

**RÉPONSE DE SOCIÉTÉ EN COMMANDITE GAZ MÉTRO À LA  
DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N<sup>o</sup> 2 DE LA RÉGIE DE L'ÉNERGIE (LA RÉGIE) RELATIVE  
À LA DEMANDE D'APPROBATION DU PLAN D'APPROVISIONNEMENT ET DE MODIFICATION  
DES CONDITIONS DE SERVICE ET TARIF DE SOCIÉTÉ EN COMMANDITE GAZ MÉTRO  
À COMPTER DU 1<sup>ER</sup> OCTOBRE 2013**

---

**PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2014-2016**

- 1. Références :**
- (i) Pièce B-0016, page 9;
  - (ii) Pièce B-0016, page 97;
  - (iii) Pièce B-0022, page 5.

**Préambule :**

- (i) « *La première répercussion à cette décision de l'ONÉ est que le « Board of Directors » de TCPL, n'a pas approuvé le projet « Eastern Mainline Expansion » qui permettait à Gaz Métro de déplacer ses approvisionnements vers Dawn à compter du 1er novembre 2015.»*
- (ii) « *Malgré la suspension du projet de capacité entre Parkway et GMIT par TCPL, Gaz Métro a maintenu ce déplacement dans son plan d'approvisionnement. »*
- (iii) Section 1, Information à la clientèle en achat direct et aux fournisseurs.

Le distributeur propose, dans sa demande, plusieurs dispositions touchant le déplacement prévu au 1<sup>er</sup> novembre 2015 du point de livraison, pour les clients en achat direct, d'Empress à Dawn. Le distributeur ne discute pas des conséquences d'un manque de capacité de transport Dawn-Montréal à cette date.

**Demandes :**

- 1.1 Si, le 1<sup>er</sup> novembre 2015, les capacités Dawn-GMIT EDA n'étaient pas disponibles pour assurer le déplacement complet de la structure d'approvisionnement à Dawn, Gaz Métro envisage-t-elle un report complet ou un report partiel de la date à laquelle le point de livraison des clients en achat direct serait déplacé d'Empress à Dawn? Veuillez expliquer en détail votre réponse et présenter, s'il y a lieu, les modifications qui devraient alors être apportées à chacune des propositions touchant le déplacement de la structure d'approvisionnement faites à la présente demande.

**Réponse :**

Gaz Métro n'envisage pas, pour le moment, un report complet ou partiel de la date à laquelle le point de livraison des clients en achat direct serait déplacé d'Empress à Dawn. Gaz Métro continue de déployer tous les efforts requis pour que les conditions requises à ce déplacement se réalisent. La conclusion d'une entente de principe entre TransCanada,

Gaz Métro, Union Gas et Enbridge Gas Distribution permet de croire que la capacité de transport requise pour que le déplacement vers Dawn se matérialise pourrait être disponible à la date cible. Le déplacement du point de livraison de la clientèle en achat direct et à prix fixe implique une multitude d'intervenants et autant d'engagements contractuels qui seront conclus en fonction du point de livraison attendu. Dans l'éventualité où la mise en service des capacités de transport requises serait temporairement retardée, Gaz Métro pourrait procéder au déplacement de la clientèle en achat direct vers Dawn en déplaçant les achats de gaz de réseau vers Empress. Une fois que la capacité de transport sera disponible, les achats de gaz de réseau pourraient alors être de nouveau déplacés vers Dawn.

Il est à noter que, même si la capacité contractée entre Dawn et GMI est disponible à compter du 1<sup>er</sup> novembre 2015, un certain déplacement des achats de gaz de réseau vers Empress sera requis en raison de l'entente intervenue avec TCPL. Au-delà de cet engagement de la part de Gaz Métro, le retour de certains clients au service de transport oblige de contracter des capacités de transport longue distance. Pour répondre aux besoins totaux d'approvisionnement, Gaz Métro devra conserver une certaine capacité de transport longue distance et déplacera donc ses achats de gaz à Empress. Le plan d'approvisionnement présenté pour l'année 2016 reflète d'ailleurs cette situation (réf. : B-0043, Gaz Métro-2, Document 1, annexe 6).

Étant donné que la date prévue pour le déplacement des livraisons de la clientèle en achat direct à Dawn est maintenue au 1<sup>er</sup> novembre 2015, les différentes propositions relatives à ce sujet effectuées dans la présente demande ne sont pas modifiées.

- 1.2 Veuillez présenter un plan d'approvisionnement pour l'année tarifaire 2016 reflétant la solution envisagée par le distributeur si le 1<sup>er</sup> novembre 2015 les capacités Dawn-GMIT EDA n'étaient pas disponibles pour assurer le déplacement complet de la structure d'approvisionnement à Dawn, telle que décrite à la sous-question précédente.

**Réponse :**

L'annexe 1 présente un tableau comparatif du plan d'approvisionnement pour l'année 2016, déposé à la Cause tarifaire 2014, et d'un scénario où les capacités de transport entre Empress et le territoire de Gaz Métro seraient conservées.

Un tel scénario impliquerait d'effectuer une transaction d'échange entre Dawn et Empress, pour les mois de novembre et avril à septembre, ramenant une partie des livraisons des clients en achat direct reçues à Dawn vers Empress pour utiliser la totalité des capacités de transport FTLH.

- 1.3 En rapport avec le préambule (iii), veuillez indiquer quelle est, selon le distributeur, la date ultime pour confirmer ou annuler le déplacement en novembre 2015 de la structure d'approvisionnement à Dawn pour les clients en achat direct? Veuillez identifier les facteurs ayant permis d'établir cette date.

**Réponse :**

Gaz Métro ne croit pas que la décision de reporter ou d'annuler le déplacement vers Dawn doit être fixée à ce moment. La décision d'annuler ou de reporter le déplacement vers Dawn des livraisons de la clientèle en achat direct doit plutôt se baser sur la décision de l'ONÉ sur l'entente conclue entre TransCanada et les distributeurs.

En effet, si l'ONÉ approuve l'entente, TransCanada construira les capacités de transports requises et le déplacement sera donc réalisé bien qu'il se puisse que la date de mise en service soit décalée. La réponse à la question 1.1 explique pourquoi Gaz Métro considère que le déplacement puisse se réaliser malgré un retard temporaire de la disponibilité des capacités de transport.

Si jamais l'ONÉ refuse de mettre en place les éléments de l'entente de principe, un questionnement devra alors être fait sur les probabilités de réalisation du déplacement vers Dawn dans un horizon court terme, car l'alternative sur laquelle travaillait Gaz Métro conjointement avec Union aura été mise de côté dans le cadre de l'entente de principe.

Une décision de l'ONÉ est souhaitée avant le 31 décembre 2013.

- 2. Références :** (i) Pièce B-0016, page 21;  
(ii) Pièce B-0016, page 21.

**Préambule :**

(i) « *National Fuel Gas et Tennessee Gas Pipeline ont maintenant plus de 1 750 000 GJ/jour de capacité de livraison à Niagara alors que le tronçon Niagara/ Kirkwall permet d'acheminer 400 000 GJ/jour entre New York et l'Ontario. Il y a donc un potentiel additionnel de croissance d'importation de gaz en Ontario à partir de Niagara. Mais, selon ICF, la porte d'entrée de Niagara ne sera pas suffisante pour répondre à la demande de gaz dans l'Est canadien. Quant à Chippawa, situé au sud de Niagara, l'interconnexion ne permet pas les flux physiques de New York en Ontario. L'augmentation des importations passera aussi par le Michigan. Le projet NEXUS Gas Transmission, qui vise à augmenter la capacité pipelinère entre les Appalaches et Dawn de plus de 1 Bcf/jour d'ici novembre 2016, est au nombre des projets qui permettraient une augmentation importante des importations vers Dawn par le Michigan. Les conclusions d'ICF sont à l'effet qu'il y aura assez de liquidité à Dawn pour fournir un approvisionnement*

*fiable à Gaz Métro si des projets de nouveaux pipelines entre Marcellus et Dawn, actuellement à divers stades de développement, sont construits.»*

(ii) « ICF se préoccupe particulièrement de la capacité de transport sur le tronçon Parkway/Maple sur le réseau de TCPL. TCPL peut contourner les contraintes sur ce tronçon en utilisant la ligne de Great Lakes Gas transmission (GLGT) jusqu'à Emerson (vers l'ouest) et, de là, utiliser le « Northern Mainline system » (vers l'est). Mais cette option ne peut répondre en totalité à la croissance de la demande à l'est de Parkway.»

**Demandes :**

2.1 En rapport avec le préambule (i), le distributeur considère-t-il que l'augmentation des capacités d'importation à Niagara/Chippawa et la réalisation du projet NEXUS Gas Transmission sont des conditions préalables au déplacement complet de la structure d'approvisionnement vers Dawn au même titre que l'augmentation des capacités de transport entre Dawn et GMIT EDA? Veuillez expliciter votre point de vue.

**Réponse :**

Gaz Métro ne considère pas que l'augmentation des capacités d'importation à Niagara/Chippawa et la réalisation du projet NEXUS sont des conditions préalables au déplacement de la structure d'approvisionnement vers Dawn. Bien qu'une hausse de la demande pour le gaz naturel à Dawn pourrait avoir un léger impact haussier sur les prix, Gaz Métro considère que le gaz sera disponible. Gaz Métro a eu des discussions avec certains joueurs qui ont des capacités importantes de gaz naturel disponibles à vendre dans le marché limitrophe de Dawn. Bien que l'on souhaite que le gaz soit toujours disponible à faible coût, une pression temporaire à la hausse sur les prix facilitera la réalisation des différents projets d'importation.

Gaz Métro considère toujours que la décision de la Régie autorisant la modification stratégique et fondamentale que constitue le déplacement vers Dawn est la bonne.

2.2 En rapport avec le préambule (ii), quelle capacité TCPL peut-elle ainsi transporter vers GMIT EDA.

**Réponse :**

Gaz Métro ignore la capacité que TransCanada peut transporter de Dawn vers GMI EDA en utilisant le système de Great Lakes Gas Transmission. TransCanada a cependant fourni les capacités contractées auprès de GLGT en date de 12 juillet 2013 dans le cadre d'une réponse à une demande de renseignement dans le cadre du dossier RH-001-2013 devant l'ONÉ.

Le tableau ci-dessous reprend l'information fournie par TCPL.

**Capacité St. Clair – Emerson  
Dth/jour**

2012/04	2012/11	2013/04	2013/11	2014/04	2014/11	2015/04	2015/11
313 727	437 689	473 727	437 689	473 727	123 962	160 000	0

Les capacités que TCPL peut ainsi acheminer de Dawn vers Emerson peuvent alimenter l'ensemble du marché à l'est d'Emerson et pas seulement la zone GMIT EDA.

- 3. Références :** (i) Pièce B-0016, page 28;  
(ii) Pièce B-0016, page 28.

**Préambule :**

(i) *«L'ONÉ a statué que TCPL n'avait pas d'obligation de desservir les clients, n'étant pas un distributeur de gaz.»*

(ii) *«Une grande latitude a été accordée à TCPL au niveau des services discrétionnaires. TCPL est libre de choisir la façon dont elle rendra la capacité disponible et à quel prix. TCPL a d'ailleurs commencé à exercer cette discrétion en indiquant qu'elle cesserait de vendre la capacité disponible sur une période de plusieurs mois, ce qui rend le recours aux services discrétionnaires plus incertain et risqué pour les utilisateurs.»*

**Demandes :**

- 3.1 En rapport avec le préambule (i), le distributeur considère-t-il que la décision récente de l'ONÉ sur l'obligation de desservir demeure subordonnée au maintien de la sécurité d'approvisionnement en gaz naturel des consommateurs de l'Est du Canada.

**Réponse :**

L'ONÉ n'a pas fait état d'un lien entre l'absence d'obligation de desservir et un maintien de la sécurité d'approvisionnement. Gaz Métro ne croit pas que les contrats annuels existants auprès de TCPL soient en péril. Gaz Métro croit que TCPL va respecter ses obligations contractuelles. L'enjeu se pose davantage pour la portion de la demande qui était, par le passé, desservie par le biais des services dits discrétionnaires (IT et STFT). Ces contrats ne prévoient pas de droit de renouvellement et TCPL n'aura donc plus d'obligation contractuelle bien que ces services soient présentement utilisés par le marché. Il s'agit là d'une question qui devra être abordée par l'ONÉ lors de l'étude du projet de conversion à l'huile.

- 3.2 En rapport avec le préambule (ii), veuillez faire état des tarifs touchant le service interruptible et le service ferme de court terme.

**Réponse :**

Un prix plancher est fixé par TCPL pour le service interruptible. Ce prix varie dans le temps. L'annexe 2 présente l'information disponible sur le site Internet de TCPL.

Le service ferme de court terme (STFT) doit être contracté pour la période complète de l'hiver. De plus, un prix plancher équivalant à 240 % du prix annuel est imposé. Ceci signifie qu'elle exige le même revenu sur une base d'hiver que celui qui serait généré si cette capacité était contractée sur une base annuelle.

(100 % du tarif x 12 mois / 5 mois = 240 %).

- 3.3 En rapport avec le préambule (ii), veuillez faire état de tout développement touchant la flexibilité opérationnelle dont Gaz Métro pourrait avoir besoin suite au déplacement à Dawn.

**Réponse :**

L'entente de principe conclue entre TransCanada et les distributeurs prévoit la mise en place d'un service de transport ferme amélioré qui bénéficierait des huit fenêtres de nominations présentement réservées au service STS. Ce service amélioré devrait permettre de répondre aux besoins de flexibilité opérationnelle suite au déplacement vers Dawn. Cette flexibilité accrue impliquerait une prime de 10 % sur le tarif du service de transport standard.

- 3.4 Veuillez indiquer quelle est la capacité de transport de type STFT offerte à l'encan (open season) par TCPL sur le segment Eastern Delivery Area (GMIT EDA) pour l'hiver 2013-2014. Veuillez faire état des conditions exigées.

