	<b>TOTAL DES COÛTS</b>	<b>1 266 654</b>	<b>1 268 556</b>	<b>1 902</b>	<b>1 405 600</b>	<b>1 407 838</b>	<b>2 238</b>	<b>1 507 947</b>	<b>1 510 493</b>	<b>2 546</b>

PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2017-2019  
ANALYSE DE STRUCTURE D'APPROVISIONNEMENT

	2016-2017			2017-2018			2018-2019		
	SH-P + M12 (1)	SH-P, achat de gaz Parkway (2)	Variation (3)	SH-P + M12 (4)	SH-P, achat de gaz Parkway (5)	Variation (6)	SH-P + M12 (7)	SH-P, achat de gaz Parkway (8)	Variation (9)
<b>DEMANDE (10<sup>6</sup> m<sup>3</sup>)</b>									
1 Continue	5 246	5 246	0	5 926	5 926	0	6 200	6 200	0
2 Interruptible	668	668	0	652	652	0	638	638	0
3 Gaz d'appoint	51	51	0	51	51	0	51	51	0
4 Client biogaz en réseau dédié	28	28	0	28	28	0	28	28	0
5 <i>Sous-total</i>	<i>5 993</i>	<i>5 993</i>	<i>0</i>	<i>6 658</i>	<i>6 658</i>	<i>0</i>	<i>6 917</i>	<i>6 917</i>	<i>0</i>
6 Interruptions	-50	-50	0	-51	-51	0	-52	-52	0
7 Autres	119	118	-1	123	122	-1	124	123	-1
8								170	
9 <b>TOTAL DEMANDE</b>	<b>6 062</b>	<b>6 062</b>	<b>-1</b>	<b>6 730</b>	<b>6 729</b>	<b>-1</b>	<b>6 989</b>	<b>6 989</b>	<b>-1</b>
<b>APPROVISIONNEMENT (10<sup>6</sup> m<sup>3</sup>)</b>									
10 Transport									
11 FT LH (primaire & secondaire)	610	610	0	701	701	0	819	819	0
12 Transport par échange (EMP - GMIT)	0	0	0	0	0	0	0	0	0
13 Transport fourni par les clients	211	211	0	796	796	0	981	981	0
14 Transport gaz d'appoint	51	51	0	51	51	0	51	51	0
15 FTLH non utilisé	0	0	0	0	0	0	0	-10	-10
16 <i>Transport Emp-GMIT</i>	<i>872</i>	<i>872</i>	<i>0</i>	<i>1 548</i>	<i>1 548</i>	<i>0</i>	<i>1 851</i>	<i>1 842</i>	<i>-10</i>
17 Achats dans le territoire	0	0	0	0	0	0	0	0	0
18 Achats à Dawn (GR)	1 426	1 337	-89	1 383	1 286	-97	1 257	1 170	-87
19 Achats à Dawn (AD)	3 726	3 726	0	3 775	3 775	0	3 853	3 853	0
20 Achats à Parkway (GR)	0	88	88	0	96	96	0	96	96
21 Biogaz	28	28	0	28	28	0	28	28	0
22 Autres	0	0	0	0	0	0	0	0	0
23 Retraits - injections	10	10	0	-5	-5	0	0	0	0
24 <b>TOTAL APPROVISIONNEMENT</b>	<b>6 062</b>	<b>6 062</b>	<b>-1</b>	<b>6 730</b>	<b>6 729</b>	<b>-1</b>	<b>6 989</b>	<b>6 989</b>	<b>-1</b>
<b>DÉBIT QUOTIDIEN D'APPRO. (10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour)</b>									
25 Journée de pointe - continue	31 618	31 618	0	33 418	33 418	0	34 368	34 368	0
26 Besoins hiver extrême	31 767	31 767	0	33 457	33 457	0	34 478	34 478	0
27 <b>Maximum</b>	<b>31 767</b>	<b>31 767</b>	<b>0</b>	<b>33 457</b>	<b>33 457</b>	<b>0</b>	<b>34 478</b>	<b>34 478</b>	<b>0</b>
<b>Approvisionnement</b>									
28 FTLH (primaire & secondaire)	2 243	2 243	0	2 243	2 243	0	2 243	2 243	0
29 Transport par échange (EMP - GMIT)	0	0	0	0	0	0	0	0	0
30 Achats dans le territoire	0	0	0	0	0	0	0	0	0
31 Transport clients & biogaz	691	691	0	2 083	2 083	0	2 783	2 783	0
32 FTSH (Dawn - GMIT)	2 903	2 903	0	2 903	2 903	0	2 903	2 903	0
33 Transport par échange (Dawn - GMIT)	2 164	2 164	0	2 164	2 164	0	2 164	2 164	0
34 FTSH (Parkway - GMIT)	10 461	10 461	0	10 461	10 461	0	10 461	10 461	0
35 STS	5 705	5 705	0	5 705	5 705	0	5 705	5 705	0
36 Pointe-du-Lac	1 196	1 196	0	1 196	1 196	0	1 196	1 196	0
37 Saint-Flavien	1 294	1 294	0	1 294	1 294	0	1 294	1 294	0
38 LSR	5 729	5 729	0	5 729	5 729	0	5 729	5 729	0
39 <b>TOTAL appro. avant achat / (vente)</b>	<b>32 387</b>	<b>32 387</b>	<b>0</b>	<b>33 779</b>	<b>33 779</b>	<b>0</b>	<b>34 478</b>	<b>34 478</b>	<b>0</b>
40 <b>Achat / (vente) de transport a priori</b>	<b>-620</b>	<b>-620</b>	<b>0</b>	<b>-322</b>	<b>-322</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
41 <b>TOTAL appro. après achat / (vente)</b>	<b>31 767</b>	<b>31 767</b>	<b>0</b>	<b>33 457</b>	<b>33 457</b>	<b>0</b>	<b>34 478</b>	<b>34 478</b>	<b>0</b>
42 <b>Provision add. après achat/(vente)</b>	<b>149</b>	<b>149</b>	<b>0</b>	<b>39</b>	<b>39</b>	<b>0</b>	<b>111</b>	<b>111</b>	<b>0</b>
43 % du total appro. après achat / (vente) (1.42/ 1.41)	0,5%	0,5%		0,1%	0,1%		0,3%	0,3%	

**PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2017-2019**  
**ANALYSE DE STRUCTURE D'APPROVISIONNEMENT**

	<i>SH-P + M12</i>	<i>2016-2017 SH-P, achat de gaz Parkway</i>	<i>Variation</i>	<i>SH-P + M12</i>	<i>2017-2018 SH-P, achat de gaz Parkway</i>	<i>Variation</i>	<i>SH-P + M12</i>	<i>2018-2019 SH-P, achat de gaz Parkway</i>	<i>Variation</i>
	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)
<b><u>ESTIMATION DES COÛTS (000 \$)</u></b>									
Coûts de transport									
44		n/a	n/a		n/a	n/a		n/a	n/a
45		49 758	49 758	0	56 362	56 362	0	63 554	63 554
46		74 475	74 049	-427	74 499	74 059	-440	74 430	73 989
47		149 164	149 182	18	150 655	150 682	27	150 610	150 659
48		0	0	0	0	0	0	-166	-166
49		-19 910	-19 596	314	-34 038	-33 695	343	-37 514	-36 966
50		2 492	2 492	0	2 959	2 959	0	3 635	3 591
51		<u>255 980</u>	<u>255 885</u>	<u>-94</u>	<u>250 437</u>	<u>250 367</u>	<u>-70</u>	<u>254 714</u>	<u>254 661</u>
52		37 436	37 435	-1	37 460	37 459	0	37 523	37 518
53		293 416	293 321	-95	287 897	287 827	-70	292 237	292 179
54		968 785	968 805	20	1 113 108	1 113 126	18	1 211 122	1 211 089
55		4 453	4 457	4	4 595	4 595	0	4 588	4 606
56		<b>1 266 654</b>	<b>1 266 583</b>	<b>-71</b>	<b>1 405 600</b>	<b>1 405 548</b>	<b>-52</b>	<b>1 507 947</b>	<b>1 507 874</b>

PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2017 à 2019  
ANALYSE DE STRUCTURE D'APPROVISIONNEMENT

	2016-2017			2017-2018			2018-2019		
	SH-P + M12	Profil PDL	Variation	SH-P + M12	Profil PDL	Variation	SH-P + M12	Profil PDL	Variation
	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)
<b>DEMANDE (10<sup>6</sup> m<sup>3</sup>)</b>									
1 Continue	5 246	5 246	0	5 926	5 926	0	6 200	6 200	0
2 Interruptible	668	668	0	652	652	0	638	638	0
3 Gaz d'appoint	51	51	0	51	51	0	51	51	0
4 Client biogaz en réseau dédié	28	28	0	28	28	0	28	28	0
5 <i>Sous-total</i>	5 993	5 993	0	6 658	6 658	0	6 917	6 917	0
6 Interruptions	-50	-50	0	-51	-51	0	-52	-52	0
7 Autres	119	119	0	123	123	0	124	124	0
8								170	
9 <b>TOTAL DEMANDE</b>	<b>6 062</b>	<b>6 063</b>	<b>0</b>	<b>6 730</b>	<b>6 730</b>	<b>0</b>	<b>6 989</b>	<b>6 989</b>	<b>0</b>
<b>APPROVISIONNEMENT (10<sup>6</sup> m<sup>3</sup>)</b>									
10 Transport									
11 FT LH (primaire & secondaire)	610	610	0	701	701	0	819	819	0
12 Transport par échange (EMP - GMIT)	0	0	0	0	0	0	0	0	0
13 Transport fourni par les clients	211	211	0	796	796	0	981	981	0
14 Transport gaz d'appoint	51	51	0	51	51	0	51	51	0
15 FTLH non utilisé	0	0	0	0	0	0	0	0	0
16 <i>Transport Emp-GMIT</i>	872	872	0	1 548	1 548	0	1 851	1 851	0
17 Achats dans le territoire	0	0	0	0	0	0	0	0	0
18 Achats à Dawn (GR)	1 426	1 426	0	1 383	1 383	0	1 257	1 257	0
19 Achats à Dawn (AD)	3 726	3 726	0	3 775	3 775	0	3 853	3 853	0
20 Biogaz	28	28	0	28	28	0	28	28	0
21 Autres	0	0	0	0	0	0	0	0	0
22 Retraits - injections	10	10	0	-5	-5	0	0	0	0
23 <b>TOTAL APPROVISIONNEMENT</b>	<b>6 062</b>	<b>6 063</b>	<b>0</b>	<b>6 730</b>	<b>6 730</b>	<b>0</b>	<b>6 989</b>	<b>6 989</b>	<b>0</b>
<b>DÉBIT QUOTIDIEN D'APPRO. (10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour)</b>									
24 Journée de pointe - continue	31 618	31 618	0	33 418	33 418	0	34 368	34 368	0
25 Besoins hiver extrême	31 767	32 039	272	33 457	33 726	269	34 478	34 745	267
26 Maximum	31 767	32 039	272	33 457	33 726	269	34 478	34 745	267
<b>Approvisionnement</b>									
27 FTLH (primaire & secondaire)	2 243	2 243	0	2 243	2 243	0	2 243	2 243	0
28 Transport par échange (EMP - GMIT)	0	0	0	0	0	0	0	0	0
29 Achats dans le territoire	0	0	0	0	0	0	0	0	0
30 Transport clients & biogaz	691	691	0	2 083	2 083	0	2 783	2 783	0
31 FTSH (Dawn - GMIT)	2 903	2 903	0	2 903	2 903	0	2 903	2 903	0
32 Transport par échange (Dawn - GMIT)	2 164	2 164	0	2 164	2 164	0	2 164	2 164	0
33 FTSH (Parkway - GMIT)	10 461	10 329	-132	10 461	10 329	-132	10 461	10 329	-132
34 STS	5 705	5 705	0	5 705	5 705	0	5 705	5 705	0
35 Pointe-du-Lac	1 196	1 595	399	1 196	1 595	399	1 196	1 595	399
36 Saint-Flavien	1 294	1 294	0	1 294	1 294	0	1 294	1 294	0
37 LSR	5 729	5 729	0	5 729	5 729	0	5 729	5 729	0
38 <b>TOTAL appro. avant achat / (vente)</b>	<b>32 387</b>	<b>32 654</b>	<b>267</b>	<b>33 779</b>	<b>34 045</b>	<b>267</b>	<b>34 478</b>	<b>34 745</b>	<b>267</b>
39 <b>Achat / (vente) de transport a priori</b>	<b>-620</b>	<b>-620</b>	<b>0</b>	<b>-322</b>	<b>-322</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
40 <b>TOTAL appro. après achat / (vente)</b>	<b>31 767</b>	<b>32 034</b>	<b>267</b>	<b>33 457</b>	<b>33 723</b>	<b>267</b>	<b>34 478</b>	<b>34 745</b>	<b>267</b>
41 <b>Provision add. après achat/(vente)</b>	<b>149</b>	<b>415</b>	<b>267</b>	<b>39</b>	<b>306</b>	<b>267</b>	<b>111</b>	<b>377</b>	<b>267</b>
42 % du total appro. après achat / (vente) (1.41 / 1.40)	0,5%	1,3%		0,1%	0,9%		0,3%	1,1%	

PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2017 à 2019  
ANALYSE DE STRUCTURE D'APPROVISIONNEMENT

	2016-2017			2017-2018			2018-2019		
	SH-P + M12 (1)	Profil PDL (2)	Variation (3)	SH-P + M12 (4)	Profil PDL (5)	Variation (6)	SH-P + M12 (7)	Profil PDL (8)	Variation (9)
<b><u>ESTIMATION DES COÛTS (000 \$)</u></b>									
Coûts de transport									
43		n/a	n/a	n/a	n/a		n/a	n/a	
44		Transport clients							
		FTLH (primaire, secondaire & échange)							
45	49 758	49 758	0	56 362	56 362	0	63 554	63 554	0
46	74 475	74 354	-122	74 499	74 371	-128	74 430	74 301	-128
47	149 164	148 088	-1 076	150 655	149 484	-1 171	150 610	149 440	-1 170
48	0	0	0	0	0	0	0	0	0
49	-19 910	-19 910	0	-34 038	-34 038	0	-37 514	-37 514	0
50	2 492	2 492	0	2 959	2 959	0	3 635	3 635	0
	<b>255 980</b>	<b>254 782</b>	<b>-1 197</b>	<b>250 437</b>	<b>249 138</b>	<b>-1 299</b>	<b>254 714</b>	<b>253 416</b>	<b>-1 298</b>
51	37 436	38 441	1 005	37 460	38 464	1 004	37 523	38 530	1 007
52	293 416	293 223	-193	287 897	287 602	-295	292 237	291 946	-292
53	968 785	968 801	16	1 113 108	1 113 124	16	1 211 122	1 211 114	-8
54	4 453	4 470	17	4 595	4 597	2	4 588	4 592	3
55	<b>1 266 654</b>	<b>1 266 494</b>	<b>-160</b>	<b>1 405 600</b>	<b>1 405 323</b>	<b>-277</b>	<b>1 507 947</b>	<b>1 507 651</b>	<b>-296</b>

**PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2015 ET 2016**  
**ANALYSE DE STRUCTURE D'APPROVISIONNEMENT**

	2014-2015			2015-2016			
	Plan de base	Profil PDL	Variation	Plan de base	Profil PDL	Variation	
	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	
<b>DEMANDE (10<sup>6</sup> m<sup>3</sup>)</b>							
1	Continue	4 988	4 988	0	5 073	5 073	0
2	Interruptible	689	689	0	714	714	0
3	Gaz d'appoint	44	44	0	44	44	0
4	Client biogaz en réseau dédié	28	28	0	28	28	0
5	<i>Sous-total</i>	<i>5 750</i>	<i>5 750</i>	<i>0</i>	<i>5 859</i>	<i>5 859</i>	<i>0</i>
6	Interruptions	-53	-53	0	-59	-59	0
7	Autres	77	78	1	113	113	1
8							
9	<b>TOTAL DEMANDE</b>	<b>5 774</b>	<b>5 775</b>	<b>1</b>	<b>5 913</b>	<b>5 914</b>	<b>1</b>
<b>APPROVISIONNEMENT (10<sup>6</sup> m<sup>3</sup>)</b>							
10	Transport						
11	FT LH (primaire & secondaire)	3 136	3 032	-105	1 100	1 055	-44
12	Transport par échange (EMP - GMIT)	376	376	0	142	142	0
13	Transport fourni par les clients	211	211	0	212	212	0
14	Transport gaz d'appoint	44	44	0	44	44	0
15	FTLH non utilisé	0	0	0	-266	-241	24
16	<i>Transport Emp-GMIT</i>	<i>3 768</i>	<i>3 663</i>	<i>-105</i>	<i>1 232</i>	<i>1 212</i>	<i>-20</i>
17	Achats dans le territoire	4	4	0	0	0	0
18	Achats à Dawn (GR)	1 978	2 084	106	1 385	1 407	21
19	Achats à Dawn (AD)	0	0	0	3 276	3 276	0
20	Biogaz	28	28	0	28	28	0
21	Autres	0	0	0	0	0	0
22	Retraits - injections	-4	-4	0	-9	-10	-1
23	<b>TOTAL APPROVISIONNEMENT</b>	<b>5 774</b>	<b>5 775</b>	<b>1</b>	<b>5 913</b>	<b>5 914</b>	<b>1</b>
<b>DÉBIT QUOTIDIEN D'APPRO. (10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour)</b>							
24	<b>Journée de pointe - continue</b>	<b>30 602</b>	<b>30 602</b>	<b>0</b>	<b>30 822</b>	<b>30 822</b>	<b>0</b>
25	<b>Besoins hiver extrême</b>	<b>30 978</b>	<b>31 062</b>	<b>85</b>	<b>30 896</b>	<b>31 174</b>	<b>277</b>
26	<b>Maximum</b>	<b>30 978</b>	<b>31 062</b>	<b>85</b>	<b>30 896</b>	<b>31 174</b>	<b>277</b>
<b>Approvisionnements</b>							
27	FTLH (primaire & secondaire)	8 586	8 465	-121	2 805	2 684	-121
28	Transport par échange (EMP - GMIT)	1 031	1 031	0	0	0	0
29	Achats dans le territoire	11	11	0	0	0	0
30	Transport clients & biogaz	673	673	0	672	672	0
31	FTSH (Dawn - GMIT)	2 903	2 903	0	2 903	2 903	0
32	Transport par échange (Dawn - GMIT)	2 164	2 164	0	2 164	2 164	0
33	FTSH (Parkway - GMIT)	1 715	1 715	0	8 432	8 432	0
34	STS	5 705	5 705	0	5 705	5 705	0
35	Pointe-du-Lac	1 196	1 595	399	1 196	1 595	399
36	Saint-Flavien	1 294	1 294	0	1 290	1 290	0
37	LSR	5 729	5 729	0	5 729	5 729	0
38	<b>TOTAL appro. avant achat / (vente)</b>	<b>31 007</b>	<b>31 284</b>	<b>277</b>	<b>30 896</b>	<b>31 174</b>	<b>277</b>
39	<b>Achat / (vente) de transport a priori</b>	<b>-29</b>	<b>-222</b>	<b>-193</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
40	<b>TOTAL appro. après achat / (vente)</b>	<b>30 978</b>	<b>31 062</b>	<b>85</b>	<b>30 896</b>	<b>31 174</b>	<b>277</b>
41	<b>Provision add. après achat/(vente)</b>	<b>376</b>	<b>461</b>	<b>85</b>	<b>74</b>	<b>352</b>	<b>277</b>
42	<b>% du total appro. après achat / (vente)</b> <b>(I.41/ I.40)</b>	<b>1,2%</b>	<b>1,5%</b>		<b>0,2%</b>	<b>1,1%</b>	

**PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2015 ET 2016**  
**ANALYSE DE STRUCTURE D'APPROVISIONNEMENT**

	2014-2015			2015-2016		
	<i>Plan de base</i>	<i>Profil PDL</i>	<i>Variation</i>	<i>Plan de base</i>	<i>Profil PDL</i>	<i>Variation</i>
	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)
<b><u>ESTIMATION DES COÛTS (000 \$)</u></b>						
Coûts de transport						
43 Transport clients	n/a	n/a		n/a	n/a	
44 FTLH (primaire, secondaire & échange)	247 255	240 501	-6 754	88 551	85 119	-3 433
45 STS	56 484	56 625	141	72 012	71 683	-329
46 FTSH (primaire & échange)	65 725	65 771	45	127 995	128 545	550
47 Vente de transport FTLH non utilisé	0	0	0	-6 240	-5 673	567
48 Achats de gaz - transport & équilibrage	42 432	44 838	2 407	-30 596	-30 073	523
49 Total - coûts de transport	411 896	407 735	-4 161	251 722	249 601	-2 121
50 Coûts d'entreposage	37 161	38 168	1 007	37 456	38 460	1 005
51 Sous-total transport et équilibrage	449 057	445 903	-3 154	289 178	288 061	-1 117
52 Fourniture	746 705	746 607	-98	922 910	922 998	88
53 Gaz de compression	19 633	19 595	-38	3 928	3 842	-86
54 Maintien des inventaires	4 488	4 485	-3	4 815	4 820	6
55 <b>TOTAL DES COÛTS</b>	<b>1 219 882</b>	<b>1 216 589</b>	<b>-3 293</b>	<b>1 220 830</b>	<b>1 219 721</b>	<b>-1 109</b>



PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2017-2019  
ANALYSE DE STRUCTURE D'APPROVISIONNEMENT

	2016-2017			2017-2018			2018-2019			
	SH-P + M12	Iroquois	Variation	SH-P + M12	Iroquois	Variation	SH-P + M12	Iroquois	Variation	
	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	
<b>DEMANDE (10<sup>6</sup> m<sup>3</sup>)</b>										
1	Continue	5 246	5 246	0	5 926	5 926	0	6 200	6 200	0
2	Interruptible	668	668	0	652	652	0	638	638	0
3	Gaz d'appoint	51	51	0	51	51	0	51	51	0
4	Client biogaz en réseau dédié	28	28	0	28	28	0	28	28	0
5	<i>Sous-total</i>	<i>5 993</i>	<i>5 993</i>	<i>0</i>	<i>6 658</i>	<i>6 658</i>	<i>0</i>	<i>6 917</i>	<i>6 917</i>	<i>0</i>
6	Interruptions	-50	-50	0	-51	-51	0	-52	-52	0
7	Autres	119	117	-1	123	121	-2	124	123	-1
8									170	
9	<b>TOTAL DEMANDE</b>	<b>6 062</b>	<b>6 061</b>	<b>-1</b>	<b>6 730</b>	<b>6 728</b>	<b>-2</b>	<b>6 989</b>	<b>6 989</b>	<b>-1</b>
<b>APPROVISIONNEMENT (10<sup>6</sup> m<sup>3</sup>)</b>										
10	Transport									
11	FT LH (primaire & secondaire)	610	610	0	701	701	0	819	819	0
12	Transport par échange (EMP - GMIT)	0	0	0	0	0	0	0	0	0
13	Transport fourni par les clients	211	211	0	796	796	0	981	981	0
14	Transport gaz d'appoint	51	51	0	51	51	0	51	51	0
15	FTLH non utilisé	0	0	0	0	0	0	0	-72	-72
16	<i>Transport Emp-GMIT</i>	<i>872</i>	<i>872</i>	<i>0</i>	<i>1 548</i>	<i>1 548</i>	<i>0</i>	<i>1 851</i>	<i>1 779</i>	<i>-72</i>
17	Achats dans le territoire	0	0	0	0	0	0	0	0	0
18	Achats à Dawn (GR)	1 426	1 309	-117	1 383	1 255	-127	1 257	1 203	-54
19	Achats à Dawn (AD)	3 726	3 726	0	3 775	3 775	0	3 853	3 853	0
20	Achats à Iroquois (GR)	0	115	115	0	126	126	0	126	126
21	Biogaz	28	28	0	28	28	0	28	28	0
22	Autres	0	0	0	0	0	0	0	0	0
23	Retraits - injections	10	10	0	-5	-5	0	0	0	0
24	<b>TOTAL APPROVISIONNEMENT</b>	<b>6 062</b>	<b>6 061</b>	<b>-1</b>	<b>6 730</b>	<b>6 728</b>	<b>-2</b>	<b>6 989</b>	<b>6 989</b>	<b>-1</b>
<b>DÉBIT QUOTIDIEN D'APPRO. (10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour)</b>										
25	Journée de pointe - continue	31 618	31 618	0	33 418	33 418	0	34 368	34 368	0
26	Besoins hiver extrême	31 767	31 767	0	33 457	33 457	0	34 478	34 478	0
27	Maximum	31 767	31 767	0	33 457	33 457	0	34 478	34 478	0
<b>Approvisionnements</b>										
28	FTLH (primaire & secondaire)	2 243	2 243	0	2 243	2 243	0	2 243	2 243	0
29	Transport par échange (EMP - GMIT)	0	0	0	0	0	0	0	0	0
30	Achats dans le territoire	0	0	0	0	0	0	0	0	0
31	Transport clients & biogaz	691	691	0	2 083	2 083	0	2 783	2 783	0
32	FTSH (Dawn - GMIT)	2 903	2 903	0	2 903	2 903	0	2 903	2 903	0
33	Transport par échange (Dawn - GMIT)	2 164	2 164	0	2 164	2 164	0	2 164	2 164	0
34	FTSH (Parkway - GMIT)	10 461	10 117	-344	10 461	10 117	-344	10 461	10 117	-344
35	FTSH (Iroquois - GMIT)	0	344	344	0	344	344	0	344	344
36	STS	5 705	5 705	0	5 705	5 705	0	5 705	5 705	0
37	Pointe-du-Lac	1 196	1 196	0	1 196	1 196	0	1 196	1 196	0
38	Saint-Flavien	1 294	1 294	0	1 294	1 294	0	1 294	1 294	0
39	LSR	5 729	5 729	0	5 729	5 729	0	5 729	5 729	0
40	<b>TOTAL appro. avant achat / (vente)</b>	<b>32 387</b>	<b>32 387</b>	<b>0</b>	<b>33 779</b>	<b>33 779</b>	<b>0</b>	<b>34 478</b>	<b>34 478</b>	<b>0</b>
41	<b>Achat / (vente) de transport a priori</b>	<b>-620</b>	<b>-620</b>	<b>0</b>	<b>-322</b>	<b>-322</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
42	<b>TOTAL appro. après achat / (vente)</b>	<b>31 767</b>	<b>31 767</b>	<b>0</b>	<b>33 457</b>	<b>33 457</b>	<b>0</b>	<b>34 478</b>	<b>34 478</b>	<b>0</b>
43	<b>Provision add. après achat/(vente)</b>	<b>149</b>	<b>149</b>	<b>0</b>	<b>39</b>	<b>39</b>	<b>0</b>	<b>111</b>	<b>111</b>	<b>0</b>
44	% du total appro. après achat / (vente) (1.43/ 1.42)	0,5%	0,5%		0,1%	0,1%		0,3%	0,3%	

PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2017-2019  
ANALYSE DE STRUCTURE D'APPROVISIONNEMENT

	2016-2017			2017-2018			2018-2019		
	SH-P + M12 (1)	Iroquois (2)	Variation (3)	SH-P + M12 (4)	Iroquois (5)	Variation (6)	SH-P + M12 (7)	Iroquois (8)	Variation (9)
<b><u>ESTIMATION DES COÛTS (000 \$)</u></b>									
45	Coûts de transport								
46	n/a	n/a		n/a	n/a		n/a	n/a	
47	49 758	49 758	0	56 362	56 362	0	63 554	63 554	0
48	74 475	73 930	-545	74 499	73 938	-561	74 430	73 944	-486
49	149 164	147 631	-1 533	150 655	148 982	-1 673	150 610	149 031	-1 579
50	0	0	0	0	0	0	0	-1 219	-1 219
51	-19 910	-17 508	2 401	-34 038	-31 414	2 624	-37 514	-33 380	4 134
52	2 492	2 492	0	2 959	2 959	0	3 635	3 310	-325
53	<b>255 980</b>	<b>256 303</b>	<b>323</b>	<b>250 437</b>	<b>250 828</b>	<b>391</b>	<b>254 714</b>	<b>255 240</b>	<b>525</b>
54	37 436	37 434	-2	37 460	37 459	-1	37 523	37 521	-2
55	293 416	293 737	321	287 897	288 286	390	292 237	292 761	523
56	968 785	968 848	63	1 113 108	1 113 150	42	1 211 122	1 211 075	-47
57	4 453	4 457	4	4 595	4 593	-2	4 588	4 614	26
	<b>1 266 654</b>	<b>1 267 042</b>	<b>388</b>	<b>1 405 600</b>	<b>1 406 029</b>	<b>429</b>	<b>1 507 947</b>	<b>1 508 450</b>	<b>503</b>

PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2017-2019  
ANALYSE DE STRUCTURE D'APPROVISIONNEMENT

	2016-2017			2017-2018			2018-2019		
	SH-P + M12 (1)	Iroquois - achat de gaz en hiver (2)	Variation (3)	SH-P + M12 (4)	Iroquois - achat de gaz en hiver (5)	Variation (6)	SH-P + M12 (7)	Iroquois - achat de gaz en hiver (8)	Variation (9)
<b>DEMANDE (10<sup>6</sup> m<sup>3</sup>)</b>									
1 Continue	5 246	5 246	0	5 926	5 926	0	6 200	6 200	0
2 Interruptible	668	668	0	652	652	0	638	638	0
3 Gaz d'appoint	51	51	0	51	51	0	51	51	0
4 Client biogaz en réseau dédié	28	28	0	28	28	0	28	28	0
5 <i>Sous-total</i>	5 993	5 993	0	6 658	6 658	0	6 917	6 917	0
6 Interruptions	-50	-50	0	-51	-51	0	-52	-52	0
7 Autres	119	118	-1	123	122	-1	124	124	0
8								170	
9 <b>TOTAL DEMANDE</b>	<b>6 062</b>	<b>6 062</b>	<b>-1</b>	<b>6 730</b>	<b>6 729</b>	<b>-1</b>	<b>6 989</b>	<b>6 990</b>	<b>0</b>
<b>APPROVISIONNEMENT (10<sup>6</sup> m<sup>3</sup>)</b>									
10 Transport									
11 FT LH (primaire & secondaire)	610	610	0	701	701	0	819	819	0
12 Transport par échange (EMP - GMIT)	0	0	0	0	0	0	0	0	0
13 Transport fourni par les clients	211	211	0	796	796	0	981	981	0
14 Transport gaz d'appoint	51	51	0	51	51	0	51	51	0
15 FTLH non utilisé	0	0	0	0	0	0	0	-72	-72
16 <i>Transport Emp-GMIT</i>	872	872	0	1 548	1 548	0	1 851	1 779	-72
17 Achats dans le territoire	0	0	0	0	0	0	0	0	0
18 Achats à Dawn (GR)	1 426	1 373	-53	1 383	1 330	-53	1 257	1 277	21
19 Achats à Dawn (AD)	3 726	3 726	0	3 775	3 775	0	3 853	3 853	0
20 Achats à Iroquois (GR)	0	52	52	0	52	52	0	52	52
21 Biogaz	28	28	0	28	28	0	28	28	0
22 Autres	0	0	0	0	0	0	0	0	0
23 Retraits - injections	10	10	0	-5	-5	0	0	0	0
24 <b>TOTAL APPROVISIONNEMENT</b>	<b>6 062</b>	<b>6 062</b>	<b>-1</b>	<b>6 730</b>	<b>6 729</b>	<b>-1</b>	<b>6 989</b>	<b>6 990</b>	<b>0</b>
<b>DÉBIT QUOTIDIEN D'APPRO. (10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour)</b>									
25 Journée de pointe - continue	31 618	31 618	0	33 418	33 418	0	34 368	34 368	0
26 Besoins hiver extrême	31 767	31 767	0	33 457	33 457	0	34 478	34 478	0
27 Maximum	31 767	31 767	0	33 457	33 457	0	34 478	34 478	0
<b>Approvisionnement</b>									
28 FTLH (primaire & secondaire)	2 243	2 243	0	2 243	2 243	0	2 243	2 243	0
29 Transport par échange (EMP - GMIT)	0	0	0	0	0	0	0	0	0
30 Achats dans le territoire	0	0	0	0	0	0	0	0	0
31 Transport clients & biogaz	691	691	0	2 083	2 083	0	2 783	2 783	0
32 FTSH (Dawn - GMIT)	2 903	2 903	0	2 903	2 903	0	2 903	2 903	0
33 Transport par échange (Dawn - GMIT)	2 164	2 164	0	2 164	2 164	0	2 164	2 164	0
34 FTSH (Parkway - GMIT)	10 461	10 117	-344	10 461	10 117	-344	10 461	10 117	-344
35 FTSH (Iroquois - GMIT)	0	344	344	0	344	344	0	344	344
36 STS	5 705	5 705	0	5 705	5 705	0	5 705	5 705	0
37 Pointe-du-Lac	1 196	1 196	0	1 196	1 196	0	1 196	1 196	0
38 Saint-Flavien	1 294	1 294	0	1 294	1 294	0	1 294	1 294	0
39 LSR	5 729	5 729	0	5 729	5 729	0	5 729	5 729	0
40 <b>TOTAL appro. avant achat / (vente)</b>	<b>32 387</b>	<b>32 387</b>	<b>0</b>	<b>33 779</b>	<b>33 779</b>	<b>0</b>	<b>34 478</b>	<b>34 478</b>	<b>0</b>
41 <b>Achat / (vente) de transport a priori</b>	<b>-620</b>	<b>-620</b>	<b>0</b>	<b>-322</b>	<b>-322</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
42 <b>TOTAL appro. après achat / (vente)</b>	<b>31 767</b>	<b>31 767</b>	<b>0</b>	<b>33 457</b>	<b>33 457</b>	<b>0</b>	<b>34 478</b>	<b>34 478</b>	<b>0</b>
43 <b>Provision add. après achat/(vente)</b>	<b>149</b>	<b>149</b>	<b>0</b>	<b>39</b>	<b>39</b>	<b>0</b>	<b>111</b>	<b>111</b>	<b>0</b>
44 % du total appro. après achat / (vente) (1.43/ 1.42)	0,5%	0,5%		0,1%	0,1%		0,3%	0,3%	

PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2017-2019  
ANALYSE DE STRUCTURE D'APPROVISIONNEMENT

	2016-2017			2017-2018			2018-2019		
	SH-P + M12 (1)	Iroquois - achat de gaz en hiver (2)	Variation (3)	SH-P + M12 (4)	Iroquois - achat de gaz en hiver (5)	Variation (6)	SH-P + M12 (7)	Iroquois - achat de gaz en hiver (8)	Variation (9)
<b><u>ESTIMATION DES COÛTS (000 \$)</u></b>									
Coûts de transport									
45		n/a	n/a	n/a	n/a		n/a	n/a	
46		49 758	49 758	56 362	56 362	0	63 554	63 554	0
47		74 475	73 995	74 499	74 013	-486	74 430	74 020	-410
48		149 164	147 689	150 655	149 106	-1 549	150 610	149 156	-1 454
49		0	0	0	0	0	0	-1 219	-1 219
50		-19 910	-16 505	-34 038	-30 633	3 405	-37 514	-32 599	4 915
51		2 492	2 492	2 959	2 959	0	3 635	3 310	-325
52		<b>255 980</b>	<b>257 429</b>	<b>250 437</b>	<b>251 806</b>	<b>1 369</b>	<b>254 714</b>	<b>256 221</b>	<b>1 507</b>
53		<b>37 436</b>	<b>37 434</b>	<b>37 460</b>	<b>37 459</b>	<b>-1</b>	<b>37 523</b>	<b>37 522</b>	<b>-1</b>
54		<b>293 416</b>	<b>294 863</b>	<b>287 897</b>	<b>289 265</b>	<b>1 368</b>	<b>292 237</b>	<b>293 743</b>	<b>1 506</b>
55		<b>968 785</b>	<b>968 826</b>	<b>1 113 108</b>	<b>1 113 126</b>	<b>17</b>	<b>1 211 122</b>	<b>1 211 111</b>	<b>-11</b>
56		<b>4 453</b>	<b>4 457</b>	<b>4 595</b>	<b>4 591</b>	<b>-4</b>	<b>4 588</b>	<b>4 608</b>	<b>20</b>
57		<b>1 266 654</b>	<b>1 268 146</b>	<b>1 405 600</b>	<b>1 406 982</b>	<b>1 382</b>	<b>1 507 947</b>	<b>1 509 462</b>	<b>1 515</b>

PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2017-2019  
ANALYSE DE STRUCTURE D'APPROVISIONNEMENT

	2016-2017			2017-2018			2018-2019			
	SH-P + M12	Échange Dawn/EDA	Variation	SH-P + M12	Échange Dawn/EDA	Variation	SH-P + M12	Échange Dawn/EDA	Variation	
	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	
<b>DEMANDE (10<sup>6</sup> m<sup>3</sup>)</b>										
1	Continue	5 246	5 246	0	5 926	5 926	0	6 200	6 200	0
2	Interruptible	668	668	0	652	652	0	638	638	0
3	Gaz d'appoint	51	51	0	51	51	0	51	51	0
4	Client biogaz en réseau dédié	28	28	0	28	28	0	28	28	0
5	<i>Sous-total</i>	<i>5 993</i>	<i>5 993</i>	<i>0</i>	<i>6 658</i>	<i>6 658</i>	<i>0</i>	<i>6 917</i>	<i>6 917</i>	<i>0</i>
6	Interruptions	-50	-50	0	-51	-51	0	-52	-52	0
7	Autres	119	119	0	123	123	0	124	124	0
8								170		
9	<b>TOTAL DEMANDE</b>	<b>6 062</b>	<b>6 062</b>	<b>0</b>	<b>6 730</b>	<b>6 730</b>	<b>0</b>	<b>6 989</b>	<b>6 989</b>	<b>0</b>
<b>APPROVISIONNEMENT (10<sup>6</sup> m<sup>3</sup>)</b>										
10	Transport									
11	FT LH (primaire & secondaire)	610	610	0	701	701	0	819	819	0
12	Transport par échange (EMP - GMIT)	0	0	0	0	0	0	0	0	0
13	Transport fourni par les clients	211	211	0	796	796	0	981	981	0
14	Transport gaz d'appoint	51	51	0	51	51	0	51	51	0
15	FTLH non utilisé	0	0	0	0	0	0	0	0	0
16	<i>Transport Emp-GMIT</i>	<i>872</i>	<i>872</i>	<i>0</i>	<i>1 548</i>	<i>1 548</i>	<i>0</i>	<i>1 851</i>	<i>1 851</i>	<i>0</i>
17	Achats dans le territoire	0	0	0	0	0	0	0	0	0
18	Achats à Dawn (GR)	1 426	1 426	0	1 383	1 383	0	1 257	1 257	0
19	Achats à Dawn (AD)	3 726	3 726	0	3 775	3 775	0	3 853	3 853	0
20	Biogaz	28	28	0	28	28	0	28	28	0
21	Autres	0	0	0	0	0	0	0	0	0
22	Retraits - injections	10	10	0	-5	-5	0	0	0	0
23	<b>TOTAL APPROVISIONNEMENT</b>	<b>6 062</b>	<b>6 062</b>	<b>0</b>	<b>6 730</b>	<b>6 730</b>	<b>0</b>	<b>6 989</b>	<b>6 989</b>	<b>0</b>
<b>DÉBIT QUOTIDIEN D'APPRO. (10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour)</b>										
24	Journée de pointe - continue	31 618	31 618	0	33 418	33 418	0	34 368	34 368	0
25	Besoins hiver extrême	31 767	31 767	0	33 457	33 457	0	34 478	34 478	0
26	Maximum	31 767	31 767	0	33 457	33 457	0	34 478	34 478	0
<b>Approvisionnement</b>										
27	FTLH (primaire & secondaire)	2 243	2 243	0	2 243	2 243	0	2 243	2 243	0
28	Transport par échange (EMP - GMIT)	0	0	0	0	0	0	0	0	0
29	Achats dans le territoire	0	0	0	0	0	0	0	0	0
30	Transport clients & biogaz	691	691	0	2 083	2 083	0	2 783	2 783	0
31	FTSH (Dawn - GMIT)	2 903	2 903	0	2 903	2 903	0	2 903	2 903	0
32	Transport par échange (Dawn - GMIT)	2 164	3 325	1 161	2 164	3 325	1 161	2 164	3 325	1 161
33	FTSH (Parkway - GMIT)	10 461	9 300	-1 161	10 461	9 300	-1 161	10 461	9 300	-1 161
34	STS	5 705	5 705	0	5 705	5 705	0	5 705	5 705	0
35	Pointe-du-Lac	1 196	1 196	0	1 196	1 196	0	1 196	1 196	0
36	Saint-Flavien	1 294	1 294	0	1 294	1 294	0	1 294	1 294	0
37	LSR	5 729	5 729	0	5 729	5 729	0	5 729	5 729	0
38	<b>TOTAL appro. avant achat / (vente)</b>	<b>32 387</b>	<b>32 387</b>	<b>0</b>	<b>33 779</b>	<b>33 779</b>	<b>0</b>	<b>34 478</b>	<b>34 478</b>	<b>0</b>
39	<b>Achat / (vente) de transport a priori</b>	<b>-620</b>	<b>-620</b>	<b>0</b>	<b>-322</b>	<b>-322</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
40	<b>TOTAL appro. après achat / (vente)</b>	<b>31 767</b>	<b>31 767</b>	<b>0</b>	<b>33 457</b>	<b>33 457</b>	<b>0</b>	<b>34 478</b>	<b>34 478</b>	<b>0</b>
41	<b>Provision add. après achat/(vente)</b>	<b>149</b>	<b>149</b>	<b>0</b>	<b>39</b>	<b>39</b>	<b>0</b>	<b>111</b>	<b>111</b>	<b>0</b>
42	% du total appro. après achat / (vente) (1.41/1.40)	0,5%	0,5%		0,1%	0,1%		0,3%	0,3%	

PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2017-2019  
ANALYSE DE STRUCTURE D'APPROVISIONNEMENT

	<i>SH-P + M12</i>	<i>2016-2017 Échange Dawn/EDA</i>	<i>Variation</i>	<i>SH-P + M12</i>	<i>2017-2018 Échange Dawn/EDA</i>	<i>Variation</i>	<i>SH-P + M12</i>	<i>2018-2019 Échange Dawn/EDA</i>	<i>Variation</i>
	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)
<b><u>ESTIMATION DES COÛTS (000 \$)</u></b>									
Coûts de transport									
43		n/a	n/a		n/a	n/a		n/a	n/a
44		49 758	49 758		56 362	56 362		63 554	63 554
			0			0			0
45		74 475	72 638		74 499	72 609		74 430	72 540
			-1 838			-1 889			-1 889
46		149 164	149 759		150 655	151 303		150 610	151 257
			595			647			647
47		0	0		0	0		0	0
48		-19 910	-19 910		-34 038	-34 038		-37 514	-37 514
49		2 492	2 492		2 959	2 959		3 635	3 635
			0			0			0
50		<b>255 980</b>	<b>254 737</b>		<b>250 437</b>	<b>249 195</b>		<b>254 714</b>	<b>253 472</b>
			-1 243			-1 242			-1 242
51		<b>37 436</b>	<b>37 438</b>		<b>37 460</b>	<b>37 460</b>		<b>37 523</b>	<b>37 523</b>
			2			0			0
52		<b>293 416</b>	<b>292 175</b>		<b>287 897</b>	<b>286 655</b>		<b>292 237</b>	<b>290 996</b>
			-1 240			-1 242			-1 242
53		<b>968 785</b>	<b>968 784</b>		<b>1 113 108</b>	<b>1 113 107</b>		<b>1 211 122</b>	<b>1 211 121</b>
			-1			-1			-1
54		<b>4 453</b>	<b>4 449</b>		<b>4 595</b>	<b>4 593</b>		<b>4 588</b>	<b>4 586</b>
			-4			-2			-2
55		<b>1 266 654</b>	<b>1 265 409</b>		<b>1 405 600</b>	<b>1 404 356</b>		<b>1 507 947</b>	<b>1 506 703</b>
			-1 245			-1 245			-1 244

PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2017-2019  
ANALYSE DE STRUCTURE D'APPROVISIONNEMENT

	2016-2017			2017-2018			2018-2019		
	SH-P + M12	Niagara	Variation	SH-P + M12	Niagara	Variation	SH-P + M12	Niagara	Variation
	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)
<b>DEMANDE (10<sup>6</sup> m<sup>3</sup>)</b>									
1 Continue	5 246	5 246	0	5 926	5 926	0	6 200	6 200	0
2 Interruptible	668	668	0	652	652	0	638	638	0
3 Gaz d'appoint	51	51	0	51	51	0	51	51	0
4 Client biogaz en réseau dédié	28	28	0	28	28	0	28	28	0
5 <i>Sous-total</i>	5 993	5 993	0	6 658	6 658	0	6 917	6 917	0
6 Interruptions	-50	-50	0	-51	-51	0	-52	-52	0
7 Autres	119	117	-1	123	121	-2	124	123	-1
8								170	
9 <b>TOTAL DEMANDE</b>	<b>6 062</b>	<b>6 061</b>	<b>-1</b>	<b>6 730</b>	<b>6 728</b>	<b>-2</b>	<b>6 989</b>	<b>6 989</b>	<b>-1</b>
<b>APPROVISIONNEMENT (10<sup>6</sup> m<sup>3</sup>)</b>									
10 Transport									
11 FT LH (primaire & secondaire)	610	610	0	701	701	0	819	819	0
12 Transport par échange (EMP - GMIT)	0	0	0	0	0	0	0	0	0
13 Transport fourni par les clients	211	211	0	796	796	0	981	981	0
14 Transport gaz d'appoint	51	51	0	51	51	0	51	51	0
15 FTLH non utilisé	0	0	0	0	0	0	0	-72	-72
16 <i>Transport Emp-GMIT</i>	872	872	0	1 548	1 548	0	1 851	1 779	-72
17 Achats dans le territoire	0	0	0	0	0	0	0	0	0
18 Achats à Dawn (GR)	1 426	1 309	-117	1 383	1 255	-127	1 257	1 203	-54
19 Achats à Dawn (AD)	3 726	3 726	0	3 775	3 775	0	3 853	3 853	0
20 Achats à Niagara (GR)	0	115	115	0	126	126	0	126	126
21 Biogaz	28	28	0	28	28	0	28	28	0
22 Autres	0	0	0	0	0	0	0	0	0
23 Retraits - injections	10	10	0	-5	-5	0	0	0	0
24 <b>TOTAL APPROVISIONNEMENT</b>	<b>6 062</b>	<b>6 061</b>	<b>-1</b>	<b>6 730</b>	<b>6 728</b>	<b>-2</b>	<b>6 989</b>	<b>6 989</b>	<b>-1</b>
<b>DÉBIT QUOTIDIEN D'APPRO. (10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour)</b>									
25 Journée de pointe - continue	31 618	31 618	0	33 418	33 418	0	34 368	34 368	0
26 Besoins hiver extrême	31 767	31 767	0	33 457	33 457	0	34 478	34 478	0
27 <b>Maximum</b>	<b>31 767</b>	<b>31 767</b>	<b>0</b>	<b>33 457</b>	<b>33 457</b>	<b>0</b>	<b>34 478</b>	<b>34 478</b>	<b>0</b>
<b>Approvisionnement</b>									
28 FTLH (primaire & secondaire)	2 243	2 243	0	2 243	2 243	0	2 243	2 243	0
29 Transport par échange (EMP - GMIT)	0	0	0	0	0	0	0	0	0
30 Achats dans le territoire	0	0	0	0	0	0	0	0	0
31 Transport clients & biogaz	691	691	0	2 083	2 083	0	2 783	2 783	0
32 FTSH (Dawn - GMIT)	2 903	2 903	0	2 903	2 903	0	2 903	2 903	0
33 Transport par échange (Dawn - GMIT)	2 164	2 164	0	2 164	2 164	0	2 164	2 164	0
34 FTSH (Parkway - GMIT)	10 461	10 117	-344	10 461	10 117	-344	10 461	10 117	-344
35 FTSH (Niagara - GMIT)	0	344	344	0	344	344	0	344	344
36 STS	5 705	5 705	0	5 705	5 705	0	5 705	5 705	0
37 Pointe-du-Lac	1 196	1 196	0	1 196	1 196	0	1 196	1 196	0
38 Saint-Flavien	1 294	1 294	0	1 294	1 294	0	1 294	1 294	0
39 LSR	5 729	5 729	0	5 729	5 729	0	5 729	5 729	0
40 <b>TOTAL appro. avant achat / (vente)</b>	<b>32 387</b>	<b>32 387</b>	<b>0</b>	<b>33 779</b>	<b>33 779</b>	<b>0</b>	<b>34 478</b>	<b>34 478</b>	<b>0</b>
41 <b>Achat / (vente) de transport a priori</b>	<b>-620</b>	<b>-620</b>	<b>0</b>	<b>-322</b>	<b>-322</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
42 <b>TOTAL appro. après achat / (vente)</b>	<b>31 767</b>	<b>31 767</b>	<b>0</b>	<b>33 457</b>	<b>33 457</b>	<b>0</b>	<b>34 478</b>	<b>34 478</b>	<b>0</b>
43 <b>Provision add. après achat/(vente)</b>	<b>149</b>	<b>149</b>	<b>0</b>	<b>39</b>	<b>39</b>	<b>0</b>	<b>111</b>	<b>111</b>	<b>0</b>
44 % du total appro. après achat / (vente) (1.43/ 1.42)	0,5%	0,5%		0,1%	0,1%		0,3%	0,3%	

PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2017-2019  
ANALYSE DE STRUCTURE D'APPROVISIONNEMENT

	2016-2017			2017-2018			2018-2019			
	SH-P + M12 (1)	Niagara (2)	Variation (3)	SH-P + M12 (4)	Niagara (5)	Variation (6)	SH-P + M12 (7)	Niagara (8)	Variation (9)	
<b><u>ESTIMATION DES COÛTS (000 \$)</u></b>										
Coûts de transport										
45		n/a	n/a		n/a	n/a		n/a	n/a	
46	Transport clients									
46	FTLH (primaire, secondaire & échange)	49 758	49 758	0	56 362	56 362	0	63 554	63 554	0
47	STS	74 475	74 049	-427	74 499	74 059	-440	74 430	73 989	-441
48	FTSH (primaire & échange)	149 164	149 529	365	150 655	151 060	405	150 610	151 036	426
49	Vente de transport FTLH non utilisé	0	0	0	0	0	0	0	-166	-166
50	Achats de gaz - transport & équilibrage	-19 910	-20 160	-251	-34 038	-34 312	-274	-37 514	-37 583	-69
51	Gaz de compression	2 492	2 492	0	2 959	2 959	0	3 635	3 591	-44
52	Total - coûts de transport	255 980	255 667	-313	250 437	250 128	-309	254 714	254 422	-293
53	Coûts d'entreposage	37 436	37 435	-1	37 460	37 459	0	37 523	37 518	-5
54	Sous-total transport et équilibrage	293 416	293 102	-313	287 897	287 587	-309	292 237	291 940	-298
55	Fourniture	968 785	968 805	20	1 113 108	1 113 126	18	1 211 122	1 211 089	-33
56	Maintien des inventaires	4 453	4 457	4	4 595	4 595	0	4 588	4 606	18
57	<b>TOTAL DES COÛTS</b>	<b>1 266 654</b>	<b>1 266 364</b>	<b>-290</b>	<b>1 405 600</b>	<b>1 405 308</b>	<b>-292</b>	<b>1 507 947</b>	<b>1 507 635</b>	<b>-313</b>



PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2017-2019  
ANALYSE DE STRUCTURE D'APPROVISIONNEMENT

	2016-2017			2017-2018			2018-2019			
	SH-P + M12 (1)	Structure 1 PDL, échange et Niagara (2)	Variation (3)	SH-P + M12 (4)	Structure 1 PDL, échange et Niagara (5)	Variation (6)	SH-P + M12 (7)	Structure 1 PDL, échange et Niagara (8)	Variation (9)	
<b>DEMANDE (10<sup>6</sup> m<sup>3</sup>)</b>										
1	Continue	5 246	5 246	0	5 926	5 926	0	6 200	6 200	0
2	Interruptible	668	668	0	652	652	0	638	638	0
3	Gaz d'appoint	51	51	0	51	51	0	51	51	0
4	Client biogaz en réseau dédié	28	28	0	28	28	0	28	28	0
5	Sous-total	5 993	5 993	0	6 658	6 658	0	6 917	6 917	0
6	Interruptions	-50	-50	0	-51	-51	0	-52	-52	0
7	Autres	119	118	0	123	122	0	124	124	0
8								170		
9	<b>TOTAL DEMANDE</b>	<b>6 062</b>	<b>6 062</b>	<b>0</b>	<b>6 730</b>	<b>6 729</b>	<b>0</b>	<b>6 989</b>	<b>6 989</b>	<b>0</b>
<b>APPROVISIONNEMENT (10<sup>6</sup> m<sup>3</sup>)</b>										
10	Transport									
11	FT LH (primaire & secondaire)	610	610	0	701	701	0	819	819	0
12	Transport par échange (EMP - GMIT)	0	0	0	0	0	0	0	0	0
13	Transport fourni par les clients	211	211	0	796	796	0	981	981	0
14	Transport gaz d'appoint	51	51	0	51	51	0	51	51	0
15	FTLH non utilisé	0	0	0	0	0	0	0	-9	-9
16	Transport Emp-GMIT	872	872	0	1 548	1 548	0	1 851	1 843	-9
17	Achats dans le territoire	0	0	0	0	0	0	0	0	0
18	Achats à Dawn (GR)	1 426	1 337	-89	1 383	1 286	-97	1 257	1 169	-88
19	Achats à Dawn (AD)	3 726	3 726	0	3 775	3 775	0	3 853	3 853	0
20	Achats à Niagara (GR)	0	88	88	0	96	96	0	96	96
21	Biogaz	28	28	0	28	28	0	28	28	0
22	Autres	0	0	0	0	0	0	0	0	0
23	Retraits - injections	10	10	0	-5	-5	0	0	0	0
24	<b>TOTAL APPROVISIONNEMENT</b>	<b>6 062</b>	<b>6 062</b>	<b>0</b>	<b>6 730</b>	<b>6 729</b>	<b>0</b>	<b>6 989</b>	<b>6 989</b>	<b>0</b>
<b>DÉBIT QUOTIDIEN D'APPRO. (10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour)</b>										
25	Journée de pointe - continue	31 618	31 618	0	33 418	33 418	0	34 368	34 368	0
26	Besoins hiver extrême	31 767	32 039	272	33 457	33 726	269	34 478	34 745	267
27	Maximum	31 767	32 039	272	33 457	33 726	269	34 478	34 745	267
<b>Approvisionnements</b>										
28	FTLH (primaire & secondaire)	2 243	2 243	0	2 243	2 243	0	2 243	2 243	0
29	Transport par échange (EMP - GMIT)	0	0	0	0	0	0	0	0	0
30	Achats dans le territoire	0	0	0	0	0	0	0	0	0
31	Transport clients & biogaz	691	691	0	2 083	2 083	0	2 783	2 783	0
32	FTSH (Dawn - GMIT)	2 903	2 903	0	2 903	2 903	0	2 903	2 903	0
33	Transport par échange (Dawn - GMIT)	2 164	3 325	1 161	2 164	3 325	1 161	2 164	3 325	1 161
34	FTSH (Parkway - GMIT)	10 461	8 904	-1 557	10 461	8 904	-1 557	10 461	8 904	-1 557
35	FTSH (Niagara - GMIT)	0	264	264	0	264	264	0	264	264
36	STS	5 705	5 705	0	5 705	5 705	0	5 705	5 705	0
37	Pointe-du-Lac	1 196	1 595	399	1 196	1 595	399	1 196	1 595	399
38	Saint-Flavien	1 294	1 294	0	1 294	1 294	0	1 294	1 294	0
39	LSR	5 729	5 729	0	5 729	5 729	0	5 729	5 729	0
40	<b>TOTAL appro. avant achat / (vente)</b>	<b>32 387</b>	<b>32 654</b>	<b>267</b>	<b>33 779</b>	<b>34 045</b>	<b>267</b>	<b>34 478</b>	<b>34 745</b>	<b>267</b>
41	<b>Achat / (vente) de transport a priori</b>	<b>-620</b>	<b>-620</b>	<b>0</b>	<b>-322</b>	<b>-322</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
42	<b>TOTAL appro. après achat / (vente)</b>	<b>31 767</b>	<b>32 034</b>	<b>267</b>	<b>33 457</b>	<b>33 723</b>	<b>267</b>	<b>34 478</b>	<b>34 745</b>	<b>267</b>
43	<b>Provision add. après achat/(vente)</b>	<b>149</b>	<b>415</b>	<b>267</b>	<b>39</b>	<b>306</b>	<b>267</b>	<b>111</b>	<b>377</b>	<b>267</b>
44	% du total appro. après achat / (vente) (1.43/1.42)	0,5%	1,3%		0,1%	0,9%		0,3%	1,1%	

**PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2017-2019**  
**ANALYSE DE STRUCTURE D'APPROVISIONNEMENT**

	2016-2017			2017-2018			2018-2019		
	SH-P + M12	Structure 1 PDL, échange et Niagara	Variation	SH-P + M12	Structure 1 PDL, échange et Niagara	Variation	SH-P + M12	Structure 1 PDL, échange et Niagara	Variation
	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)
<b><u>ESTIMATION DES COÛTS (000 \$)</u></b>									
Coûts de transport									
45 Transport clients	n/a	n/a		n/a	n/a		n/a	n/a	
46 FTLH (primaire, secondaire & échange)	49 758	49 758	0	56 362	56 362	0	63 554	63 554	0
47 STS	74 475	72 084	-2 391	74 499	72 040	-2 459	74 430	71 970	-2 460
48 FTSH (primaire & échange)	149 164	149 051	-113	150 655	150 539	-116	150 610	150 515	-95
49 Vente de transport FTLH non utilisé	0	0	0	0	0	0	0	-147	-147
50 Achats de gaz - transport & équilibrage	-19 910	-20 160	-251	-34 038	-34 312	-274	-37 514	-37 606	-92
51 Gaz de compression	2 492	2 492	0	2 959	2 959	0	3 635	3 596	-39
52 Total - coûts de transport	255 980	253 225	-2 755	250 437	247 588	-2 849	254 714	251 881	-2 833
53 Coûts d'entreposage	37 436	38 441	1 005	37 460	38 464	1 004	37 523	38 528	1 005
54 Sous-total transport et équilibrage	293 416	291 665	-1 750	287 897	286 052	-1 845	292 237	290 409	-1 828
55 Fourniture	968 785	968 821	36	1 113 108	1 113 141	33	1 211 122	1 211 087	-34
56 Maintien des inventaires	4 453	4 472	19	4 595	4 599	4	4 588	4 592	4
57 <b>TOTAL DES COÛTS</b>	<b>1 266 654</b>	<b>1 264 958</b>	<b>-1 696</b>	<b>1 405 600</b>	<b>1 403 792</b>	<b>-1 808</b>	<b>1 507 947</b>	<b>1 506 088</b>	<b>-1 859</b>

PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2017-2019  
ANALYSE DE STRUCTURE D'APPROVISIONNEMENT

	2016-2017			2017-2018			2018-2019		
	SH-P + M12 (1)	Structure 2 PDL et échange (2)	Variation (3)	SH-P + M12 (4)	Structure 2 PDL et échange (5)	Variation (6)	SH-P + M12 (7)	Structure 2 PDL et échange (8)	Variation (9)
<b>DEMANDE (10<sup>6</sup> m<sup>3</sup>)</b>									
1 Continue	5 246	5 246	0	5 926	5 926	0	6 200	6 200	0
2 Interruptible	668	668	0	652	652	0	638	638	0
3 Gaz d'appoint	51	51	0	51	51	0	51	51	0
4 Client biogaz en réseau dédié	28	28	0	28	28	0	28	28	0
5 <i>Sous-total</i>	5 993	5 993	0	6 658	6 658	0	6 917	6 917	0
6 Interruptions	-50	-50	0	-51	-51	0	-52	-52	0
7 Autres	119	119	0	123	123	0	124	124	0
8								170	
9 <b>TOTAL DEMANDE</b>	<b>6 062</b>	<b>6 063</b>	<b>0</b>	<b>6 730</b>	<b>6 730</b>	<b>0</b>	<b>6 989</b>	<b>6 989</b>	<b>0</b>
<b>APPROVISIONNEMENT (10<sup>6</sup> m<sup>3</sup>)</b>									
10 Transport									
11 FT LH (primaire & secondaire)	610	610	0	701	701	0	819	819	0
12 Transport par échange (EMP - GMIT)	0	0	0	0	0	0	0	0	0
13 Transport fourni par les clients	211	211	0	796	796	0	981	981	0
14 Transport gaz d'appoint	51	51	0	51	51	0	51	51	0
15 FTLH non utilisé	0	0	0	0	0	0	0	0	0
16 <i>Transport Emp-GMIT</i>	872	872	0	1 548	1 548	0	1 851	1 851	0
17 Achats dans le territoire	0	0	0	0	0	0	0	0	0
18 Achats à Dawn (GR)	1 426	1 426	0	1 383	1 383	0	1 257	1 257	0
19 Achats à Dawn (AD)	3 726	3 726	0	3 775	3 775	0	3 853	3 853	0
20 Biogaz	28	28	0	28	28	0	28	28	0
21 Autres	0	0	0	0	0	0	0	0	0
22 Retraits - injections	10	10	0	-5	-5	0	0	0	0
23 <b>TOTAL APPROVISIONNEMENT</b>	<b>6 062</b>	<b>6 063</b>	<b>0</b>	<b>6 730</b>	<b>6 730</b>	<b>0</b>	<b>6 989</b>	<b>6 989</b>	<b>0</b>
<b>DÉBIT QUOTIDIEN D'APPRO. (10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour)</b>									
24 Journée de pointe - continue	31 618	31 618	0	33 418	33 418	0	34 368	34 368	0
25 Besoins hiver extrême	31 767	32 039	272	33 457	33 726	269	34 478	34 745	267
26 Maximum	31 767	32 039	272	33 457	33 726	269	34 478	34 745	267
<b>Approvisionnement</b>									
27 FTLH (primaire & secondaire)	2 243	2 243	0	2 243	2 243	0	2 243	2 243	0
28 Transport par échange (EMP - GMIT)	0	0	0	0	0	0	0	0	0
29 Achats dans le territoire	0	0	0	0	0	0	0	0	0
30 Transport clients & biogaz	691	691	0	2 083	2 083	0	2 783	2 783	0
31 FTSH (Dawn - GMIT)	2 903	2 903	0	2 903	2 903	0	2 903	2 903	0
32 Transport par échange (Dawn - GMIT)	2 164	3 325	1 161	2 164	3 325	1 161	2 164	3 325	1 161
33 FTSH (Parkway - GMIT)	10 461	9 168	-1 293	10 461	9 168	-1 293	10 461	9 168	-1 293
34 STS	5 705	5 705	0	5 705	5 705	0	5 705	5 705	0
35 Pointe-du-Lac	1 196	1 595	399	1 196	1 595	399	1 196	1 595	399
36 Saint-Flavien	1 294	1 294	0	1 294	1 294	0	1 294	1 294	0
37 LSR	5 729	5 729	0	5 729	5 729	0	5 729	5 729	0
38 <b>TOTAL appro. avant achat / (vente)</b>	<b>32 387</b>	<b>32 654</b>	<b>267</b>	<b>33 779</b>	<b>34 045</b>	<b>267</b>	<b>34 478</b>	<b>34 745</b>	<b>267</b>
39 <b>Achat / (vente) de transport a priori</b>	<b>-620</b>	<b>-620</b>	<b>0</b>	<b>-322</b>	<b>-322</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
40 <b>TOTAL appro. après achat / (vente)</b>	<b>31 767</b>	<b>32 034</b>	<b>267</b>	<b>33 457</b>	<b>33 723</b>	<b>267</b>	<b>34 478</b>	<b>34 745</b>	<b>267</b>
41 <b>Provision add. après achat/(vente)</b>	<b>149</b>	<b>415</b>	<b>267</b>	<b>39</b>	<b>306</b>	<b>267</b>	<b>111</b>	<b>377</b>	<b>267</b>
42 % du total appro. après achat / (vente) (1.41 / 1.40)	0,5%	1,3%		0,1%	0,9%		0,3%	1,1%	

**PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2017-2019**  
**ANALYSE DE STRUCTURE D'APPROVISIONNEMENT**

	2016-2017			2017-2018			2018-2019		
	SH-P + M12	Structure 2 PDL et échange	Variation	SH-P + M12	Structure 2 PDL et échange	Variation	SH-P + M12	Structure 2 PDL et échange	Variation
	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)
<b><u>ESTIMATION DES COÛTS (000 \$)</u></b>									
Coûts de transport									
43	Transport clients	n/a	n/a	n/a	n/a		n/a	n/a	
44	FTLH (primaire, secondaire & échange)	49 758	49 758	0	56 362	56 362	0	63 554	63 554
45	STS	74 475	72 514	-1 962	74 499	72 481	-2 018	74 430	72 412
46	FTSH (primaire & échange)	149 164	148 684	-480	150 655	150 132	-524	150 610	150 087
47	Vente de transport FTLH non utilisé	0	0	0	0	0	0	0	0
48	Achats de gaz - transport & équilibrage	-19 910	-19 910	0	-34 038	-34 038	0	-37 514	-37 514
49	Gaz de compression	2 492	2 492	0	2 959	2 959	0	3 635	3 635
50	Total - coûts de transport	255 980	253 538	-2 442	250 437	247 896	-2 541	254 714	252 174
51	Coûts d'entreposage	37 436	38 441	1 005	37 460	38 463	1 003	37 523	38 530
52	Sous-total transport et équilibrage	293 416	291 979	-1 437	287 897	286 358	-1 538	292 237	290 704
53	Fourniture	968 785	968 801	16	1 113 108	1 113 123	15	1 211 122	1 211 113
54	Maintien des inventaires	4 453	4 468	15	4 595	4 603	8	4 588	4 589
55	<b>TOTAL DES COÛTS</b>	<b>1 266 654</b>	<b>1 265 248</b>	<b>-1 406</b>	<b>1 405 600</b>	<b>1 404 085</b>	<b>-1 515</b>	<b>1 507 947</b>	<b>1 506 407</b>

**TRANSCANADA PIPELINES LIMITED**  
**FIRST AMENDING AGREEMENT**  
**TO THE**  
**MAINLINE SETTLEMENT AGREEMENT**

This **AGREEMENT** is made as of the 15<sup>th</sup> day of November, 2013.