**Réponse :**

En date du 12 septembre 2013, TransCanada affiche une capacité de 95 425 GJ/jour disponible pour l'hiver 2013/2014 entre Empress et la zone GMIT – EDA.

TransCanada indique dans le document d'appel d'offres qu'elle n'acceptera des soumissions que pour la période complète de l'hiver, soit du 1<sup>er</sup> novembre 2013 au 31 mars 2014. TransCanada impose un prix plancher pour cette capacité à 240 % du prix annuel.

- 4. Références :** (i) Pièce B-0016, page 68;  
(ii) Pièce B-0016, page 70.

**Préambule :**

(i) « En conséquence, Gaz Métro a participé à l'appel d'offres de TCPL en demandant la totalité de la capacité additionnelle requise pour répondre à ses besoins de l'année 2015, soit 130 000 GJ/jour ou 3 431 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour, pour la période du 1<sup>er</sup> octobre 2013 au 31 octobre 2015. Gaz Métro a jugé qu'elle ne pouvait limiter son offre aux besoins de 2014 et faire face à un manque d'approvisionnement en 2015. Le risque que la capacité ne soit plus disponible en 2015, considérant le contexte actuel, est trop élevé.»

(ii) « Dans le cadre de son appel d'offres du 13 mai au 13 juin 2013 propre à ce projet, TCPL a mentionné que les contrats de capacités fermes de transport (contrat FT et STS) pour des livraisons à Cornwall, East Hereford, Enbridge EDA, GMIT EDA, Iroquois, KPUC EDA, Napierville, Philipsburg and Union EDA avec un point de réception de Empress, Niagara Falls, Union Dawn ou UnionParkway Belt (« Eastern Firm contracts ») peuvent excéder les capacités disponibles après la conversion.

*Dans une communication précédente, TCPL a mentionné que les capacités totales présentement sous contrats fermes excèdent d'approximativement 300 000 GJ/jour la capacité qui sera disponible après la conversion. L'impact sur le marché sera cependant supérieur étant donné la perte de la capacité non contractée qui s'ajoute au 300 000 GJ/jour.»*

**Demandes :**

- 4.1 En rapport avec le préambule (i), veuillez confirmer que des tiers ont également réservé une capacité totale de 83 000 GJ/jour d'Empress à GMIT EDA.

**Réponse :**

En fonction de l'information disponible sur le site de TCPL, Gaz Métro peut confirmer que 83 000 GJ/jour ont été contractés en FTNR entre Empress et GMIT EDA par des tiers ainsi qu'une capacité additionnelle de 1 400 GJ/jour qui a été rendue disponible par la suite par TCPL.

- 4.2 En rapport avec le préambule (i), est-il possible, pour les détenteurs de ce transport Empress-GMIT EDA, de changer le point de livraison pour Iroquois ou East Hereford.

**Réponse :**

Tous les détenteurs de transport ferme peuvent demander à TCPL un changement de point de livraison (détournement). Ce changement n'est pas ferme, car il est toujours sujet à l'approbation de TCPL et dépend des différentes demandes et des conditions de service de leur système.

- 4.3 En rapport avec le préambule (ii), veuillez présenter l'analyse des volumes transportés sur le réseau de TCPL lors de la journée de pointe en 2013 (le 23 janvier) en montrant les livraisons et réceptions à chacun des points suivants et le total de ces points: Cornwall, East Hereford, Enbridge EDA, GMIT EDA, Iroquois, KPUC EDA, Napierville, Philipsburg et Union EDA.

**Réponse :**

Les informations suivantes ont été extraites du site internet de TCPL. L'annexe 3 présente les documents de TCPL relatifs aux contrats fermes, contrats STFT ainsi que les contrats échus.

Journée de pointe du 23 janvier 2013						
Points:	Quantité contractuelle Contrat annuel GJ/jour (2013)	Quantité contractuelle Contrat courte durée*	Détournements et/ou transport interruptible GJ/jour	Livraisons GJ/jour	Réceptions GJ/jour	Volumes transportés GJ/jour
<i>Cornwall</i>	28 456 **	4 000	-	25 966	-	25 966
<i>East Hereford</i>	52 753	157 500	13 640	234 444	10 551	223 893
<i>Enbridge EDA</i>	392 032	115 785	-	500 064	-	500 064
<i>GMIT EDA</i>	712 674	170 000	19 110	901 784	-	901 784
<i>Iroquois</i>	638 817 ***	516 629	13 604	1 297 356	128 306	1 169 050
<i>KPUC EDA</i>	18 167	3 450	350	21 967	-	21 967
<i>Napierville</i>	8 580	22 351	11 333	42 264	-	42 264
<i>Philipsburg</i>	60 779	600	-	61 379	-	61 379
<i>Union EDA</i>	225 189	6 885	-	244 514	22 409	222 105
<b>Total</b>	<b>2 137 447</b>	<b>997 200</b>	<b>58 037</b>	<b>3 329 738</b>	<b>161 266</b>	<b>3 168 472</b>

\* contrats de type STFT, contrat ferme allant de 7 jours jusqu'à 151 jours (hiver)

\*\*6 000 GJ pour Cornwall est venu à échéance au mois de juin 2013

\*\*\*13 557 GJ pour Iroquois est venu à échéance au mois de mars 2013

- 4.4 En rapport avec le préambule (ii), veuillez comparer, pour chacun de ces points ainsi que pour le total, les contrats fermes en GJ/jour et les volumes transportés en GJ/jour lors de la journée de pointe du 23 janvier.

**Réponse :**

L'information est intégrée au tableau de la réponse à la question 4.3.



- 5. Références :**
- (i) Pièce B-0016, page 78;
  - (ii) Pièce B-0016, page 77;
  - (iii) Pièce B-0016, page 77.

**Préambule :**

- (i) Tableau 26, Prix global \$/GJ 4.049
- (ii) Tableau 25, Prix d'achat à Dawn 2013-2014 \$/GJ 4,054
- (iii) Tableau 26, Compression \$/GJ 0,095

**Demandes :**

- 5.1 Veuillez expliquer pourquoi le prix à Dawn utilisé à la référence (i) diffère de celui présenté à la référence (ii).

**Réponse :**

Les informations fournies au tableau 25 pour l'année 2013-2014 sont erronées. Une version révisée du tableau 25 de la pièce Gaz Métro-2, Document 1 est déposée à cet effet.

- 5.2 Veuillez expliquer comment est établi le coût de la compression à la référence (iii).

**Réponse :**

Le prix moyen de compression correspond au prix unitaire moyen, pondéré par les volumes, des blocs d'achats de gaz naturel.

Le coût de chaque bloc d'achats est obtenu en appliquant le ratio de compression projeté par la tierce partie pour la période visée des achats au prix de fourniture indiqué à la colonne 2 du tableau 25.

- 6. Références :**
- (i) Pièce B-0016, page 84;
  - (ii) Pièce B-0016, pages 85.

**Préambule :**

- (i) Tableau Demande et approvisionnement 23 janvier 2013, Ligne Gaz d'appoint (GAI)
- (ii) « Dans les faits, elle n'a été en mesure de contracter que 413 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour pour la période visée, laissant ainsi une déficience projetée de 279 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup> pour la journée du 23 janvier. De plus,

*plusieurs clients interrompus qui désiraient contracter du gaz d'appoint pour éviter une interruption (GAI) n'ont pu le faire, la capacité n'étant pas disponible, amenant une incertitude additionnelle quant au respect de l'interruption demandée par Gaz Métro.»*

**Demandes :**

- 6.1 En rapport avec les préambules (i) et (ii), on peut constater que l'erreur de prévision à court terme est un phénomène possible et que diverses situations d'urgence peuvent se présenter. Le distributeur considère-t-il qu'il serait opportun qu'en situation d'urgence, la clientèle en service continu bénéficie des ressources d'appoint disponibles sur le marché l'hiver de façon prioritaire par rapport aux clients interruptibles, qui profitent d'un tarif réduit par rapport au service continu?

**Réponse :**

En préambule, Gaz Métro aimerait préciser que les prévisions ne sont pas erronées dans la mesure où Gaz Métro ne considère pas avoir commis d'erreur dans leur préparation. Cela dit, il est vrai que la demande réelle n'est jamais égale à la projection, en situation régulière ou d'urgence. La prévision, qu'elle soit sur une base annuelle, mensuelle, hebdomadaire ou quotidienne, est établie au meilleur de la connaissance de Gaz Métro au moment de l'établissement de cette planification, en fonction de différents facteurs. Le réel reflètera par la suite le changement de consommation de la clientèle découlant, entre autres, de la température réelle, du comportement de la clientèle à ces variations et de la variation de consommation de la clientèle pour des raisons de production.

En situation d'urgence, telle que celle vécue en janvier 2013, Gaz Métro contracte en priorité les capacités de transport pour ses propres besoins, si requis. Si, par la suite, des capacités de transport sont disponibles afin de contracter du GAI pour les clients qui lui ont demandé un tel service, elle procèdera. Elle comble donc en priorité ses besoins avant de répondre à ceux de la clientèle interruptible.

D'autre part, plusieurs clients interruptibles contractent eux-mêmes leur capacité de transport pour le service de GAI. Gaz Métro ne contrôle nullement ces capacités et ne peut en prendre possession pour ses propres besoins.

Pour la journée du 23 janvier, le GAI qui était planifié et celui qui a été observé au réel correspond à des capacités contractées directement par les clients interruptibles. Gaz Métro ayant contracté le transport qu'elle a pu se procurer, quantité inférieure à celle recherchée, elle n'a pas contracté de GAI pour les clients qui passent normalement par elle.

Il est à noter que, si les clients livrent une quantité de GAI supérieure à leur consommation, par défaut, l'ensemble de la clientèle en bénéficiera au cours de la journée. Tel que mentionné à la pièce en référence, le 23 janvier, les clients en GAI ont livré 169 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup> de gaz naturel de plus que le volume total consommé de la clientèle

interruption pour cette journée. Ce volume additionnel a donc été utilisé pour desservir la clientèle continue et a permis de réduire le gaz naturel à retirer de l'usine LSR.

- 6.2 Dans l'hypothèse où la Régie souhaiterait qu'une telle procédure s'applique en cas d'urgence, veuillez indiquer de façon précise comment les conditions de service devraient être modifiées pour atteindre une telle finalité.

**Réponse :**

Il n'y a pas lieu de modifier les conditions de service.

En effet, Gaz Métro agit déjà selon le mode décrit par la Régie, en contractant en priorité les capacités pour répondre à ses besoins avant de répondre aux demandes de la clientèle interrompible.

D'autre part, on ne peut empêcher les clients de contracter leur propre capacité de transport pour leur contrat de GAI.

Une alternative serait d'offrir de racheter la capacité de transport et le gaz naturel que les clients interrompibles ont contractée et de leur demander de respecter l'interruption de service. Toutefois, si ces clients ont fait appel au contrat de GAI, c'est qu'ils ne pouvaient ou voulaient respecter l'avis d'interruption, donc il est peu probable qu'ils acceptent une telle alternative. De plus, Gaz Métro n'a pas la latitude de négocier de telles ententes avec ces clients.

7. **Référence :** Pièce B-0016, page 101, ligne 2 et lignes 6 à 10.

**Préambule :**

- (i) « Une capacité de transport de  $263,9 \cdot 10^3 \text{ m}^3/\text{jour}$  est à vendre sous cette catégorie. »
- (ii) « Considérant la projection des besoins de la clientèle en achat direct, une vente de  $158 \cdot 10^3 \text{ m}^3/\text{jour}$  pour la période d'été a été projetée au plan d'approvisionnement, soit du 1<sup>er</sup> avril au 30 septembre 2014. »

**Demandes :**

- 7.1 Le distributeur a-t-il réalisé la vente mentionnée au préambule (i)? Si oui, veuillez indiquer le prix de vente. Si non, veuillez mettre à jour la projection de prix de vente présentée en fournissant trois cotations de prix et en identifiant les fournisseurs de ces prix.

**Réponse :**

La vente de transport *a priori* n'a pas été concrétisée.

Les prix de vente pour la période du 1<sup>er</sup> octobre 2013 au 30 septembre 2014 obtenus auprès de trois fournisseurs en date du 10 septembre 2013 sont les suivants :

Fournisseur	Prix moyen de revente ¢/m <sup>3</sup>
	6,441
	5,721
	5,873
Prix moyen	6,012

- 7.2 Le distributeur a-t-il réalisé la vente mentionnée au préambule (ii)? Si oui, veuillez indiquer le prix de vente. Si non, veuillez mettre à jour la projection de prix de vente présentée en fournissant trois cotations de prix et en identifiant les fournisseurs de ces prix.

**Réponse :**

La vente de transport FTLH non utilisé n'a pas été concrétisée.

Les prix de vente pour la période du 1<sup>er</sup> avril 2013 au 30 septembre 2014 obtenus auprès de trois fournisseurs en date du 10 septembre 2013 sont les suivants :

Fournisseur	Prix moyen de revente ¢/m <sup>3</sup>
	1,705
	1,212
	1,705
Prix moyen	1,541

7.3 Veuillez présenter le coût des capacités de transport à vendre mentionnées aux préambules (i) et (ii) selon le tarif de TCPL à compter du 1<sup>er</sup> juillet 2013.

**Réponse :**

Le coût relié à la vente *a priori* des capacités de transport FTLH est le suivant :

<b>Période</b>	<b>Quantité totale</b> <b>10<sup>3</sup>m<sup>3</sup></b>	<b>Prix FTLH</b> <b>TCPL</b> <b>¢/m<sup>3</sup></b>	<b>Coût</b> <b>000 \$</b>
1/10/2013 au 30/09/2014	96 331,5	6,553	6 312

7.4 Veuillez présenter le coût du transport Empress-Dawn selon le tarif de TCPL à compter du 1<sup>er</sup> juillet 2013.

**Réponse :**

Le coût relié à la vente des capacités de transport FTLH non utilisé est le suivant :

<b>Période</b>	<b>Quantité totale</b> <b>10<sup>3</sup>m<sup>3</sup></b>	<b>Prix FTLH</b> <b>TCPL</b> <b>¢/m<sup>3</sup></b>	<b>Coût</b> <b>000 \$</b>
1/4/2014 au 30/09/2014	28 978,6	6,553	1 899

**8. Référence :** Pièce B-0016, page 95.

**Préambule :**

« *De plus, considérant la projection des besoins de la clientèle en achat direct, une vente de 158 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup> pour la période d'été a également été projetée, soit du 1<sup>er</sup> avril au 30 septembre 2014.* »

**Demandes :**

8.1 Veuillez identifier les besoins associés aux clients en achat direct (clients AD) et montrer quelle est la capacité de transport FTLH (10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour) qui leur est associée.

**Réponse :**

Le volume annuel projeté des clients en achat direct s'élève à 3 385 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup> et se répartit comme suit :

	<u>10<sup>6</sup>m<sup>3</sup></u>
Service de transport de Gaz Métro	2 913
Service de transport du client	387
Client biogaz en réseau dédié	28
Gaz d'appoint concurrence	42
Client GNL	<u>15</u>
Total	3 385

Le tableau de la réponse à la question 8.2 décrit les capacités de transport requises mensuellement par Gaz Métro pour transporter le gaz naturel livré par les clients en achat direct qui utilisent son service de transport.

- 8.2 Veuillez présenter un bilan mensuel de l'utilisation prévue de la capacité de transport FTLH couvrant la période d'octobre 2013 à septembre 2014. Ce bilan devra montrer les livraisons des clients AD et le transport disponible FTLH pour les clients en gaz de réseau. Ce bilan devra également présenter les achats mensuels prévus à Dawn pour les clients en gaz de réseau.

**Réponse :**

L'annexe 4 présente les informations demandées.

- 8.3 Veuillez présenter un bilan mensuel couvrant la période d'octobre 2013 à septembre 2014 montrant comment les besoins du distributeur à GMIT EDA seront satisfaits. Ce bilan devra identifier, entre autres, la contribution mensuelle du contrat d'échange Dawn-EDA ou Parkway, la contribution mensuelle à partir du transport FTLH et du contrat d'échange Empress-EDA ou Dawn, les achats à Dawn faits d'avance, les achats spot à Dawn et les retraits d'Union Gas acheminés à GMIT EDA.

**Réponse :**

L'annexe 5 présente le bilan mensuel de la demande dans le territoire de Gaz Métro et des approvisionnements utilisés pour y répondre, à savoir les capacités de transport et les retraits des sites d'entreposage dans le territoire.

Le plan d'approvisionnement étant établi globalement pour NDA et EDA, l'information est fournie globalement. Il est à noter que la demande pour NDA est desservie par le transport FTLH et, si nécessaire, les capacités de transport STS. Les capacités de transport FTLH excédentaires à la demande pour NDA sont dirigées vers Parkway. Selon les besoins, ce gaz naturel pourrait être dirigé vers EDA ou vers Dawn aux fins d'injection.

Ainsi, à Parkway, pour la période d'avril à octobre, Gaz Métro se retrouve avec du gaz provenant du FTLH excédentaire de NDA et de la transaction d'échange « Dawn - EDA ou Parkway ». Gaz Métro ne peut établir spécifiquement quel gaz sera dirigé vers EDA ou vers Dawn. Aux fins d'illustration à l'annexe 5, Gaz Métro a supposé que le gaz provenant de la transaction d'échange « Dawn - EDA ou Parkway » est le premier dirigé vers Dawn.

- 8.4 Veuillez présenter la capacité en  $10^3\text{m}^3/\text{jour}$  des livraisons de gaz naturel à GMIT EDA déjà contractées pour chacun des mois de l'année. Veuillez présenter la demande minimale quotidienne de chacun des mois à conditions climatiques normales et en conditions d'hiver chaud.

**Réponse :**

L'annexe 6 présente l'information.

Gaz Métro comprend de la question que les « livraisons déjà contractées » correspondent aux engagements fermes sur le marché secondaire qui livrent le gaz naturel directement dans son territoire.

Les livraisons projetées par les clients ayant leur propre service de transport ainsi que les livraisons du client biogaz en réseau dédié ont été ajoutées, même si elles ne sont pas contractées par Gaz Métro, les consommations de ces clients étant incluses dans la demande minimale.

- 8.5 Veuillez présenter un bilan mensuel couvrant la période d'octobre 2013 à septembre 2014 montrant la position à Dawn du distributeur :
- volumes transférés par Gaz Métro à un tiers pour livraison à Dawn en vertu du contrat d'échange Dawn-EDA ou Parkway;
  - volumes transportés vers GMIT EDA à partir de Dawn pour les besoins de la franchise;
  - réceptions à Dawn via Parkway dans le cadre du contrat d'échange Dawn-EDA ou Parkway;
  - réceptions à Dawn dans le cadre du contrat d'échange Empress-EDA ou Dawn;
  - réceptions à Dawn à partir d'Empress via Parkway;

- achats faits d'avance à Dawn;
- achats spots à Dawn;
- autres (si requis);
- injections ou retraits auprès d'Union Gas (et inventaires à Union).

**Réponse :**

L'annexe 7 présente différentes activités au point de livraison Dawn.

Tel que mentionné à la réponse à la question 8.3, pour la période d'avril à octobre, Gaz Métro se retrouve avec du gaz provenant du FTLH excédentaire de NDA et de la transaction d'échange « Dawn - EDA ou Parkway » au point de livraison Parkway. Gaz Métro ne peut établir spécifiquement quel gaz sera dirigé vers EDA ou vers Dawn. Aux fins d'illustration, Gaz Métro a supposé que le gaz provenant de la transaction d'échange « Dawn - EDA ou Parkway » est le premier dirigé vers Dawn.

**9. Référence :** Pièce B-0016, page 99.

**Préambule :**

*« Les impacts de ces variations sur les structures d'approvisionnement des scénarios de base pour les trois années du plan sont exposés à l'annexe 7. La majorité des variations de la demande dues à la température se répercute par une variation des interruptions et des achats à Dawn résultant de la modulation de la demande. »*

**Demandes :**

- 9.1 Le distributeur, peut-il, aux termes des règles établies par TCPL, modifier de façon ponctuelle, l'hiver, le point de livraison d'une partie de son transport FTLH pour acheminer le gaz naturel à Parkway plutôt qu'à GMIT EDA.

**Réponse :**

Oui, Gaz Métro peut demander à TCPL de lui livrer une partie de son transport FTLH à Parkway, sur une base ferme. Toutefois, cette règle est conditionnelle à détenir des capacités de transport STS.

- 9.2 Veuillez indiquer si des ventes de gaz naturel sont prévues en raison d'excédent des quantités contractées par rapport aux besoins quotidiens dans le scénario à conditions



climatiques normales et selon un hiver chaud. Si oui, veuillez présenter le nombre de jours où une telle situation se produirait et les volumes totaux mensuels à revendre.

**Réponse :**

Aucune vente de gaz naturel qui aurait été contractée d'avance n'est requise dans le plan d'approvisionnement à température normale ou chaude. La modulation des approvisionnements face à la variation de la demande est effectuée par une réduction des achats à Dawn non contractés d'avance.

En effet, la flexibilité conserver dans la stratégie d'approvisionnement des achats à Dawn, décrite à la pièce B-0022, Gaz Métro-2, Document 5, page 5, lignes 19 et suivantes, fait en sorte que la planification macro présentée à la Cause tarifaire 2014 ne nécessite pas de vente de gaz naturel contracté d'avance.

**10. Référence :** Pièce B-0016, Annexe 3, page 1.

**Préambule :**

- (i) Ligne 21
- (ii) Ligne 13

**Demandes :**

10.1 En rapport avec le préambule (i), l'entente avec Union pour 6 800 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour de transport entre Dawn et Parkway est-elle conclue?

**Réponse :**

Le contrat de transport n'est pas signé. Toutefois, le « Precedent Agreement » signé avec Union Gas continue d'être en vigueur. Gaz Métro croit que les nouvelles capacités de transport peuvent encore être mises en service pour le 1<sup>er</sup> novembre 2015. Le transport sur le tronçon Dawn - Parkway sera donc toujours requis.

10.2 En rapport avec le préambule (i), la date prévue de mise en service des installations et la date de début du contrat sont-elles fixes? La date de début du contrat peut-elle être décalée sans entraîner de pénalité pour Gaz Métro

**Réponse :**

La date de début du contrat de transport peut être décalée en raison d'un retard dans la mise en service des installations d'Union Gas. Le contrat est silencieux sur les cas de non-disponibilité de la capacité de transport en aval. Si la nouvelle capacité de transport

avec TCPL devait subir un retard, Gaz Métro devrait entamer des négociations avec Union Gas pour retarder la mise en service du contrat de transport entre Dawn et Parkway.

- 10.3 En rapport avec le préambule (ii), quel est l'impact sur l'entente entre Union Gas et Gaz Métro, selon le distributeur, d'un retard éventuel d'un an, par exemple, dans la mise en service des installations dont la réalisation a été suspendue par TCPL et en supposant que des solutions de remplacement ne sont pas disponibles.

**Réponse :**

Un retard dans la mise en service des installations de TCPL nécessitera de nouvelles discussions entre Gaz Métro et Union Gas. L'impact, s'il en est un, sera déterminé à la suite des discussions.

- 11. Références :**
- (i) Pièce B-0016, Annexe 5, page 1;
  - (ii) R-3809-2012, Pièce B-0010, page 1;
  - (iii) Pièce B-0016, Annexe 5, page 1;
  - (iv) R-3809-2012, Pièce B-0010, page 1;
  - (v) Pièce B-0016, Annexe 5, page 1;
  - (vi) R-3809-2012, Pièce B-0010, page 1.

**Préambule :**

- (i) Ligne 9 Union Gas
- (ii) Ligne 9 Union Gas
- (iii) Ligne 18 transport par échange (EMP-GMIT)
- (iv) Ligne 18 transport par échange (EMP-GMIT)
- (v) Ligne 17 Cessions d'optimisation
- (vi) Ligne 17 Cessions d'optimisation

**Demandes :**

- 11.1 En référence aux préambules (i) et (ii), veuillez expliquer pourquoi les injections d'hiver à Union Gas augmentent par rapport à l'estimation du dernier plan d'approvisionnement alors que la capacité d'entreposage à Dawn est plus faible.

**Réponse :**

Le plan d'approvisionnement est établi en fonction de la demande mensuelle projetée de chaque année, répartie quotidiennement en fonction d'une régression spécifique, et des outils d'approvisionnement qui sont spécifiques à chaque année.

En période d'hiver, les injections effectuées à Dawn résultent des excédents quotidiens des approvisionnements par rapport à la demande projetée à desservir en franchise. Ces injections ne sont pas reliées aux capacités contractuelles d'entreposage. Elles sont des injections de balancement de plan. S'il y a des excédents de gaz pour une journée donnée, il est alors dirigé vers l'entreposage d'Union Gas, si une telle injection est ferme.

L'exemple suivant illustre, pour une journée donnée, la différence entre les projections à la Cause tarifaire 2013 et 2014.

	<b>Date</b>	<b>2013-02-22</b>	<b>2014-02-22</b>
1	<b>Degrés-jours</b>	16	12
		10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup>	10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup>
2	<b>Demande dans le territoire</b>	21 707	19 854
	<b>Approvisionnement disponible</b>		
3	Retraits St-Flavien	932	937
4	LSR évaporation	26	26
5	Transport par échange	2 445	3 195
6	Achat dans le territoire	0	11
7	FTLH et cessions d'optimisation	5 964	8 833
8	Transport fourni par les clients et biogaz	2 113	1 075
9	Achats nets à Dawn	9 390	7 570
10	Retrait Union Gas	5 582	5 582
11	Total	26 452	27 228
	<b>Approvisionnement utilisé</b>		
12	Retraits St-Flavien	932	937
13	LSR évaporation	26	26
14	Transport par échange	2 445	3 195
15	Achat dans le territoire	0	11
16	FTLH et cessions d'optimisation	5 964	8 833
17	Transport fourni par les clients et biogaz	2 113	1 075
18	Achats nets à Dawn	9 390	5 777
19	Retrait Union Gas	837	0
20	Total	21 707	19 854
21	<b>Excédent d'achats à Dawn à injecter</b>	<b>0</b>	<b>1 793</b>

Cet exemple montre qu'avec une demande et des approvisionnements différents, les actions prises seront différentes.

Le tableau suivant présente le nombre de jours d'injection au site d'Union Gas sur la période d'hiver, obtenu dans les plans d'approvisionnement macro de 2013 et 2014.

Nombre de jours d'injection		
Mois	Casue 2013	Cause 2014
Novembre	0	0
Décembre	5	9
Janvier	4	5
Février	3	5
Mars	8	13
Total	20	32

- 11.2 En référence aux préambules (iii) et (iv), veuillez expliquer la baisse des volumes de transport par échange entre Empress et GMIT EDA présentée cette année par rapport au dossier de l'année dernière.

**Réponse :**

À la Cause tarifaire 2013, des capacités additionnelles de transport par échange sur le marché secondaire étaient requises afin de détenir les approvisionnements pour répondre à la demande continue à la journée de pointe et aux besoins de l'hiver extrême. Les capacités totalisaient  $356 \cdot 10^6 \text{ m}^3$  et étaient les suivantes :

1<sup>er</sup> novembre 2012 au 30 septembre 2013       $868 \cdot 10^3 \text{ m}^3/\text{jour}$

1<sup>er</sup> décembre 2012 au 31 mars 2013       $546 \cdot 10^3 \text{ m}^3/\text{jour}$

Pour la Cause 2014, ces capacités additionnelles ne sont pas requises, Gaz Métro ayant contracté des capacités sur le marché primaire de TCPL, tel qu'expliqué à la section 7.1 de la pièce B-0043, Gaz Métro-2, Document 1. Toutefois, les capacités contractées pour la période du 1<sup>er</sup> novembre 2012 au 30 septembre de l'année 2013 ont, dans les faits, été contractées jusqu'au 31 octobre 2013, ce qui représente  $27 \cdot 10^6 \text{ m}^3$  pour l'année 2014.