**BETWEEN:**

**TRANSCANADA PIPELINES LIMITED**, a corporation incorporated under the laws of the Province of Alberta (“**TransCanada**”)

- and -

**ENBRIDGE GAS DISTRIBUTION INC.**, a corporation incorporated under the laws of the Province of Ontario (“**Enbridge**”)

- and -

**UNION GAS LIMITED**, a corporation incorporated under the laws of the Province of Ontario (“**Union**”)

- and -

**GAZ METRO LIMITED PARTNERSHIP**, a limited partnership formed under the laws of the Province of Quebec (“**Gaz Metro**”)

**RECITALS:**

**WHEREAS** TransCanada, Enbridge, Union and Gaz Metro (jointly, “**the Parties**” or individually a “**Party**”) are parties to the Mainline Settlement Agreement dated October 31, 2013 (the “**Agreement**”);

**AND WHEREAS** the Parties desire to adjust the estimated billing determinants and revenues utilized to establish the fixed tolls during the period January 1, 2015 to December 31, 2020 under the Agreement to reflect certain anticipated volumes to an industrial customer in the GMIT EDA;

**AND WHEREAS** the Parties have agreed to amend the Agreement as herein provided.

**ARTICLE 1**  
**INCORPORATION, DEFINITIONS AND EFFECTIVE DATE**

1.1 This First Amending Agreement and the provisions hereof are supplemental to the Agreement, and are to form part of and have the same effect as though incorporated in the Agreement.

1.2 Unless otherwise defined in this First Amending Agreement, all capitalized terms contained in this First Amending Agreement which are defined in the Agreement shall for all purposes hereof have the meaning given to them in the Agreement unless the context otherwise specifies or requires.

1.3 This First Amending Agreement shall be effective as of November 15, 2013.

**ARTICLE 2  
AMENDMENTS TO THE AGREEMENT**

2.1 The Agreement shall be amended as follows:

(a) by deleting subsection 13.2(d) in its entirety and replacing it with the following:

“Tolls for the period from January 1, 2015 to December 31, 2020 are provided in **First Amended Appendix D**. The tolls reflect the following percentages applied to the RH-003-2011 Compliance Tolls:

(i)	Firm Service with Receipt Points in the EOT	152%
(ii)	Firm Service with Receipt Points outside the EOT and Delivery Points in the EOT	118%
(iii)	All other Firm Service on the Mainline System	112%.”

(b) by deleting **Appendix A** and inserting in its place **First Amended Appendix A**.

(c) by deleting references to “**Appendix A**” found at subsections 1.3, 12.1(a)(iv), 12.1(f), 12.4(b) and 14.1 in the Agreement and replacing each such reference with “**First Amended Appendix A**”.

(d) by deleting **Appendix B** and inserting in its place **First Amended Appendix B**.

(e) by deleting references to “**Appendix B**” found at subsections 1.3, 12.4(b) and 14.1 in the Agreement and replacing each such reference with “**First Amended Appendix B**”.

(f) by deleting **Appendix C** and inserting in its place **First Amended Appendix C**.

(g) by deleting references to “**Appendix C**” found at subsections 1.3 and 13.2(c)(i) in the Agreement and replacing each such reference with “**First Amended Appendix C**”.

(h) by deleting **Appendix D** and inserting in its place **First Amended Appendix D**.

(i) by deleting references to “**Appendix D**” found at subsections 1.3 and 14.1 in the Agreement and replacing each such reference with “**First Amended Appendix D**”.

(j) by deleting **Appendix I** and inserting in its place **First Amended Appendix I**.

(k) by deleting references to “**Appendix I**” found at subsections 1.3 and 15.1(c) in the Agreement and replacing each such reference with “**First Amended Appendix I**”.

**ARTICLE 3  
MISCELLANEOUS**

3.1 This First Amending Agreement supercedes all negotiations, discussions and undertakings between the parties in relation to the subject matter hereof.

3.2 Except as specifically amended by this First Amending Agreement, the Agreement heretofore executed and delivered shall remain in full force and effect and is hereby ratified and confirmed.

3.3 This First Amending Agreement may be executed by the parties in separate counterparts, each of which when so executed and delivered shall be an original, but all such counterparts shall together constitute one and the same instrument.

**IN WITNESS WHEREOF** the Parties to this First Amending Agreement have caused it to be executed by their duly authorized officers as of the day and year first written above.

**TRANSCANADA PIPELINES LIMITED**

**ENBRIDGE GAS DISTRIBUTION INC.**

Per: [Signature]  
 Name:  
 Title:

Per: [Signature]  
 Name:  
 Title:

Per: \_\_\_\_\_  
 Name:  
 Title:

Per: \_\_\_\_\_  
 Name:  
 Title:



DS

**UNION GAS LIMITED**

**GAZ METRO LIMITED PARTNERSHIP, by its general partner, GAZ METRO INC.**

Per: \_\_\_\_\_  
 Name:  
 Title:

Per: \_\_\_\_\_  
 Name:  
 Title:

Per: \_\_\_\_\_  
 Name:  
 Title:

Per: \_\_\_\_\_  
 Name:  
 Title:

3.2 Except as specifically amended by this First Amending Agreement, the Agreement heretofore executed and delivered shall remain in full force and effect and is hereby ratified and confirmed.

3.3 This First Amending Agreement may be executed by the parties in separate counterparts, each of which when so executed and delivered shall be an original, but all such counterparts shall together constitute one and the same instrument.

**IN WITNESS WHEREOF** the Parties to this First Amending Agreement have caused it to be executed by their duly authorized officers as of the day and year first written above.

**TRANSCANADA PIPELINES LIMITED**

**ENBRIDGE GAS DISTRIBUTION INC.**

Per: \_\_\_\_\_  
Name:  
Title:

Per:   
Name: **Malini Girdhar**  
Title: **Vice President, Gas Supply & Business Development**

Per: \_\_\_\_\_  
Name:  
Title:

Per:   
Name: **Glenn Beaumont**  
Title: **President**

**UNION GAS LIMITED**

**GAZ METRO LIMITED PARTNERSHIP, by its general partner, GAZ METRO INC.**

Per: \_\_\_\_\_  
Name:  
Title:

Per: \_\_\_\_\_  
Name:  
Title:

Per: \_\_\_\_\_  
Name:  
Title:

Per: \_\_\_\_\_  
Name:  
Title:



3.2 Except as specifically amended by this First Amending Agreement, the Agreement heretofore executed and delivered shall remain in full force and effect and is hereby ratified and confirmed.

3.3 This First Amending Agreement may be executed by the parties in separate counterparts, each of which when so executed and delivered shall be an original, but all such counterparts shall together constitute one and the same instrument.

**IN WITNESS WHEREOF** the Parties to this First Amending Agreement have caused it to be executed by their duly authorized officers as of the day and year first written above.

**TRANSCANADA PIPELINES LIMITED**

**ENBRIDGE GAS DISTRIBUTION INC.**

Per: \_\_\_\_\_  
Name:  
Title:

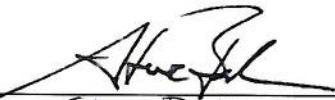
Per: \_\_\_\_\_  
Name:  
Title:

Per: \_\_\_\_\_  
Name:  
Title:

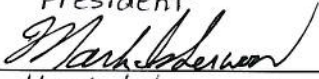
Per: \_\_\_\_\_  
Name:  
Title:

**UNION GAS LIMITED**

**GAZ METRO LIMITED PARTNERSHIP, by its general partner, GAZ METRO INC.**

Per:   
Name: Steve Baker  
Title: President

Per: \_\_\_\_\_  
Name:  
Title:

Per:   
Name: Mark Isherwood  
Title: Vice President Business Development

Per: \_\_\_\_\_  
Name:  
Title:

3.2 Except as specifically amended by this First Amending Agreement, the Agreement heretofore executed and delivered shall remain in full force and effect and is hereby ratified and confirmed.

3.3 This First Amending Agreement may be executed by the parties in separate counterparts, each of which when so executed and delivered shall be an original, but all such counterparts shall together constitute one and the same instrument.

**IN WITNESS WHEREOF** the Parties to this First Amending Agreement have caused it to be executed by their duly authorized officers as of the day and year first written above.

**TRANSCANADA PIPELINES LIMITED**

**ENBRIDGE GAS DISTRIBUTION INC.**

Per: \_\_\_\_\_  
Name:  
Title:

Per: \_\_\_\_\_  
Name:  
Title:

Per: \_\_\_\_\_  
Name:  
Title:

Per: \_\_\_\_\_  
Name:  
Title:

**UNION GAS LIMITED**

**GAZ METRO LIMITED PARTNERSHIP, by  
its general partner, GAZ METRO INC.**

Per: \_\_\_\_\_  
Name:  
Title:

Per: \_\_\_\_\_  
Name: *Sophie Brochu*  
Title: *President and CEO*

Per: \_\_\_\_\_  
Name:  
Title:

Per: \_\_\_\_\_  
Name: *P. Cabana*  
Title: **Patrick Cabana  
Vice President, Gas Supply,  
Procurement and Regulatory Affairs**

**FIRST AMENDED APPENDIX A**

to a Mainline Settlement Agreement  
made effective as of the 31<sup>st</sup> day of October, 2013 among  
TransCanada PipeLines Limited, Enbridge Gas Distribution Inc.,  
Union Gas Limited and Gaz Metro Limited Partnership

**JANUARY 1, 2015 TO DECEMBER 31, 2020  
REVENUE REQUIREMENT**

(See Attached)

Mainline Revenue Requirement  
For the Period of 2015 - 2020  
(\$000's)

Line No.	Particulars (a)	2015 (b)	2016 (c)	2017 (d)	2018 (e)	2019 (f)	2020 (g)
1	Transportation by Others	120,583	140,983	140,883	140,683	140,483	140,383
2	Storage Operating Costs	16,444	16,773	17,109	17,451	17,800	18,156
3	Pipeline Integrity and Insurance Deductible Costs	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000
4	NEB Cost Recovery	7,136	7,279	7,424	7,573	7,724	7,879
5	Return	460,277	445,062	430,813	397,572	370,326	337,686
6	Income Taxes	156,194	150,345	148,170	146,240	144,268	142,526
7	Depreciation	411,407	414,140	418,038	417,071	416,103	416,560
8	Regulatory Proceedings Costs and Collaborative (TTF) Costs	916	934	953	972	991	1,011
9	Electric Costs and Tax on Fuel	23,000	23,460	23,929	24,408	24,896	25,394
10	Municipal and Provincial Capital taxes	132,714	137,139	142,270	146,538	150,935	155,463
11	Operations, Maintenance and Administrative	179,539	183,130	186,793	190,529	194,339	198,226
12	TransCanada Contribution	(27,000)	(27,000)	(27,000)	(27,000)	(27,000)	(27,000)
13	Long Term Adjustment Account	15,814	15,722	15,636	15,603	15,570	15,585
14	Revenue Requirement (without Annual Bridging Amount)	1,597,024	1,607,966	1,605,018	1,577,639	1,556,435	1,531,869
15	Annual Bridging Amount	519,773	(95,181)	(360,197)	(340,964)	(331,733)	(307,433)
16	<b>Revenue Requirement</b>	<b>2,116,797</b>	<b>1,512,785</b>	<b>1,244,822</b>	<b>1,236,675</b>	<b>1,224,702</b>	<b>1,224,436</b>

Mainline Rate Base  
For the Period of 2015 - 2020  
(\$000's)

Line No.	Particulars	2015	2016	2017	2018	2019	2020
	(a)	(b)	(c)	(d)	(e)	(f)	(g)
<b>Utility Investment</b>							
1	Gross Plant	12,993,656	13,156,469	13,353,448	13,350,427	13,347,406	13,349,051
2	Accumulated Depreciation	(8,181,008)	(8,520,613)	(8,864,014)	(9,208,547)	(9,552,113)	(9,900,090)
3	Net Plant	<u>4,812,648</u>	<u>4,635,855</u>	<u>4,489,434</u>	<u>4,141,880</u>	<u>3,795,293</u>	<u>3,448,961</u>
4	Contribution in Aid of Construction	(35,496)	(34,996)	(34,496)	(33,996)	(33,496)	(32,996)
5	<b>Total Plant</b>	<b><u>4,777,152</u></b>	<b><u>4,600,859</u></b>	<b><u>4,454,938</u></b>	<b><u>4,107,884</u></b>	<b><u>3,761,797</u></b>	<b><u>3,415,965</u></b>
<b>Working Capital</b>							
6	Cash	22,121	22,412	22,709	23,012	23,322	23,637
7	Goods & Services Tax/Harmonized Sales Tax, Net	(12,204)	(12,204)	(12,204)	(12,204)	(12,204)	(12,204)
8	Materials and Supplies	22,716	22,716	22,716	22,716	22,716	22,716
9	Linepack	41,097	41,097	41,097	41,097	41,097	41,097
10	Storage Gas	15,473	15,473	15,473	15,473	15,473	15,473
11	Prepayments and Deposits	1,147	1,147	1,147	1,147	1,147	1,147
12	<b>Total Working Capital</b>	<b><u>90,350</u></b>	<b><u>90,641</u></b>	<b><u>90,938</u></b>	<b><u>91,241</u></b>	<b><u>91,551</u></b>	<b><u>91,866</u></b>
<b>Miscellaneous Deferred Items</b>							
13	Debt, Discount, and Expense	15,979	14,274	12,589	10,862	9,027	7,134
14	Prefunded / (Unfunded) Pension and Post Employment Benefits Liability	80,101	75,651	71,201	66,751	62,301	57,851
15	Long Term Adjustment Account	464,213	448,445	432,767	417,148	401,561	385,983
16	<b>Total Deferred Costs</b>	<b><u>560,293</u></b>	<b><u>538,370</u></b>	<b><u>516,557</u></b>	<b><u>494,761</u></b>	<b><u>472,889</u></b>	<b><u>450,968</u></b>
17	<b>Rate Base (excluding Bridging Amortization Account)</b>	<b><u>5,427,795</u></b>	<b><u>5,229,871</u></b>	<b><u>5,062,433</u></b>	<b><u>4,693,885</u></b>	<b><u>4,326,237</u></b>	<b><u>3,958,799</u></b>
<b>Bridging Amortization Account</b>							
18	Average Balance	(199,801)	(378,257)	(232,054)	19,792	279,968	547,152
19	<b>Total Rate Base</b>	<b><u>5,227,994</u></b>	<b><u>4,851,614</u></b>	<b><u>4,830,379</u></b>	<b><u>4,713,677</u></b>	<b><u>4,606,204</u></b>	<b><u>4,505,951</u></b>

**FIRST AMENDED APPENDIX B**

to a Mainline Settlement Agreement  
made effective as the 31<sup>st</sup> day of October, 2013 among  
TransCanada PipeLines Limited, Enbridge Gas Distribution Inc.,  
Union Gas Limited and Gaz Metro Limited Partnership

**JANUARY 1, 2015 TO DECEMBER 31, 2020  
BILLING DETERMINANTS and REVENUES**

(See Attached)

**2015 - 2020 Revenue Forecast**

**Firm Transportation**

Line No.	Receipt	Delivery	Compliance Toll (\$/GJ)	% of Compliance	New Toll (\$/GJ)	Energy (GJ/d)					Revenue (\$Millions)						
						2015	2016	2017	2018	2019	2020	2015	2016	2017	2018	2019	2020
	(a)	(b)	(c)	(d)	(e)	(f)	(g)	(h)	(i)	(j)	(k)	(l)	(m)	(n)	(o)	(p)	(q)
1	Emerson 2	Centram MDA	0.1586	112%	0.1774	69,750	69,750	69,750	69,750	69,750	69,750	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5
2	Empress	Centram MDA	0.5362	112%	0.5998	186,640	186,640	186,640	186,640	186,640	186,640	40.9	40.9	40.9	40.9	40.9	40.9
3	Empress	Centram SSDA	0.3982	112%	0.4454	1,200	1,200	1,200	1,200	1,200	1,200	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2
4	Empress	Centrat MDA	0.5980	112%	0.6689	11,500	11,500	11,500	11,500	11,500	11,500	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8
5	Empress	Cornwall	1.6429	118%	1.9422	12,156	12,156	12,156	12,156	12,156	12,156	8.6	8.6	8.6	8.6	8.6	8.6
6	Empress	East Hereford	1.8251	118%	2.1576	39,373	-	-	-	-	-	31.0	-	-	-	-	-
7	Empress	Emerson 1	0.6088	112%	0.6809	86,928	86,928	86,928	86,928	86,928	86,928	21.6	21.6	21.6	21.6	21.6	21.6
8	Empress	Emerson 2	0.6088	112%	0.6809	27,634	27,634	27,634	27,634	27,634	27,634	6.9	6.9	6.9	6.9	6.9	6.9
9	Empress	Enbridge CDA	1.5659	118%	1.8511	476,338	-	-	-	-	-	321.8	-	-	-	-	-
10	Empress	Enbridge CDA (Amended)	1.5685	118%	1.8542	10,578	63,468	63,468	63,468	63,468	63,468	7.2	43.0	43.0	43.0	43.0	43.0
11	Empress	Enbridge EDA	1.6154	118%	1.9097	287,579	336,440	201,532	201,532	201,532	201,532	200.5	234.5	140.5	140.5	140.5	140.5
12	Empress	GMIT EDA	1.7294	118%	2.0444	175,963	120,250	85,000	85,000	85,000	85,000	131.3	89.7	63.4	63.4	63.4	63.4
13	Empress	GMIT NDA	1.3441	112%	1.5034	12,939	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	7.1	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5
14	Empress	Iroquois	1.6259	118%	1.9221	121,638	22,463	-	-	-	-	85.3	15.8	-	-	-	-
15	Empress	KPUC EDA	1.6841	118%	1.9909	9,090	9,090	9,090	9,090	9,090	9,090	6.6	6.6	6.6	6.6	6.6	6.6
16	Empress	Napierville	1.7215	118%	2.0351	50,233	50,233	50,233	50,233	50,233	50,233	37.3	37.3	37.3	37.3	37.3	37.3
17	Empress	Nipigon WDA	0.9322	112%	1.0427	6,484	6,484	6,303	5,400	5,400	5,400	2.5	2.5	2.4	2.1	2.1	2.1
18	Empress	Phillipsburg	1.7304	118%	2.0457	18,500	18,500	18,500	18,500	18,500	18,500	13.8	13.8	13.8	13.8	13.8	13.8
19	Empress	Spruce	0.5980	112%	0.6689	4,220	4,220	4,220	4,220	4,220	4,220	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0
20	Empress	Transgas SSDA	0.3073	112%	0.3438	50,000	50,000	45,833	25,000	25,000	25,000	6.3	6.3	5.8	3.1	3.1	3.1
21	Empress	Tunis NDA	1.2345	112%	1.3808	9,402	9,402	9,091	7,536	7,536	7,536	4.7	4.7	4.6	3.8	3.8	3.8
22	Empress	Union CDA	1.5405	118%	1.8212	68,000	39,463	-	-	-	-	45.2	26.2	-	-	-	-
23	Empress	Union ECDA	1.5437	118%	1.8250	-	1,833	11,000	11,000	11,000	11,000	-	1.2	7.3	7.3	7.3	7.3
24	Empress	Union EDA	1.6504	118%	1.9511	139,023	77,667	1,000	1,000	1,000	1,000	99.0	55.3	0.7	0.7	0.7	0.7
25	Empress	Union NCDA	1.4953	118%	1.7677	11,000	11,000	11,000	11,000	11,000	11,000	7.1	7.1	7.1	7.1	7.1	7.1
26	Empress	Union NDA	1.3169	112%	1.4730	109,571	92,053	67,000	67,000	67,000	67,000	58.9	49.5	36.0	36.0	36.0	36.0
27	Empress	Union SSMDA	1.1945	112%	1.3361	21,000	21,000	21,000	21,000	21,000	21,000	10.2	10.2	10.2	10.2	10.2	10.2
28	Empress	Union WDA	0.8562	112%	0.9577	50,575	52,000	52,000	52,000	52,000	52,000	17.7	18.2	18.2	18.2	18.2	18.2
29	Kirkwall	Chippawa	0.1437	152%	0.2189	198,226	163,650	161,867	130,092	15,794	13,162	15.8	13.1	12.9	10.4	1.3	1.1
30	Kirkwall	Niagara Falls	0.1424	152%	0.2171	31,651	-	26,376	-	-	-	2.5	2.1	-	-	-	-
31	Kirkwall	Union CDA (Amended)	0.1023	152%	0.1559	-	22,500	135,000	135,000	135,000	135,000	-	1.3	7.7	7.7	7.7	7.7
32	Niagara Falls	Enbridge CDA	0.1738	152%	0.2648	213,015	-	-	-	-	-	20.6	-	-	-	-	-
33	Niagara Falls	Enbridge CDA (Amended)	0.1757	152%	0.2677	42,603	255,618	255,618	255,618	255,618	255,618	4.2	25.0	25.0	25.0	25.0	25.0
34	Niagara Falls	GMIT EDA	0.4798	152%	0.7311	82,000	82,000	82,000	82,000	82,000	82,000	21.9	21.9	21.9	21.9	21.9	21.9
35	Niagara Falls	Kirkwall	0.1424	152%	0.2171	73,062	73,062	73,062	73,062	73,062	73,062	5.8	5.8	5.8	5.8	5.8	5.8
36	Niagara Falls	KPUC EDA	0.3088	152%	0.4705	2,000	2,000	2,000	2,000	2,000	2,000	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3
37	Niagara Falls	Enbridge Parkway CDA	0.1534	152%	0.2337	33,333	200,000	200,000	200,000	200,000	200,000	2.8	17.1	17.1	17.1	17.1	17.1
38	SS, Marie	Union SSMDA	0.0910	112%	0.1018	36,368	72,000	72,000	72,000	72,000	72,000	1.4	2.7	2.7	2.7	2.7	2.7
39	St. Clair	Chippawa	0.2523	152%	0.3845	103,452	-	-	-	-	-	14.5	-	-	-	-	-
40	St. Clair	Union SWDA	0.0958	152%	0.1460	140,125	140,125	140,125	140,125	140,125	140,125	7.5	7.5	7.5	7.5	7.5	7.5
41	Union Dawn	East Hereford	0.6236	152%	0.9503	52,753	52,753	52,753	52,753	52,753	52,753	18.3	18.3	18.3	18.3	18.3	18.3
42	Union Dawn	Enbridge CDA	0.2356	152%	0.3590	137,013	-	-	-	-	-	18.0	-	-	-	-	-
43	Union Dawn	Enbridge CDA (Amended)	0.2387	152%	0.3638	27,403	164,416	164,416	164,416	164,416	164,416	3.6	21.8	21.8	21.8	21.8	21.8
44	Union Dawn	Enbridge EDA	0.4367	152%	0.6655	120,667	154,000	154,000	154,000	154,000	154,000	29.3	37.4	37.4	37.4	37.4	37.4
45	Union Dawn	GMIT EDA	0.5279	152%	0.8045	210,000	210,000	210,000	210,000	210,000	210,000	61.7	61.7	61.7	61.7	61.7	61.7
46	Union Dawn	Iroquois	0.4198	152%	0.6397	10,000	-	-	-	-	-	2.3	-	-	-	-	-
47	Union Dawn	Niagara Falls	0.2389	152%	0.3641	10,265	10,265	10,265	2,566	-	-	1.4	1.4	1.4	0.3	-	-
48	Union Dawn	Union CDA	0.2042	152%	0.3111	122,532	64,250	-	-	-	-	13.9	7.3	-	-	-	-
49	Union Parkway Belt	Enbridge CDA	0.1245	152%	0.1897	6,727	-	-	-	-	-	0.5	-	-	-	-	-
50	Union Parkway Belt	Enbridge CDA (Amended)	0.1281	152%	0.1953	1,345	8,072	8,072	8,072	8,072	8,072	0.1	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6
51	Union Parkway Belt	Enbridge EDA	0.3207	152%	0.4888	-	27,648	165,889	165,889	165,889	165,889	-	4.9	29.6	29.6	29.6	29.6
52	Union Parkway Belt	GMIT EDA	0.4119	152%	0.6277	104,858	325,198	430,448	430,448	430,448	430,448	24.0	74.5	98.6	98.6	98.6	98.6
53	Union Parkway Belt	GMIT NDA	0.3415	152%	0.5204	2,555	15,327	15,327	15,327	15,327	15,327	0.5	2.9	2.9	2.9	2.9	2.9
54	Union Parkway Belt	Iroquois	0.3038	152%	0.4629	483,905	483,905	483,905	483,905	483,905	483,905	81.8	81.8	81.8	81.8	81.8	81.8
55	Union Parkway Belt	Phillipsburg	0.4130	152%	0.6293	30,000	30,000	30,000	30,000	30,000	30,000	6.9	6.9	6.9	6.9	6.9	6.9
56	Union Parkway Belt	Union CDA	0.1008	152%	0.1536	16,000	13,333	-	-	-	-	0.9	0.7	-	-	-	-
57	Union Parkway Belt	Union EDA	0.2505	152%	0.3817	49,500	130,333	222,000	222,000	222,000	222,000	6.9	18.2	30.9	30.9	30.9	30.9
58	Union Parkway Belt	Union NCDA	0.1796	152%	0.2737	4,247	4,167	5,000	5,000	5,000	5,000	0.4	0.4	0.5	0.5	0.5	0.5
59	Union Parkway Belt	Union NDA	0.3580	152%	0.5456	67,188	96,833	206,000	206,000	206,000	206,000	13.4	19.3	41.0	41.0	41.0	41.0
60	Welwyn	Centram MDA	0.2235	112%	0.2500	1,332	1,332	1,332	1,332	1,332	1,332	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1
61	<b>Total Firm Transportation</b>					<b>4,481,438</b>	<b>4,211,537</b>	<b>4,334,158</b>	<b>4,271,392</b>	<b>4,154,528</b>	<b>4,151,896</b>	<b>1,561.3</b>	<b>1,163.8</b>	<b>1,018.2</b>	<b>1,010.9</b>	<b>1,001.5</b>	<b>1,001.3</b>

**Firm Transportation - Non Renewable**

Line No.	Receipt	Delivery	Compliance Toll (\$/GJ)	% of Compliance	Toll (\$/GJ)	Energy (GJ/d)						Revenue (\$Millions)					
						2015	2016	2017	2018	2019	2020	2015	2016	2017	2018	2019	2020
(a)	(b)	(c)	(d)	(e)	(f)	(g)	(h)	(i)	(j)	(k)	(l)	(m)	(n)	(o)	(p)	(q)	
1	Empress	Cornwall	1.6429	118%	1.9422	294	-	-	-	-	-	0.2	-	-	-	-	
2	Empress	East Hereford	1.8251	118%	2.1576	22,859	-	-	-	-	-	18.0	-	-	-	-	
3	Empress	Enbridge EDA	1.6154	118%	1.9097	93,125	-	-	-	-	-	64.9	-	-	-	-	
4	Empress	GMIT EDA	1.7294	118%	2.0444	128,664	-	-	-	-	-	96.0	-	-	-	-	
5	Empress	Iroquois	1.6259	118%	1.9221	23,299	-	-	-	-	-	16.3	-	-	-	-	
6	Empress	Union EDA	1.6504	118%	1.9511	1,052	-	-	-	-	-	0.7	-	-	-	-	
7	<b>Total Firm Transportation - Non Renewable</b>					<b>269,293</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>196.2</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>

**Firm Transportation - Short Notice & Enhanced Market Balancing<sup>1</sup>**

Line No.	Receipt	Delivery	Compliance Toll (\$/GJ)	% of Compliance	Toll (\$/GJ)	Energy (GJ/d)						Revenue (\$Millions)						
						2015	2016	2017	2018	2019	2020	2015	2016	2017	2018	2019	2020	
(a)	(b)	(c)	(d)	(e)	(f)	(g)	(h)	(i)	(j)	(k)	(l)	(m)	(n)	(o)	(p)	(q)		
8	FT-SN Kirkwall	Thorold CDA	0.1476	152%	0.2250	49,500	49,500	49,500	49,500	49,500	49,500	4.1	4.1	4.1	4.1	4.1	4.1	
9	FT-SN Union Parkway Belt	Goreway CDA	0.1099	152%	0.1675	140,000	140,000	140,000	140,000	140,000	140,000	8.6	8.6	8.6	8.6	8.6	8.6	
10	FT-SN Union Parkway Belt	Schomberg #2 CDA	0.1285	152%	0.1959	87,654	87,654	87,654	87,654	87,654	87,654	6.3	6.3	6.3	6.3	6.3	6.3	
11	FT-SN Union Parkway Belt	Victoria Square #2 CDA	0.1298	152%	0.1978	185,000	185,000	185,000	185,000	185,000	185,000	13.4	13.4	13.4	13.4	13.4	13.4	
12	EMB Union Parkway Belt	Union EDA	0.2755	152%	0.4198	4,167	25,000	25,000	25,000	25,000	25,000	0.6	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	
13	<b>Total Firm Transportation - Short Notice &amp; Enhanced Market Balancing</b>					<b>466,321</b>	<b>487,154</b>	<b>487,154</b>	<b>487,154</b>	<b>487,154</b>	<b>487,154</b>	<b>32.9</b>	<b>36.1</b>	<b>36.1</b>	<b>36.1</b>	<b>36.1</b>	<b>36.1</b>	<b>36.1</b>

**Storage Transportation Service**

Line No.	Receipt	Delivery	Compliance Toll (\$/GJ)	% of Compliance	Toll (\$/GJ)	Energy (GJ/d)						Revenue (\$Millions)					
						2015	2016	2017	2018	2019	2020	2015	2016	2017	2018	2019	2020
(a)	(b)	(c)	(d)	(e)	(f)	(g)	(h)	(i)	(j)	(k)	(l)	(m)	(n)	(o)	(p)	(q)	
14	STS Centram MDA		0.1586	112%	0.1774	54,000	54,000	54,000	54,000	54,000	54,000	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5
15	STS Union NDA		0.3580	152%	0.5456	47,429	37,667	31,000	31,000	31,000	31,000	9.4	7.5	6.2	6.2	6.2	6.2
16	STS Cornwall		0.3255	152%	0.4960	10,300	10,300	10,300	10,300	10,300	10,300	1.9	1.9	1.9	1.9	1.9	1.9
17	STS Enbridge CDA		0.1245	152%	0.1897	236,577	-	-	-	-	-	16.4	-	-	-	-	-
18	STS Enbridge CDA (Amended)		0.1281	152%	0.1953	47,315	283,892	283,892	283,892	283,892	283,892	3.4	20.2	20.2	20.2	20.2	20.2
19	STS Enbridge EDA		0.3207	152%	0.4888	80,611	80,611	80,611	80,611	80,611	80,611	14.4	14.4	14.4	14.4	14.4	14.4
20	STS GMIT EDA		0.4119	152%	0.6277	216,174	216,174	216,174	216,174	216,174	216,174	49.5	49.5	49.5	49.5	49.5	49.5
21	STS KPUC EDA		0.2409	152%	0.3671	13,342	13,342	13,342	13,342	13,342	13,342	1.8	1.8	1.8	1.8	1.8	1.8
22	STS Phillipsburg		0.4130	152%	0.6293	20,279	20,279	20,279	20,279	20,279	20,279	4.7	4.7	4.7	4.7	4.7	4.7
23	STS Union EDA		0.2505	152%	0.3817	61,600	27,000	27,000	27,000	27,000	27,000	8.6	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8
24	STS Union WDA		0.8400	152%	1.2801	3,150	3,150	3,150	3,150	3,150	3,150	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5
25	<b>Total Storage Transportation Service</b>					<b>790,777</b>	<b>746,415</b>	<b>739,748</b>	<b>739,748</b>	<b>739,748</b>	<b>739,748</b>	<b>115.0</b>	<b>108.7</b>	<b>107.4</b>	<b>107.4</b>	<b>107.4</b>	<b>107.4</b>

**26 Total Firm Revenues**

<b>6,007,828</b>	<b>5,445,105</b>	<b>5,561,060</b>	<b>5,498,294</b>	<b>5,381,430</b>	<b>5,378,798</b>	<b>1,905.3</b>	<b>1,308.6</b>	<b>1,161.7</b>	<b>1,154.4</b>	<b>1,144.9</b>	<b>1,144.7</b>
------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	----------------	----------------	----------------	----------------	----------------	----------------

**Non Discretionary Miscellaneous Revenue (NDMR)**

27	Delivery Pressure Surcharge	30.1	22.8	21.7	20.9	18.4	18.4
28	Union Dawn Receipt Point Surcharge	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3
29	Sales Meter Station Surcharge	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1
30	<b>Total NDMR</b>	<b>31.5</b>	<b>24.2</b>	<b>23.1</b>	<b>22.3</b>	<b>19.8</b>	<b>19.8</b>

**31 Discretionary Miscellaneous Revenue (DMR)<sup>2</sup>**

<b>180.0</b>	<b>180.0</b>	<b>60.0</b>	<b>60.0</b>	<b>60.0</b>	<b>60.0</b>
--------------	--------------	-------------	-------------	-------------	-------------

**32 Total System Revenues**

<b>2,116.8</b>	<b>1,512.8</b>	<b>1,244.8</b>	<b>1,236.7</b>	<b>1,224.7</b>	<b>1,224.4</b>
----------------	----------------	----------------	----------------	----------------	----------------

<sup>1</sup> Firm Transportation - Short Notice (FT-SN) & Enhanced Market Balancing (EMB) service revenues include a 10% Toll Premium

<sup>2</sup> DMR includes IT, STFT, and Diversion revenues



**FIRST AMENDED APPENDIX C**

to a Mainline Settlement Agreement  
made effective as the 31<sup>st</sup> day of October, 2013 among  
TransCanada PipeLines Limited, Enbridge Gas Distribution Inc.,  
Union Gas Limited and Gaz Metro Limited Partnership

**METHODOLOGY TO ALLOCATE REVENUE REQUIREMENT TO SEGMENTS**

(See Attached)

Revenue Requirement and Asset Values Allocated by Segment  
For the Period of 2015 - 2020  
(\$000's)

Line No.	Revenue Requirement (a)	2015				2016				2017							
		Prairies	NOL	Eastern	Total	Prairies	NOL	Eastern	Total	Prairies	NOL	Eastern	Total				
		(b)	(c)	(d)	(e)	(f)	(g)	(h)	(i)	(j)	(k)	(l)	(m)				
1	Transmission By Others																
1	- GLGT	-	8,204	15,693	23,897	-	8,204	15,693	23,897	-	8,204	15,693	23,897	-	8,204	15,693	23,897
2	- Union/Enbridge	-	-	20,686	20,686	-	-	41,086	41,086	-	-	40,986	40,986	-	-	40,986	40,986
3	- TQM	-	-	76,000	76,000	-	-	76,000	76,000	-	-	76,000	76,000	-	-	76,000	76,000
4	Storage Operating Costs	4,737	4,989	6,718	16,444	4,195	3,918	8,661	16,773	3,695	3,262	10,152	17,109				
5	Pipeline Integrity	25,000	50,000	25,000	100,000	25,000	50,000	25,000	100,000	25,000	50,000	25,000	100,000				
6	NEB Cost Recovery & Collaborative Costs	2,320	2,443	3,289	8,052	2,054	1,918	4,241	8,213	1,809	1,597	4,971	8,377				
7	Return	138,890	129,325	192,062	460,277	132,718	108,986	203,358	445,062	125,873	88,252	216,688	430,813				
8	Income Taxes	47,132	43,886	65,176	156,194	44,833	36,816	68,696	150,345	43,292	30,353	74,526	148,170				
9	Depreciation	87,727	244,469	79,211	411,407	88,184	242,515	83,441	414,140	88,632	240,537	88,869	418,038				
10	Fuel Gas Tax <sup>2</sup>	2,454	-	606	3,060	2,503	-	618	3,121	2,553	-	631	3,184				
11	Electrical Costs <sup>3</sup>	15,816	45	4,078	19,940	16,133	46	4,160	20,339	16,455	47	4,243	20,746				
12	Municipal and Provincial Capital Taxes <sup>1</sup>	44,867	52,548	35,299	132,714	46,213	54,124	36,801	137,139	47,599	55,748	38,923	142,270				
13	Operations, Maintenance and Administrative	51,722	54,471	73,346	179,539	45,797	42,777	94,557	183,130	40,345	35,613	110,835	186,793				
14	TransCanada Contribution	(8,147)	(7,586)	(11,266)	(27,000)	(8,051)	(6,612)	(12,337)	(27,000)	(7,889)	(5,531)	(13,580)	(27,000)				
15	Long Term Adjustment Account	4,772	4,443	6,599	15,814	4,688	3,850	7,184	15,722	4,568	3,203	7,864	15,636				
16	Revenue Requirement	417,289	587,237	592,498	1,597,024	404,265	546,544	657,158	1,607,966	391,933	511,285	701,800	1,605,018				
17	Annual Bridging Amount				519,773				(95,181)				(360,197)				
18	Revenue Requirement				<u>2,116,797</u>				<u>1,512,785</u>				<u>1,244,822</u>				
	<b>Asset Split</b>	<b>GPIS</b>	<b>Dep Rate</b>	<b>Rate Base</b>	<b>GJ's</b>	<b>GJ-KMs</b>	<b>GPIS</b>	<b>Dep Rate</b>	<b>Rate Base</b>	<b>GJ's</b>	<b>GJ-KMs</b>	<b>GPIS</b>	<b>Dep Rate</b>	<b>Rate Base</b>	<b>GJ's</b>	<b>GJ-KMs</b>	
19	Prairies	30%	2.2%	30%	25%	33%	30%	2.2%	30%	20%	30%	30%	2.2%	29%	16%	27%	
20	NOL	41%	4.5%	28%	21%	40%	41%	4.5%	24%	16%	31%	40%	4.5%	20%	14%	24%	
21	Eastern	29%	2.1%	42%	54%	27%	30%	2.1%	46%	64%	39%	31%	2.1%	50%	70%	48%	

Footnotes:  
<sup>1</sup> Municipal taxes are allocated as follows: Alberta 1%, Sask Border to Stn 41 33%, Stn 41 to NBJ 40%, NBJ to Quebec 26%, Quebec (TQM) 1%  
<sup>2</sup> Sales tax on fuel is allocated as follows: Saskatchewan 78%, Manitoba 2% and Quebec 20%  
<sup>3</sup> Electric costs are allocated as follows: Electric Energy Aftercoolers 5%, Montreal Line Electric Units 18%, Stn. 9E & 17E 40%, Stn. 41F & 41G 34%, Stn. 52C 0.2%, Stn. 123C 3%

Revenue Requirement and Asset Values Allocated by Segment  
For the Period of 2015 - 2020  
(\$000's)

Line No.	Revenue Requirement (a)	2018				2019				2020						
		Prairies	NOL	Eastern	Total	Prairies	NOL	Eastern	Total	Prairies	NOL	Eastern	Total			
		(b)	(c)	(d)	(e)	(f)	(g)	(h)	(i)	(j)	(k)	(l)	(m)			
	Transmission By Others															
1	- GLGT	-	8,204	15,693	23,897	-	8,204	15,693	23,897	-	8,204	15,693	23,897	-	8,204	15,693
2	- Union/Enbridge	-	-	40,786	40,786	-	-	40,586	40,586	-	-	40,486	40,486	-	-	40,486
3	- TQM	-	-	76,000	76,000	-	-	76,000	76,000	-	-	76,000	76,000	-	-	76,000
4	Storage Operating Costs	3,738	3,341	10,372	17,451	3,846	3,438	10,516	17,800	3,924	3,507	10,725	18,156			
5	Pipeline Integrity	25,000	50,000	25,000	100,000	25,000	50,000	25,000	100,000	25,000	50,000	25,000	100,000			
6	NEB Cost Recovery & Collaborative Costs	1,830	1,636	5,078	8,545	1,883	1,683	5,149	8,716	1,921	1,717	5,251	8,890			
7	Return	119,305	67,893	210,375	397,572	114,533	48,410	207,383	370,326	108,648	27,410	201,628	337,686			
8	Income Taxes	43,884	24,973	77,383	146,240	44,619	18,859	80,790	144,268	45,857	11,569	85,100	142,526			
9	Depreciation	89,110	238,633	89,328	417,071	89,589	236,726	89,788	416,103	90,060	236,259	90,240	416,560			
10	Fuel Gas Tax <sup>2</sup>	2,604	-	643	3,247	2,656	-	656	3,312	2,709	-	669	3,378			
11	Electrical Costs <sup>3</sup>	16,784	48	4,328	21,160	17,120	49	4,415	21,584	17,462	50	4,503	22,015			
12	Municipal and Provincial Capital Taxes <sup>1</sup>	49,027	57,421	40,091	146,538	50,498	59,143	41,294	150,935	52,012	60,917	42,533	155,463			
13	Operations, Maintenance and Administrative	40,811	36,481	113,237	190,529	41,994	37,534	114,811	194,339	42,842	38,292	117,091	198,226			
14	TransCanada Contribution	(8,102)	(4,611)	(14,287)	(27,000)	(8,350)	(3,530)	(15,120)	(27,000)	(8,687)	(2,192)	(16,121)	(27,000)			
15	Long Term Adjustment Account	4,682	2,664	8,256	15,603	4,816	2,035	8,719	15,570	5,014	1,265	9,306	15,585			
16	Revenue Requirement	388,672	486,684	702,283	1,577,639	388,203	462,553	705,679	1,556,435	386,764	437,000	708,105	1,531,869			
17	Annual Bridging Amount				(340,964)				(331,733)				(307,433)			
18	Revenue Requirement				<u>1,236,675</u>				<u>1,224,702</u>				<u>1,224,436</u>			
	<b>Asset Split</b>	<b>GPIS</b>	<b>Dep Rate</b>	<b>Rate Base</b>	<b>GJ's</b>	<b>GJ-KMs</b>	<b>GPIS</b>	<b>Dep Rate</b>	<b>Rate Base</b>	<b>GJ's</b>	<b>GJ-KMs</b>	<b>GPIS</b>	<b>Dep Rate</b>	<b>Rate Base</b>	<b>GJ's</b>	<b>GJ-KMs</b>
19	Prairies	30%	2.2%	30%	16%	27%	30%	2.2%	31%	16%	27%	30%	2.2%	32%	16%	27%
20	NOL	39%	4.5%	17%	14%	24%	39%	4.5%	13%	14%	25%	39%	4.5%	8%	14%	25%
21	Eastern	31%	2.1%	53%	70%	49%	31%	2.1%	56%	70%	48%	31%	2.1%	60%	70%	48%

Footnotes:

<sup>1</sup> Municipal taxes are allocated as follows: Alberta 1%, Sask Border to Stn 41 33%, Stn 41 to NBJ 40%, NBJ to Quebec 26%, Quebec (TQM) 1%

<sup>2</sup> Sales tax on fuel is allocated as follows: Saskatchewan 78%, Manitoba 2% and Quebec 20%

<sup>3</sup> Electric costs are allocated as follows: Electric Energy Aftercoolers 5%, Montreal Line Electric Units 18%, Stn. 9E & 17E 40%, Stn. 41F & 41G 34%, Stn. 52C 0.2%, Stn. 123C 3%

Annual Bridging Amount  
For the Period of 2015 - 2030  
(\$000's)

Line No.	Particulars (a)	2015 (b)	2016 (c)	2017 (d)	2018 (e)	2019 (f)	2020 (g)					
1	Annual Bridging Amount	519,773	(95,181)	(360,197)	(340,964)	(331,733)	(307,433)					
		2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	
2	Annual Bridging Amount	150,304	143,874	138,074	132,502	126,753	120,827	113,914	107,252	100,812	91,970	

Note: For the years 2021 - 2030, the Annual Bridging Amount is allocated only to the EOT segment.

1 **METHODOLOGY TO ALLOCATE REVENUE REQUIREMENT TO SEGMENTS**

2 The following methodology outlines the manner in which the annual Mainline Revenue  
3 Requirement has been determined for the various system segments for purposes of Settlement  
4 Toll determination.

5 This is a two-step process. The first step is to determine the Revenue Requirement associated  
6 with each segment before taking into account the Bridging Contribution. As part of the  
7 Settlement, the recovery of the EOT portion of the overall Revenue Requirement has been  
8 extended to a 16 year period whereas the recovery of the Prairies and NOL portion of the  
9 overall Revenue Requirement is completed during the initial six year period. The second step  
10 determines what the EOT Revenue Requirement is, taking into account the amortization of  
11 the Bridging Contribution over the 16 year period.

12 First Step – Determine the Revenue Requirement associated with each segment.

13 As an integrated system, TransCanada does not calculate the annual Mainline Revenue  
14 Requirement by segments or other geographical delineations. However, estimates have been  
15 determined for three segments, Prairies, NOL and EOT.

16 The Prairies Segment represents the Mainline facilities from Empress to Station 41 including  
17 the extension to Emerson. The NOL Segment represents the Mainline facilities east of  
18 Station 41 up to and including Station 116 at North Bay, plus Line 900 for Sault-Ste-Marie.  
19 The EOT Segment represents the Mainline facilities east of Station 116 at North Bay and east  
20 of St. Clair. The delineation point between the NOL and EOT segments is North Bay  
21 Junction and St. Clair. For purposes of toll determination in Appendix D and valid diversion  
22 points in Appendix G, long-haul deliveries to St. Clair and North Bay Junction are part of the  
23 NOL segment, and receipts from St. Clair and North Bay Junction are part of the EOT  
24 segment. Transportation By Other (TBO) contracts on other pipelines are also included  
25 within each segment, generally following geographical location, as further discussed below.

1 Segmented costs, by individual cost item, were derived for each year of 2015 through 2020  
2 using the following methods:

- 3 1. **Geographical** – costs are allocated to segments based on known geographical  
4 location. Costs allocated by this method are: Municipal Taxes, Pipeline Integrity,  
5 Electric Costs and Tax on Fuel, and Transportation by Other (TBO) for Union,  
6 Enbridge, GLGT and TQM. The Union, Enbridge and TQM systems geographically  
7 reside within the EOT and are allocated to this segment. The portion of GLGT TBO  
8 from Emerson to St. Clair is a functional loop of the NOL and therefore is allocated to  
9 the NOL segment. The portion of GLGT TBO originating from St. Clair (the GLGT  
10 backhaul TBO), does not geographically reside within the EOT but is used to  
11 facilitate transportation into the EOT and therefore, these costs have been allocated to  
12 the EOT.
- 13 2. **Ratio of Rate Base** – costs are allocated to segments based on the ratio of segmented  
14 rate base to total rate base. Costs allocated by this method are: Return, Income Tax,  
15 Long Term Adjustment Account (LTAA), and TransCanada’s Contribution.
- 16 3. **Gas Plant in Service** – Depreciation Expense is allocated to segments based on the  
17 appropriate segment depreciation rate<sup>1</sup> applied to the segment Gas Plant in Service  
18 (GPIS). Depreciation of general plant is allocated to the segments based on the  
19 respective segment share of transmission system GPIS.
- 20 4. **50% Energy and 50% Energy-Distance** – costs are allocated to segments with 50%  
21 of the cost allocated based on the energy split across the segments, and 50% of the cost  
22 allocated based on the energy-distance split across segments. Costs allocated by this  
23 method are: Operations, Maintenance and Administrative (OMA), Storage Operating  
24 Costs, NEB Cost Recovery, and Regulatory Proceedings Costs and Collaborative  
25 (TTF) Costs.

---

<sup>1</sup> Depreciation rates used are based on the Board approved methodology from RH-003-2011 Decision.

1 Second Step – Determine the annual adjustment to the EOT Revenue Requirement to include  
2 the amortization of the Bridging Contribution.

3 The remaining system revenue imbalance (i.e. the Bridging Contribution) is recovered from  
4 all system users and is allocated to short haul EOT shippers and all other shippers based on  
5 their relative proportion of energy billing determinants. The Bridging Contribution recovered  
6 from EOT short haul shippers is amortized over a 16 year period. This amortization amount  
7 plus the annual variances due to tolls being averaged and fixed for six years, results in the  
8 Annual Bridging Amount included in the annual Revenue Requirement.

**FIRST AMENDED APPENDIX D**

to a Mainline Settlement Agreement  
made effective as the 31<sup>st</sup> day of October, 2013 among  
TransCanada PipeLines Limited, Enbridge Gas Distribution Inc.,  
Union Gas Limited and Gaz Metro Limited Partnership

**JANUARY 1, 2015 TO DECEMBER 31, 2020 TOLLS**

(See Attached)



Mainline Transportation Tolls  
Effective January 1, 2015 through December 31, 2020

**Storage Transportation Service**

Line No	Particulars	Monthly Toll (\$/GJ/MO)	Daily Equivalent (\$/GJ)
	(a)	(b)	(c)
1	Centram MDA	5.39470	0.17736
2	Union WDA	38.93577	1.28008
3	Union NDA	16.59381	0.54555
4	Union EDA	11.60883	0.38166
5	KPUC EDA	11.16596	0.36710
6	GMIT EDA	19.09133	0.62766
7	Enbridge CDA	5.76943	0.18968
8	Enbridge CDA (Amended)	5.93916	0.19526
9	Enbridge EDA	14.86645	0.48876
10	Cornwall	15.08515	0.49595
11	Philipsburg	19.14090	0.62929

**Firm Transportation - Short Notice**

Line No	Particulars	Monthly Toll (\$/GJ/MO)	Daily Equivalent (\$/GJ)
	(a)	(b)	(c)
12	Kirkwall to Thorold CDA	6.84345	0.22499
13	Union Parkway Belt to Goreway CDA	5.09510	0.16751
14	Union Parkway Belt to Victoria Square #2 CDA	6.01733	0.19783
15	Union Parkway Belt to Schomberg #2 CDA	5.95710	0.19585

**Enhanced Market Balancing Service**

Line No	Particulars	Monthly Toll (\$/GJ/MO)	Daily Equivalent (\$/GJ)
	(a)	(b)	(c)
16	Union Parkway Belt to Union EDA	12.76983	0.41983

**Delivery Pressure**

Line No	Particulars	Monthly Toll (\$/GJ/MO)	Daily Equivalent (\$/GJ)
	(a)	(b)	(c)
17	Average Delivery Pressure Toll	0.93744	0.03082

Note: Delivery Pressure toll applies to the following locations: Emerson 1 , Emerson 2, Union SWDA, Enbridge SWDA, Dawn Export, Niagara Falls, Iroquois, Chippawa and East Hereford.  
The Daily Equivalent Toll is only applicable to STS Injections, IT, Diversions, STFT and SSS.

**Union Dawn Receipt Point Surcharge**

Line No	Particulars	Monthly Toll (\$/GJ/MO)	Daily Equivalent (\$/GJ)
	(a)	(b)	(c)
18	Union Dawn Receipt Point Surcharge	0.18079	0.00594

**Short Notice Balancing (SNB) Service**

Line No.	Particulars	Monthly Toll (\$/GJ/MO)	Daily Equivalent (\$/GJ)
	(a)	(b)	(c)
19	SNB Toll	3.75220	0.12336

Note: This SNB Toll is a representative toll for the Eastern Region.

**Energy Deficient Gas Allowance (EDGA) Service**

Line No	Particulars	Capacity Charge (\$/GJ/D)
	(a)	(b)
20	Western Section	1.57224
21	Eastern Section	0.41040

Note: The EDGA Service capacity charge for the Western Section is the effective Empress to North Bay Junction FT Toll and the capacity charge for the Eastern Section is the effective Parkway to North Bay Junction FT Toll.  
The EDGA Service fuel charge for the Western Section includes the effective Empress to North Bay Junction monthly fuel ratio and the fuel charge for the Eastern Section includes the effective Parkway to North Bay Junction monthly fuel ratio.

**Enhanced Capacity Release (ECR) Service**

Line No	Particulars	Toll (\$/GJ/D)
	(a)	(b)
22	ECR Surcharge	0.10106

Mainline Transportation Tolls  
Effective January 1, 2015 through December 31, 2020

- Notes: (i) Any transportation with a Union Dawn receipt point is subject to a Union Dawn Receipt Point Surcharge. Transport under FT, FT-NR, FT-SN and EMB service is subject to the monthly surcharge toll, and other transportation services are subject to the daily equivalent toll. Refer to page 1 for the Union Dawn Receipt Point Surcharge tolls.
- (ii) Transportation with receipt points from delivery areas or Spruce is for STFT and IT service only.
- (iii) The following delivery points are subject to an additional charge for delivery pressure: Emerson 1 & 2, Union SWDA, Enbridge SWDA, Dawn Export, Niagara Falls, Iroquois, Chippawa, and East Hereford. Refer to page 1 for the delivery pressure toll.
- (iv) Effective November 1, 2015, the Enbridge CDA is modified such that the Enbridge Parkway meter is removed from the Enbridge CDA and put within a new delivery area called the Enbridge Parkway CDA. The remaining Enbridge CDA meters continue to reside within the Enbridge CDA. Effective November 1, 2016, the Union CDA is modified such that the Union Parkway Belt, Bronte and Burlington meters are removed from the Union CDA. The Bronte and Burlington meters are put within a new delivery area called the Union ECDA, and the Parkway-Union meter will become a new standalone delivery location called Union Parkway Belt. The remaining Union CDA meters, Nanticoke and Hamilton Gate, continue to reside in the Union CDA.

Line No.	Receipt Point	Delivery Point	FT Toll (\$/GJ/MO)	Daily Equivalent FT for IT / STFT (\$/GJ)
1	Empress	Empress	2.90844	0.0956
2	Empress	TransGas SSSDA	10.45603	0.3438
3	Empress	Centram SSSDA	13.54819	0.4454
4	Empress	Centram MDA	18.24270	0.5998
5	Empress	Centrat MDA	20.34449	0.6689
6	Empress	Union WDA	29.12883	0.9577
7	Empress	Nipigon WDA	31.71546	1.0427
8	Empress	Union NDA	44.80497	1.4730
9	Empress	Calstock NDA	37.46999	1.2319
10	Empress	Tunis NDA	42.00025	1.3808
11	Empress	GMIT NDA	45.72872	1.5034
12	Empress	Union SSMDA	40.63849	1.3361
13	Empress	Union NCDA	53.76845	1.7677
14	Empress	Union CDA	55.39331	1.8212
15	Empress	Enbridge CDA	56.30429	1.8511
16	Empress	Union EDA	59.34596	1.9511
17	Empress	Enbridge EDA	58.08701	1.9097
18	Empress	KPUC EDA	60.55654	1.9909
19	Empress	GMIT EDA	62.18353	2.0444
20	Empress	Enbridge SWDA	51.12585	1.6809
21	Empress	Union SWDA	51.05985	1.6787
22	Empress	Chippawa	56.68724	1.8637
23	Empress	Cornwall	59.07616	1.9422
24	Empress	East Hereford	65.62578	2.1576
25	Empress	Emerson 1	20.71162	0.6809
26	Empress	Emerson 2	20.71162	0.6809
27	Empress	Iroquois	58.46479	1.9221
28	Empress	Kirkwall	54.59518	1.7949
29	Empress	Napierville	61.90126	2.0351
30	Empress	Niagara Falls	56.64313	1.8622
31	Empress	North Bay Junction	47.82230	1.5722
32	Empress	Philipsburg	62.22216	2.0457
33	Empress	Spruce	20.34449	0.6689
34	Empress	St. Clair	47.95978	1.5768
35	Empress	Welwyn	13.54819	0.4454
36	Empress	Dawn Export	51.12585	1.6809
37	Empress	Union Parkway Belt	55.29780	1.8180
38	Empress	Union CDA (Amended)	55.19834	1.8147
39	Empress	Union ECDA	55.50920	1.8250
40	Empress	Enbridge Parkway CDA	55.29780	1.8180
41	Empress	Enbridge CDA (Amended)	56.39798	1.8542
42	Bayhurst 1	Empress	3.43617	0.1130
43	Bayhurst 1	TransGas SSSDA	9.92952	0.3265
44	Bayhurst 1	Centram SSSDA	13.02046	0.4281
45	Bayhurst 1	Centram MDA	17.71497	0.5824
46	Bayhurst 1	Centrat MDA	19.81646	0.6515
47	Bayhurst 1	Union WDA	28.60110	0.9403
48	Bayhurst 1	Nipigon WDA	31.18773	1.0254
49	Bayhurst 1	Union NDA	44.27693	1.4557

Line No.	Receipt Point	Delivery Point	Daily Equivalent FT for IT / STFT	
			FT Toll (\$/GJ/MO)	(\$/GJ)
1	Bayhurst 1	Calstock NDA	36.94195	1.2145
2	Bayhurst 1	Tunis NDA	41.47252	1.3635
3	Bayhurst 1	GMIT NDA	45.20099	1.4861
4	Bayhurst 1	Union SSMDA	40.11076	1.3187
5	Bayhurst 1	Union NCDA	53.21000	1.7494
6	Bayhurst 1	Union CDA	54.83578	1.8028
7	Bayhurst 1	Enbridge CDA	55.74615	1.8328
8	Bayhurst 1	Union EDA	58.78781	1.9328
9	Bayhurst 1	Enbridge EDA	57.52887	1.8914
10	Bayhurst 1	KPUC EDA	59.99840	1.9726
11	Bayhurst 1	GMIT EDA	61.62569	2.0261
12	Bayhurst 1	Enbridge SWDA	50.56832	1.6625
13	Bayhurst 1	Union SWDA	50.50201	1.6603
14	Bayhurst 1	Chippawa	56.12909	1.8453
15	Bayhurst 1	Cornwall	58.51832	1.9239
16	Bayhurst 1	East Hereford	65.06825	2.1392
17	Bayhurst 1	Emerson 1	20.18389	0.6636
18	Bayhurst 1	Emerson 2	20.18389	0.6636
19	Bayhurst 1	Iroquois	57.90725	1.9038
20	Bayhurst 1	Kirkwall	54.03734	1.7766
21	Bayhurst 1	Napierville	61.34342	2.0168
22	Bayhurst 1	Niagara Falls	56.08529	1.8439
23	Bayhurst 1	North Bay Junction	47.29427	1.5549
24	Bayhurst 1	Philipsburg	61.66432	2.0273
25	Bayhurst 1	Spruce	19.81646	0.6515
26	Bayhurst 1	St. Clair	47.43175	1.5594
27	Bayhurst 1	Welwyn	13.02046	0.4281
28	Bayhurst 1	Dawn Export	50.56832	1.6625
29	Bayhurst 1	Union Parkway Belt	54.73996	1.7997
30	Bayhurst 1	Union CDA (Amended)	54.64080	1.7964
31	Bayhurst 1	Union ECDA	54.95136	1.8066
32	Bayhurst 1	Enbridge Parkway CDA	54.73996	1.7997
33	Bayhurst 1	Enbridge CDA (Amended)	55.84074	1.8359
34	Calstock NDA	Empress	-	1.2319
35	Calstock NDA	TransGas SSSDA	-	0.9838
36	Calstock NDA	Centram SSSDA	-	0.8821
37	Calstock NDA	Centram MDA	-	0.7292
38	Calstock NDA	Centrat MDA	-	0.6586
39	Calstock NDA	Union WDA	-	0.3936
40	Calstock NDA	Nipigon WDA	-	0.2848
41	Calstock NDA	Union NDA	-	0.3368
42	Calstock NDA	Calstock NDA	-	0.0956
43	Calstock NDA	Tunis NDA	-	0.2446
44	Calstock NDA	GMIT NDA	-	0.3671
45	Calstock NDA	Union SSMDA	-	1.1194
46	Calstock NDA	Union NCDA	-	0.5668
47	Calstock NDA	Union CDA	-	0.6962
48	Calstock NDA	Enbridge CDA	-	0.6743
49	Calstock NDA	Union EDA	-	0.7524
50	Calstock NDA	Enbridge EDA	-	0.7092
51	Calstock NDA	KPUC EDA	-	0.7900
52	Calstock NDA	GMIT EDA	-	0.8435
53	Calstock NDA	Enbridge SWDA	-	0.8152
54	Calstock NDA	Union SWDA	-	0.8174
55	Calstock NDA	Chippawa	-	0.7598
56	Calstock NDA	Cornwall	-	0.7413
57	Calstock NDA	East Hereford	-	0.9567
58	Calstock NDA	Emerson 1	-	0.7398
59	Calstock NDA	Emerson 2	-	0.7398
60	Calstock NDA	Iroquois	-	0.7212
61	Calstock NDA	Kirkwall	-	0.7012
62	Calstock NDA	Napierville	-	0.8342
63	Calstock NDA	Niagara Falls	-	0.7583
64	Calstock NDA	North Bay Junction	-	0.4360

Line No.	Receipt Point	Delivery Point	FT Toll (\$/GJ/MO)	Daily Equivalent FT for IT / STFT (\$/GJ)
1	Calstock NDA	Philipsburg	-	0.8448
2	Calstock NDA	Spruce	-	0.6586
3	Calstock NDA	St. Clair	-	0.7850
4	Calstock NDA	Welwyn	-	0.8821
5	Calstock NDA	Dawn Export	-	0.8152
6	Calstock NDA	Union Parkway Belt	-	0.6781
7	Calstock NDA	Union CDA (Amended)	-	0.7150
8	Calstock NDA	Union ECDA	-	0.6851
9	Calstock NDA	Enbridge Parkway CDA	-	0.6781
10	Calstock NDA	Enbridge CDA (Amended)	-	0.6739
11	Centram MDA	Empress	-	0.5998
12	Centram MDA	TransGas SSSA	-	0.3516
13	Centram MDA	Centram SSSA	-	0.2500
14	Centram MDA	Centram MDA	-	0.0956
15	Centram MDA	Centrat MDA	-	0.1662
16	Centram MDA	Union WDA	-	0.4549
17	Centram MDA	Nipigon WDA	-	0.5401
18	Centram MDA	Union NDA	-	0.9702
19	Centram MDA	Calstock NDA	-	0.7292
20	Centram MDA	Tunis NDA	-	0.8782
21	Centram MDA	GMIT NDA	-	1.0008
22	Centram MDA	Union SSMDA	-	0.8325
23	Centram MDA	Union NCDA	-	1.2364
24	Centram MDA	Union CDA	-	1.2889
25	Centram MDA	Enbridge CDA	-	1.3185
26	Centram MDA	Union EDA	-	1.4189
27	Centram MDA	Enbridge EDA	-	1.3782
28	Centram MDA	KPUC EDA	-	1.4584
29	Centram MDA	GMIT EDA	-	1.5130
30	Centram MDA	Enbridge SWDA	-	1.1486
31	Centram MDA	Union SWDA	-	1.1465
32	Centram MDA	Chippawa	-	1.3315
33	Centram MDA	Cornwall	-	1.4110
34	Centram MDA	East Hereford	-	1.6263
35	Centram MDA	Emerson 1	-	0.1774
36	Centram MDA	Emerson 2	-	0.1774
37	Centram MDA	Iroquois	-	1.3909
38	Centram MDA	Kirkwall	-	1.2627
39	Centram MDA	Napierville	-	1.5039
40	Centram MDA	Niagara Falls	-	1.3300
41	Centram MDA	North Bay Junction	-	1.0696
42	Centram MDA	Philipsburg	-	1.5144
43	Centram MDA	Spruce	-	0.1662
44	Centram MDA	St. Clair	-	1.0732
45	Centram MDA	Welwyn	-	0.2500
46	Centram MDA	Dawn Export	-	1.1486
47	Centram MDA	Union Parkway Belt	-	1.2858
48	Centram MDA	Union CDA (Amended)	-	1.2825
49	Centram MDA	Union ECDA	-	1.2927
50	Centram MDA	Enbridge Parkway CDA	-	1.2858
51	Centram MDA	Enbridge CDA (Amended)	-	1.3217
52	Centram SSSA	Empress	-	0.4454
53	Centram SSSA	TransGas SSSA	-	0.1973
54	Centram SSSA	Centram SSSA	-	0.0956
55	Centram SSSA	Centram MDA	-	0.2500
56	Centram SSSA	Centrat MDA	-	0.3191
57	Centram SSSA	Union WDA	-	0.6079
58	Centram SSSA	Nipigon WDA	-	0.6929
59	Centram SSSA	Union NDA	-	1.1232
60	Centram SSSA	Calstock NDA	-	0.8821
61	Centram SSSA	Tunis NDA	-	1.0310
62	Centram SSSA	GMIT NDA	-	1.1536
63	Centram SSSA	Union SSMDA	-	0.9863
64	Centram SSSA	Union NCDA	-	1.3980