Ainsi, la baisse de  $329 \cdot 10^6 \text{ m}^3$  s'explique par la baisse rattachée aux transactions réalisées en 2013 (356-27).

- 11.3 En référence aux préambules (v) et (vi), veuillez expliquer la baisse des cessions d'optimisation entre Empress et GMIT EDA présentée cette année par rapport au dossier de l'année dernière.

**Réponse :**

À l'année 2013, trois cessions temporaires de transport FTLH étaient présentes pour le mois d'octobre 2012, totalisant  $29 \cdot 10^6 \text{m}^3$ , mais ne sont pas présentes pour l'année 2014.

De plus, une cession permanente de  $26 \cdot 10^3 \text{m}^3/\text{jour}$  était présente sur toute l'année 2013, totalisant  $96 \cdot 10^6 \text{m}^3$ . Cette transaction prend fin le 31 octobre 2013 et sera donc présente un mois dans l'année 2014 pour un total de  $8 \cdot 10^6 \text{m}^3$ . Ceci résulte en un différentiel de  $88 \cdot 10^6 \text{m}^3$  entre les deux années.

Le différentiel total entre les deux années est de  $118 \cdot 10^6 \text{m}^3$  ( $29+88$ ).

**12. Référence :** Pièce B-0016, Annexe 6, page 1.

**Préambule :**

Ligne 12 Transport par échange de Empress

**Demande :**

12.1 Veuillez expliquer la baisse des volumes montrés à la ligne 12 du préambule pour l'année 2015 par rapport à l'année 2014.

**Réponse :**

La variation résulte des capacités qui ont été contractées pour la période du 1<sup>er</sup> novembre 2012 au 31 octobre 2013, représentant  $27 \cdot 10^6 \text{m}^3$  pour l'année 2014, mais qui ne sont pas présentes à l'année 2015.

**13. Référence :** (i) Décision D-2012-175, R-3809-2012, Pièce A-0055, page 37;  
(ii) Pièce B-0016, Annexe 6, page 1.

**Préambule :**

(i) « Dans cette perspective, la Régie ordonne au distributeur de présenter, au prochain dossier tarifaire, une étude externe synthétique présentant :

- la capacité de livrer à Dawn, au cours des prochaines années, des dix gazoducs alimentant Dawn et une comparaison par rapport aux quantités réelles livrées en 2009, 2010, 2011 et 2012;
- la capacité de livrer prendra en compte la disponibilité à prix concurrentiels;
- un suivi du développement des projets permettant de relier à Dawn la production de Marcellus et d'Utica.

[146] De plus, le distributeur devra tenir compte de cette étude dans l'élaboration de son plan d'approvisionnement 2014-2017. » (Nous soulignons)

- (ii) Ligne 18 Achats à Dawn (GR)
- (iii) Lignes 18 Achats à Dawn (GR) et Ligne 19 Achats à Dawn (AD)

**Demands :**

- 13.1 En référence au préambule (ii), veuillez expliquer la baisse des achats à Dawn pour le gaz de réseau en 2016.

**Réponse :**

Au plan 2016, la structure d'approvisionnement considère le déplacement vers Dawn en fonction des capacités de transport courte distance prévues par les « Precedent Agreement » avec TCPL. Toutefois, étant donné la croissance des besoins d'approvisionnement, des capacités de transport entre Empress et GMIT EDA sont requises. Ces capacités de transport seront comblées par des achats de gaz de réseau entraînant par le fait même un déplacement d'une partie du gaz de réseau de Dawn vers Empress ; d'où la réduction des achats à Dawn entre 2015 et 2016.

- 13.2 En référence au préambule (iii), sur la base de l'étude présentée par ICF ou encore d'autres informations détenues par Gaz Métro, veuillez présenter les éléments qui convainquent le distributeur que l'accroissement important des achats à réaliser à Dawn en 2016 par le distributeur et les clients en achat direct (une augmentation de 2 400 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup> soit 150 %) est possible et ce, sans entraîner d'impact notable sur les prix. Pour les fins de cette réponse, faites l'hypothèse que les capacités Dawn-Montréal requises sont disponibles.

**Réponse :**

While the increase in purchases at Dawn of 2,400 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup> represents a significant increase in the amount of gas purchased by Gaz Metro at Dawn, this volume would represent only a modest increase in the total volumes of gas purchased at Dawn. Excluding natural gas

supply to Dawn from the TransCanada Mainline and flows from the Marcellus via Niagara, in 2012, about 24,080 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup> of gas flowed from Michigan into Ontario through or near Dawn. Hence, if the increase in Gaz Metro demand resulted in a direct increase in gas flows at Dawn, the increase in demand would be about 10 percent of the 2012 flows into Ontario from Michigan, and well below 10 percent of the total flows into Dawn.

When the increase in gas supply to Ontario from the Marcellus via Niagara/Chippawa are considered, the impact is even smaller. In 2012, flows into Ontario from New-York via Niagara and Chippawa added 870 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup> of gas supply in the last two months of the year, and could increase flows into Ontario by 5,760 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup> of gas supply annually, or 240 percent of the increase in demand at Dawn from the shift in Gaz Metro purchases.

The impact would be much less relative to total transactions volumes at Dawn. Union Gas reports average transactions volumes for Dawn of 10 TJ per day<sup>1</sup>, or about 95,400 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup> per year. Hence the increase in Gaz Metro purchases would represent about a 2.5% increase in transactions volume at Dawn.

In addition, Dawn is a highly liquid point, served by a variety of different pipelines with access to many different sources of natural gas supply, including the WCSB, the U.S. Rocky Mountains, the U.S. Gulf Coast, and the Marcellus. As such, the price of gas at Dawn is linked to the price of gas at a variety of different markets. Hence the impact of the increase in Gaz Metro purchases at Dawn will be further minimized.

It is also important to realize that the increase in gas that Gaz Metro is likely to purchase at Dawn will come from a variety of sources, including the WCSB. The gas supply at Dawn will be priced based on the cost of gas to Dawn, which is partially dependent on the cost of gas at Empress. As Gaz Metro reduces demand for natural gas at Empress, prices at that market center will decline somewhat, providing an additional incentive for another party to purchase more natural gas at Empress and less at Dawn. Hence, the Gaz Metro shift will not lead to a one-to-one increase in either physical or transactions volume at Dawn.

As such, we conclude that any upward pressure on gas prices at Dawn resulting from the increase in purchases by Gaz Metro would range from negligible to minimal.

- 13.3 Sur la base de l'étude présentée par ICF, quelle est l'année la plus plausible pour qu'un accroissement substantiel des achats à Dawn puisse être réalisé sans entraîner d'impact important sur le prix.

---

<sup>1</sup> <http://www.uniongas.com/storage-and-transportation/resources/about-dawn>

**Réponse :**

Please see the response to Régie de l'énergie 13.2.

- 14. Références :**
- (i) Pièce B-0016, Annexe 13, page 4;
  - (ii) Pièce B-0016, Annexe 13, page 5;
  - (iii) Pièce B-0016, Annexe 13, page 6.

**Préambule :**

(i) « *However, any future declines in exports from Central Canada to U.S. markets will be offset by growth in demand in Ontario and Quebec...* ».

(ii) « *However, ICF also projects an increase in gas flowing into Dawn along the Vector Pipeline corridor, as Marcellus displaces natural gas from the Mid-continent and Gulf Coast supply basins into East Coast markets, increasing gas supply availability into the Chicago market.* »

(iii) « *In addition, major pipeline projects from the Marcellus to Dawn via both Michigan and New York will be required to achieve the expected level of activity at Dawn.* »

**Demandes :**

- 14.1 En référence au préambule (i), veuillez présenter les informations disponibles quant aux capacités de transport depuis Empress qui desservent des points d'exportation vers les États-Unis (Iroquois et PNGTS) et qui viennent à échéance d'ici 2018.

**Réponse :**

Based on our review of the existing and new contracts posted on the TransCanada website, attached (annexe 8) , there are no contracts for transportation service from Empress to the export points to the United States (Iroquois or PNGTS) with a primary term scheduled to expire after October 31, 2017. The primary term for all of the existing contracts and posted new contracts will have expired by this date.

- 14.2 En référence au préambule (ii), veuillez présenter les informations disponibles quant aux volumes annuels supplémentaires qui pourraient ainsi devenir disponibles à Dawn au cours de la période 2014-2018.

**Réponse :**



The increase in flows into Ontario on the Vector Pipeline Corridor included in the ICF forecast is shown in Figure 49 of the ICF report. The annual values from this chart from 2014 to 2018 are shown in the table below.

<b>Vector Pipeline Deliveries at St. Clair (GJ/Day)</b>			
	<b>Pipeline Flows</b>	<b>Pipeline Capacity</b>	<b>Annual Capacity Utilization</b>
<b>2009</b>	1,171,855	1,622,360	72%
<b>2010</b>	1,330,352	1,646,626	81%
<b>2011</b>	1,370,125	1,646,626	83%
<b>2012</b>	1,429,728	1,646,626	87%
<b>2013</b>	1,392,010	1,646,626	85%
<b>2014</b>	1,395,754	1,646,626	85%
<b>2015</b>	1,395,754	1,646,626	85%
<b>2016</b>	1,483,367	1,734,548	86%
<b>2017</b>	1,842,912	2,174,156	85%
<b>2018</b>	1,930,525	2,262,077	85%

- 14.3 Veuillez faire état des projets de capacité additionnelle prévus pour augmenter la capacité d'importation à Niagara/Chippawa d'ici 2018.

**Réponse :**

At this time, we are not aware of any specific pipeline expansion proposals to increase capacity for imports at Niagara/Chippawa between today and 2018. The available pipeline capacity to the U.S. Canadian border at the Niagara/Chippawa border is already in place to support significant additional imports. The TransCanada facilities between Kirkwall and Niagara are sufficient to support significant additional growth in system capacity from Niagara into Ontario with modest additional investments, and such potential expansions could take place prior to 2018 if requested by shippers.

15. **Référence :** Pièce B-0016.

**Préambule :**

Plan d'approvisionnement 2014-2016

**Demandes :**

- 15.1 Veuillez commenter l'opportunité d'appliquer les nouveaux tarifs de transport et d'équilibrage au même moment que l'approbation du plan d'approvisionnement pour l'année tarifaire 2014.

**Réponse :**

Tel que mentionné dans ses commentaires du 17 septembre 2013 en réponse à la lettre de la Régie à l'égard de la reconduction des tarifs 2012-2013 à compter du 1<sup>er</sup> octobre 2013, Gaz Métro demandera à la Régie d'établir pour l'année tarifaire 2014 des tarifs provisoires au 1<sup>er</sup> décembre 2013 et ce, dans l'attente d'une décision finale à être rendue par la Régie. La demande s'appliquerait tant pour le service de distribution que pour les services de transport et d'équilibrage. Une telle approche a pour but de réduire le solde des divers comptes de frais reportés à retourner aux clients ou à récupérer de ceux-ci en raison de l'application tardive des tarifs.

Si les tarifs de transport et d'équilibrage devaient s'appliquer au même moment que l'approbation du plan d'approvisionnement pour l'année tarifaire 2014, deux options pourraient être retenues :

- Une première option serait de proposer des tarifs provisoires, à partir du 1<sup>er</sup> décembre 2013, uniquement pour le service de distribution. Dans ce cas, les tarifs de transport et d'équilibrage de l'année 2013, reconduits provisoirement à partir du 1<sup>er</sup> octobre 2013 à la suite d'une décision interlocutoire de la Régie, seraient maintenus jusqu'à l'approbation du plan d'approvisionnement 2014. Étant donné le calendrier fixé par la Régie, Gaz Métro estime que la décision relative au plan d'approvisionnement devrait être rendue à une date ultérieure au 1<sup>er</sup> décembre 2013. Cette approche aurait alors pour effet de retarder la mise en place de nouveaux tarifs aux services de transport et d'équilibrage et donc d'augmenter le solde des comptes de frais reportés lié à l'application tardive des tarifs, ce qui n'est pas souhaitable.
- Une deuxième option serait de proposer des tarifs provisoires applicables au 1<sup>er</sup> décembre 2013 qui refléteraient l'ensemble des ajustements aux taux de distribution, de transport et d'équilibrage. Cela signifierait un changement tarifaire pour l'ensemble des services au 1<sup>er</sup> décembre 2013, suivi d'un changement tarifaire pour les services de transport et d'équilibrage au moment de la décision de la Régie sur le plan d'approvisionnement, et enfin d'un changement tarifaire pour le service de distribution quelques mois plus tard au moment de la décision finale de la Régie. Cette approche s'avérerait lourde, à la fois pour les clients qui auraient à subir tous ces changements, mais également au niveau administratif pour Gaz Métro.

Dans un tel contexte, Gaz Métro est d'avis que l'application de nouveaux tarifs de transport et d'équilibrage pour l'année tarifaire 2014 au même moment que l'approbation du plan d'approvisionnement ne serait pas appropriée. La mise en place de tarifs provisoires au 1<sup>er</sup> décembre 2013 pour l'ensemble des services est, selon elle, la solution la plus simple et adéquate.

15.2 Veuillez déposer l'ensemble des pièces permettant d'établir le revenu requis, les conditions de service ainsi que les tarifs relatifs à la fourniture, la compression, le transport et l'équilibrage découlant de la proposition du plan d'approvisionnement 2014 et applicables au 1<sup>er</sup> octobre 2013.

**Réponse :**

Il n'est pas possible pour Gaz Métro de déposer l'ensemble des pièces permettant d'établir le revenu requis des services de fourniture, de compression, de transport et d'équilibrage de façon isolée. En effet, un grand nombre de ces pièces ne concernent pas uniquement ces services, mais présentent également des informations concernant le service de distribution.

Toutes ces pièces sont présentement en cours de préparation et seront déposées dans les prochaines semaines à la Régie. Il en est de même pour les conditions de services et les tarifs, qui sont en cours de préparation.

- 16. Références :**
- (i) Règlement sur la teneur et la périodicité du plan d'approvisionnement – Décret 925-2001, 9 août 2001, article 1;
  - (ii) Pièce B-0016, pages 83 à 90;
  - (iii) Pièce B-0016, page 95 lignes 18 et 19.