Line No.	Receipt Point	Delivery Point	FT Toll (\$/GJ/MO)	Daily Equivalent FT
				for IT / STFT (\$/GJ)
1	Centram SSDA	Union CDA	-	1.4515
2	Centram SSDA	Enbridge CDA	-	1.4814
3	Centram SSDA	Union EDA	-	1.5814
4	Centram SSDA	Enbridge EDA	-	1.5400
5	Centram SSDA	KPUC EDA	-	1.6212
6	Centram SSDA	GMIT EDA	-	1.6747
7	Centram SSDA	Enbridge SWDA	-	1.3112
8	Centram SSDA	Union SWDA	-	1.3090
9	Centram SSDA	Chippawa	-	1.4940
10	Centram SSDA	Cornwall	-	1.5725
11	Centram SSDA	East Hereford	-	1.7879
12	Centram SSDA	Emerson 1	-	0.3311
13	Centram SSDA	Emerson 2	-	0.3311
14	Centram SSDA	Iroquois	-	1.5524
15	Centram SSDA	Kirkwall	-	1.4252
16	Centram SSDA	Napierville	-	1.6654
17	Centram SSDA	Niagara Falls	-	1.4926
18	Centram SSDA	North Bay Junction	-	1.2224
19	Centram SSDA	Philipsburg	-	1.6760
20	Centram SSDA	Spruce	-	0.3191
21	Centram SSDA	St. Clair	-	1.2270
22	Centram SSDA	Welwyn	-	0.0956
23	Centram SSDA	Dawn Export	-	1.3112
24	Centram SSDA	Union Parkway Belt	-	1.4483
25	Centram SSDA	Union CDA (Amended)	-	1.4451
26	Centram SSDA	Union ECDA	-	1.4553
27	Centram SSDA	Enbridge Parkway CDA	-	1.4483
28	Centram SSDA	Enbridge CDA (Amended)	-	1.4845
29	Centrat MDA	Empress	-	0.6689
30	Centrat MDA	TransGas SSDA	-	0.4207
31	Centrat MDA	Centram SSDA	-	0.3191
32	Centrat MDA	Centram MDA	-	0.1662
33	Centrat MDA	Centrat MDA	-	0.0956
34	Centrat MDA	Union WDA	-	0.3844
35	Centrat MDA	Nipigon WDA	-	0.4695
36	Centrat MDA	Union NDA	-	0.8998
37	Centrat MDA	Calstock NDA	-	0.6586
38	Centrat MDA	Tunis NDA	-	0.8076
39	Centrat MDA	GMIT NDA	-	0.9302
40	Centrat MDA	Union SSM DA	-	0.8319
41	Centrat MDA	Union NCDA	-	1.1619
42	Centrat MDA	Union CDA	-	1.2808
43	Centrat MDA	Enbridge CDA	-	1.2655
44	Centrat MDA	Union EDA	-	1.3474
45	Centrat MDA	Enbridge EDA	-	1.3043
46	Centrat MDA	KPUC EDA	-	1.3851
47	Centrat MDA	GMIT EDA	-	1.4385
48	Centrat MDA	Enbridge SWDA	-	1.1480
49	Centrat MDA	Union SWDA	-	1.1459
50	Centrat MDA	Chippawa	-	1.3309
51	Centrat MDA	Cornwall	-	1.3364
52	Centrat MDA	East Hereford	-	1.5517
53	Centrat MDA	Emerson 1	-	0.1768
54	Centrat MDA	Emerson 2	-	0.1768
55	Centrat MDA	Iroquois	-	1.3163
56	Centrat MDA	Kirkwall	-	1.2621
57	Centrat MDA	Napierville	-	1.4293
58	Centrat MDA	Niagara Falls	-	1.3294
59	Centrat MDA	North Bay Junction	-	0.9990
60	Centrat MDA	Philipsburg	-	1.4398
61	Centrat MDA	Spruce	-	0.0956
62	Centrat MDA	St. Clair	-	1.0726
63	Centrat MDA	Welwyn	-	0.3191
64	Centrat MDA	Dawn Export	-	1.1480

Line No.	Receipt Point	Delivery Point	Daily Equivalent FT for IT / STFT	
			FT Toll (\$/GJ/MO)	(\$/GJ)
1	Centrat MDA	Union Parkway Belt	-	1.2731
2	Centrat MDA	Union CDA (Amended)	-	1.2819
3	Centrat MDA	Union ECDA	-	1.2801
4	Centrat MDA	Enbridge Parkway CDA	-	1.2731
5	Centrat MDA	Enbridge CDA (Amended)	-	1.2648
6	Chippawa	Empress	73.07330	2.4024
7	Chippawa	TransGas SSDA	62.79034	2.0643
8	Chippawa	Centram SSDA	58.57794	1.9259
9	Chippawa	Centram MDA	52.20504	1.7163
10	Chippawa	Centrat MDA	52.18162	1.7156
11	Chippawa	Union WDA	42.13773	1.3854
12	Chippawa	Nipigon WDA	37.62876	1.2371
13	Chippawa	Union NDA	19.79578	0.6508
14	Chippawa	Calstock NDA	29.78917	0.9794
15	Chippawa	Tunis NDA	23.61702	0.7765
16	Chippawa	GMIT NDA	19.03049	0.6257
17	Chippawa	Union SSMDA	25.55426	0.8401
18	Chippawa	Union NCDA	11.52731	0.3790
19	Chippawa	Union CDA	6.51525	0.2142
20	Chippawa	Enbridge CDA	8.12855	0.2672
21	Chippawa	Union EDA	14.81079	0.4869
22	Chippawa	Enbridge EDA	18.06780	0.5940
23	Chippawa	KPUC EDA	14.36823	0.4724
24	Chippawa	GMIT EDA	22.29268	0.7329
25	Chippawa	Enbridge SWDA	11.13098	0.3660
26	Chippawa	Union SWDA	11.21615	0.3688
27	Chippawa	Chippawa	3.96268	0.1303
28	Chippawa	Cornwall	18.28772	0.6012
29	Chippawa	East Hereford	26.73047	0.8788
30	Chippawa	Emerson 1	48.81845	1.6050
31	Chippawa	Emerson 2	48.81845	1.6050
32	Chippawa	Iroquois	17.28366	0.5682
33	Chippawa	Kirkwall	6.65943	0.2189
34	Chippawa	Napierville	21.92890	0.7210
35	Chippawa	Niagara Falls	4.87883	0.1604
36	Chippawa	North Bay Junction	15.68527	0.5157
37	Chippawa	Philipsburg	22.34287	0.7346
38	Chippawa	Spruce	52.18162	1.7156
39	Chippawa	St. Clair	11.69582	0.3845
40	Chippawa	Welwyn	58.57794	1.9259
41	Chippawa	Dawn Export	11.13098	0.3660
42	Chippawa	Union Parkway Belt	7.16465	0.2356
43	Chippawa	Union CDA (Amended)	5.88106	0.1934
44	Chippawa	Union ECDA	6.89150	0.2266
45	Chippawa	Enbridge Parkway CDA	7.16465	0.2356
46	Chippawa	Enbridge CDA (Amended)	8.21919	0.2702
47	Cornwall	Empress	76.15299	2.5037
48	Cornwall	TransGas SSDA	65.87033	2.1656
49	Cornwall	Centram SSDA	61.65732	2.0271
50	Cornwall	Centram MDA	55.32214	1.8188
51	Cornwall	Centrat MDA	52.39818	1.7227
52	Cornwall	Union WDA	41.41473	1.3616
53	Cornwall	Nipigon WDA	36.90606	1.2134
54	Cornwall	Union NDA	19.09133	0.6277
55	Cornwall	Calstock NDA	29.06708	0.9556
56	Cornwall	Tunis NDA	22.89493	0.7527
57	Cornwall	GMIT NDA	18.30840	0.6019
58	Cornwall	Union SSMDA	34.88609	1.1469
59	Cornwall	Union NCDA	16.94908	0.5572
60	Cornwall	Union CDA	15.79568	0.5193
61	Cornwall	Enbridge CDA	14.44366	0.4749
62	Cornwall	Union EDA	7.47915	0.2459
63	Cornwall	Enbridge EDA	6.94169	0.2282
64	Cornwall	KPUC EDA	7.88218	0.2591

Line No.	Receipt Point	Delivery Point	Daily Equivalent FT for IT / STFT	
			FT Toll (\$/GJ/MO)	(\$/GJ)
1	Cornwall	GMIT EDA	7.96825	0.2620
2	Cornwall	Enbridge SWDA	20.46281	0.6728
3	Cornwall	Union SWDA	20.54828	0.6756
4	Cornwall	Chippawa	18.28772	0.6012
5	Cornwall	Cornwall	3.96268	0.1303
6	Cornwall	East Hereford	12.40544	0.4079
7	Cornwall	Emerson 1	55.76196	1.8333
8	Cornwall	Emerson 2	55.76196	1.8333
9	Cornwall	Iroquois	5.18574	0.1705
10	Cornwall	Kirkwall	15.99095	0.5257
11	Cornwall	Napierville	7.60386	0.2500
12	Cornwall	Niagara Falls	18.23114	0.5994
13	Cornwall	North Bay Junction	14.96287	0.4919
14	Cornwall	Philipsburg	8.01783	0.2636
15	Cornwall	Spruce	52.39818	1.7227
16	Cornwall	St. Clair	21.02795	0.6913
17	Cornwall	Welwyn	61.65732	2.0271
18	Cornwall	Dawn Export	20.46281	0.6728
19	Cornwall	Union Parkway Belt	15.08515	0.4960
20	Cornwall	Union CDA (Amended)	16.53176	0.5435
21	Cornwall	Union ECDA	15.35829	0.5049
22	Cornwall	Enbridge Parkway CDA	15.08515	0.4960
23	Cornwall	Enbridge CDA (Amended)	14.38374	0.4729
24	East Hereford	Empress	84.59575	2.7812
25	East Hereford	TransGas SSSDA	74.31278	2.4432
26	East Hereford	Centram SSSDA	70.10068	2.3047
27	East Hereford	Centram MDA	63.76550	2.0964
28	East Hereford	Centrat MDA	60.84124	2.0003
29	East Hereford	Union WDA	49.85809	1.6392
30	East Hereford	Nipigon WDA	45.34912	1.4909
31	East Hereford	Union NDA	27.53378	0.9052
32	East Hereford	Calstock NDA	37.51014	1.2332
33	East Hereford	Tunis NDA	31.33799	1.0303
34	East Hereford	GMIT NDA	26.75146	0.8795
35	East Hereford	Union SSMDA	43.32915	1.4245
36	East Hereford	Union NCDA	25.39183	0.8348
37	East Hereford	Union CDA	24.23874	0.7969
38	East Hereford	Enbridge CDA	22.88702	0.7525
39	East Hereford	Union EDA	15.92282	0.5235
40	East Hereford	Enbridge EDA	15.35494	0.5048
41	East Hereford	KPUC EDA	16.32493	0.5367
42	East Hereford	GMIT EDA	11.06467	0.3638
43	East Hereford	Enbridge SWDA	28.90587	0.9503
44	East Hereford	Union SWDA	28.99104	0.9531
45	East Hereford	Chippawa	26.73047	0.8788
46	East Hereford	Cornwall	12.40544	0.4079
47	East Hereford	East Hereford	3.96268	0.1303
48	East Hereford	Emerson 1	64.20502	2.1109
49	East Hereford	Emerson 2	64.20502	2.1109
50	East Hereford	Iroquois	13.62880	0.4481
51	East Hereford	Kirkwall	24.43371	0.8033
52	East Hereford	Napierville	13.18289	0.4334
53	East Hereford	Niagara Falls	26.67390	0.8770
54	East Hereford	North Bay Junction	23.40623	0.7695
55	East Hereford	Philipsburg	13.59625	0.4470
56	East Hereford	Spruce	60.84124	2.0003
57	East Hereford	St. Clair	29.47071	0.9689
58	East Hereford	Welwyn	70.10068	2.3047
59	East Hereford	Dawn Export	28.90587	0.9503
60	East Hereford	Union Parkway Belt	23.52820	0.7735
61	East Hereford	Union CDA (Amended)	24.97482	0.8211
62	East Hereford	Union ECDA	23.80104	0.7825
63	East Hereford	Enbridge Parkway CDA	23.52820	0.7735
64	East Hereford	Enbridge CDA (Amended)	22.82710	0.7505

Line No.	Receipt Point	Delivery Point	FT Toll (\$/GJ/MO)	Daily Equivalent FT for IT / STFT (\$/GJ)
1	Emerson 1	Empress	20.71162	0.6809
2	Emerson 1	TransGas SSSA	13.16433	0.4328
3	Emerson 1	Centram SSSA	10.07187	0.3311
4	Emerson 1	Centram MDA	5.39470	0.1774
5	Emerson 1	Centrat MDA	5.37767	0.1768
6	Emerson 1	Union WDA	14.16200	0.4656
7	Emerson 1	Nipigon WDA	16.74833	0.5506
8	Emerson 1	Union NDA	29.83784	0.9810
9	Emerson 1	Calstock NDA	22.50255	0.7398
10	Emerson 1	Tunis NDA	27.03312	0.8888
11	Emerson 1	GMIT NDA	30.76159	1.0113
12	Emerson 1	Union SSMDA	22.83531	0.7508
13	Emerson 1	Union NCDA	37.94662	1.2476
14	Emerson 1	Union CDA	36.57756	1.2026
15	Emerson 1	Enbridge CDA	37.70420	1.2396
16	Emerson 1	Union EDA	41.87432	1.3767
17	Emerson 1	Enbridge EDA	41.98382	1.3803
18	Emerson 1	KPUC EDA	42.06990	1.3831
19	Emerson 1	GMIT EDA	46.36595	1.5244
20	Emerson 1	Enbridge SWDA	32.31010	1.0623
21	Emerson 1	Union SWDA	32.24380	1.0601
22	Emerson 1	Chippawa	37.87118	1.2451
23	Emerson 1	Cornwall	43.25767	1.4222
24	Emerson 1	East Hereford	49.80729	1.6375
25	Emerson 1	Emerson 1	2.90844	0.0956
26	Emerson 1	Emerson 2	2.90844	0.0956
27	Emerson 1	Iroquois	42.64630	1.4021
28	Emerson 1	Kirkwall	35.77913	1.1763
29	Emerson 1	Napierville	46.08247	1.5150
30	Emerson 1	Niagara Falls	37.82708	1.2436
31	Emerson 1	North Bay Junction	32.85517	1.0802
32	Emerson 1	Phillipsburg	46.40367	1.5256
33	Emerson 1	Spruce	5.37767	0.1768
34	Emerson 1	St. Clair	30.15660	0.9915
35	Emerson 1	Welwyn	10.07187	0.3311
36	Emerson 1	Dawn Export	32.31010	1.0623
37	Emerson 1	Union Parkway Belt	36.48175	1.1994
38	Emerson 1	Union CDA (Amended)	36.38259	1.1961
39	Emerson 1	Union ECDA	36.69315	1.2064
40	Emerson 1	Enbridge Parkway CDA	36.48175	1.1994
41	Emerson 1	Enbridge CDA (Amended)	37.81826	1.2433
42	Emerson 2	Empress	20.71162	0.6809
43	Emerson 2	TransGas SSSA	13.16433	0.4328
44	Emerson 2	Centram SSSA	10.07187	0.3311
45	Emerson 2	Centram MDA	5.39470	0.1774
46	Emerson 2	Centrat MDA	5.37767	0.1768
47	Emerson 2	Union WDA	14.16200	0.4656
48	Emerson 2	Nipigon WDA	16.74833	0.5506
49	Emerson 2	Union NDA	29.83784	0.9810
50	Emerson 2	Calstock NDA	22.50255	0.7398
51	Emerson 2	Tunis NDA	27.03312	0.8888
52	Emerson 2	GMIT NDA	30.76159	1.0113
53	Emerson 2	Union SSMDA	22.83531	0.7508
54	Emerson 2	Union NCDA	37.94662	1.2476
55	Emerson 2	Union CDA	36.57756	1.2026
56	Emerson 2	Enbridge CDA	37.70420	1.2396
57	Emerson 2	Union EDA	41.87432	1.3767
58	Emerson 2	Enbridge EDA	41.98382	1.3803
59	Emerson 2	KPUC EDA	42.06990	1.3831
60	Emerson 2	GMIT EDA	46.36595	1.5244
61	Emerson 2	Enbridge SWDA	32.31010	1.0623
62	Emerson 2	Union SWDA	32.24380	1.0601
63	Emerson 2	Chippawa	37.87118	1.2451
64	Emerson 2	Cornwall	43.25767	1.4222



Line No.	Receipt Point	Delivery Point	FT Toll (\$/GJ/MO)	Daily Equivalent FT for IT / STFT (\$/GJ)
1	Emerson 2	East Hereford	49.80729	1.6375
2	Emerson 2	Emerson 1	2.90844	0.0956
3	Emerson 2	Emerson 2	2.90844	0.0956
4	Emerson 2	Iroquois	42.64630	1.4021
5	Emerson 2	Kirkwall	35.77913	1.1763
6	Emerson 2	Napierville	46.08247	1.5150
7	Emerson 2	Niagara Falls	37.82708	1.2436
8	Emerson 2	North Bay Junction	32.85517	1.0802
9	Emerson 2	Philipsburg	46.40367	1.5256
10	Emerson 2	Spruce	5.37767	0.1768
11	Emerson 2	St. Clair	30.15660	0.9915
12	Emerson 2	Welwyn	10.07187	0.3311
13	Emerson 2	Dawn Export	32.31010	1.0623
14	Emerson 2	Union Parkway Belt	36.48175	1.1994
15	Emerson 2	Union CDA (Amended)	36.38259	1.1961
16	Emerson 2	Union ECDA	36.69315	1.2064
17	Emerson 2	Enbridge Parkway CDA	36.48175	1.1994
18	Emerson 2	Enbridge CDA (Amended)	37.81826	1.2433
19	Enbridge CDA	Empress	-	2.3862
20	Enbridge CDA	TransGas SSSDA	-	2.0480
21	Enbridge CDA	Centram SSSDA	-	1.9096
22	Enbridge CDA	Centram MDA	-	1.6996
23	Enbridge CDA	Centrat MDA	-	1.6313
24	Enbridge CDA	Union WDA	-	1.2751
25	Enbridge CDA	Nipigon WDA	-	1.1269
26	Enbridge CDA	Union NDA	-	0.5405
27	Enbridge CDA	Calstock NDA	-	0.8692
28	Enbridge CDA	Tunis NDA	-	0.6663
29	Enbridge CDA	GMIT NDA	-	0.5155
30	Enbridge CDA	Union SSMDA	-	0.8331
31	Enbridge CDA	Union NCDA	-	0.2688
32	Enbridge CDA	Union CDA	-	0.2057
33	Enbridge CDA	Enbridge CDA	-	0.1303
34	Enbridge CDA	Union EDA	-	0.3605
35	Enbridge CDA	Enbridge EDA	-	0.4675
36	Enbridge CDA	KPUC EDA	-	0.3460
37	Enbridge CDA	GMIT EDA	-	0.6063
38	Enbridge CDA	Enbridge SWDA	-	0.3589
39	Enbridge CDA	Union SWDA	-	0.3617
40	Enbridge CDA	Chippawa	-	0.2672
41	Enbridge CDA	Cornwall	-	0.4749
42	Enbridge CDA	East Hereford	-	0.7525
43	Enbridge CDA	Emerson 1	-	1.5979
44	Enbridge CDA	Emerson 2	-	1.5979
45	Enbridge CDA	Iroquois	-	0.4419
46	Enbridge CDA	Kirkwall	-	0.2119
47	Enbridge CDA	Napierville	-	0.5946
48	Enbridge CDA	Niagara Falls	-	0.2648
49	Enbridge CDA	North Bay Junction	-	0.4056
50	Enbridge CDA	Philipsburg	-	0.6082
51	Enbridge CDA	Spruce	-	1.6313
52	Enbridge CDA	St. Clair	-	0.3775
53	Enbridge CDA	Welwyn	-	1.9096
54	Enbridge CDA	Dawn Export	-	0.3590
55	Enbridge CDA	Union Parkway Belt	-	0.1896
56	Enbridge CDA	Union CDA (Amended)	-	0.2226
57	Enbridge CDA	Union ECDA	-	0.1957
58	Enbridge CDA	Enbridge Parkway CDA	-	0.1896
59	Enbridge CDA	Enbridge CDA (Amended)	-	0.1923
60	Enbridge Parkway CDA	Empress	-	2.3435
61	Enbridge Parkway CDA	TransGas SSSDA	-	2.0055
62	Enbridge Parkway CDA	Centram SSSDA	-	1.8670
63	Enbridge Parkway CDA	Centram MDA	-	1.6574
64	Enbridge Parkway CDA	Centrat MDA	-	1.6412

Line No.	Receipt Point	Delivery Point	FT Toll (\$/GJ/MO)	Daily Equivalent FT for IT / STFT (\$/GJ)
1	Enbridge Parkway CDA	Union WDA	-	1.2801
2	Enbridge Parkway CDA	Nipigon WDA	-	1.1318
3	Enbridge Parkway CDA	Union NDA	-	0.5456
4	Enbridge Parkway CDA	Calstock NDA	-	0.8741
5	Enbridge Parkway CDA	Tunis NDA	-	0.6712
6	Enbridge Parkway CDA	GMIT NDA	-	0.5204
7	Enbridge Parkway CDA	Union SSMDA	-	0.7813
8	Enbridge Parkway CDA	Union NCDA	-	0.2737
9	Enbridge Parkway CDA	Union CDA	-	0.1536
10	Enbridge Parkway CDA	Enbridge CDA	-	0.1896
11	Enbridge Parkway CDA	Union EDA	-	0.3817
12	Enbridge Parkway CDA	Enbridge EDA	-	0.4888
13	Enbridge Parkway CDA	KPUC EDA	-	0.3671
14	Enbridge Parkway CDA	GMIT EDA	-	0.6277
15	Enbridge Parkway CDA	Enbridge SWDA	-	0.3071
16	Enbridge Parkway CDA	Union SWDA	-	0.3099
17	Enbridge Parkway CDA	Chippawa	-	0.2356
18	Enbridge Parkway CDA	Cornwall	-	0.4960
19	Enbridge Parkway CDA	East Hereford	-	0.7735
20	Enbridge Parkway CDA	Emerson 1	-	1.5461
21	Enbridge Parkway CDA	Emerson 2	-	1.5461
22	Enbridge Parkway CDA	Iroquois	-	0.4629
23	Enbridge Parkway CDA	Kirkwall	-	0.1601
24	Enbridge Parkway CDA	Napierville	-	0.6157
25	Enbridge Parkway CDA	Niagara Falls	-	0.2337
26	Enbridge Parkway CDA	North Bay Junction	-	0.4104
27	Enbridge Parkway CDA	Philipsburg	-	0.6293
28	Enbridge Parkway CDA	Spruce	-	1.6412
29	Enbridge Parkway CDA	St. Clair	-	0.3256
30	Enbridge Parkway CDA	Welwyn	-	1.8670
31	Enbridge Parkway CDA	Dawn Export	-	0.3071
32	Enbridge Parkway CDA	Union Parkway Belt	-	0.1303
33	Enbridge Parkway CDA	Union CDA (Amended)	-	0.1778
34	Enbridge Parkway CDA	Union ECDA	-	0.1393
35	Enbridge Parkway CDA	Enbridge Parkway CDA	-	0.1303
36	Enbridge Parkway CDA	Enbridge CDA (Amended)	-	0.1952
37	Enbridge CDA (Amended)	Empress	-	2.3902
38	Enbridge CDA (Amended)	TransGas SSSDA	-	2.0520
39	Enbridge CDA (Amended)	Centram SSSDA	-	1.9136
40	Enbridge CDA (Amended)	Centram MDA	-	1.7038
41	Enbridge CDA (Amended)	Centrat MDA	-	1.6304
42	Enbridge CDA (Amended)	Union WDA	-	1.2747
43	Enbridge CDA (Amended)	Nipigon WDA	-	1.1265
44	Enbridge CDA (Amended)	Union NDA	-	0.5401
45	Enbridge CDA (Amended)	Calstock NDA	-	0.8688
46	Enbridge CDA (Amended)	Tunis NDA	-	0.6658
47	Enbridge CDA (Amended)	GMIT NDA	-	0.5150
48	Enbridge CDA (Amended)	Union SSMDA	-	0.8379
49	Enbridge CDA (Amended)	Union NCDA	-	0.2683
50	Enbridge CDA (Amended)	Union CDA	-	0.2105
51	Enbridge CDA (Amended)	Enbridge CDA	-	0.1923
52	Enbridge CDA (Amended)	Union EDA	-	0.3584
53	Enbridge CDA (Amended)	Enbridge EDA	-	0.4656
54	Enbridge CDA (Amended)	KPUC EDA	-	0.3441
55	Enbridge CDA (Amended)	GMIT EDA	-	0.6044
56	Enbridge CDA (Amended)	Enbridge SWDA	-	0.3637
57	Enbridge CDA (Amended)	Union SWDA	-	0.3665
58	Enbridge CDA (Amended)	Chippawa	-	0.2702
59	Enbridge CDA (Amended)	Cornwall	-	0.4729
60	Enbridge CDA (Amended)	East Hereford	-	0.7505
61	Enbridge CDA (Amended)	Emerson 1	-	1.6028
62	Enbridge CDA (Amended)	Emerson 2	-	1.6028
63	Enbridge CDA (Amended)	Iroquois	-	0.4399
64	Enbridge CDA (Amended)	Kirkwall	-	0.2168

Line No.	Receipt Point	Delivery Point	FT Toll (\$/GJ/MO)	Daily Equivalent FT for IT / STFT (\$/GJ)
1	Enbridge CDA (Amended)	Napierville	-	0.5926
2	Enbridge CDA (Amended)	Niagara Falls	-	0.2677
3	Enbridge CDA (Amended)	North Bay Junction	-	0.4051
4	Enbridge CDA (Amended)	Philipsburg	-	0.6062
5	Enbridge CDA (Amended)	Spruce	-	1.6304
6	Enbridge CDA (Amended)	St. Clair	-	0.3824
7	Enbridge CDA (Amended)	Welwyn	-	1.9136
8	Enbridge CDA (Amended)	Dawn Export	-	0.3638
9	Enbridge CDA (Amended)	Union Parkway Belt	-	0.1952
10	Enbridge CDA (Amended)	Union CDA (Amended)	-	0.2268
11	Enbridge CDA (Amended)	Union ECDA	-	0.2009
12	Enbridge CDA (Amended)	Enbridge Parkway CDA	-	0.1952
13	Enbridge CDA (Amended)	Enbridge CDA (Amended)	-	0.1303
14	Enbridge EDA	Empress	-	2.4617
15	Enbridge EDA	TransGas SSSDA	-	2.1236
16	Enbridge EDA	Centram SSSDA	-	1.9851
17	Enbridge EDA	Centram MDA	-	1.7766
18	Enbridge EDA	Centrat MDA	-	1.6813
19	Enbridge EDA	Union WDA	-	1.3202
20	Enbridge EDA	Nipigon WDA	-	1.1720
21	Enbridge EDA	Union NDA	-	0.5861
22	Enbridge EDA	Calstock NDA	-	0.9142
23	Enbridge EDA	Tunis NDA	-	0.7113
24	Enbridge EDA	GMIT NDA	-	0.5606
25	Enbridge EDA	Union SSMDA	-	1.1397
26	Enbridge EDA	Union NCDA	-	0.5238
27	Enbridge EDA	Union CDA	-	0.5121
28	Enbridge EDA	Enbridge CDA	-	0.4675
29	Enbridge EDA	Union EDA	-	0.2679
30	Enbridge EDA	Enbridge EDA	-	0.1303
31	Enbridge EDA	KPUC EDA	-	0.2746
32	Enbridge EDA	GMIT EDA	-	0.3588
33	Enbridge EDA	Enbridge SWDA	-	0.6655
34	Enbridge EDA	Union SWDA	-	0.6684
35	Enbridge EDA	Chippawa	-	0.5940
36	Enbridge EDA	Cornwall	-	0.2282
37	Enbridge EDA	East Hereford	-	0.5048
38	Enbridge EDA	Emerson 1	-	1.7793
39	Enbridge EDA	Emerson 2	-	1.7793
40	Enbridge EDA	Iroquois	-	0.2071
41	Enbridge EDA	Kirkwall	-	0.5185
42	Enbridge EDA	Napierville	-	0.3470
43	Enbridge EDA	Niagara Falls	-	0.5922
44	Enbridge EDA	North Bay Junction	-	0.4506
45	Enbridge EDA	Philipsburg	-	0.3606
46	Enbridge EDA	Spruce	-	1.6813
47	Enbridge EDA	St. Clair	-	0.6841
48	Enbridge EDA	Welwyn	-	1.9851
49	Enbridge EDA	Dawn Export	-	0.6655
50	Enbridge EDA	Union Parkway Belt	-	0.4888
51	Enbridge EDA	Union CDA (Amended)	-	0.5363
52	Enbridge EDA	Union ECDA	-	0.4977
53	Enbridge EDA	Enbridge Parkway CDA	-	0.4888
54	Enbridge EDA	Enbridge CDA (Amended)	-	0.4656
55	GMIT EDA	Empress	-	2.6354
56	GMIT EDA	TransGas SSSDA	-	2.2972
57	GMIT EDA	Centram SSSDA	-	2.1588
58	GMIT EDA	Centram MDA	-	1.9504
59	GMIT EDA	Centrat MDA	-	1.8544
60	GMIT EDA	Union WDA	-	1.4933
61	GMIT EDA	Nipigon WDA	-	1.3451
62	GMIT EDA	Union NDA	-	0.7589
63	GMIT EDA	Calstock NDA	-	1.0873
64	GMIT EDA	Tunis NDA	-	0.8844

Line No.	Receipt Point	Delivery Point	FT Toll (\$/GJ/MO)	Daily Equivalent FT for IT / STFT (\$/GJ)
1	GMIT EDA	GMIT NDA	-	0.7336
2	GMIT EDA	Union SSMDA	-	1.2786
3	GMIT EDA	Union NCDA	-	0.6888
4	GMIT EDA	Union CDA	-	0.6510
5	GMIT EDA	Enbridge CDA	-	0.6063
6	GMIT EDA	Union EDA	-	0.3772
7	GMIT EDA	Enbridge EDA	-	0.3588
8	GMIT EDA	KPUC EDA	-	0.3909
9	GMIT EDA	GMIT EDA	-	0.1303
10	GMIT EDA	Enbridge SWDA	-	0.8045
11	GMIT EDA	Union SWDA	-	0.8073
12	GMIT EDA	Chippawa	-	0.7329
13	GMIT EDA	Cornwall	-	0.2620
14	GMIT EDA	East Hereford	-	0.3638
15	GMIT EDA	Emerson 1	-	1.9650
16	GMIT EDA	Emerson 2	-	1.9650
17	GMIT EDA	Iroquois	-	0.3022
18	GMIT EDA	Kirkwall	-	0.6574
19	GMIT EDA	Napierville	-	0.2708
20	GMIT EDA	Niagara Falls	-	0.7311
21	GMIT EDA	North Bay Junction	-	0.6237
22	GMIT EDA	Philipsburg	-	0.2824
23	GMIT EDA	Spruce	-	1.8544
24	GMIT EDA	St. Clair	-	0.8230
25	GMIT EDA	Welwyn	-	2.1588
26	GMIT EDA	Dawn Export	-	0.8045
27	GMIT EDA	Union Parkway Belt	-	0.6277
28	GMIT EDA	Union CDA (Amended)	-	0.6752
29	GMIT EDA	Union ECDA	-	0.6366
30	GMIT EDA	Enbridge Parkway CDA	-	0.6277
31	GMIT EDA	Enbridge CDA (Amended)	-	0.6044
32	GMIT NDA	Empress	-	1.5034
33	GMIT NDA	TransGas SSSDA	-	1.2553
34	GMIT NDA	Centram SSSDA	-	1.1536
35	GMIT NDA	Centram MDA	-	1.0008
36	GMIT NDA	Centrat MDA	-	0.9302
37	GMIT NDA	Union WDA	-	0.6651
38	GMIT NDA	Nipigon WDA	-	0.5563
39	GMIT NDA	Union NDA	-	0.1905
40	GMIT NDA	Calstock NDA	-	0.3671
41	GMIT NDA	Tunis NDA	-	0.2182
42	GMIT NDA	GMIT NDA	-	0.0956
43	GMIT NDA	Union SSMDA	-	0.8598
44	GMIT NDA	Union NCDA	-	0.2924
45	GMIT NDA	Union CDA	-	0.4218
46	GMIT NDA	Enbridge CDA	-	0.3999
47	GMIT NDA	Union EDA	-	0.4780
48	GMIT NDA	Enbridge EDA	-	0.4349
49	GMIT NDA	KPUC EDA	-	0.5156
50	GMIT NDA	GMIT EDA	-	0.5691
51	GMIT NDA	Enbridge SWDA	-	0.5409
52	GMIT NDA	Union SWDA	-	0.5430
53	GMIT NDA	Chippawa	-	0.4854
54	GMIT NDA	Cornwall	-	0.4669
55	GMIT NDA	East Hereford	-	0.6823
56	GMIT NDA	Emerson 1	-	1.0113
57	GMIT NDA	Emerson 2	-	1.0113
58	GMIT NDA	Iroquois	-	0.4469
59	GMIT NDA	Kirkwall	-	0.4268
60	GMIT NDA	Napierville	-	0.5598
61	GMIT NDA	Niagara Falls	-	0.4839
62	GMIT NDA	North Bay Junction	-	0.1764
63	GMIT NDA	Philipsburg	-	0.5704
64	GMIT NDA	Spruce	-	0.9302

Line No.	Receipt Point	Delivery Point	Daily Equivalent FT for IT / STFT	
			FT Toll (\$/GJ/MO)	(\$/GJ)
1	GMIT NDA	St. Clair	-	0.5254
2	GMIT NDA	Welwyn	-	1.1536
3	GMIT NDA	Dawn Export	-	0.5409
4	GMIT NDA	Union Parkway Belt	-	0.4037
5	GMIT NDA	Union CDA (Amended)	-	0.4406
6	GMIT NDA	Union ECDA	-	0.4107
7	GMIT NDA	Enbridge Parkway CDA	-	0.4037
8	GMIT NDA	Enbridge CDA (Amended)	-	0.3995
9	Grand Coulee	Empress	9.41700	0.3096
10	Grand Coulee	TransGas SSDA	4.13606	0.1360
11	Grand Coulee	Centram SSDA	7.03994	0.2315
12	Grand Coulee	Centram MDA	11.73475	0.3858
13	Grand Coulee	Centrat MDA	13.83624	0.4549
14	Grand Coulee	Union WDA	22.62057	0.7437
15	Grand Coulee	Nipigon WDA	25.20751	0.8287
16	Grand Coulee	Union NDA	38.29671	1.2591
17	Grand Coulee	Calstock NDA	30.96173	1.0179
18	Grand Coulee	Tunis NDA	35.49169	1.1669
19	Grand Coulee	GMIT NDA	39.22016	1.2894
20	Grand Coulee	Union SSMDA	34.13024	1.1221
21	Grand Coulee	Union NCDA	46.88942	1.5416
22	Grand Coulee	Union CDA	48.51458	1.5950
23	Grand Coulee	Enbridge CDA	49.42556	1.6250
24	Grand Coulee	Union EDA	52.46723	1.7250
25	Grand Coulee	Enbridge EDA	51.20828	1.6836
26	Grand Coulee	KPUC EDA	53.67781	1.7648
27	Grand Coulee	GMIT EDA	55.30480	1.8182
28	Grand Coulee	Enbridge SWDA	44.24773	1.4547
29	Grand Coulee	Union SWDA	44.18112	1.4525
30	Grand Coulee	Chippawa	49.80851	1.6375
31	Grand Coulee	Cornwall	52.19743	1.7161
32	Grand Coulee	East Hereford	58.74736	1.9314
33	Grand Coulee	Emerson 1	14.20337	0.4670
34	Grand Coulee	Emerson 2	14.20337	0.4670
35	Grand Coulee	Iroquois	51.58606	1.6960
36	Grand Coulee	Kirkwall	47.71645	1.5688
37	Grand Coulee	Napierville	55.02253	1.8090
38	Grand Coulee	Niagara Falls	49.76471	1.6361
39	Grand Coulee	North Bay Junction	41.31374	1.3583
40	Grand Coulee	Philipsburg	55.34343	1.8195
41	Grand Coulee	Spruce	13.83624	0.4549
42	Grand Coulee	St. Clair	41.45123	1.3628
43	Grand Coulee	Welwyn	7.03994	0.2315
44	Grand Coulee	Dawn Export	44.24773	1.4547
45	Grand Coulee	Union Parkway Belt	48.41908	1.5919
46	Grand Coulee	Union CDA (Amended)	48.32022	1.5886
47	Grand Coulee	Union ECDA	48.63078	1.5988
48	Grand Coulee	Enbridge Parkway CDA	48.41908	1.5919
49	Grand Coulee	Enbridge CDA (Amended)	49.51985	1.6281
50	Herbert	Empress	6.26158	0.2059
51	Herbert	TransGas SSDA	7.18320	0.2362
52	Herbert	Centram SSDA	10.19536	0.3352
53	Herbert	Centram MDA	14.88957	0.4895
54	Herbert	Centrat MDA	16.99166	0.5586
55	Herbert	Union WDA	25.77630	0.8474
56	Herbert	Nipigon WDA	28.36293	0.9325
57	Herbert	Union NDA	41.45214	1.3628
58	Herbert	Calstock NDA	34.11685	1.1217
59	Herbert	Tunis NDA	38.64711	1.2706
60	Herbert	GMIT NDA	42.37559	1.3932
61	Herbert	Union SSMDA	37.28566	1.2258
62	Herbert	Union NCDA	50.22461	1.6512
63	Herbert	Union CDA	51.84977	1.7047
64	Herbert	Enbridge CDA	52.76045	1.7346

Line No.	Receipt Point	Delivery Point	FT Toll (\$/GJ/MO)	Daily Equivalent FT for IT / STFT (\$/GJ)
1	Herbert	Union EDA	55.80181	1.8346
2	Herbert	Enbridge EDA	54.54347	1.7932
3	Herbert	KPUC EDA	57.01300	1.8744
4	Herbert	GMIT EDA	58.64029	1.9279
5	Herbert	Enbridge SWDA	47.58231	1.5644
6	Herbert	Union SWDA	47.51600	1.5622
7	Herbert	Chippawa	53.14339	1.7472
8	Herbert	Cornwall	55.53262	1.8257
9	Herbert	East Hereford	62.08224	2.0411
10	Herbert	Emerson 1	17.35879	0.5707
11	Herbert	Emerson 2	17.35879	0.5707
12	Herbert	Iroquois	54.92125	1.8056
13	Herbert	Kirkwall	51.05164	1.6784
14	Herbert	Napierville	58.35772	1.9186
15	Herbert	Niagara Falls	53.09959	1.7457
16	Herbert	North Bay Junction	44.46947	1.4620
17	Herbert	Philipsburg	58.67831	1.9292
18	Herbert	Spruce	16.99166	0.5586
19	Herbert	St. Clair	44.60665	1.4665
20	Herbert	Welwyn	10.19536	0.3352
21	Herbert	Dawn Export	47.58231	1.5644
22	Herbert	Union Parkway Belt	51.75426	1.7015
23	Herbert	Union CDA (Amended)	51.65480	1.6982
24	Herbert	Union ECDA	51.96566	1.7085
25	Herbert	Enbridge Parkway CDA	51.75426	1.7015
26	Herbert	Enbridge CDA (Amended)	52.85474	1.7377
27	Iroquois	Empress	75.36490	2.4778
28	Iroquois	TransGas SSDA	65.08285	2.1397
29	Iroquois	Centram SSDA	60.86953	2.0012
30	Iroquois	Centram MDA	54.53495	1.7929
31	Iroquois	Centrat MDA	51.61070	1.6968
32	Iroquois	Union WDA	40.62754	1.3357
33	Iroquois	Nipigon WDA	36.11858	1.1875
34	Iroquois	Union NDA	18.30323	0.6018
35	Iroquois	Calstock NDA	28.27898	0.9297
36	Iroquois	Tunis NDA	22.10683	0.7268
37	Iroquois	GMIT NDA	17.52091	0.5760
38	Iroquois	Union SSMDA	33.88173	1.1139
39	Iroquois	Union NCDA	15.99886	0.5260
40	Iroquois	Union CDA	14.79163	0.4863
41	Iroquois	Enbridge CDA	13.44021	0.4419
42	Iroquois	Union EDA	6.62658	0.2179
43	Iroquois	Enbridge EDA	6.30020	0.2071
44	Iroquois	KPUC EDA	6.87812	0.2261
45	Iroquois	GMIT EDA	9.19192	0.3022
46	Iroquois	Enbridge SWDA	19.45876	0.6397
47	Iroquois	Union SWDA	19.54423	0.6426
48	Iroquois	Chippawa	17.28366	0.5682
49	Iroquois	Cornwall	5.18574	0.1705
50	Iroquois	East Hereford	13.62880	0.4481
51	Iroquois	Emerson 1	54.97387	1.8074
52	Iroquois	Emerson 2	54.97387	1.8074
53	Iroquois	Iroquois	3.96268	0.1303
54	Iroquois	Kirkwall	14.98690	0.4927
55	Iroquois	Napierville	8.82722	0.2902
56	Iroquois	Niagara Falls	17.22648	0.5664
57	Iroquois	North Bay Junction	14.17478	0.4660
58	Iroquois	Philipsburg	9.24119	0.3038
59	Iroquois	Spruce	51.61070	1.6968
60	Iroquois	St. Clair	20.02329	0.6583
61	Iroquois	Welwyn	60.86953	2.0012
62	Iroquois	Dawn Export	19.45876	0.6397
63	Iroquois	Union Parkway Belt	14.08109	0.4629
64	Iroquois	Union CDA (Amended)	15.52771	0.5105

Line No.	Receipt Point	Delivery Point	Daily Equivalent FT for IT / STFT	
			FT Toll (\$/GJ/MO)	(\$/GJ)
1	Iroquois	Union ECDA	14.35423	0.4719
2	Iroquois	Enbridge Parkway CDA	14.08109	0.4629
3	Iroquois	Enbridge CDA (Amended)	13.37999	0.4399
4	Kirkwall	Empress	70.37656	2.3138
5	Kirkwall	TransGas SSSA	60.09360	1.9757
6	Kirkwall	Centram SSSA	55.88120	1.8372
7	Kirkwall	Centram MDA	49.50830	1.6277
8	Kirkwall	Centrat MDA	49.48548	1.6269
9	Kirkwall	Union WDA	39.84097	1.3098
10	Kirkwall	Nipigon WDA	35.33200	1.1616
11	Kirkwall	Union NDA	17.49993	0.5753
12	Kirkwall	Calstock NDA	27.49241	0.9039
13	Kirkwall	Tunis NDA	21.32087	0.7010
14	Kirkwall	GMIT NDA	16.73373	0.5502
15	Kirkwall	Union SSMDA	22.85782	0.7515
16	Kirkwall	Union NCDA	9.23085	0.3035
17	Kirkwall	Union CDA	4.99168	0.1641
18	Kirkwall	Enbridge CDA	6.44529	0.2119
19	Kirkwall	Union EDA	12.51403	0.4114
20	Kirkwall	Enbridge EDA	15.77195	0.5185
21	Kirkwall	KPUC EDA	12.07146	0.3969
22	Kirkwall	GMIT EDA	19.99622	0.6574
23	Kirkwall	Enbridge SWDA	8.43454	0.2773
24	Kirkwall	Union SWDA	8.52001	0.2801
25	Kirkwall	Chippawa	6.65943	0.2189
26	Kirkwall	Cornwall	15.99095	0.5257
27	Kirkwall	East Hereford	24.43371	0.8033
28	Kirkwall	Emerson 1	46.12170	1.5163
29	Kirkwall	Emerson 2	46.12170	1.5163
30	Kirkwall	Iroquois	14.98690	0.4927
31	Kirkwall	Kirkwall	3.96268	0.1303
32	Kirkwall	Napierville	19.63274	0.6455
33	Kirkwall	Niagara Falls	6.60224	0.2171
34	Kirkwall	North Bay Junction	13.38881	0.4402
35	Kirkwall	Philipsburg	20.04671	0.6591
36	Kirkwall	Spruce	49.48548	1.6269
37	Kirkwall	St. Clair	8.99908	0.2959
38	Kirkwall	Welwyn	55.88120	1.8372
39	Kirkwall	Dawn Export	8.43454	0.2773
40	Kirkwall	Union Parkway Belt	4.86819	0.1601
41	Kirkwall	Union CDA (Amended)	4.74044	0.1559
42	Kirkwall	Union ECDA	5.14133	0.1690
43	Kirkwall	Enbridge Parkway CDA	4.86819	0.1601
44	Kirkwall	Enbridge CDA (Amended)	6.59403	0.2168
45	KPUC EDA	Empress	-	2.5664
46	KPUC EDA	TransGas SSSA	-	2.2283
47	KPUC EDA	Centram SSSA	-	2.0898
48	KPUC EDA	Centram MDA	-	1.8799
49	KPUC EDA	Centrat MDA	-	1.7854
50	KPUC EDA	Union WDA	-	1.4243
51	KPUC EDA	Nipigon WDA	-	1.2761
52	KPUC EDA	Union NDA	-	0.6904
53	KPUC EDA	Calstock NDA	-	1.0184
54	KPUC EDA	Tunis NDA	-	0.8154
55	KPUC EDA	GMIT NDA	-	0.6646
56	KPUC EDA	Union SSMDA	-	1.0181
57	KPUC EDA	Union NCDA	-	0.4380
58	KPUC EDA	Union CDA	-	0.3905
59	KPUC EDA	Enbridge CDA	-	0.3460
60	KPUC EDA	Union EDA	-	0.1933
61	KPUC EDA	Enbridge EDA	-	0.2746
62	KPUC EDA	KPUC EDA	-	0.1303
63	KPUC EDA	GMIT EDA	-	0.3909
64	KPUC EDA	Enbridge SWDA	-	0.5439

Line No.	Receipt Point	Delivery Point	FT Toll (\$/GJ/MO)	Daily Equivalent FT for IT / STFT (\$/GJ)
1	KPUC EDA	Union SWDA	-	0.5467
2	KPUC EDA	Chippawa	-	0.4724
3	KPUC EDA	Cornwall	-	0.2591
4	KPUC EDA	East Hereford	-	0.5367
5	KPUC EDA	Emerson 1	-	1.7829
6	KPUC EDA	Emerson 2	-	1.7829
7	KPUC EDA	Iroquois	-	0.2261
8	KPUC EDA	Kirkwall	-	0.3969
9	KPUC EDA	Napierville	-	0.3789
10	KPUC EDA	Niagara Falls	-	0.4705
11	KPUC EDA	North Bay Junction	-	0.5547
12	KPUC EDA	Philipsburg	-	0.3925
13	KPUC EDA	Spruce	-	1.7854
14	KPUC EDA	St. Clair	-	0.5625
15	KPUC EDA	Welwyn	-	2.0898
16	KPUC EDA	Dawn Export	-	0.5439
17	KPUC EDA	Union Parkway Belt	-	0.3671
18	KPUC EDA	Union CDA (Amended)	-	0.4147
19	KPUC EDA	Union ECDA	-	0.3761
20	KPUC EDA	Enbridge Parkway CDA	-	0.3671
21	KPUC EDA	Enbridge CDA (Amended)	-	0.3441
22	Liebenthal	Empress	3.66703	0.1206
23	Liebenthal	TransGas SSSA	9.70353	0.3190
24	Liebenthal	Centram SSSA	12.78960	0.4205
25	Liebenthal	Centram MDA	17.48411	0.5748
26	Liebenthal	Centrat MDA	19.58620	0.6439
27	Liebenthal	Union WDA	28.37054	0.9327
28	Liebenthal	Nipigon WDA	30.95717	1.0178
29	Liebenthal	Union NDA	44.04668	1.4481
30	Liebenthal	Calstock NDA	36.71140	1.2070
31	Liebenthal	Tunis NDA	41.24165	1.3559
32	Liebenthal	GMIT NDA	44.97013	1.4785
33	Liebenthal	Union SSMDA	39.88020	1.3111
34	Liebenthal	Union NCDA	52.96698	1.7414
35	Liebenthal	Union CDA	54.59183	1.7948
36	Liebenthal	Enbridge CDA	55.50312	1.8248
37	Liebenthal	Union EDA	58.54387	1.9247
38	Liebenthal	Enbridge EDA	57.28432	1.8833
39	Liebenthal	KPUC EDA	59.75476	1.9645
40	Liebenthal	GMIT EDA	61.38175	2.0180
41	Liebenthal	Enbridge SWDA	50.32438	1.6545
42	Liebenthal	Union SWDA	50.25837	1.6523
43	Liebenthal	Chippawa	55.88515	1.8373
44	Liebenthal	Cornwall	58.27438	1.9159
45	Liebenthal	East Hereford	64.82430	2.1312
46	Liebenthal	Emerson 1	19.95333	0.6560
47	Liebenthal	Emerson 2	19.95333	0.6560
48	Liebenthal	Iroquois	57.66331	1.8958
49	Liebenthal	Kirkwall	53.79370	1.7686
50	Liebenthal	Napierville	61.09948	2.0088
51	Liebenthal	Niagara Falls	55.84135	1.8359
52	Liebenthal	North Bay Junction	47.06371	1.5473
53	Liebenthal	Philipsburg	61.42068	2.0193
54	Liebenthal	Spruce	19.58620	0.6439
55	Liebenthal	St. Clair	47.20119	1.5518
56	Liebenthal	Welwyn	12.78960	0.4205
57	Liebenthal	Dawn Export	50.32438	1.6545
58	Liebenthal	Union Parkway Belt	54.49633	1.7917
59	Liebenthal	Union CDA (Amended)	54.39656	1.7884
60	Liebenthal	Union ECDA	54.70772	1.7986
61	Liebenthal	Enbridge Parkway CDA	54.49633	1.7917
62	Liebenthal	Enbridge CDA (Amended)	55.59650	1.8278
63	Napierville	Empress	79.79478	2.6234
64	Napierville	TransGas SSSA	69.51182	2.2853



Line No.	Receipt Point	Delivery Point	Daily Equivalent FT for IT / STFT	
			FT Toll (\$/GJ/MO)	(\$/GJ)
1	Napierville	Centram SSSDA	65.29880	2.1468
2	Napierville	Centram MDA	58.96423	1.9386
3	Napierville	Centrat MDA	56.03997	1.8424
4	Napierville	Union WDA	45.05712	1.4813
5	Napierville	Nipigon WDA	40.54785	1.3331
6	Napierville	Union NDA	22.73281	0.7474
7	Napierville	Calstock NDA	32.70856	1.0754
8	Napierville	Tunis NDA	26.53641	0.8724
9	Napierville	GMIT NDA	21.95019	0.7217
10	Napierville	Union SSMDA	38.52758	1.2667
11	Napierville	Union NCDA	20.58995	0.6769
12	Napierville	Union CDA	19.43716	0.6390
13	Napierville	Enbridge CDA	18.08545	0.5946
14	Napierville	Union EDA	11.12064	0.3656
15	Napierville	Enbridge EDA	10.55367	0.3470
16	Napierville	KPUC EDA	11.52335	0.3789
17	Napierville	GMIT EDA	8.23714	0.2708
18	Napierville	Enbridge SWDA	24.10430	0.7925
19	Napierville	Union SWDA	24.19007	0.7953
20	Napierville	Chippawa	21.92890	0.7210
21	Napierville	Cornwall	7.60386	0.2500
22	Napierville	East Hereford	13.18289	0.4334
23	Napierville	Emerson 1	59.40345	1.9530
24	Napierville	Emerson 2	59.40345	1.9530
25	Napierville	Iroquois	8.82722	0.2902
26	Napierville	Kirkwall	19.63274	0.6455
27	Napierville	Napierville	3.96268	0.1303
28	Napierville	Niagara Falls	21.87232	0.7191
29	Napierville	North Bay Junction	18.60405	0.6116
30	Napierville	Philipsburg	6.14021	0.2019
31	Napierville	Spruce	56.03997	1.8424
32	Napierville	St. Clair	24.66913	0.8110
33	Napierville	Welwyn	65.29880	2.1468
34	Napierville	Dawn Export	24.10430	0.7925
35	Napierville	Union Parkway Belt	18.72693	0.6157
36	Napierville	Union CDA (Amended)	20.17325	0.6632
37	Napierville	Union ECDA	18.99947	0.6246
38	Napierville	Enbridge Parkway CDA	18.72693	0.6157
39	Napierville	Enbridge CDA (Amended)	18.02613	0.5926
40	Niagara Falls	Empress	73.01673	2.4006
41	Niagara Falls	TransGas SSSDA	62.73407	2.0625
42	Niagara Falls	Centram SSSDA	58.52136	1.9240
43	Niagara Falls	Centram MDA	52.14785	1.7145
44	Niagara Falls	Centrat MDA	52.12504	1.7137
45	Niagara Falls	Union WDA	42.08085	1.3835
46	Niagara Falls	Nipigon WDA	37.57219	1.2353
47	Niagara Falls	Union NDA	19.73920	0.6490
48	Niagara Falls	Calstock NDA	29.73260	0.9775
49	Niagara Falls	Tunis NDA	23.56045	0.7746
50	Niagara Falls	GMIT NDA	18.97392	0.6238
51	Niagara Falls	Union SSMDA	25.49768	0.8383
52	Niagara Falls	Union NCDA	11.47073	0.3771
53	Niagara Falls	Union CDA	6.45807	0.2123
54	Niagara Falls	Enbridge CDA	8.05403	0.2648
55	Niagara Falls	Union EDA	14.75360	0.4851
56	Niagara Falls	Enbridge EDA	18.01184	0.5922
57	Niagara Falls	KPUC EDA	14.31165	0.4705
58	Niagara Falls	GMIT EDA	22.23732	0.7311
59	Niagara Falls	Enbridge SWDA	11.07440	0.3641
60	Niagara Falls	Union SWDA	11.15957	0.3669
61	Niagara Falls	Chippawa	4.87883	0.1604
62	Niagara Falls	Cornwall	18.23114	0.5994
63	Niagara Falls	East Hereford	26.67390	0.8770
64	Niagara Falls	Emerson 1	48.76157	1.6031

Line No.	Receipt Point	Delivery Point	FT Toll (\$/GJ/MO)	Daily Equivalent FT for IT / STFT (\$/GJ)
1	Niagara Falls	Emerson 2	48.76157	1.6031
2	Niagara Falls	Iroquois	17.22648	0.5664
3	Niagara Falls	Kirkwall	6.60224	0.2171
4	Niagara Falls	Napierville	21.87232	0.7191
5	Niagara Falls	Niagara Falls	3.96268	0.1303
6	Niagara Falls	North Bay Junction	15.62839	0.5138
7	Niagara Falls	Phillipsburg	22.28629	0.7327
8	Niagara Falls	Spruce	52.12504	1.7137
9	Niagara Falls	St. Clair	11.63924	0.3827
10	Niagara Falls	Welwyn	58.52136	1.9240
11	Niagara Falls	Dawn Export	11.07440	0.3641
12	Niagara Falls	Union Parkway Belt	7.10807	0.2337
13	Niagara Falls	Union CDA (Amended)	5.82510	0.1915
14	Niagara Falls	Union ECDA	6.83493	0.2247
15	Niagara Falls	Enbridge Parkway CDA	7.10807	0.2337
16	Niagara Falls	Enbridge CDA (Amended)	8.14345	0.2677
17	Nipigon WDA	Empress	-	1.0427
18	Nipigon WDA	TransGas SSSDA	-	0.7946
19	Nipigon WDA	Centram SSSDA	-	0.6929
20	Nipigon WDA	Centram MDA	-	0.5401
21	Nipigon WDA	Centrat MDA	-	0.4695
22	Nipigon WDA	Union WDA	-	0.2085
23	Nipigon WDA	Nipigon WDA	-	0.0956
24	Nipigon WDA	Union NDA	-	0.5260
25	Nipigon WDA	Calstock NDA	-	0.2848
26	Nipigon WDA	Tunis NDA	-	0.4338
27	Nipigon WDA	GMIT NDA	-	0.5563
28	Nipigon WDA	Union SSMDA	-	1.2058
29	Nipigon WDA	Union NCDA	-	0.7668
30	Nipigon WDA	Union CDA	-	0.8962
31	Nipigon WDA	Enbridge CDA	-	0.8742
32	Nipigon WDA	Union EDA	-	0.9523
33	Nipigon WDA	Enbridge EDA	-	0.9092
34	Nipigon WDA	KPUC EDA	-	0.9899
35	Nipigon WDA	GMIT EDA	-	1.0434
36	Nipigon WDA	Enbridge SWDA	-	1.0152
37	Nipigon WDA	Union SWDA	-	1.0174
38	Nipigon WDA	Chippawa	-	0.9597
39	Nipigon WDA	Cornwall	-	0.9413
40	Nipigon WDA	East Hereford	-	1.1566
41	Nipigon WDA	Emerson 1	-	0.5506
42	Nipigon WDA	Emerson 2	-	0.5506
43	Nipigon WDA	Iroquois	-	0.9212
44	Nipigon WDA	Kirkwall	-	0.9011
45	Nipigon WDA	Napierville	-	1.0342
46	Nipigon WDA	Niagara Falls	-	0.9583
47	Nipigon WDA	North Bay Junction	-	0.6252
48	Nipigon WDA	Phillipsburg	-	1.0447
49	Nipigon WDA	Spruce	-	0.4695
50	Nipigon WDA	St. Clair	-	0.9742
51	Nipigon WDA	Welwyn	-	0.6929
52	Nipigon WDA	Dawn Export	-	1.0152
53	Nipigon WDA	Union Parkway Belt	-	0.8780
54	Nipigon WDA	Union CDA (Amended)	-	0.9149
55	Nipigon WDA	Union ECDA	-	0.8850
56	Nipigon WDA	Enbridge Parkway CDA	-	0.8780
57	Nipigon WDA	Enbridge CDA (Amended)	-	0.8739
58	North Bay Junction	Empress	65.15280	2.1420
59	North Bay Junction	TransGas SSSDA	54.86954	1.8039
60	North Bay Junction	Centram SSSDA	50.65713	1.6654
61	North Bay Junction	Centram MDA	44.32286	1.4572
62	North Bay Junction	Centrat MDA	41.39800	1.3610
63	North Bay Junction	Union WDA	30.41515	1.0000
64	North Bay Junction	Nipigon WDA	25.90588	0.8517

Line No.	Receipt Point	Delivery Point	Daily Equivalent FT	
			FT Toll (\$/GJ/MO)	for IT / STFT (\$/GJ)
1	North Bay Junction	Union NDA	8.09023	0.2660
2	North Bay Junction	Calstock NDA	18.06659	0.5940
3	North Bay Junction	Tunis NDA	11.89444	0.3911
4	North Bay Junction	GMIT NDA	7.30821	0.2403
5	North Bay Junction	Union SSMDA	32.28334	1.0614
6	North Bay Junction	Union NCDA	8.12095	0.2670
7	North Bay Junction	Union CDA	13.19353	0.4338
8	North Bay Junction	Enbridge CDA	12.33609	0.4056
9	North Bay Junction	Union EDA	15.39479	0.5061
10	North Bay Junction	Enbridge EDA	13.70423	0.4506
11	North Bay Junction	KPUC EDA	16.87121	0.5547
12	North Bay Junction	GMIT EDA	18.96935	0.6237
13	North Bay Junction	Enbridge SWDA	17.86067	0.5872
14	North Bay Junction	Union SWDA	17.94553	0.5900
15	North Bay Junction	Chippawa	15.68527	0.5157
16	North Bay Junction	Cornwall	14.96287	0.4919
17	North Bay Junction	East Hereford	23.40623	0.7695
18	North Bay Junction	Emerson 1	44.76178	1.4716
19	North Bay Junction	Emerson 2	44.76178	1.4716
20	North Bay Junction	Iroquois	14.17478	0.4660
21	North Bay Junction	Kirkwall	13.38881	0.4402
22	North Bay Junction	Napierville	18.60405	0.6116
23	North Bay Junction	Niagara Falls	15.62839	0.5138
24	North Bay Junction	North Bay Junction	3.96268	0.1303
25	North Bay Junction	Philipsburg	19.01802	0.6253
26	North Bay Junction	Spruce	41.39800	1.3610
27	North Bay Junction	St. Clair	18.42520	0.6058
28	North Bay Junction	Welwyn	50.65713	1.6654
29	North Bay Junction	Dawn Export	17.86067	0.5872
30	North Bay Junction	Union Parkway Belt	12.48300	0.4104
31	North Bay Junction	Union CDA (Amended)	13.92901	0.4579
32	North Bay Junction	Union ECDA	12.75584	0.4194
33	North Bay Junction	Enbridge Parkway CDA	12.48300	0.4104
34	North Bay Junction	Enbridge CDA (Amended)	12.32270	0.4051
35	Philipsburg	Empress	80.20814	2.6370
36	Philipsburg	TransGas SSSDA	69.92548	2.2989
37	Philipsburg	Centram SSSDA	65.71278	2.1604
38	Philipsburg	Centram MDA	59.37790	1.9522
39	Philipsburg	Centrat MDA	56.45394	1.8560
40	Philipsburg	Union WDA	45.47109	1.4949
41	Philipsburg	Nipigon WDA	40.96182	1.3467
42	Philipsburg	Union NDA	23.14648	0.7610
43	Philipsburg	Calstock NDA	33.12253	1.0890
44	Philipsburg	Tunis NDA	26.95008	0.8860
45	Philipsburg	GMIT NDA	22.36416	0.7353
46	Philipsburg	Union SSMDA	38.94124	1.2803
47	Philipsburg	Union NCDA	21.00393	0.6905
48	Philipsburg	Union CDA	19.85113	0.6526
49	Philipsburg	Enbridge CDA	18.49881	0.6082
50	Philipsburg	Union EDA	11.53461	0.3792
51	Philipsburg	Enbridge EDA	10.96764	0.3606
52	Philipsburg	KPUC EDA	11.93733	0.3925
53	Philipsburg	GMIT EDA	8.58906	0.2824
54	Philipsburg	Enbridge SWDA	24.51827	0.8061
55	Philipsburg	Union SWDA	24.60343	0.8089
56	Philipsburg	Chippawa	22.34287	0.7346
57	Philipsburg	Cornwall	8.01783	0.2636
58	Philipsburg	East Hereford	13.59625	0.4470
59	Philipsburg	Emerson 1	59.81711	1.9666
60	Philipsburg	Emerson 2	59.81711	1.9666
61	Philipsburg	Iroquois	9.24119	0.3038
62	Philipsburg	Kirkwall	20.04671	0.6591
63	Philipsburg	Napierville	6.14021	0.2019
64	Philipsburg	Niagara Falls	22.28629	0.7327