**Préambule :**

(i) Les articles 1 et 2 du *Règlement sur la teneur et la périodicité du plan d'approvisionnement* mentionnent que :

« **1.** *Le plan d'approvisionnement que tout titulaire d'un droit exclusif de distribution d'électricité ou de gaz naturel doit préparer et soumettre à l'approbation de la Régie de l'énergie doit contenir les renseignements suivants :*

[...]

*3° les objectifs que le titulaire vise ainsi que la stratégie qu'il prévoit mettre en œuvre, au cours des 3 prochaines années dans le cas des distributeurs d'électricité et au cours de la prochaine année dans le cas des distributeurs de gaz naturel, concernant les approvisionnements additionnels requis tels qu'identifiés au sous-paragraphe c du paragraphe 2°, et les caractéristiques des contrats qu'il entend conclure, en définissant entre autres :*

- a) les différents produits, outils ou mesures envisagés ;*
- b) les risques découlant des choix des sources d'approvisionnement ;*
- c) les mesures qu'il entend prendre pour atténuer l'impact de ces risques ;*

*d) le cas échéant, les mesures qu'il entend prendre pour disposer d'une capacité de transport adéquate;*

[...]

**2.** *Le plan d'approvisionnement doit inclure les données techniques, une description des hypothèses retenues et des méthodologies appliquées, la justification de leurs choix ainsi que la définition des termes techniques utilisés.»*

(ii) *Section 9.1.2 Modification à la méthode d'évaluation de la demande continue en journée de pointe.*

(iii) *« Le total des approvisionnements requis pour l'année 2014 s'élève à 31 531 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour et des capacités additionnelles de 3 167 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour sont requises.»*

**Demande :**

16.1 La Régie constate :

- a) d'une part, que le distributeur a modifié les méthodologies de prévision de la demande de pointe avant qu'elles n'aient été approuvées;
- b) d'autre part, que le distributeur a contracté des quantités supplémentaires de transport avant que les caractéristiques des contrats n'avaient pas été approuvées.

Dans la perspective de réduire au minimum l'occurrence de telles situations, veuillez commenter l'approche suivante :

- Le distributeur dépose avant le 1<sup>er</sup> février de chaque année un plan d'approvisionnement préliminaire faisant état en détail de toutes les modifications qu'il entend proposer aux méthodologies et critères et de tout renouvellement de capacité d'entreposage qui n'aura pas été justifié au préalable. La Régie rendrait alors une décision sur ces sujets dans les meilleurs délais.
- Par ailleurs, si des circonstances exceptionnelles amènent le distributeur à considérer de s'engager sur des contrats importants sans que cette décision ne demeure sujette à l'approbation de la Régie, la Régie demanderait au distributeur de satisfaire aux exigences du règlement sur la teneur et la périodicité du plan d'approvisionnement en présentant une demande en temps utile.

**Réponse :**

D'entrée de jeu, Gaz Métro soumet respectueusement qu'elle a respecté les obligations qui lui incombent aux termes de la Loi et du *Règlement sur la teneur et la périodicité du plan d'approvisionnement* (le « Règlement »).

À l'égard du sous-paragraphe a), Gaz Métro demande à la Régie de modifier la méthodologie à l'égard de la journée de pointe. Cette approche employée par Gaz Métro, qui agit en toute transparence, est conforme à l'article 2 du Règlement qui prévoit que :

« 2. Le plan d'approvisionnement doit inclure les données techniques, une description des hypothèses retenues et des méthodologies appliquées, la justification de leurs choix ainsi que la définition des termes techniques utilisés. »

(nos soulignés)

L'article 2 n'exige pas dans un premier temps de demander l'autorisation de modifier une méthodologie et, dans un second temps, advenant que l'autorisation demandée soit accordée, de l'appliquer. Dans le plan d'approvisionnement sous étude, Gaz Métro a fourni les renseignements exigés par l'article 2 du Règlement dont notamment les méthodologies appliquées. De plus, consciente que la méthodologie appliquée diffère de celle approuvée par la Régie par le passé, Gaz Métro demande expressément à celle-ci d'approuver l'emploi de la nouvelle méthode tel qu'en fait foi la conclusion contenue dans la demande de Gaz Métro :

« **APPROUVER** le plan d'approvisionnement déposé dans le cadre du présent dossier incluant la modification à la méthode de calcul de la journée de pointe; »

(nos soulignés)

Eu égard au sous-paragraphe b) et de l'approche suggérée par la Régie, Gaz Métro ne croit pas que celle-ci permettrait ultimement d'améliorer le processus ou d'éviter le genre de situation qui est vécu dans le présent dossier.

Afin de déposer avant le 1<sup>er</sup> février de chaque année un plan d'approvisionnement préliminaire, l'exercice de prévision de la demande et d'analyse des outils requis devrait débiter avant même le début de l'hiver en cours. Un plus grand décalage entre le moment où la prévision est faite et l'année tarifaire ne ferait qu'augmenter l'incertitude et les écarts entre la prévision et le réel. Gaz Métro n'aurait pas pu anticiper la demande qu'elle a pu observer lors des journées de pointe de l'hiver dernier qui a suscité une remise en question de certaines hypothèses utilisées dans la méthodologie de prévision.

Un autre élément qui n'aurait pas été anticipé lors d'un exercice de planification entourant le dépôt d'un plan d'approvisionnement préliminaire avant le 1<sup>er</sup> février aurait été le retour au service de transport du distributeur de certains clients. Les clients ont fait part à Gaz Métro de leurs intentions après le 1<sup>er</sup> février. Cette modification n'aurait donc pas pu être intégrée au plan, considérant le calendrier suggéré par la Régie. Gaz Métro aurait donc dû composer avec ces changements avec les mêmes contraintes que le présent dossier.

Une fois que l'impact sur la journée de pointe et sur les besoins de capacité de transport additionnelle a été constaté, Gaz Métro se devait d'agir afin d'assurer la sécurité d'approvisionnement de sa clientèle. La Régie a d'ailleurs reconnu par le passé que le

distributeur est responsable d'assurer la sécurité d'approvisionnement de sa clientèle. Gaz Métro se doit d'agir en temps opportun afin de rencontrer ses responsabilités.

Gaz Métro devait également agir à l'intérieur d'une fenêtre d'opportunité très restreinte et imposée par TCPL. Gaz Métro ne pouvait déposer sa soumission sous condition d'une approbation éventuelle de son régulateur. Une telle condition risquait d'entraîner le rejet de la soumission de Gaz Métro et aurait donc mis à risque la sécurité d'approvisionnement de la clientèle.

Gaz Métro considère que le plan d'approvisionnement, un an et trois ans, est basé sur des hypothèses. Lorsque les hypothèses changent, Gaz Métro se doit de réagir. Les changements peuvent être mineurs ou plus importants, mais il y a toujours des ajustements à faire en cours d'année. Gaz Métro considère qu'elle respecte le règlement lors du dépôt de son plan d'approvisionnement sur un horizon de 3 ans. Gaz Métro ne croit pas qu'une adaptation de sa structure d'approvisionnement en cours d'exercice pour s'adapter à une nouvelle réalité constitue un manquement au Règlement, mais bien l'exercice de son rôle en tant qu'utilité publique.

En terminant, Gaz Métro souligne que la Régie a déjà l'occasion d'exercer son pouvoir de surveillance en matière d'approvisionnements gaziers, notamment sur les décisions prises en cours d'année, puisqu'elle revoit l'ensemble de ces décisions dans le cadre du rapport annuel. Il s'agit, selon Gaz Métro, du processus prévu par la Loi pour que la Régie obtienne les justifications qu'elle juge nécessaire pour expliquer les décisions prises en cours d'année afin de s'adapter à l'évolution de la demande en gaz naturel de la clientèle. De l'avis de Gaz Métro, ajouter une étape au processus réglementaire actuel ne ferait que l'alourdir alors que des outils pour atteindre les objectifs visés existent déjà.

STRATÉGIE DE DIVERSIFICATION DES INDICES D'ACHATS DE FOURNITURE

- 17. Références :**
- (i) Pièce B-0020, page 7;
  - (ii) Pièce B-0020, page 10;
  - (iii) Pièce B-0020, page 10;
  - (iv) Pièce B-0016, page 24;
  - (v) Pièce B-0020, page 12.

**Préambule :**

(i) « Si l'option de transiger en \$US/MM BTU était retenue, Gaz Métro demande à la Régie de l'autoriser à appliquer un traitement comptable réglementaire aux gains et pertes de change générés par les achats effectués en \$US, consistant à inclure ces gains et pertes de change dans les coûts de fourniture. Pour ce faire, ces gains et pertes de change seraient imputés au compte d'écart de prix de la fourniture et ainsi intégrés mensuellement dans le calcul du prix du service de fourniture de gaz naturel.»

(ii) « En moyenne sur toute la période étudiée, soit de novembre 2005 à septembre 2012, le prix payé pour les achats faits à l'avance à Dawn sur la base de l'indice AECO a été de 6,24 \$/GJ. Ce prix moyen aurait été de 6,49 \$/GJ sur la base de l'indice NYMEX et de 6,17 \$/GJ sur la base de l'indice NGX Dawn.»

(iii) « Le risque relié au choix de l'indice dans la transaction réside dans la différence qui se matérialisera entre le différentiel anticipé au moment de contracter la transaction et le différentiel réel au moment de réaliser l'achat de gaz naturel. Ce risque peut être positif ou négatif.»

(iv) Graphique 7

(v) Tableau 3

**Demandes :**

17.1 En rapport avec la référence (i), le distributeur serait-il ouvert à l'alternative suivante : la Régie approuverait le traitement comptable réglementaire relativement aux pertes et gains de change générés par les achats effectués en \$US si de tels achats se réalisent; cependant, elle demanderait au distributeur de continuer d'utiliser l'approche actuelle, où le risque de change est intégré au prix d'achat, tant et aussi longtemps qu'elle s'avérerait intéressante pour les clients.

**Réponse :**

Gaz Métro est ouverte à l'alternative proposée par la Régie dans la mesure où Gaz Métro a l'assurance de pouvoir intégrer les variations de change au prix de la fourniture.

Toutefois, Gaz Métro ne peut quantifier à l'avance quelle approche serait la méthode la plus intéressante entre intégrer le risque de change ou procéder à des achats en \$US. En effet, au moment de contracter les achats de gaz naturel, soit plus de sept mois avant le début de l'hiver, il est impossible de prévoir, pour chacun des mois, s'il y aurait des pertes ou des gains de change comparativement à la valeur du taux de change intégrée dans le prix de la transaction.

- 17.2 En rapport avec la référence (ii), veuillez refaire les calculs en utilisant la période novembre 2006 à septembre 2012.

**Réponse :**

En préambule, veuillez prendre note que la comparaison des indices, graphique 1, et les prix moyens ont été révisés. La référence (ii) doit se lire comme suit :

*« En moyenne sur toute la période étudiée, soit de novembre 2005 à septembre 2012, le prix moyen, pondéré par les volumes, payé pour les achats faits à l'avance à Dawn sur la base de l'indice AECO a été de 5,91 \$/GJ. Ce prix moyen aurait été de 5,92 \$/GJ sur la base de l'indice NYMEX et de 5,68 \$/GJ sur la base de l'indice NGX Dawn. »*

De novembre 2006 à septembre 2012, le prix moyen pondéré par les volumes, payé pour les achats faits à l'avance à Dawn sur la base de l'indice AECO a été de 5,56 \$/GJ. Ce prix moyen aurait été de 5,45 \$/GJ sur la base de l'indice NYMEX et de 5,31 \$/GJ sur la base de l'indice NGX Dawn.

Il est certain que le fait d'enlever l'année 2005-2006 modifie l'écart entre le prix des achats faits sur la base de l'indice AECO par rapport au prix de ces mêmes achats faits sur la base de l'indice NYMEX. Rappelons que l'année 2005-2006, des ouragans majeurs avaient créé de la volatilité quant aux prix du gaz et aux différentiels de prix entre les différents points. Le fait d'inclure l'année 2005-2006 ne biaise pas pour autant l'information, car le marché gazier ne sera jamais à l'abri d'événements de toutes sortes qui peuvent subitement modifier les prix relatifs. Cela fait partie de la dynamique du marché du gaz naturel. Le fait de l'incorporer donne le portrait de la réalité compte tenu de cette dynamique.

- 17.3 En rapport avec la référence (iv), le distributeur est-il d'accord pour dire que la volatilité du différentiel de prix Dawn/Henry Hub a été moindre, au cours de la période considérée par le graphique, que la volatilité du différentiel AECO/Henry Hub?



**Réponse :**

Il est vrai que sur la période de janvier 2007 à mars 2013, la volatilité du différentiel de prix entre AECO et Henry Hub est plus élevée. Une grande portion de cette volatilité est attribuable à un changement structurel, soit l'augmentation de la production de gaz de shale aux États-Unis qui affecté le différentiel de prix entre AECO et Henry Hub. Ainsi, sur la période de janvier 2007 à décembre 2008, le différentiel moyen entre AECO et Henry Hub était de -1,001 \$US/MMBtu alors que sur la période janvier 2009 à mars 2013, ce même différentiel se situait en moyenne à -0,40 \$/US/MMBtu.

- 17.4 En rapport avec la référence (iii) et (iv), le distributeur est-il d'accord pour dire que la volatilité est une bonne mesure du risque?

**Réponse :**

Non, Gaz Métro croit que la meilleure façon de diminuer les risques est de diversifier les indices. Car en matière de prix du gaz et de différentiel de prix, le passé ne peut être un gage de ce qu'il se passera dans l'avenir. Qui plus est, le fait que le différentiel de prix entre AECO et Henry Hub soit plus volatil que celui entre Dawn et Henry Hub ne veut pas dire que des achats faits à l'avance sur la base d'AECO seront systématiquement plus coûteux que des achats sur la base NYMEX.

- 17.5 Veuillez compléter le tableau 3 à la référence (v) en ajoutant le pourcentage des volumes de gaz naturel transigés à Empress.