Line No.	Receipt Point	Delivery Point	Daily Equivalent FT for IT / STFT	
			FT Toll (\$/GJ/MO)	(\$/GJ)
1	Philipsburg	North Bay Junction	19.01802	0.6253
2	Philipsburg	Philipsburg	3.96268	0.1303
3	Philipsburg	Spruce	56.45394	1.8560
4	Philipsburg	St. Clair	25.08310	0.8247
5	Philipsburg	Welwyn	65.71278	2.1604
6	Philipsburg	Dawn Export	24.51827	0.8061
7	Philipsburg	Union Parkway Belt	19.14090	0.6293
8	Philipsburg	Union CDA (Amended)	20.58722	0.6768
9	Philipsburg	Union ECDA	19.41344	0.6383
10	Philipsburg	Enbridge Parkway CDA	19.14090	0.6293
11	Philipsburg	Enbridge CDA (Amended)	18.43950	0.6062
12	Richmond	Empress	2.94707	0.0969
13	Richmond	TransGas SSSDA	10.41801	0.3425
14	Richmond	Centram SSSDA	13.50956	0.4442
15	Richmond	Centram MDA	18.20346	0.5985
16	Richmond	Centrat MDA	20.30586	0.6676
17	Richmond	Union WDA	29.09050	0.9564
18	Richmond	Nipigon WDA	31.67713	1.0414
19	Richmond	Union NDA	44.76603	1.4718
20	Richmond	Calstock NDA	37.43136	1.2306
21	Richmond	Tunis NDA	41.96162	1.3796
22	Richmond	GMIT NDA	45.68979	1.5021
23	Richmond	Union SSMDA	40.59986	1.3348
24	Richmond	Union NCDA	53.72739	1.7664
25	Richmond	Union CDA	55.35225	1.8198
26	Richmond	Enbridge CDA	56.26353	1.8498
27	Richmond	Union EDA	59.30550	1.9498
28	Richmond	Enbridge EDA	58.04595	1.9084
29	Richmond	KPUC EDA	60.51548	1.9896
30	Richmond	GMIT EDA	62.14338	2.0431
31	Richmond	Enbridge SWDA	51.08540	1.6795
32	Richmond	Union SWDA	51.01909	1.6773
33	Richmond	Chippawa	56.64618	1.8623
34	Richmond	Cornwall	59.03510	1.9409
35	Richmond	East Hereford	65.58533	2.1562
36	Richmond	Emerson 1	20.67330	0.6797
37	Richmond	Emerson 2	20.67330	0.6797
38	Richmond	Iroquois	58.42433	1.9208
39	Richmond	Kirkwall	54.55442	1.7936
40	Richmond	Napierville	61.86020	2.0338
41	Richmond	Niagara Falls	56.60238	1.8609
42	Richmond	North Bay Junction	47.78367	1.5710
43	Richmond	Philipsburg	62.18140	2.0443
44	Richmond	Spruce	20.30586	0.6676
45	Richmond	St. Clair	47.92115	1.5755
46	Richmond	Welwyn	13.50956	0.4442
47	Richmond	Dawn Export	51.08540	1.6795
48	Richmond	Union Parkway Belt	55.25705	1.8167
49	Richmond	Union CDA (Amended)	55.15789	1.8134
50	Richmond	Union ECDA	55.46844	1.8236
51	Richmond	Enbridge Parkway CDA	55.25705	1.8167
52	Richmond	Enbridge CDA (Amended)	56.35783	1.8529
53	Sainte-Genevieve-de-Berthier	Empress	80.57132	2.6489
54	Sainte-Genevieve-de-Berthier	TransGas SSSDA	70.28896	2.3109
55	Sainte-Genevieve-de-Berthier	Centram SSSDA	66.07565	2.1724
56	Sainte-Genevieve-de-Berthier	Centram MDA	59.73985	1.9641
57	Sainte-Genevieve-de-Berthier	Centrat MDA	56.81651	1.8679
58	Sainte-Genevieve-de-Berthier	Union WDA	45.83335	1.5069
59	Sainte-Genevieve-de-Berthier	Nipigon WDA	41.32439	1.3586
60	Sainte-Genevieve-de-Berthier	Union NDA	23.50904	0.7729
61	Sainte-Genevieve-de-Berthier	Calstock NDA	33.48480	1.1009
62	Sainte-Genevieve-de-Berthier	Tunis NDA	27.31325	0.8980
63	Sainte-Genevieve-de-Berthier	GMIT NDA	22.72612	0.7472
64	Sainte-Genevieve-de-Berthier	Union SSMDA	39.30442	1.2922

Line No.	Receipt Point	Delivery Point	Daily Equivalent FT for IT / STFT	
			FT Toll (\$/GJ/MO)	(\$/GJ)
1	Sainte-Genevieve-de-Berthier	Union NCDA	21.36680	0.7025
2	Sainte-Genevieve-de-Berthier	Union CDA	19.10015	0.6280
3	Sainte-Genevieve-de-Berthier	Enbridge CDA	18.86198	0.6201
4	Sainte-Genevieve-de-Berthier	Union EDA	11.89809	0.3912
5	Sainte-Genevieve-de-Berthier	Enbridge EDA	11.32960	0.3725
6	Sainte-Genevieve-de-Berthier	KPUC EDA	12.29989	0.4044
7	Sainte-Genevieve-de-Berthier	GMIT EDA	6.96998	0.2292
8	Sainte-Genevieve-de-Berthier	Enbridge SWDA	24.88114	0.8180
9	Sainte-Genevieve-de-Berthier	Union SWDA	24.96600	0.8208
10	Sainte-Genevieve-de-Berthier	Chippawa	22.70543	0.7465
11	Sainte-Genevieve-de-Berthier	Cornwall	8.38070	0.2755
12	Sainte-Genevieve-de-Berthier	East Hereford	10.22882	0.3363
13	Sainte-Genevieve-de-Berthier	Emerson 1	60.18029	1.9785
14	Sainte-Genevieve-de-Berthier	Emerson 2	60.18029	1.9785
15	Sainte-Genevieve-de-Berthier	Iroquois	9.60406	0.3158
16	Sainte-Genevieve-de-Berthier	Kirkwall	20.40898	0.6710
17	Sainte-Genevieve-de-Berthier	Napierville	9.15755	0.3011
18	Sainte-Genevieve-de-Berthier	Niagara Falls	22.64886	0.7446
19	Sainte-Genevieve-de-Berthier	North Bay Junction	19.38089	0.6372
20	Sainte-Genevieve-de-Berthier	Philipsburg	9.57152	0.3147
21	Sainte-Genevieve-de-Berthier	Spruce	56.81651	1.8679
22	Sainte-Genevieve-de-Berthier	St. Clair	25.44567	0.8366
23	Sainte-Genevieve-de-Berthier	Welwyn	66.07565	2.1724
24	Sainte-Genevieve-de-Berthier	Dawn Export	24.88114	0.8180
25	Sainte-Genevieve-de-Berthier	Union Parkway Belt	19.50347	0.6412
26	Sainte-Genevieve-de-Berthier	Union CDA (Amended)	17.96408	0.5906
27	Sainte-Genevieve-de-Berthier	Union ECDA	19.77631	0.6502
28	Sainte-Genevieve-de-Berthier	Enbridge Parkway CDA	19.50347	0.6412
29	Sainte-Genevieve-de-Berthier	Enbridge CDA (Amended)	18.80206	0.6182
30	Shackleton	Empress	4.51992	0.1486
31	Shackleton	TransGas SSDA	8.86859	0.2916
32	Shackleton	Centram SSDA	11.93702	0.3925
33	Shackleton	Centram MDA	16.63214	0.5468
34	Shackleton	Centrat MDA	18.73302	0.6159
35	Shackleton	Union WDA	27.51765	0.9047
36	Shackleton	Nipigon WDA	30.10429	0.9897
37	Shackleton	Union NDA	43.19349	1.4201
38	Shackleton	Calstock NDA	35.85851	1.1789
39	Shackleton	Tunis NDA	40.38877	1.3279
40	Shackleton	GMIT NDA	44.11725	1.4504
41	Shackleton	Union SSMDA	39.02732	1.2831
42	Shackleton	Union NCDA	52.06512	1.7117
43	Shackleton	Union CDA	53.68998	1.7652
44	Shackleton	Enbridge CDA	54.60126	1.7951
45	Shackleton	Union EDA	57.64202	1.8951
46	Shackleton	Enbridge EDA	56.38338	1.8537
47	Shackleton	KPUC EDA	58.85351	1.9349
48	Shackleton	GMIT EDA	60.48080	1.9884
49	Shackleton	Enbridge SWDA	49.42313	1.6249
50	Shackleton	Union SWDA	49.35682	1.6227
51	Shackleton	Chippawa	54.98421	1.8077
52	Shackleton	Cornwall	57.37313	1.8862
53	Shackleton	East Hereford	63.92275	2.1016
54	Shackleton	Emerson 1	19.10045	0.6280
55	Shackleton	Emerson 2	19.10045	0.6280
56	Shackleton	Iroquois	56.76206	1.8662
57	Shackleton	Kirkwall	52.89215	1.7389
58	Shackleton	Napierville	60.19793	1.9791
59	Shackleton	Niagara Falls	54.94041	1.8063
60	Shackleton	North Bay Junction	46.21113	1.5193
61	Shackleton	Philipsburg	60.51913	1.9897
62	Shackleton	Spruce	18.73302	0.6159
63	Shackleton	St. Clair	46.34861	1.5238
64	Shackleton	Welwyn	11.93702	0.3925

Line No.	Receipt Point	Delivery Point	Daily Equivalent FT for IT / STFT	
			FT Toll (\$/GJ/MO)	(\$/GJ)
1	Shackleton	Dawn Export	49.42313	1.6249
2	Shackleton	Union Parkway Belt	53.59478	1.7620
3	Shackleton	Union CDA (Amended)	53.49562	1.7588
4	Shackleton	Union ECDA	53.80617	1.7690
5	Shackleton	Enbridge Parkway CDA	53.59478	1.7620
6	Shackleton	Enbridge CDA (Amended)	54.69555	1.7982
7	Spruce	Empress	-	0.6689
8	Spruce	TransGas SSSDA	-	0.4207
9	Spruce	Centram SSSDA	-	0.3191
10	Spruce	Centram MDA	-	0.1662
11	Spruce	Centrat MDA	-	0.0956
12	Spruce	Union WDA	-	0.3844
13	Spruce	Nipigon WDA	-	0.4695
14	Spruce	Union NDA	-	0.8998
15	Spruce	Calstock NDA	-	0.6586
16	Spruce	Tunis NDA	-	0.8076
17	Spruce	GMIT NDA	-	0.9302
18	Spruce	Union SSMDA	-	0.8319
19	Spruce	Union NCDA	-	1.1619
20	Spruce	Union CDA	-	1.2808
21	Spruce	Enbridge CDA	-	1.2655
22	Spruce	Union EDA	-	1.3474
23	Spruce	Enbridge EDA	-	1.3043
24	Spruce	KPUC EDA	-	1.3851
25	Spruce	GMIT EDA	-	1.4385
26	Spruce	Enbridge SWDA	-	1.1480
27	Spruce	Union SWDA	-	1.1459
28	Spruce	Chippawa	-	1.3309
29	Spruce	Cornwall	-	1.3364
30	Spruce	East Hereford	-	1.5517
31	Spruce	Emerson 1	-	0.1768
32	Spruce	Emerson 2	-	0.1768
33	Spruce	Iroquois	-	1.3163
34	Spruce	Kirkwall	-	1.2621
35	Spruce	Napierville	-	1.4293
36	Spruce	Niagara Falls	-	1.3294
37	Spruce	North Bay Junction	-	0.9990
38	Spruce	Phillipsburg	-	1.4398
39	Spruce	Spruce	-	0.0956
40	Spruce	St. Clair	-	1.0726
41	Spruce	Welwyn	-	0.3191
42	Spruce	Dawn Export	-	1.1480
43	Spruce	Union Parkway Belt	-	1.2731
44	Spruce	Union CDA (Amended)	-	1.2819
45	Spruce	Union ECDA	-	1.2801
46	Spruce	Enbridge Parkway CDA	-	1.2731
47	Spruce	Enbridge CDA (Amended)	-	1.2648
48	SS. Marie	Empress	40.45082	1.3299
49	SS. Marie	TransGas SSSDA	32.90293	1.0817
50	SS. Marie	Centram SSSDA	29.81107	0.9801
51	SS. Marie	Centram MDA	25.13329	0.8263
52	SS. Marie	Centrat MDA	25.11626	0.8257
53	SS. Marie	Union WDA	33.86166	1.1133
54	SS. Marie	Nipigon WDA	36.48753	1.1996
55	SS. Marie	Union NDA	26.52546	0.8721
56	SS. Marie	Calstock NDA	33.86075	1.1132
57	SS. Marie	Tunis NDA	29.33049	0.9643
58	SS. Marie	GMIT NDA	25.96397	0.8536
59	SS. Marie	Union SSMDA	3.09642	0.1018
60	SS. Marie	Union NCDA	21.62017	0.7108
61	SS. Marie	Union CDA	18.33152	0.6027
62	SS. Marie	Enbridge CDA	19.45967	0.6398
63	SS. Marie	Union EDA	24.16695	0.7945
64	SS. Marie	Enbridge EDA	26.69488	0.8776

Line No.	Receipt Point	Delivery Point	FT Toll (\$/GJ/MO)	Daily Equivalent FT for IT / STFT (\$/GJ)
1	SS. Marie	KPUC EDA	23.82416	0.7833
2	SS. Marie	GMIT EDA	29.97198	0.9854
3	SS. Marie	Enbridge SWDA	14.06406	0.4624
4	SS. Marie	Union SWDA	13.99836	0.4602
5	SS. Marie	Chippawa	19.62544	0.6452
6	SS. Marie	Cornwall	26.86430	0.8832
7	SS. Marie	East Hereford	33.41393	1.0985
8	SS. Marie	Emerson 1	22.64734	0.7446
9	SS. Marie	Emerson 2	22.64734	0.7446
10	SS. Marie	Iroquois	26.28426	0.8641
11	SS. Marie	Kirkwall	17.53338	0.5764
12	SS. Marie	Napierville	29.68910	0.9761
13	SS. Marie	Niagara Falls	19.58103	0.6438
14	SS. Marie	North Bay Junction	23.50843	0.7729
15	SS. Marie	Philipsburg	30.01030	0.9866
16	SS. Marie	Spruce	25.11626	0.8257
17	SS. Marie	St. Clair	12.89271	0.4239
18	SS. Marie	Welwyn	29.81107	0.9801
19	SS. Marie	Dawn Export	14.06406	0.4624
20	SS. Marie	Union Parkway Belt	18.23601	0.5995
21	SS. Marie	Union CDA (Amended)	18.13655	0.5963
22	SS. Marie	Union ECDA	18.44740	0.6065
23	SS. Marie	Enbridge Parkway CDA	18.23601	0.5995
24	SS. Marie	Enbridge CDA (Amended)	19.57465	0.6436
25	St. Clair	Empress	65.34017	2.1482
26	St. Clair	TransGas SSSDA	55.05660	1.8101
27	St. Clair	Centram SSSDA	50.84450	1.6716
28	St. Clair	Centram MDA	44.47099	1.4621
29	St. Clair	Centrat MDA	44.44848	1.4613
30	St. Clair	Union WDA	44.45122	1.4614
31	St. Clair	Nipigon WDA	40.36900	1.3272
32	St. Clair	Union NDA	22.53601	0.7409
33	St. Clair	Calstock NDA	32.52971	1.0695
34	St. Clair	Tunis NDA	26.35726	0.8665
35	St. Clair	GMIT NDA	21.77103	0.7158
36	St. Clair	Union SSMDA	17.82082	0.5859
37	St. Clair	Union NCDA	14.26755	0.4691
38	St. Clair	Union CDA	10.02868	0.3297
39	St. Clair	Enbridge CDA	11.48260	0.3775
40	St. Clair	Union EDA	17.55072	0.5770
41	St. Clair	Enbridge EDA	20.80865	0.6841
42	St. Clair	KPUC EDA	17.10846	0.5625
43	St. Clair	GMIT EDA	25.03353	0.8230
44	St. Clair	Enbridge SWDA	4.52722	0.1488
45	St. Clair	Union SWDA	4.44175	0.1460
46	St. Clair	Chippawa	11.69582	0.3845
47	St. Clair	Cornwall	21.02795	0.6913
48	St. Clair	East Hereford	29.47071	0.9689
49	St. Clair	Emerson 1	41.08501	1.3507
50	St. Clair	Emerson 2	41.08501	1.3507
51	St. Clair	Iroquois	20.02329	0.6583
52	St. Clair	Kirkwall	8.99908	0.2959
53	St. Clair	Napierville	24.66913	0.8110
54	St. Clair	Niagara Falls	11.63924	0.3827
55	St. Clair	North Bay Junction	18.42520	0.6058
56	St. Clair	Philipsburg	25.08310	0.8247
57	St. Clair	Spruce	44.44848	1.4613
58	St. Clair	St. Clair	3.96268	0.1303
59	St. Clair	Welwyn	50.84450	1.6716
60	St. Clair	Dawn Export	4.52722	0.1488
61	St. Clair	Union Parkway Belt	9.90488	0.3256
62	St. Clair	Union CDA (Amended)	9.77683	0.3214
63	St. Clair	Union ECDA	10.17803	0.3346
64	St. Clair	Enbridge Parkway CDA	9.90488	0.3256

Line No.	Receipt Point	Delivery Point	FT Toll (\$/GJ/MO)	Daily Equivalent FT for IT / STFT (\$/GJ)
1	St. Clair	Enbridge CDA (Amended)	11.63042	0.3824
2	Steelman	Empress	9.58794	0.3152
3	Steelman	TransGas SSSDA	3.97150	0.1306
4	Steelman	Centram SSSDA	6.86869	0.2258
5	Steelman	Centram MDA	11.56381	0.3802
6	Steelman	Centrat MDA	13.66530	0.4493
7	Steelman	Union WDA	22.44963	0.7381
8	Steelman	Nipigon WDA	25.03626	0.8231
9	Steelman	Union NDA	38.12608	1.2535
10	Steelman	Calstock NDA	30.79049	1.0123
11	Steelman	Tunis NDA	35.32075	1.1612
12	Steelman	GMIT NDA	39.04922	1.2838
13	Steelman	Union SSMDA	33.95930	1.1165
14	Steelman	Union NCDA	46.70905	1.5356
15	Steelman	Union CDA	48.33421	1.5891
16	Steelman	Enbridge CDA	49.24489	1.6190
17	Steelman	Union EDA	52.28655	1.7190
18	Steelman	Enbridge EDA	51.02700	1.6776
19	Steelman	KPUC EDA	53.49683	1.7588
20	Steelman	GMIT EDA	55.12443	1.8123
21	Steelman	Enbridge SWDA	44.06675	1.4488
22	Steelman	Union SWDA	44.00045	1.4466
23	Steelman	Chippawa	49.62753	1.6316
24	Steelman	Cornwall	52.01645	1.7101
25	Steelman	East Hereford	58.56668	1.9255
26	Steelman	Emerson 1	14.03243	0.4613
27	Steelman	Emerson 2	14.03243	0.4613
28	Steelman	Iroquois	51.40569	1.6901
29	Steelman	Kirkwall	47.53608	1.5628
30	Steelman	Napierville	54.84186	1.8030
31	Steelman	Niagara Falls	49.58373	1.6302
32	Steelman	North Bay Junction	41.14280	1.3526
33	Steelman	Philipsburg	55.16275	1.8136
34	Steelman	Spruce	13.66530	0.4493
35	Steelman	St. Clair	41.28028	1.3572
36	Steelman	Welwyn	6.86869	0.2258
37	Steelman	Dawn Export	44.06675	1.4488
38	Steelman	Union Parkway Belt	48.23840	1.5859
39	Steelman	Union CDA (Amended)	48.13894	1.5827
40	Steelman	Union ECDA	48.45040	1.5929
41	Steelman	Enbridge Parkway CDA	48.23840	1.5859
42	Steelman	Enbridge CDA (Amended)	49.33918	1.6221
43	Success	Empress	5.26604	0.1731
44	Success	TransGas SSSDA	8.14437	0.2678
45	Success	Centram SSSDA	11.19090	0.3679
46	Success	Centram MDA	15.88541	0.5223
47	Success	Centrat MDA	17.98720	0.5914
48	Success	Union WDA	26.77184	0.8802
49	Success	Nipigon WDA	29.35847	0.9652
50	Success	Union NDA	42.44798	1.3956
51	Success	Calstock NDA	35.11239	1.1544
52	Success	Tunis NDA	39.64265	1.3033
53	Success	GMIT NDA	43.37113	1.4259
54	Success	Union SSMDA	38.28120	1.2586
55	Success	Union NCDA	51.27672	1.6858
56	Success	Union CDA	52.90188	1.7392
57	Success	Enbridge CDA	53.81256	1.7692
58	Success	Union EDA	56.85362	1.8692
59	Success	Enbridge EDA	55.59498	1.8278
60	Success	KPUC EDA	58.06511	1.9090
61	Success	GMIT EDA	59.69180	1.9625
62	Success	Enbridge SWDA	48.63443	1.5989
63	Success	Union SWDA	48.56842	1.5968
64	Success	Chippawa	54.19550	1.7818



Line No.	Receipt Point	Delivery Point	FT Toll (\$/GJ/MO)	Daily Equivalent FT for IT / STFT (\$/GJ)
1	Success	Cornwall	56.58473	1.8603
2	Success	East Hereford	63.13435	2.0757
3	Success	Emerson 1	18.35433	0.6034
4	Success	Emerson 2	18.35433	0.6034
5	Success	Iroquois	55.97336	1.8402
6	Success	Kirkwall	52.10375	1.7130
7	Success	Napierville	59.40983	1.9532
8	Success	Niagara Falls	54.15170	1.7803
9	Success	North Bay Junction	45.46501	1.4947
10	Success	Philipsburg	59.73073	1.9638
11	Success	Spruce	17.98720	0.5914
12	Success	St. Clair	45.60249	1.4993
13	Success	Welwyn	11.19090	0.3679
14	Success	Dawn Export	48.63443	1.5989
15	Success	Union Parkway Belt	52.80638	1.7361
16	Success	Union CDA (Amended)	52.70691	1.7328
17	Success	Union ECDA	53.01777	1.7431
18	Success	Enbridge Parkway CDA	52.80638	1.7361
19	Success	Enbridge CDA (Amended)	53.90685	1.7723
20	Suffield 2	Empress	2.94403	0.0968
21	Suffield 2	TransGas SSSDA	10.42105	0.3426
22	Suffield 2	Centram SSSDA	13.51291	0.4443
23	Suffield 2	Centram MDA	18.20711	0.5986
24	Suffield 2	Centrat MDA	20.30921	0.6677
25	Suffield 2	Union WDA	29.09385	0.9565
26	Suffield 2	Nipigon WDA	31.68048	1.0416
27	Suffield 2	Union NDA	44.76999	1.4719
28	Suffield 2	Calstock NDA	37.43440	1.2307
29	Suffield 2	Tunis NDA	41.96466	1.3797
30	Suffield 2	GMIT NDA	45.69313	1.5022
31	Suffield 2	Union SSMDA	40.60321	1.3349
32	Suffield 2	Union NCDA	53.73104	1.7665
33	Suffield 2	Union CDA	55.35590	1.8199
34	Suffield 2	Enbridge CDA	56.26658	1.8499
35	Suffield 2	Union EDA	59.30855	1.9499
36	Suffield 2	Enbridge EDA	58.04960	1.9085
37	Suffield 2	KPUC EDA	60.51913	1.9897
38	Suffield 2	GMIT EDA	62.14673	2.0432
39	Suffield 2	Enbridge SWDA	51.08844	1.6796
40	Suffield 2	Union SWDA	51.02274	1.6775
41	Suffield 2	Chippawa	56.64983	1.8625
42	Suffield 2	Cornwall	59.03875	1.9410
43	Suffield 2	East Hereford	65.58837	2.1563
44	Suffield 2	Emerson 1	20.67634	0.6798
45	Suffield 2	Emerson 2	20.67634	0.6798
46	Suffield 2	Iroquois	58.42738	1.9209
47	Suffield 2	Kirkwall	54.55777	1.7937
48	Suffield 2	Napierville	61.86385	2.0339
49	Suffield 2	Niagara Falls	56.60572	1.8610
50	Suffield 2	North Bay Junction	47.78702	1.5711
51	Suffield 2	Philipsburg	62.18505	2.0444
52	Suffield 2	Spruce	20.30921	0.6677
53	Suffield 2	St. Clair	47.92450	1.5756
54	Suffield 2	Welwyn	13.51291	0.4443
55	Suffield 2	Dawn Export	51.08844	1.6796
56	Suffield 2	Union Parkway Belt	55.26039	1.8168
57	Suffield 2	Union CDA (Amended)	55.16123	1.8135
58	Suffield 2	Union ECDA	55.47179	1.8237
59	Suffield 2	Enbridge Parkway CDA	55.26039	1.8168
60	Suffield 2	Enbridge CDA (Amended)	56.36087	1.8530
61	TransGas SSSDA	Empress	-	0.3438
62	TransGas SSSDA	TransGas SSSDA	-	0.0956
63	TransGas SSSDA	Centram SSSDA	-	0.1973
64	TransGas SSSDA	Centram MDA	-	0.3516

Line No.	Receipt Point	Delivery Point	FT Toll (\$/GJ/MO)	Daily Equivalent FT for IT / STFT (\$/GJ)
1	TransGas SSSA	Centrat MDA	-	0.4207
2	TransGas SSSA	Union WDA	-	0.7095
3	TransGas SSSA	Nipigon WDA	-	0.7946
4	TransGas SSSA	Union NDA	-	1.2248
5	TransGas SSSA	Calstock NDA	-	0.9838
6	TransGas SSSA	Tunis NDA	-	1.1327
7	TransGas SSSA	GMIT NDA	-	1.2553
8	TransGas SSSA	Union SSMDA	-	1.0879
9	TransGas SSSA	Union NCDA	-	1.5055
10	TransGas SSSA	Union CDA	-	1.5589
11	TransGas SSSA	Enbridge CDA	-	1.5888
12	TransGas SSSA	Union EDA	-	1.6889
13	TransGas SSSA	Enbridge EDA	-	1.6474
14	TransGas SSSA	KPUC EDA	-	1.7286
15	TransGas SSSA	GMIT EDA	-	1.7821
16	TransGas SSSA	Enbridge SWDA	-	1.4186
17	TransGas SSSA	Union SWDA	-	1.4164
18	TransGas SSSA	Chippawa	-	1.6014
19	TransGas SSSA	Cornwall	-	1.6800
20	TransGas SSSA	East Hereford	-	1.8953
21	TransGas SSSA	Emerson 1	-	0.4328
22	TransGas SSSA	Emerson 2	-	0.4328
23	TransGas SSSA	Iroquois	-	1.6599
24	TransGas SSSA	Kirkwall	-	1.5326
25	TransGas SSSA	Napierville	-	1.7729
26	TransGas SSSA	Niagara Falls	-	1.6000
27	TransGas SSSA	North Bay Junction	-	1.3241
28	TransGas SSSA	Philipsburg	-	1.7834
29	TransGas SSSA	Spruce	-	0.4207
30	TransGas SSSA	St. Clair	-	1.3286
31	TransGas SSSA	Welwyn	-	0.1973
32	TransGas SSSA	Dawn Export	-	1.4186
33	TransGas SSSA	Union Parkway Belt	-	1.5558
34	TransGas SSSA	Union CDA (Amended)	-	1.5525
35	TransGas SSSA	Union ECDA	-	1.5627
36	TransGas SSSA	Enbridge Parkway CDA	-	1.5558
37	TransGas SSSA	Enbridge CDA (Amended)	-	1.5919
38	Tunis NDA	Empress	-	1.3808
39	Tunis NDA	TransGas SSSA	-	1.1327
40	Tunis NDA	Centram SSSA	-	1.0310
41	Tunis NDA	Centram MDA	-	0.8782
42	Tunis NDA	Centrat MDA	-	0.8076
43	Tunis NDA	Union WDA	-	0.5426
44	Tunis NDA	Nipigon WDA	-	0.4338
45	Tunis NDA	Union NDA	-	0.2051
46	Tunis NDA	Calstock NDA	-	0.2446
47	Tunis NDA	Tunis NDA	-	0.0956
48	Tunis NDA	GMIT NDA	-	0.2182
49	Tunis NDA	Union SSMDA	-	0.9705
50	Tunis NDA	Union NCDA	-	0.4094
51	Tunis NDA	Union CDA	-	0.5388
52	Tunis NDA	Enbridge CDA	-	0.5169
53	Tunis NDA	Union EDA	-	0.5949
54	Tunis NDA	Enbridge EDA	-	0.5518
55	Tunis NDA	KPUC EDA	-	0.6326
56	Tunis NDA	GMIT EDA	-	0.6861
57	Tunis NDA	Enbridge SWDA	-	0.6578
58	Tunis NDA	Union SWDA	-	0.6600
59	Tunis NDA	Chippawa	-	0.6023
60	Tunis NDA	Cornwall	-	0.5839
61	Tunis NDA	East Hereford	-	0.7993
62	Tunis NDA	Emerson 1	-	0.8888
63	Tunis NDA	Emerson 2	-	0.8888
64	Tunis NDA	Iroquois	-	0.5638

Line No.	Receipt Point	Delivery Point	FT Toll (\$/GJ/MO)	Daily Equivalent FT for IT / STFT (\$/GJ)
1	Tunis NDA	Kirkwall	-	0.5438
2	Tunis NDA	Napierville	-	0.6768
3	Tunis NDA	Niagara Falls	-	0.6009
4	Tunis NDA	North Bay Junction	-	0.2870
5	Tunis NDA	Phillipsburg	-	0.6874
6	Tunis NDA	Spruce	-	0.8076
7	Tunis NDA	St. Clair	-	0.6361
8	Tunis NDA	Welwyn	-	1.0310
9	Tunis NDA	Dawn Export	-	0.6578
10	Tunis NDA	Union Parkway Belt	-	0.5207
11	Tunis NDA	Union CDA (Amended)	-	0.5576
12	Tunis NDA	Union ECDA	-	0.5276
13	Tunis NDA	Enbridge Parkway CDA	-	0.5207
14	Tunis NDA	Enbridge CDA (Amended)	-	0.5165
15	Union CDA	Empress	-	2.3476
16	Union CDA	TransGas SSSDA	-	2.0095
17	Union CDA	Centram SSSDA	-	1.8710
18	Union CDA	Centram MDA	-	1.6615
19	Union CDA	Centrat MDA	-	1.6510
20	Union CDA	Union WDA	-	1.3034
21	Union CDA	Nipigon WDA	-	1.1552
22	Union CDA	Union NDA	-	0.5689
23	Union CDA	Calstock NDA	-	0.8975
24	Union CDA	Tunis NDA	-	0.6945
25	Union CDA	GMIT NDA	-	0.5438
26	Union CDA	Union SSMDA	-	0.7853
27	Union CDA	Union NCDA	-	0.2971
28	Union CDA	Union CDA	-	0.1303
29	Union CDA	Enbridge CDA	-	0.2057
30	Union CDA	Union EDA	-	0.4050
31	Union CDA	Enbridge EDA	-	0.5121
32	Union CDA	KPUC EDA	-	0.3905
33	Union CDA	GMIT EDA	-	0.6510
34	Union CDA	Enbridge SWDA	-	0.3111
35	Union CDA	Union SWDA	-	0.3139
36	Union CDA	Chippawa	-	0.2142
37	Union CDA	Cornwall	-	0.5193
38	Union CDA	East Hereford	-	0.7969
39	Union CDA	Emerson 1	-	1.5502
40	Union CDA	Emerson 2	-	1.5502
41	Union CDA	Iroquois	-	0.4863
42	Union CDA	Kirkwall	-	0.1641
43	Union CDA	Napierville	-	0.6390
44	Union CDA	Niagara Falls	-	0.2123
45	Union CDA	North Bay Junction	-	0.4338
46	Union CDA	Phillipsburg	-	0.6526
47	Union CDA	Spruce	-	1.6510
48	Union CDA	St. Clair	-	0.3297
49	Union CDA	Welwyn	-	1.8710
50	Union CDA	Dawn Export	-	0.3111
51	Union CDA	Union Parkway Belt	-	0.1536
52	Union CDA	Union CDA (Amended)	-	0.1582
53	Union CDA	Union ECDA	-	0.1459
54	Union CDA	Enbridge Parkway CDA	-	0.1536
55	Union CDA	Enbridge CDA (Amended)	-	0.2105
56	Union CDA (Amended)	Empress	-	2.3393
57	Union CDA (Amended)	TransGas SSSDA	-	2.0013
58	Union CDA (Amended)	Centram SSSDA	-	1.8628
59	Union CDA (Amended)	Centram MDA	-	1.6532
60	Union CDA (Amended)	Centrat MDA	-	1.6525
61	Union CDA (Amended)	Union WDA	-	1.3276
62	Union CDA (Amended)	Nipigon WDA	-	1.1794
63	Union CDA (Amended)	Union NDA	-	0.5932
64	Union CDA (Amended)	Calstock NDA	-	0.9217