**Réponse :**

Indice de prix	Stratégie 1 - 1/3-1/3-1/3 des achats contractés d'avance		Stratégie 2 - 1/3-1/3-1/3 des achats totaux	
	Volume 10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup>	Ratio	Volume 10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup>	Ratio
AECO	607 475	30,9 %	647 987	32,9 %
<i>Transigés à Empress</i>	<i>291 587</i>	<i>48,0 %</i>	<i>291 587</i>	<i>45,0%</i>
<i>Transigés à Dawn</i>	<i>315 888</i>	<i>52,0 %</i>	<i>356 400</i>	<i>55,0%</i>
NYMEX	313 196	15,9 %	583 584	29,6 %
NGX Dawn	1 047 608	53,2 %	736 708	37,4 %
Total	1 968 279		1 968 279	

17.6 Veuillez commenter la stratégie alternative suivante :

- les achats à Empress sont achetés sur la base de l'indice AECO;
- les achats spots à Dawn sont faits selon l'indice NGX Dawn;
- les achats d'avance à Dawn (sauf ceux déjà réalisés) sont faits à l'intérieur d'une plage pouvant varier de 75 % à 50 % sur la base de l'indice NYMEX et le reste sur la base de l'indice NGX Dawn.

Le distributeur aurait en cours d'année la latitude de varier (entre 75 % et 50 %) le pourcentage contracté sur la base de l'indice Nymex en fonction du contexte gazier dans le meilleur intérêt de la clientèle.

**Réponse :**

Gaz Métro juge que la stratégie énoncée par la Régie ne rencontre pas l'objectif de diversification des indices d'achats.

Les résultats de cette stratégie, présentés à la réponse à la question 17.7, montrent qu'un poids plus important serait accordé à l'indice NGX Dawn (50 % à 62 %) et ultimement, s'il n'y a plus d'achat à Empress, le poids accordé à l'indice NGX Dawn serait de 65 % à 77 %. Ceci ne correspond pas à une diversification des indices.

Comme mentionné à la réponse à la question 17.3, le fait que le différentiel de prix entre AECO et Henry Hub soit plus volatil que celui entre Dawn et Henry Hub ne veut pas dire que des achats faits à l'avance sur la base d'AECO seront systématiquement plus coûteux que des achats sur la base NYMEX. Ainsi, rejeter complètement l'indice AECO n'apparaît pas souhaitable d'autant plus que cet indice est couramment utilisé dans le marché à Dawn.

Un élément additionnel à mentionner est relatif à la détermination du pourcentage d'achats à concrétiser selon l'indice NYMEX. Les achats contractés d'avance sont normalement effectués au printemps précédant le début de l'année financière. Le pourcentage d'achat sous NYMEX serait donc établi à ce moment-là et non sujet à révision en cours d'année, car la majorité des autres achats sont effectués sur une base spot. Or, il est impossible de savoir à ce moment-là quel serait l'indice le plus favorable pour la clientèle ; à une même date, les prix projetés selon les différents indices génèrent le même prix d'achat. Un tel constat ne peut être fait qu'*a posteriori*, mais le passé ne peut être garant de l'avenir, donc l'historique ne pourrait être un indicateur de la répartition des achats entre les indices à établir pour le futur.

17.7 Veuillez compléter le tableau 3 à la référence (v) en présentant les résultats pour la stratégie alternative de la sous-question précédente au maximum et au minimum de la plage.

**Réponse :**

Les tableaux suivants présentent la répartition des achats entre les points d'indice de prix considérant la stratégie identifiée à la question 17.6 en fonction des ratios minimum et maximum identifiés pour l'indice NYMEX.

Stratégie 3 75 % des achats d'avance à Dawn sont faits sur la base de l'indice NYMEX et le reste sur la base de l'indice NGX Dawn

Scénario 4 50 % des achats d'avance à Dawn sont faits sur la base de l'indice NYMEX et le reste sur la base de l'indice NGX Dawn

Deux autres analyses sont présentées selon les mêmes paramètres à l'exception du traitement des achats déjà réalisés. Puisque tous ces achats viennent à échéance d'ici le 31 mars 2015, ces achats seront éventuellement assujettis à la stratégie. Les résultats de la stratégie demandée seraient donc différents dans le futur.

<b>Achats déjà réalisés maintenus à l'indice AECO</b>				
<b>Indice de prix</b>	<b>Stratégie 3 – 75 % NYMEX</b>		<b>Stratégie 4 – 50 % NYMEX</b>	
	<b>Volume</b> 10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup>	<b>Ratio</b>	<b>Volume</b> 10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup>	<b>Ratio</b>
AECO	496 628	25,2 %	496 628	25,2 %
<i>Transigés à Empress</i>	291 587	58,7 %	291 587	58,7 %
<i>Transigés à Dawn</i>	205 041	41,3 %	205 041	41,3 %
NYMEX	533 393	27,1 %	355 595	18,1 %
NGX Dawn	938 259	47,7 %	1 116 057	56,7 %
Total	1 968 279		1 968 279	

<b>Achats déjà réalisés assujettis à la stratégie</b>				
<b>Indice de prix</b>	<b>Stratégie 3 – 75 % NYMEX</b>		<b>Stratégie 4 – 50 % NYMEX</b>	
	<b>Volume</b> 10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup>	<b>Ratio</b>	<b>Volume</b> 10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup>	<b>Ratio</b>
AECO	295 440	15,0 %	295 440	15,0 %
<i>Transigés à Empress</i>	291 587	98,7 %	291 587	98,7 %
<i>Transigés à Dawn</i>	3 853	1,3 %	3 853	1,3 %
NYMEX	684 283	34,8 %	456 189	23,2 %
NGX Dawn	988 556	50,2 %	1 216 650	61,8 %
Total	1 968 279		1 968 279	

**PROJET DE DÉPLACEMENT DE LA STRUCTURE D'APPROVISIONNEMENT VERS DAWN**

- 18. Références :**
- (i) Pièce B-0022, pages 22-23;
  - (ii) Pièce B-0022, Annexe 3;
  - (iii) Pièce A-0153, D-2013-106, R-3809-2012 Phase 2, page 25.

**Préambule :**

- (i) Section Évaluation au rapport annuel
- (ii) Tableau 1, Tableau 2, Tableau 3
- (iii) « *La Régie ordonne donc à Gaz Métro de limiter, à compter du dossier d'examen du rapport annuel 2013, les transferts de coûts de fourniture vers les coûts d'équilibrage à des montants non négatifs.* »

**Demandes :**

- 18.1 Le distributeur propose d'évaluer la part des coûts d'achats de fourniture attribuables à l'équilibrage en comparant les coûts du profil réel et les coûts du profil uniforme sur l'année à chacun des points d'achat de gaz naturel. Qu'est-ce qui permet au distributeur de croire que les coûts d'équilibrage peuvent être évalués correctement à partir de la somme des coûts différentiels calculés à chaque point d'achat.

**Réponse :**

À la décision D-2011-164 de la Cause tarifaire 2012, la Régie a demandé à Gaz Métro de développer une méthode de fonctionnalisation similaire à celle utilisée, mais appliquée à chacun des points de livraison (réf. : paragraphe 22).

La méthode proposée par Gaz Métro a pour effet de capter l'impact de la saisonnalité sur les prix de gaz naturel distinctement à chacun des points d'achats. Cette méthodologie suppose donc la possibilité d'effectuer des achats uniformes à chaque point. Ce qui revient à supposer que la répartition des achats par point est effectuée à la base et, par la suite, ces achats sont modulés en fonction de la demande à desservir et des capacités de transport disponibles reliant les points d'achat au territoire de Gaz Métro.

La méthode par point de livraison permet également de capter la valeur du transport propre à chaque point. Par exemple, pour les achats à Dawn il n'y a pas de valeur de transport alors que pour les achats à Empress, le prix intègre une notion de transport.

Gaz Métro est d'avis que cette approche respecte l'objectif recherché de désaisonnaliser les achats de fourniture effectués à chacun des points.

- 18.2 Veuillez discuter des mérites d'une méthode alternative où cette évaluation se ferait sur la base du profil global d'achat de gaz naturel sur la base des prix à Dawn. Le montant transféré à l'équilibrage serait par la suite réparti entre les divers points d'achat au prorata des volumes à chaque point d'achat.

**Réponse :**

Une telle approche pourrait être utilisée pour fonctionnaliser les d'achats de fourniture.

Elle serait similaire à la méthode actuelle d'évaluation de la portion équilibrage incluse au prix de fourniture en ce qui a trait à l'évaluation de la saisonnalité des achats, mais aurait pour effet de fixer initialement la fourniture et l'équilibrage et le solde au transport.

Cette méthode a l'avantage d'être plus simple comparativement à la méthode par point de livraison proposée qui serait appelée à être modifiée dès que de nouveaux points d'achats s'ajouteraient à la structure d'approvisionnement.

- 18.3 Veuillez comparer les résultats de l'application de l'approche alternative de la sous-question précédente avec les résultats de l'approche proposée par le distributeur en présentant l'équivalent des tableaux de l'annexe 3.

**Réponse :**

L'annexe 9 présente une méthodologie qui reflète l'approche suggérée par la Régie à la question 18.2.

La portion fourniture à Dawn serait établie en fonction de l'application des coûts unitaires mensuels des achats à Dawn aux volumes totaux d'achats de gaz naturel.

Par la suite, une portion « saisonnalité » serait évaluée en comparant les coûts d'achats globaux du profil réel au profil uniforme.

La portion transport serait obtenue en réduisant les coûts totaux d'achats de la portion fourniture et de la portion saisonnalité.

Finalement, la portion équilibrage serait égale à la portion saisonnalité, mais limitée à un minimum de 0. Si la valeur était négative, la différence serait alors intégrée à la portion fourniture, conservant la portion transport à la valeur précédemment établie.

Le tableau suivant compare les résultats :

Service	Méthode de fonctionnalisation	
	Par point d'achats	Globale
	(000 \$)	(000 \$)
Fourniture	171 390	171 996
Transport	-7 197	-9 039
Équilibrage	0	1 236
Total	164 193	164 193

Les résultats montrent que la méthode globale génère un crédit au transport plus important que la méthode par point d'achats. Étant donné que le transport est relatif aux achats à Empress, le coût unitaire moyen du transport peut être obtenu en divisant les coûts totaux par le volume d'achat à Empress de 9 478 10<sup>3</sup>GJ (ligne 4 de l'annexe 9). Des coûts unitaires de 0,759 \$/GJ et 0,954 \$/GJ sont obtenus respectivement pour la méthode par point et la méthode globale. Le coût de la méthode globale semble élevé par rapport à la valeur du marché pour l'année 2012 qui se situait entre 0,60 \$/GJ et 0,80 \$/GJ (réf. : Gaz Métro-2, Document 1, graphique 8).

La méthode globale présentée à l'annexe 9 semble considérer une double saisonnalité. La première par l'établissement des coûts de fourniture à Dawn avec l'utilisation des coûts d'achats à Dawn sur les achats totaux et la seconde par la portion saisonnalité effectivement incluse dans les coûts moyens globaux des achats totaux.

Gaz Métro ne voit pas, pour l'instant, de façon d'établir un coût à Dawn désaisonnalisé qui permettrait d'établir la portion fourniture à Dawn désaisonnalisé et laisser le solde des coûts au transport.

Une méthode similaire à celle actuellement utilisée pourrait être une solution. Elle consisterait à fixer initialement la portion transport pour les achats effectués à Empress. La portion équilibrage serait évaluée en comparant des coûts selon le profil uniforme et le profil réel, comme actuellement. Finalement, le solde des coûts d'achats serait attribué à la fourniture. Toutefois, Gaz Métro comprend, par les diverses décisions de la Régie, que cette approche ne répondrait pas au besoin, principalement à cause du prix de transport qui serait établi selon une valeur marché.

- 18.4 En rapport avec le préambule (iii), veuillez mettre à jour votre proposition pour intégrer les modalités retenues dans la décision D-2013-106

**Réponse :**

La pièce B-0022, Gaz Métro-2, Document 4, section 3.2 a été mise à jour pour intégrer la modalité suivante de la décision D-2013-106 :

- La portion équilibrage incluse dans la fourniture à être transférée au service d'équilibrage ne pourra être négative. Le montant à transférer est donc sujet à un minimum de 0 \$.

La modalité relative à l'utilisation du coût réel d'achats de gaz naturel avant l'application des dérivés financiers était déjà considérée dans la proposition de Gaz Métro.

**19. Référence :** Pièce B-0022, page 26.

**Préambule :**

*« Gaz Métro désire maintenir cette approche, mais propose d'inclure une réévaluation de la fonctionnalisation à la fin de l'année financière de façon à rectifier la répartition des coûts entre le transport et l'équilibrage en fonction de la valeur moyenne annuelle (A) réellement observée pour l'année analysée.*

*Ce redressement des coûts entre les services, tout comme celui proposé dans la fonctionnalisation des coûts d'achats de fourniture, permettrait ainsi d'attribuer les coûts des services en fonction de leur utilisation réelle et, conséquemment, les faire encourir par les catégories de clients utilisant les services respectifs.»*

**Demandes :**

- 19.1 Veuillez confirmer notre compréhension à l'effet que l'utilisation des données réelles aura tendance, toutes choses étant égales par ailleurs, à faire augmenter les coûts alloués à l'équilibrage si une année plus chaude que la normale se réalise et à les faire diminuer en cas d'une année plus froide.

**Réponse :**

La base de la répartition des coûts entre le transport et l'équilibrage a toujours été effectuée en fonction de la répartition des outils (voir la preuve sur la fonctionnalisation entre le transport et l'équilibrage, R-3752-2011, Gaz Métro-12, Document 1, section 4.2 page 27 et suivantes) selon :

- la capacité permettant de satisfaire la demande moyenne annuelle qui est attribuée au service du transport ; et
- la capacité résiduelle des outils, qui permet de gérer la variation mensuelle de la demande liée à la température, qui est attribuée au service d'équilibrage.

À la cause tarifaire, les coûts sont distribués en fonction de la demande prévue au moment de cette prévision. Cependant, il est normal qu'au fil du temps, en fonction de la variation du profil de consommation et de la demande globale, que ce soit pour une variation du nombre de clients, de la température ou encore d'événements ponctuels, que le besoin global d'outils change.

Lors d'un hiver chaud, le volume total va diminuer puisqu'une bonne partie de la clientèle n'aura pas un besoin d'espace et de pointe équivalent à ce qui était prévu dans la cause tarifaire. Puisqu'il s'agit d'une variation du besoin d'hiver, il est normal que les coûts de cette variation soient imputés à l'équilibrage. De plus, une partie de l'excédent d'outils généré par la baisse de consommation chez la clientèle affectée par une température plus élevée sera mitigée par une diminution des interruptions au service interruptible.

Pour illustrer les effets de la proposition de Gaz Métro, un exemple très sommaire est présenté. Toutes les données sont fictives et ne représentent pas une cause tarifaire en particulier.

Voici un tableau qui présente, à l'aide d'un exemple, l'effet sur les coûts de transport et d'équilibrage d'une température plus chaude que la normale qui diminue la consommation selon les deux traitements analysés.

Cause tarifaire	Cause tarifaire			Résultat Réel - Température chaude - non ajusté			Résultat Réel - Température chaude - (A) ajusté				
	10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup>	M \$	\$/m <sup>3</sup>	10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup>	M \$	\$/m <sup>3</sup>	10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup>	M \$	\$/m <sup>3</sup>		
Demande totale	80	-	-	Demande totale	70	-	-	Demande totale	70	-	-
Coûts totaux "LH"	40	40	1	Coûts totaux "LH"	40	40	1	Coûts totaux "LH"	40	40	1
Coûts totaux "SH"	100	50	0,5	Coûts totaux "SH"	100	50	0,5	Coûts totaux "SH"	100	50	0,5
SH - Transport - 40%	40	20	0,5	SH - Transport - 40%	40	20	0,5	SH - Transport - 30%	30	15	0,5
SH - Équilibrage - 60%	60	30	0,5	SH - Équilibrage - 60%	60	30	0,5	SH - Équilibrage - 70%	70	35	0,5
<b>Coût total transport</b>	<b>80</b>	<b>60</b>	<b>0,75</b>	<b>Coût total transport</b>	<b>80</b>	<b>60</b>	<b>0,75</b>	<b>Coût total transport</b>	<b>70</b>	<b>55</b>	<b>0,79</b>
Coût réparti par type de client				Coût réparti par type de client				Coût réparti par type de client			
Demande stable	10	7,5	0,75	Demande stable	10	8,6	0,86	Demande stable	10	7,9	0,79
Demande sensible temp.	60	45,0	0,75	Demande sensible temp.	40	34,3	0,86	Demande sensible temp.	40	31,4	0,79
Interruptible	10	7,5	0,75	Interruptible	20	17,1	0,86	Interruptible	20	15,7	0,79
<b>Revenus</b>	<b>80</b>	<b>60</b>	<b>0,75</b>	<b>Revenus</b>	<b>70</b>	<b>53</b>	<b>0,75</b>	<b>Revenus</b>	<b>70</b>	<b>53</b>	<b>0,75</b>
<b>Trop perçu (manque à gagner)</b>				<b>Trop perçu (manque à gagner)</b>		<b>(7,5)</b>		<b>Trop perçu (manque à gagner)</b>		<b>(2,5)</b>	

En utilisant la répartition fixée au dossier tarifaire sans ajustement du nombre d'unités attribué au service de transport qui demeure à 80 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup>, un déséquilibre se crée entre les volumes transportés au niveau des coûts et les volumes vendus au niveau des revenus de 70 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup>. Ainsi, le coût moyen des unités au service de transport se traduit par une hausse passant de 0,75 \$/m<sup>3</sup> à 0,86 \$/m<sup>3</sup> (60 M\$/ 70 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup>). Cette situation présente un manque à gagner au service de transport de 7,5 M\$ qui sera récupéré de l'ensemble des clients au service de transport dans le futur.

En ajustant la moyenne annuelle à la fin de l'exercice, seulement 70 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup> d'outils de transport seront affectés à ce service, reflétant le fait que seulement 70 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup> ont été transportés et vendus aux clients. Ainsi, le coût moyen du service de transport augmente, mais il s'agit d'une hausse liée au prix moyen des outils de transport utilisés. Dans une



telle situation, les coûts d'équilibrage augmentent de 5 M\$ par rapport au statu quo. Ces coûts additionnels seront absorbés par les clients qui sont sensibles aux effets de la température dans le tarif d'équilibrage, en fonction de leur profil de consommation, ce qui est normal puisque ce sont ces clients qui ont causé la variation de la demande.

- 19.2 En ce qui a trait à l'effet des conditions climatiques, la décision d'acquérir des outils de transport et d'équilibrage se fait en fonction de la demande prévue à conditions climatiques normales, de la demande de pointe prévue et en considérant l'impact de l'hiver extrême. La causalité des coûts, c'est-à-dire la décision d'acquérir des outils d'approvisionnement, ne découle pas des données réelles de l'année mais bien plutôt du souci d'assurer la fiabilité du service contre des événements qui ne se réalisent pas nécessairement à chaque année. L'utilisation pour une année donnée des outils d'approvisionnement acquis pour assurer la fiabilité n'est donc pas une mesure du service rendu.

Une approche respectant la causalité des coûts ne devrait-elle pas minimalement être basée sur les données normalisées plutôt que sur les observations réelles?

**Réponse :**

Non. Le service d'équilibrage tient compte des profils de consommation de la clientèle pour établir le tarif de chaque client, car il s'appuie sur la relation entre le profil de consommation des clients et les coûts d'équilibrage. Par conséquent, lorsque les outils utilisés dans le réel sont différents des outils prévus pour des raisons de température, il est normal que ces coûts soient imputés au service d'équilibrage afin de respecter justement la causalité des coûts. Étant donné que le service de transport est basé sur le principe que chaque unité consommée doit être transportée, il y a lieu d'ajuster les coûts attribués au transport afin de les ramener au réel de manière à respecter cette relation.

- 19.3 Veuillez confirmer notre compréhension à l'effet que l'utilisation des données réelles aura tendance à conditions climatiques normales, toutes choses étant égales par ailleurs, à faire augmenter les coûts alloués au transport en cas de demande plus élevée que celle prévue et à les faire diminuer en cas de demande plus faible que prévue.

**Réponse :**

En effet, la méthode actuelle a pour effet d'augmenter ou de diminuer les coûts alloués au transport lorsqu'il y a un changement de la demande.

### Hausse de la demande

Voici un tableau qui illustre par un exemple, l'effet sur les coûts de transport et d'équilibrage d'un accroissement de la demande stable sur l'exercice de 10 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup> selon les deux traitements analysés.

Cause tarifaire				Résultat Réel - Hausse de la demande - non ajusté				Résultat Réel - Hausse de la demande - (A) ajusté			
	10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup>	M \$	\$/m <sup>3</sup>		10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup>	M \$	\$/m <sup>3</sup>		10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup>	M \$	\$/m <sup>3</sup>
Demande totale	80	-	-	Demande totale	90	-	-	Demande totale	90	-	-
Coûts totaux "LH"	40	40	1	Coûts totaux "LH"	40	40	1	Coûts totaux "LH"	40	40	1
Coûts totaux "SH"	100	50	0,5	Coûts totaux "SH"	110	55	0,5	Coûts totaux "SH"	110	55	0,5
SH - Transport - 40%	40	20	0,5	SH - Transport - 40%	44	22	0,5	SH - Transport - 45%	50	25	0,5
SH - Équilibrage - 60%	60	30	0,5	SH - Équilibrage - 60%	66	33	0,5	SH - Équilibrage - 55%	60	30	0,5
<b>Coût total transport</b>	<b>80</b>	<b>60</b>	<b>0,75</b>	<b>Coût total transport</b>	<b>84</b>	<b>62</b>	<b>0,74</b>	<b>Coût total transport</b>	<b>90</b>	<b>65</b>	<b>0,72</b>
Coût réparti par type de client				Coût réparti par type de client				Coût réparti par type de client			
Demande stable	10	7,5	0,75	Demande stable	20	13,8	0,69	Demande stable	20	14,4	0,72
Demande sensible temp.	60	45,0	0,75	Demande sensible temp.	60	41,3	0,69	Demande sensible temp.	60	43,3	0,72
Interruptible	10	7,5	0,75	Interruptible	10	6,9	0,69	Interruptible	10	7,2	0,72
<b>Revenus</b>	<b>80</b>	<b>60</b>	<b>0,75</b>	<b>Revenus</b>	<b>90</b>	<b>68</b>	<b>0,75</b>	<b>Revenus</b>	<b>90</b>	<b>68</b>	<b>0,75</b>
<b>Trop perçu (manque à gagner)</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>Trop perçu (manque à gagner)</b>	<b>5,5</b>	<b>5,5</b>	<b>0,61</b>	<b>Trop perçu (manque à gagner)</b>	<b>2,5</b>	<b>2,5</b>	<b>0,28</b>

Dans la méthode actuelle, sans ajustement, il est possible d'observer que le mode de répartition des outils entre le transport et l'équilibrage fait en sorte qu'un déséquilibre s'est créé entre les unités vendues de 90 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup> au niveau des revenus et les unités transportées au niveau des coûts de 84 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup>, ne respectant plus le principe sous-jacent à la tarification du transport. En effet, comme la moyenne annuelle n'est pas ajustée et que la proportion d'allocation des coûts de SH était de 40 % au transport et 60 % à l'équilibrage dans la cause tarifaire, alors les coûts supplémentaires se retrouvent à être ventilés selon le même ratio. Une partie des coûts se retrouvent à l'équilibrage bien que, dans l'exemple, la demande additionnelle soit stable sur l'exercice.

Par contre, dans la méthode ajustée, les proportions d'allocation des coûts sont redressées, ce qui laisse indemnes les coûts d'équilibrage. Les coûts de transport par unité diminuent dégageant un trop-perçu, mais il s'agit d'un effet prix car, dans l'exemple, l'ajout se fait sur une portion de transport à coût moindre (SH). De plus, nous retrouvons l'équilibre entre les unités transportées au niveau des coûts et vendues au niveau des revenus au service de transport.

### Baisse de la demande

Voici maintenant l'exemple de l'effet sur les coûts de transport et d'équilibrage d'une baisse de la demande stable sur l'exercice de 10 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup> selon les deux traitements analysés.

Cause tarifaire	Cause tarifaire			Résultat Réel - Baisse de la demande - non ajusté				Résultat Réel - Baisse de la demande - (A) ajusté			
	10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup>	M \$	\$/m <sup>3</sup>	10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup>	M \$	\$/m <sup>3</sup>	10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup>	M \$	\$/m <sup>3</sup>		
Demande totale	80	-	-	Demande totale	75	-	-	Demande totale	75	-	-
Coûts totaux "LH"	40	40	1	Coûts totaux "LH"	40	40	1	Coûts totaux "LH"	40	40	1
Coûts totaux "SH"	100	50	0,5	Coûts totaux "SH"	100	50	0,5	Coûts totaux "SH"	100	50	0,5
SH - Transport - 40%	40	20	0,5	SH - Transport - 40%	40	20	0,5	SH - Transport - 35%	35	18	0,5
SH - Équilibrage - 60%	60	30	0,5	SH - Équilibrage - 60%	60	30	0,5	SH - Équilibrage - 65%	65	33	0,5
<b>Coût total transport</b>	<b>80</b>	<b>60</b>	<b>0,75</b>	<b>Coût total transport</b>	<b>80</b>	<b>60</b>	<b>0,75</b>	<b>Coût total transport</b>	<b>75</b>	<b>58</b>	<b>0,77</b>
Coût réparti par type de client				Coût réparti par type de client				Coût réparti par type de client			
Demande stable	10	7,5	0,75	Demande stable	-	-	-	Demande stable	-	-	-
Demande sensible temp.	60	45,0	0,75	Demande sensible temp.	60	48,0	0,80	Demande sensible temp.	60	46,0	0,77
Interruptible	10	7,5	0,75	Interruptible	15	12,0	0,80	Interruptible	15	11,5	0,77
<b>Revenus</b>	<b>80</b>	<b>60</b>	<b>0,75</b>	<b>Revenus</b>	<b>75</b>	<b>56</b>	<b>0,75</b>	<b>Revenus</b>	<b>75</b>	<b>56</b>	<b>0,75</b>
<b>Trop perçu (manque à gagner)</b>	-	-	-	<b>Trop perçu (manque à gagner)</b>	<b>(3,8)</b>	-	-	<b>Trop perçu (manque à gagner)</b>	<b>(1,3)</b>	-	-

Dans ce scénario, les coûts d'équilibrage selon la méthode actuelle ne sont pas changés. La diminution de la baisse de la demande pour le transport est partiellement mitigée par une hausse de l'interruptible. Encore ici, la méthode actuelle crée un déséquilibre entre les unités vendues au niveau des revenus de 75 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup> et les unités transportées au niveau des coûts de 80 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup>. Il s'ensuit le constat d'un manque à gagner de transport qui viendra affecter le prix futur du transport, ce qui éloignera le taux de Gaz Métro du taux de marché.

Dans la méthode ajustée, le ratio des coûts de transport est modifié, ce qui fait en sorte de rétablir la relation entre les unités vendues au niveau des revenus de 75 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup> et les unités transportées au niveau des coûts de 75 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup>. Dans ce cas, les coûts de transport par unité augmentent, mais il s'agit d'un effet prix car, dans l'exemple, la réduction se fait sur une portion de transport à coût moindre.

- 19.4 Veuillez confirmer qu'en cas de demande de base plus élevée à conditions climatiques normales, le distributeur risque de devoir acheter un outil de transport (ou d'équilibrage) mais que des revenus supplémentaires seront également générés et qu'il n'est pas évident que le coût unitaire de transport (ou d'équilibrage) s'en trouve modifié. Veuillez confirmer que le trop-perçu ou le manque à gagner en transport et en équilibrage sera reflété dans les tarifs de transport et d'équilibrage de l'année suivante.