Line No.	Receipt Point	Delivery Point	FT Toll (\$/GJ/MO)	Daily Equivalent FT for IT / STFT (\$/GJ)
1	Union CDA (Amended)	Tunis NDA	-	0.7187
2	Union CDA (Amended)	GMIT NDA	-	0.5679
3	Union CDA (Amended)	Union SSMDA	-	0.7771
4	Union CDA (Amended)	Union NCDA	-	0.3213
5	Union CDA (Amended)	Union CDA	-	0.1582
6	Union CDA (Amended)	Enbridge CDA	-	0.2226
7	Union CDA (Amended)	Union EDA	-	0.4292
8	Union CDA (Amended)	Enbridge EDA	-	0.5363
9	Union CDA (Amended)	KPUC EDA	-	0.4147
10	Union CDA (Amended)	GMIT EDA	-	0.6752
11	Union CDA (Amended)	Enbridge SWDA	-	0.3029
12	Union CDA (Amended)	Union SWDA	-	0.3057
13	Union CDA (Amended)	Chippawa	-	0.1934
14	Union CDA (Amended)	Cornwall	-	0.5435
15	Union CDA (Amended)	East Hereford	-	0.8211
16	Union CDA (Amended)	Emerson 1	-	1.5419
17	Union CDA (Amended)	Emerson 2	-	1.5419
18	Union CDA (Amended)	Iroquois	-	0.5105
19	Union CDA (Amended)	Kirkwall	-	0.1559
20	Union CDA (Amended)	Napierville	-	0.6632
21	Union CDA (Amended)	Niagara Falls	-	0.1915
22	Union CDA (Amended)	North Bay Junction	-	0.4579
23	Union CDA (Amended)	Philipsburg	-	0.6768
24	Union CDA (Amended)	Spruce	-	1.6525
25	Union CDA (Amended)	St. Clair	-	0.3214
26	Union CDA (Amended)	Welwyn	-	1.8628
27	Union CDA (Amended)	Dawn Export	-	0.3029
28	Union CDA (Amended)	Union Parkway Belt	-	0.1778
29	Union CDA (Amended)	Union CDA (Amended)	-	0.1303
30	Union CDA (Amended)	Union ECDA	-	0.1719
31	Union CDA (Amended)	Enbridge Parkway CDA	-	0.1778
32	Union CDA (Amended)	Enbridge CDA (Amended)	-	0.2268
33	Union ECDA	Empress	-	2.3525
34	Union ECDA	TransGas SSSA	-	2.0144
35	Union ECDA	Centram SSSA	-	1.8759
36	Union ECDA	Centram MDA	-	1.6664
37	Union ECDA	Centrat MDA	-	1.6501
38	Union ECDA	Union WDA	-	1.2891
39	Union ECDA	Nipigon WDA	-	1.1408
40	Union ECDA	Union NDA	-	0.5545
41	Union ECDA	Calstock NDA	-	0.8831
42	Union ECDA	Tunis NDA	-	0.6802
43	Union ECDA	GMIT NDA	-	0.5294
44	Union ECDA	Union SSMDA	-	0.7902
45	Union ECDA	Union NCDA	-	0.2827
46	Union ECDA	Union CDA	-	0.1459
47	Union ECDA	Enbridge CDA	-	0.1957
48	Union ECDA	Union EDA	-	0.3907
49	Union ECDA	Enbridge EDA	-	0.4977
50	Union ECDA	KPUC EDA	-	0.3761
51	Union ECDA	GMIT EDA	-	0.6366
52	Union ECDA	Enbridge SWDA	-	0.3161
53	Union ECDA	Union SWDA	-	0.3188
54	Union ECDA	Chippawa	-	0.2266
55	Union ECDA	Cornwall	-	0.5049
56	Union ECDA	East Hereford	-	0.7825
57	Union ECDA	Emerson 1	-	1.5551
58	Union ECDA	Emerson 2	-	1.5551
59	Union ECDA	Iroquois	-	0.4719
60	Union ECDA	Kirkwall	-	0.1690
61	Union ECDA	Napierville	-	0.6246
62	Union ECDA	Niagara Falls	-	0.2247
63	Union ECDA	North Bay Junction	-	0.4194
64	Union ECDA	Philipsburg	-	0.6383

Line No.	Receipt Point	Delivery Point	FT Toll (\$/GJ/MO)	Daily Equivalent FT for IT / STFT (\$/GJ)
1	Union ECDA	Spruce	-	1.6501
2	Union ECDA	St. Clair	-	0.3346
3	Union ECDA	Welwyn	-	1.8759
4	Union ECDA	Dawn Export	-	0.3161
5	Union ECDA	Union Parkway Belt	-	0.1393
6	Union ECDA	Union CDA (Amended)	-	0.1719
7	Union ECDA	Union ECDA	-	0.1303
8	Union ECDA	Enbridge Parkway CDA	-	0.1393
9	Union ECDA	Enbridge CDA (Amended)	-	0.2009
10	Union Dawn	Empress	65.90470	2.1667
11	Union Dawn	TransGas SSDA	55.62205	1.8287
12	Union Dawn	Centram SSDA	51.40903	1.6902
13	Union Dawn	Centram MDA	45.03613	1.4806
14	Union Dawn	Centrat MDA	45.01332	1.4799
15	Union Dawn	Union WDA	43.98311	1.4460
16	Union Dawn	Nipigon WDA	39.80386	1.3086
17	Union Dawn	Union NDA	21.97209	0.7224
18	Union Dawn	Calstock NDA	31.96457	1.0509
19	Union Dawn	Tunis NDA	25.79242	0.8480
20	Union Dawn	GMIT NDA	21.20620	0.6972
21	Union Dawn	Union SSMDA	18.38596	0.6045
22	Union Dawn	Union NCDA	13.70301	0.4505
23	Union Dawn	Union CDA	9.46323	0.3111
24	Union Dawn	Enbridge CDA	10.91806	0.3590
25	Union Dawn	Union EDA	16.98558	0.5584
26	Union Dawn	Enbridge EDA	20.24351	0.6655
27	Union Dawn	KPUC EDA	16.54332	0.5439
28	Union Dawn	GMIT EDA	24.46899	0.8045
29	Union Dawn	Enbridge SWDA	3.96268	0.1303
30	Union Dawn	Union SWDA	4.04755	0.1331
31	Union Dawn	Chippawa	11.13098	0.3660
32	Union Dawn	Cornwall	20.46281	0.6728
33	Union Dawn	East Hereford	28.90587	0.9503
34	Union Dawn	Emerson 1	41.64985	1.3693
35	Union Dawn	Emerson 2	41.64985	1.3693
36	Union Dawn	Iroquois	19.45876	0.6397
37	Union Dawn	Kirkwall	8.43454	0.2773
38	Union Dawn	Napierville	24.10430	0.7925
39	Union Dawn	Niagara Falls	11.07440	0.3641
40	Union Dawn	North Bay Junction	17.86067	0.5872
41	Union Dawn	Philipsburg	24.51827	0.8061
42	Union Dawn	Spruce	45.01332	1.4799
43	Union Dawn	St. Clair	4.52722	0.1488
44	Union Dawn	Welwyn	51.40903	1.6902
45	Union Dawn	Dawn Export	3.96268	0.1303
46	Union Dawn	Union Parkway Belt	9.34035	0.3071
47	Union Dawn	Union CDA (Amended)	9.21230	0.3029
48	Union Dawn	Union ECDA	9.61319	0.3161
49	Union Dawn	Enbridge Parkway CDA	9.34035	0.3071
50	Union Dawn	Enbridge CDA (Amended)	11.06558	0.3638
51	Union EDA	Empress	-	2.5151
52	Union EDA	TransGas SSDA	-	2.1770
53	Union EDA	Centram SSDA	-	2.0385
54	Union EDA	Centram MDA	-	1.8291
55	Union EDA	Centrat MDA	-	1.7369
56	Union EDA	Union WDA	-	1.3757
57	Union EDA	Nipigon WDA	-	1.2276
58	Union EDA	Union NDA	-	0.6413
59	Union EDA	Calstock NDA	-	0.9698
60	Union EDA	Tunis NDA	-	0.7669
61	Union EDA	GMIT NDA	-	0.6161
62	Union EDA	Union SSMDA	-	1.0326
63	Union EDA	Union NCDA	-	0.4492
64	Union EDA	Union CDA	-	0.4050

Line No.	Receipt Point	Delivery Point	FT Toll (\$/GJ/MO)	Daily Equivalent FT for IT / STFT (\$/GJ)
1	Union EDA	Enbridge CDA	-	0.3605
2	Union EDA	Union EDA	-	0.1303
3	Union EDA	Enbridge EDA	-	0.2679
4	Union EDA	KPUC EDA	-	0.1933
5	Union EDA	GMIT EDA	-	0.3772
6	Union EDA	Enbridge SWDA	-	0.5584
7	Union EDA	Union SWDA	-	0.5613
8	Union EDA	Chippawa	-	0.4869
9	Union EDA	Cornwall	-	0.2459
10	Union EDA	East Hereford	-	0.5235
11	Union EDA	Emerson 1	-	1.7746
12	Union EDA	Emerson 2	-	1.7746
13	Union EDA	Iroquois	-	0.2179
14	Union EDA	Kirkwall	-	0.4114
15	Union EDA	Napierville	-	0.3656
16	Union EDA	Niagara Falls	-	0.4851
17	Union EDA	North Bay Junction	-	0.5061
18	Union EDA	Philipsburg	-	0.3792
19	Union EDA	Spruce	-	1.7369
20	Union EDA	St. Clair	-	0.5770
21	Union EDA	Welwyn	-	2.0385
22	Union EDA	Dawn Export	-	0.5584
23	Union EDA	Union Parkway Belt	-	0.3817
24	Union EDA	Union CDA (Amended)	-	0.4292
25	Union EDA	Union ECDA	-	0.3907
26	Union EDA	Enbridge Parkway CDA	-	0.3817
27	Union EDA	Enbridge CDA (Amended)	-	0.3584
28	Union NCDA	Empress	-	2.2787
29	Union NCDA	TransGas SSSDA	-	1.9407
30	Union NCDA	Centram SSSDA	-	1.8022
31	Union NCDA	Centram MDA	-	1.5938
32	Union NCDA	Centrat MDA	-	1.4977
33	Union NCDA	Union WDA	-	1.1367
34	Union NCDA	Nipigon WDA	-	0.9884
35	Union NCDA	Union NDA	-	0.4020
36	Union NCDA	Calstock NDA	-	0.7307
37	Union NCDA	Tunis NDA	-	0.5278
38	Union NCDA	GMIT NDA	-	0.3769
39	Union NCDA	Union SSMDA	-	0.9247
40	Union NCDA	Union NCDA	-	0.1303
41	Union NCDA	Union CDA	-	0.2971
42	Union NCDA	Enbridge CDA	-	0.2688
43	Union NCDA	Union EDA	-	0.4492
44	Union NCDA	Enbridge EDA	-	0.5238
45	Union NCDA	KPUC EDA	-	0.4380
46	Union NCDA	GMIT EDA	-	0.6888
47	Union NCDA	Enbridge SWDA	-	0.4505
48	Union NCDA	Union SWDA	-	0.4533
49	Union NCDA	Chippawa	-	0.3790
50	Union NCDA	Cornwall	-	0.5572
51	Union NCDA	East Hereford	-	0.8348
52	Union NCDA	Emerson 1	-	1.6082
53	Union NCDA	Emerson 2	-	1.6082
54	Union NCDA	Iroquois	-	0.5260
55	Union NCDA	Kirkwall	-	0.3035
56	Union NCDA	Napierville	-	0.6769
57	Union NCDA	Niagara Falls	-	0.3771
58	Union NCDA	North Bay Junction	-	0.2670
59	Union NCDA	Philipsburg	-	0.6905
60	Union NCDA	Spruce	-	1.4977
61	Union NCDA	St. Clair	-	0.4691
62	Union NCDA	Welwyn	-	1.8022
63	Union NCDA	Dawn Export	-	0.4505
64	Union NCDA	Union Parkway Belt	-	0.2737

Line No.	Receipt Point	Delivery Point	FT Toll (\$/GJ/MO)	Daily Equivalent FT for IT / STFT (\$/GJ)
1	Union NCDA	Union CDA (Amended)	-	0.3213
2	Union NCDA	Union ECDA	-	0.2827
3	Union NCDA	Enbridge Parkway CDA	-	0.2737
4	Union NCDA	Enbridge CDA (Amended)	-	0.2683
5	Union NDA	Empress	-	1.4730
6	Union NDA	TransGas SSSDA	-	1.2248
7	Union NDA	Centram SSSDA	-	1.1232
8	Union NDA	Centram MDA	-	0.9702
9	Union NDA	Centrat MDA	-	0.8998
10	Union NDA	Union WDA	-	0.6346
11	Union NDA	Nipigon WDA	-	0.5260
12	Union NDA	Union NDA	-	0.0956
13	Union NDA	Calstock NDA	-	0.3368
14	Union NDA	Tunis NDA	-	0.2051
15	Union NDA	GMIT NDA	-	0.1905
16	Union NDA	Union SSMDA	-	0.8783
17	Union NDA	Union NCDA	-	0.3118
18	Union NDA	Union CDA	-	0.4413
19	Union NDA	Enbridge CDA	-	0.4193
20	Union NDA	Union EDA	-	0.4975
21	Union NDA	Enbridge EDA	-	0.4547
22	Union NDA	KPUC EDA	-	0.5356
23	Union NDA	GMIT EDA	-	0.5888
24	Union NDA	Enbridge SWDA	-	0.5604
25	Union NDA	Union SWDA	-	0.5626
26	Union NDA	Chippawa	-	0.5049
27	Union NDA	Cornwall	-	0.4869
28	Union NDA	East Hereford	-	0.7022
29	Union NDA	Emerson 1	-	0.9810
30	Union NDA	Emerson 2	-	0.9810
31	Union NDA	Iroquois	-	0.4668
32	Union NDA	Kirkwall	-	0.4463
33	Union NDA	Napierville	-	0.5798
34	Union NDA	Niagara Falls	-	0.5034
35	Union NDA	North Bay Junction	-	0.1952
36	Union NDA	Philipsburg	-	0.5903
37	Union NDA	Spruce	-	0.8998
38	Union NDA	St. Clair	-	0.5438
39	Union NDA	Welwyn	-	1.1232
40	Union NDA	Dawn Export	-	0.5604
41	Union NDA	Union Parkway Belt	-	0.4232
42	Union NDA	Union CDA (Amended)	-	0.4602
43	Union NDA	Union ECDA	-	0.4302
44	Union NDA	Enbridge Parkway CDA	-	0.4232
45	Union NDA	Enbridge CDA (Amended)	-	0.4190
46	Union Parkway Belt	Empress	71.28237	2.3435
47	Union Parkway Belt	TransGas SSSDA	60.99971	2.0055
48	Union Parkway Belt	Centram SSSDA	56.78670	1.8670
49	Union Parkway Belt	Centram MDA	50.41380	1.6574
50	Union Parkway Belt	Centrat MDA	49.91831	1.6412
51	Union Parkway Belt	Union WDA	38.93577	1.2801
52	Union Parkway Belt	Nipigon WDA	34.42680	1.1318
53	Union Parkway Belt	Union NDA	16.59381	0.5456
54	Union Parkway Belt	Calstock NDA	26.58690	0.8741
55	Union Parkway Belt	Tunis NDA	20.41506	0.6712
56	Union Parkway Belt	GMIT NDA	15.82823	0.5204
57	Union Parkway Belt	Union SSMDA	23.76363	0.7813
58	Union Parkway Belt	Union NCDA	8.32535	0.2737
59	Union Parkway Belt	Union CDA	4.67322	0.1536
60	Union Parkway Belt	Enbridge CDA	5.76943	0.1897
61	Union Parkway Belt	Union EDA	11.60883	0.3817
62	Union Parkway Belt	Enbridge EDA	14.86645	0.4888
63	Union Parkway Belt	KPUC EDA	11.16596	0.3671
64	Union Parkway Belt	GMIT EDA	19.09133	0.6277

Line No.	Receipt Point	Delivery Point	FT Toll (\$/GJ/MO)	Daily Equivalent FT for IT / STFT (\$/GJ)
1	Union Parkway Belt	Enbridge SWDA	9.34035	0.3071
2	Union Parkway Belt	Union SWDA	9.42552	0.3099
3	Union Parkway Belt	Chippawa	7.16465	0.2356
4	Union Parkway Belt	Cornwall	15.08515	0.4960
5	Union Parkway Belt	East Hereford	23.52820	0.7735
6	Union Parkway Belt	Emerson 1	47.02751	1.5461
7	Union Parkway Belt	Emerson 2	47.02751	1.5461
8	Union Parkway Belt	Iroquois	14.08109	0.4629
9	Union Parkway Belt	Kirkwall	4.86819	0.1601
10	Union Parkway Belt	Napierville	18.72693	0.6157
11	Union Parkway Belt	Niagara Falls	7.10807	0.2337
12	Union Parkway Belt	North Bay Junction	12.48300	0.4104
13	Union Parkway Belt	Philipsburg	19.14090	0.6293
14	Union Parkway Belt	Spruce	49.91831	1.6412
15	Union Parkway Belt	St. Clair	9.90488	0.3256
16	Union Parkway Belt	Welwyn	56.78670	1.8670
17	Union Parkway Belt	Dawn Export	9.34035	0.3071
18	Union Parkway Belt	Union Parkway Belt	3.96268	0.1303
19	Union Parkway Belt	Union CDA (Amended)	5.40869	0.1778
20	Union Parkway Belt	Union ECDA	4.23552	0.1393
21	Union Parkway Belt	Enbridge Parkway CDA	3.96268	0.1303
22	Union Parkway Belt	Enbridge CDA (Amended)	5.93916	0.1953
23	Union SSMDA	Empress	-	1.3361
24	Union SSMDA	TransGas SSDA	-	1.0879
25	Union SSMDA	Centram SSDA	-	0.9863
26	Union SSMDA	Centram MDA	-	0.8325
27	Union SSMDA	Centrat MDA	-	0.8319
28	Union SSMDA	Union WDA	-	1.1194
29	Union SSMDA	Nipigon WDA	-	1.2058
30	Union SSMDA	Union NDA	-	0.8783
31	Union SSMDA	Calstock NDA	-	1.1194
32	Union SSMDA	Tunis NDA	-	0.9705
33	Union SSMDA	GMIT NDA	-	0.8598
34	Union SSMDA	Union SSMDA	-	0.0956
35	Union SSMDA	Union NCDA	-	0.7173
36	Union SSMDA	Union CDA	-	0.6092
37	Union SSMDA	Enbridge CDA	-	0.6463
38	Union SSMDA	Union EDA	-	0.8011
39	Union SSMDA	Enbridge EDA	-	0.8842
40	Union SSMDA	KPUC EDA	-	0.7898
41	Union SSMDA	GMIT EDA	-	0.9919
42	Union SSMDA	Enbridge SWDA	-	0.4689
43	Union SSMDA	Union SWDA	-	0.4667
44	Union SSMDA	Chippawa	-	0.6517
45	Union SSMDA	Cornwall	-	0.8898
46	Union SSMDA	East Hereford	-	1.1051
47	Union SSMDA	Emerson 1	-	0.7508
48	Union SSMDA	Emerson 2	-	0.7508
49	Union SSMDA	Iroquois	-	0.8641
50	Union SSMDA	Kirkwall	-	0.5830
51	Union SSMDA	Napierville	-	0.9826
52	Union SSMDA	Niagara Falls	-	0.6503
53	Union SSMDA	North Bay Junction	-	0.7791
54	Union SSMDA	Philipsburg	-	0.9932
55	Union SSMDA	Spruce	-	0.8319
56	Union SSMDA	St. Clair	-	0.4300
57	Union SSMDA	Welwyn	-	0.9863
58	Union SSMDA	Dawn Export	-	0.4689
59	Union SSMDA	Union Parkway Belt	-	0.6061
60	Union SSMDA	Union CDA (Amended)	-	0.6028
61	Union SSMDA	Union ECDA	-	0.6130
62	Union SSMDA	Enbridge Parkway CDA	-	0.6061
63	Union SSMDA	Enbridge CDA (Amended)	-	0.6500
64	Union WDA	Empress	-	0.9577



Line No.	Receipt Point	Delivery Point	Daily Equivalent FT for IT / STFT	
			FT Toll (\$/GJ/MO)	(\$/GJ)
1	Union WDA	TransGas SSSA	-	0.7095
2	Union WDA	Centram SSSA	-	0.6079
3	Union WDA	Centram MDA	-	0.4549
4	Union WDA	Centrat MDA	-	0.3844
5	Union WDA	Union WDA	-	0.0956
6	Union WDA	Nipigon WDA	-	0.2085
7	Union WDA	Union NDA	-	0.6346
8	Union WDA	Calstock NDA	-	0.3936
9	Union WDA	Tunis NDA	-	0.5426
10	Union WDA	GMIT NDA	-	0.6651
11	Union WDA	Union SSMDA	-	1.1194
12	Union WDA	Union NCDA	-	0.8818
13	Union WDA	Union CDA	-	1.0111
14	Union WDA	Enbridge CDA	-	0.9892
15	Union WDA	Union EDA	-	1.0672
16	Union WDA	Enbridge EDA	-	1.0242
17	Union WDA	KPUC EDA	-	1.1049
18	Union WDA	GMIT EDA	-	1.1584
19	Union WDA	Enbridge SWDA	-	1.1218
20	Union WDA	Union SWDA	-	1.1236
21	Union WDA	Chippawa	-	1.0747
22	Union WDA	Cornwall	-	1.0563
23	Union WDA	East Hereford	-	1.2716
24	Union WDA	Emerson 1	-	0.4656
25	Union WDA	Emerson 2	-	0.4656
26	Union WDA	Iroquois	-	1.0362
27	Union WDA	Kirkwall	-	1.0161
28	Union WDA	Napierville	-	1.1492
29	Union WDA	Niagara Falls	-	1.0732
30	Union WDA	North Bay Junction	-	0.7340
31	Union WDA	Philipsburg	-	1.1597
32	Union WDA	Spruce	-	0.3844
33	Union WDA	St. Clair	-	1.0727
34	Union WDA	Welwyn	-	0.6079
35	Union WDA	Dawn Export	-	1.1218
36	Union WDA	Union Parkway Belt	-	0.9930
37	Union WDA	Union CDA (Amended)	-	1.0299
38	Union WDA	Union ECDA	-	1.0000
39	Union WDA	Enbridge Parkway CDA	-	0.9930
40	Union WDA	Enbridge CDA (Amended)	-	0.9889
41	Welwyn	Empress	13.54819	0.4454
42	Welwyn	TransGas SSSA	6.00090	0.1973
43	Welwyn	Centram SSSA	2.90844	0.0956
44	Welwyn	Centram MDA	7.60295	0.2500
45	Welwyn	Centrat MDA	9.70474	0.3191
46	Welwyn	Union WDA	18.48877	0.6079
47	Welwyn	Nipigon WDA	21.07571	0.6929
48	Welwyn	Union NDA	34.16491	1.1232
49	Welwyn	Calstock NDA	26.82993	0.8821
50	Welwyn	Tunis NDA	31.36019	1.0310
51	Welwyn	GMIT NDA	35.08897	1.1536
52	Welwyn	Union SSMDA	29.99874	0.9863
53	Welwyn	Union NCDA	42.52341	1.3980
54	Welwyn	Union CDA	44.14827	1.4515
55	Welwyn	Enbridge CDA	45.05895	1.4814
56	Welwyn	Union EDA	48.10092	1.5814
57	Welwyn	Enbridge EDA	46.84136	1.5400
58	Welwyn	KPUC EDA	49.31150	1.6212
59	Welwyn	GMIT EDA	50.93910	1.6747
60	Welwyn	Enbridge SWDA	39.88081	1.3112
61	Welwyn	Union SWDA	39.81481	1.3090
62	Welwyn	Chippawa	45.44220	1.4940
63	Welwyn	Cornwall	47.83112	1.5725
64	Welwyn	East Hereford	54.38105	1.7879

Line No.	Receipt Point	Delivery Point	FT Toll (\$/GJ/MO)	Daily Equivalent FT for IT / STFT (\$/GJ)
1	Welwyn	Emerson 1	10.07187	0.3311
2	Welwyn	Emerson 2	10.07187	0.3311
3	Welwyn	Iroquois	47.21975	1.5524
4	Welwyn	Kirkwall	43.35014	1.4252
5	Welwyn	Napierville	50.65592	1.6654
6	Welwyn	Niagara Falls	45.39840	1.4926
7	Welwyn	North Bay Junction	37.18255	1.2224
8	Welwyn	Philipsburg	50.97712	1.6760
9	Welwyn	Spruce	9.70474	0.3191
10	Welwyn	St. Clair	37.32003	1.2270
11	Welwyn	Welwyn	2.90844	0.0956
12	Welwyn	Dawn Export	39.88081	1.3112
13	Welwyn	Union Parkway Belt	44.05276	1.4483
14	Welwyn	Union CDA (Amended)	43.95360	1.4451
15	Welwyn	Union ECDA	44.26446	1.4553
16	Welwyn	Enbridge Parkway CDA	44.05276	1.4483
17	Welwyn	Enbridge CDA (Amended)	45.15324	1.4845

Notes: (i) Any transportation with a Union Dawn receipt point is subject to a Union Dawn Receipt Point Surcharge. Transport under FT, FT-NR, FT-SN and EMB service is subject to the monthly surcharge toll, and other transportation services are subject to the daily equivalent toll. Refer to page 1 for the Union Dawn Receipt Point Surcharge tolls.

(ii) Transportation with receipt points from delivery areas or Spruce is for STFT and IT service only.

(iii) The following delivery points are subject to an additional charge for delivery pressure: Emerson 1 & 2, Union SWDA, Enbridge SWDA, Dawn Export, Niagara Falls, Iroquois, Chippawa, and East Hereford. Refer to page 1 for the delivery pressure toll.

(iv) Effective November 1, 2015, the Enbridge CDA is modified such that the Enbridge Parkway meter is removed from the Enbridge CDA and put within a new delivery area called the Enbridge Parkway CDA. The remaining Enbridge CDA meters continue to reside within the Enbridge CDA. Effective November 1, 2016, the Union CDA is modified such that the Union Parkway Belt, Bronte and Burlington meters are removed from the Union CDA. The Bronte and Burlington meters are put within a new delivery area called the Union ECDA, and the Parkway-Union meter will become a new standalone delivery location called Union Parkway Belt. The remaining Union CDA meters, Nanticoke and Hamilton Gate, continue to reside in the Union CDA.

**FIRST AMENDED APPENDIX I**

to a Mainline Settlement Agreement  
made effective as the 31<sup>st</sup> day of October, 2013 among  
TransCanada PipeLines Limited, Enbridge Gas Distribution Inc.,  
Union Gas Limited and Gaz Metro Limited Partnership

**INCENTIVE MECHANISM ILLUSTRATION**

(See Attached)

**Illustrative Calculation of Incentive Sharing Mechanism (\$,000)**

Line No.		<u>2015 Forecast</u>	<u>2015 Actual</u>	<u>Difference</u>
	<b><u>Scenario 1:</u></b>			
1	Annual Revenue Requirement ( <i>including Annual Bridging Amount</i> )	2,116,797	2,106,797	10,000
2	Annual Revenue	<u>2,116,797</u>	<u>2,156,797</u>	<u>40,000</u>
3	<b>Net Revenue Surplus (NRS):</b>	-	50,000	50,000
		<u>TransCanada</u>	<u>Shippers</u>	<u>Total</u>
4	100% TransCanada after tax contribution [ $\$20M/(1-25.94\%)$ ]	27,000	-	27,000
5	25% of next \$40M to TransCanada / 75% to Shippers	5,750	17,250	23,000
6	10% additional NRS to TransCanada / 90% to Shippers	-	-	-
7	Total Incentive Earnings (pre-tax)	<u>32,750</u>	<u>17,250</u>	<u>50,000</u>
8	Income Tax @ 25.94% tax rate	<u>(8,495)</u>		
9	Total Incentive Earnings (after-tax)	<u><u>24,255</u></u>		
	<b><u>Scenario 2:</u></b>			
10	Annual Revenue Requirement ( <i>including Annual Bridging Amount</i> )	2,116,797	2,126,797	(10,000)
11	Annual Revenue	<u>2,116,797</u>	<u>2,076,797</u>	<u>(40,000)</u>
12	<b>Net Revenue Deficiency (NRD):</b>	-	(50,000)	(50,000)
		<u>TransCanada</u>	<u>Shippers</u>	<u>Total</u>
13	25% of first \$40M to TransCanada / 75% to Shippers	(10,000)	(30,000)	(40,000)
14	10% additional NRD to TransCanada / 90% to Shippers	(1,000)	(9,000)	(10,000)
15	Total Incentive Earnings (pre-tax)	<u>(11,000)</u>	<u>(39,000)</u>	<u>(50,000)</u>
16	Income Tax @ 25.94%	<u>2,853</u>		
17	Total Incentive Earnings (after-tax)	<u><u>(8,147)</u></u>		

**Illustrative Calculation of Incentive Sharing Mechanism (\$,000)**

Line No.		<u>2016 Forecast</u>	<u>2016 Actual</u>	<u>Difference</u>
<b><u>Scenario 3:</u></b>				
1	Annual Revenue Requirement (including Annual Bridging Amount)	1,512,785	1,512,785	-
2	Annual Revenue	1,512,785	1,462,785	(50,000)
3	<b>Net Revenue Deficiency (NRD):</b>	-	(50,000)	(50,000)
4	<b>Stretch Revenue:</b> the lessor of \$120 Million or 2016 forecast versus actual revenue			(50,000)
		<u>TransCanada</u>	<u>Shippers</u>	<u>Total</u>
5	100% of Stretch Revenue shortfall to Shippers (up to \$120 Million)	-	(50,000)	(50,000)
6	25% of additional \$40M to TransCanada / 75% to Shippers	0	0	0
7	10% additional NRD to TransCanada / 90% to Shippers	0	0	0
8	Total Incentive Earnings (pre-tax)	0	(50,000)	(50,000)
9	Income Tax @ 25.94%	0		
10	Total Incentive Earnings (after-tax)	<u>0</u>		
<b><u>Scenario 4:</u></b>				
11	Annual Revenue Requirement (including Annual Bridging Amount)	1,512,785	1,512,785	-
12	Annual Revenue	1,512,785	1,362,785	(150,000)
13	<b>Net Revenue Deficiency (NRD):</b>	-	(150,000)	(150,000)
14	<b>Stretch Revenue:</b> the lessor of \$120 Million or 2016 forecast versus actual revenue			(120,000)
		<u>TransCanada</u>	<u>Shippers</u>	<u>Total</u>
15	100% of Stretch Revenue shortfall to Shippers (up to \$120 Million)	-	(120,000)	(120,000)
16	25% of additional \$40M to TransCanada / 75% to Shippers	(7,500)	(22,500)	(30,000)
17	10% additional NRD to TransCanada / 90% to Shippers	0	0	0
18	Total Incentive Earnings (pre-tax)	(7,500)	(142,500)	(150,000)
19	Income Tax @ 25.94%	1,946		
20	Total Incentive Earnings (after-tax)	<u>(5,555)</u>		
<b><u>Scenario 5:</u></b>				
21	Annual Revenue Requirement (including Annual Bridging Amount)	1,512,785	1,512,785	-
22	Annual Revenue	1,512,785	1,572,785	60,000
23	<b>Net Revenue Surplus (NRS):</b>	-	60,000	60,000
24	<b>Stretch Revenue:</b> the lessor of \$120 Million or 2016 forecast versus actual revenue			0
		<u>TransCanada</u>	<u>Shippers</u>	<u>Total</u>
25	100% of Stretch Revenue shortfall to Shippers (up to \$120 Million)	-	-	-
26	100% TransCanada after tax contribution [\$20M/(1-25.94%)]	27,000	-	27,000
27	25% of additional \$40M to TransCanada / 75% to Shippers	8,250	24,750	33,000
28	10% additional NRS to TransCanada / 90% to Shippers	-	-	-
29	Total Incentive Earnings (pre-tax)	35,250	24,750	60,000
30	Income Tax @ 25.94%	(9,144)		
31	Total Incentive Earnings (after-tax)	<u>26,106</u>		