**Réponse :**

Tel que présenté dans la réponse 19.3, le coût unitaire de transport est modifié en cas de demande de base plus élevée.

Gaz Métro confirme que tout trop-perçu ou manque à gagner pour le transport et l'équilibrage sera reflété dans les tarifs des services respectifs au cours du deuxième exercice suivant sa réalisation.

- 19.5 Veuillez confirmer qu'en cas de demande de base plus faible, le distributeur risque de devoir vendre un outil de transport (ou d'équilibrage) ou encore de faire davantage de transactions d'optimisation et des revenus seront générés. Veuillez confirmer que le trop-perçu ou le manque à gagner en transport et en équilibrage sera reflété dans les tarifs de transport et d'équilibrage de l'année suivante.

### Réponse :

En effet, il est possible qu'une baisse de demande de base génère des occasions d'optimiser les outils de transport et d'équilibrage.

Voici de nouveau un tableau qui illustre l'effet d'une baisse de la demande en incluant des revenus d'optimisation.

Cause tarifaire	Cause tarifaire			Résultat Réel - Baisse de la demande - non ajusté			Résultat Réel - Baisse de la demande - (A) ajusté				
	10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup>	M \$	\$/m <sup>3</sup>	10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup>	M \$	\$/m <sup>3</sup>	10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup>	M \$	\$/m <sup>3</sup>		
Demande totale	80	-	-	Demande totale	75	-	-	Demande totale	75	-	-
Coûts totaux "LH"	40	40	1	Coûts totaux "LH"	40	40	1	Coûts totaux "LH"	40	40	1
Coûts totaux "SH"	100	50	0,5	Coûts totaux "SH"	100	50	0,5	Coûts totaux "SH"	100	50	0,5
SH - Transport - 40%	40	20	0,5	SH - Transport - 40%	40	20	0,5	SH - Transport - 35%	35	18	0,5
SH - Équilibrage - 60%	60	30	0,5	SH - Équilibrage - 60%	60	30	0,5	SH - Équilibrage - 65%	65	33	0,5
<b>Coût total transport</b>	<b>80</b>	<b>60</b>	<b>0,75</b>	<b>Coût total transport</b>	<b>80</b>	<b>60</b>	<b>0,75</b>	<b>Coût total transport</b>	<b>75</b>	<b>58</b>	<b>0,77</b>
Coût réparti par type de client				Coût réparti par type de client				Coût réparti par type de client			
Demande stable	10	7,5	0,75	Demande stable	-	-	-	Demande stable	-	-	-
Demande sensible temp.	60	45,0	0,75	Demande sensible temp.	60	48,0	0,80	Demande sensible temp.	60	46,0	0,77
Interruptible	10	7,5	0,75	Interruptible	15	12,0	0,80	Interruptible	15	11,5	0,77
<b>Revenus</b>	<b>80</b>	<b>60</b>	<b>0,75</b>	<b>Revenus</b>	<b>75</b>	<b>56</b>	<b>0,75</b>	<b>Revenus</b>	<b>75</b>	<b>56</b>	<b>0,75</b>
Revenus d'optimisation	-	-	-	Revenus d'optimisation	1	1	1	Revenus d'optimisation	1	1	1
Trop perçu (manque à gagner)	-	-	-	Trop perçu (manque à gagner)	(2,8)	(2,8)	(2,8)	Trop perçu (manque à gagner)	(0,3)	(0,3)	(0,3)

Dans les deux méthodes, les revenus d'optimisations viennent réduire le manque à gagner lié à la baisse de la demande.

Par ailleurs, Gaz Métro confirme que tout trop-perçu ou manque à gagner pour le transport et l'équilibrage sera reflété dans les tarifs des services respectifs au cours du deuxième exercice suivant sa réalisation.

- 19.6 Le distributeur considère-t-il toujours que l'ajustement proposé est nécessaire et judicieux.

### Réponse :

Même si l'on considère seulement les effets d'une variation de température ou encore la variation de la demande, Gaz Métro considère que l'ajustement proposé est nécessaire. Cet ajustement permet d'allouer adéquatement les coûts dans les tarifs des services appropriés que ce soit à la hausse ou à la baisse.

De plus, la méthode ajustée va permettre d'éviter d'autres situations qui auraient également comme effet une mauvaise répartition des coûts selon leur causalité. Par

exemple, si le regazéificateur de l'usine LSR tombait en panne pendant l'hiver, des outils de transport additionnels devraient être achetés pour subvenir aux besoins de pointe.

Voici un tableau qui illustre l'effet d'utiliser une moyenne révisée à la fin de l'année dans la situation où un bris du regazéificateur à l'usine LSR se produisait :

Cause tarifaire	Cause tarifaire			Résultat Réel - Panne regazéificateur LSR - non ajusté			Résultat Réel - Panne regazéificateur LSR - (A) ajusté			
	10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup>	M \$	\$/m <sup>3</sup>	10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup>	M \$	\$/m <sup>3</sup>	10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup>	M \$	\$/m <sup>3</sup>	
Demande totale	80	-	-	Demande totale	80	-	Demande totale	80	-	
Coûts totaux "LH"	40	40	1	Coûts totaux "LH"	40	40	1	Coûts totaux "LH"	40	40
Coûts totaux "SH"	100	50	0,5	Coûts totaux "SH"	120	60	0,5	Coûts totaux "SH"	120	60
SH - Transport - 40%	40	20	0,5	SH - Transport - 40%	48	24	0,5	SH - Transport - 33%	40	20
SH - Équilibrage - 60%	60	30	0,5	SH - Équilibrage - 60%	72	36	0,5	SH - Équilibrage - 67%	80	40
<b>Coût total transport</b>	<b>80</b>	<b>60</b>	<b>0,75</b>	<b>Coût total transport</b>	<b>88</b>	<b>64</b>	<b>0,73</b>	<b>Coût total transport</b>	<b>80</b>	<b>60</b>
Coût réparti par type de client				Coût réparti par type de client				Coût réparti par type de client		
Demande stable	10	7,5	0,75	Demande stable	10	8,0	0,80	Demande stable	10	7,5
Demande sensible temp.	60	45,0	0,75	Demande sensible temp.	60	48,0	0,80	Demande sensible temp.	60	45,0
Interruptible	10	7,5	0,75	Interruptible	10	8,0	0,80	Interruptible	10	7,5
<b>Revenus</b>	<b>80</b>	<b>60</b>	<b>0,75</b>	<b>Revenus</b>	<b>80</b>	<b>60</b>	<b>0,75</b>	<b>Revenus</b>	<b>80</b>	<b>60</b>
<b>Trop perçu (manque à gagner)</b>				<b>Trop perçu (manque à gagner)</b>		<b>(4,0)</b>		<b>Trop perçu (manque à gagner)</b>		

Dans la méthode non ajustée, une partie des coûts des outils pour remplacer l'usine LSR en pointe s'ajoute aux coûts de transport créant un déséquilibre entre les unités vendues au niveau des revenus de 80 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup> et les unités transportées au niveau des coûts de 88 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup>. Cette situation crée un manque à gagner dans ce service. Par contre, dans la méthode ajustée, l'effet est capté lors de la révision de la moyenne annuelle de transport. Par conséquent, la méthode ajustée attribue de façon juste les coûts entre les fonctions.

- 20. Références :**
- (i) Pièce B-0022, page 31;
  - (ii) Pièce B-0022, page 32;
  - (iii) Pièce B-0022, page 34.

**Préambule :**

(i) « Toutefois, le contexte gazier a évolué depuis et, en fonction du plan d'approvisionnement 2014-2016, Gaz Métro détiendra près de 3 397 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour de capacité entre Empress et son territoire auprès de TCPL pour l'année 2016, soit une capacité supérieure aux besoins projetés pour les clients en achat direct devant livrer leur gaz à Empress après le 31 octobre 2015. Gaz Métro ne conserve pas ces capacités pour répondre aux besoins de la clientèle en achat direct détenant des contrats de fourniture à Empress, mais bien pour répondre aux besoins de l'ensemble de sa clientèle. »

(ii) « Ces éléments amènent Gaz Métro à retenir l'approche de l'évaluation de la valeur « marché » du transport entre Empress et Dawn pour établir les « frais de livraison à Empress ».

(iii) « Gaz Métro propose d'appliquer l'option 2 soit, l'établissement de la valeur « marché » en utilisant les « Futures » du marché financier pour les points Empress et Dawn établis avec les hypothèses énergétiques utilisées dans le cadre de la cause tarifaire. »

**Demandes :**

20.1 La proposition du distributeur présentée à la référence (ii) est faite sur les prémisses identifiées à la référence (i). Veuillez présenter les « frais de livraison à Empress » qui devraient s'appliquer si Gaz Métro se retrouvait dans une situation différente où elle doit acquérir ou conserver du transport FTLH du seul fait qu'un client en achat direct livre à Empress.

**Réponse :**

Gaz Métro est d'avis que sa proposition est également valable si elle se retrouvait dans une situation où elle devait acquérir ou conserver du transport FTLH du seul fait qu'un client en achat direct livre à Empress.

En effet, dans un tel cas, elle procéderait probablement par une transaction d'échange entre Empress et Dawn. Les frais de transport étant établis en fonction de la valeur du transport entre ces deux points, il y aurait donc similarité avec le coût du transport contracté.

20.2 En rapport avec le préambule (iii), la proposition du distributeur est d'utiliser les « futures » à Empress et à Dawn au dossier tarifaire sans ajustement pour les données réelles. Compte tenu de la volatilité observée des différentiels entre Empress et Dawn, la fixation de « frais de livraison à Empress » ne requièrent-elles pas qu'un ajustement soit apporté à la somme des frais mensuels payés sur la base des futures au moment du dossier tarifaire pour prendre en compte les données réelles?

**Réponse :**

Dans sa preuve, Gaz Métro avait analysé une option (option 3) où les frais de transport étaient évalués mensuellement. Elle a rejeté cette option pour des raisons de simplicité et de traitement équitable pour la clientèle à prix fixe :

*« La clientèle principalement visée par ces frais est celle des clients ayant convenu d'une entente à prix fixe. Or, ces clients ne subissent pas l'effet des variations mensuelles des indices, leur prix étant fixé pour toute la durée du contrat. De plus, ces clients, en signant une telle entente, visaient une stabilité dans leur facture de gaz naturel, ce qu'ils perdraient avec l'option 3. La variation mensuelle des « frais de*

*livraison à Empress » entrainerait plus de questions auprès de cette clientèle qui recherche de la simplicité. » (p. 33 de la pièce en référence)*

Les mêmes raisons amènent Gaz Métro à ne pas proposer d'ajustement de fin d'année. Cette approche serait encore plus complexe, requerrait des développements informatiques additionnels et serait difficile à expliquer pour des montants qui, de l'avis de Gaz Métro, seraient peu significatifs.

- 21. Références :** (i) Pièce B-0022, page 37;  
(ii) Pièce B-0022, page 38.

**Préambule :**

(i) *« Une échéance au 1<sup>er</sup> mars permettrait au distributeur de tenir compte du retour de clients au service de transport du distributeur dans son plan d'approvisionnement et, conséquemment, dans les tarifs de l'année où ce retour se produit. Lorsque le retour des clients est connu au moment de l'élaboration du plan d'approvisionnement gazier, soit avant le 1<sup>er</sup> mars, les outils de transport sont contractés selon l'information connue, le plan d'approvisionnement est également optimisé selon cette information et les prix du service de transport de Gaz Métro sont établis en conséquence. Par contre, lorsqu'un client informe Gaz Métro après le 1<sup>er</sup> mars qu'il désire se prévaloir de son service de transport, selon les règles établies aux Conditions de service et Tarif, une action non prévue au plan d'approvisionnement doit alors être prise afin de contracter les capacités de transport nécessaires pour répondre à la demande du client. Les coûts supplémentaires encourus sont alors constatés au Rapport annuel et devront être considérés. »*

(ii) *« Le client qui désire se prévaloir du service de transport du distributeur au plus tôt le 1<sup>er</sup> novembre doit en informer ce dernier par écrit avant le 1<sup>er</sup> mars précédent au moins 60 jours à l'avance. Nonobstant le préavis demandé, le client ne pourrait se prévaloir du service de transport du distributeur que s'il était possible pour le distributeur de le lui fournir. »*

**Demandes :**

- 21.1 La même exigence pourrait-elle être étendue aux clients désirant passer du service interruptible au service continu et vice-versa?

**Réponse :**

En préambule, la référence (ii) devrait se lire comme suit :

*« Le client qui désire se prévaloir du service de transport du distributeur au plus tôt le 1<sup>er</sup> novembre doit en informer ce dernier par*

*écrit avant le 1<sup>er</sup> mars précédent au moins 60 jours à l'avance. Nonobstant le préavis demandé, le client ne pourrait se prévaloir du service de transport du distributeur que s'il était possible pour le distributeur de le lui fournir.»*

L'impact du transfert d'un client du service interruptible vers le service continu est effectivement similaire au retour d'un client au service de transport du distributeur (et vice-versa). En effet, dans la mesure où Gaz Métro ne contracte pas d'outil de transport pour la clientèle interruptible, le passage d'un client du service interruptible vers le service continu obligera l'achat des capacités de transport nécessaires pour répondre à la demande du client. Si, par contre, le transfert du client est connu au 31 mars pour un transfert au plus tôt le 1<sup>er</sup> novembre, le plan d'approvisionnement sera optimisé selon cette information et les prix pour le service de transport de Gaz Métro seront établis en conséquence.

Par contre, les raisons qui motivent le choix d'un client de revenir au service de transport du distributeur ne sont pas les mêmes que celles qui incitent le client à passer du service de distribution interruptible à un service de distribution continu. Dans le cas du transport, une opportunité au niveau du prix va souvent motiver la décision de se retirer ou de revenir au service de transport du distributeur. Dans le cas du service de distribution, la capacité ou non à gérer les interruptions va habituellement justifier le choix.

Gaz Métro estime que le fait d'exiger des clients qu'ils informent le distributeur avant le 1<sup>er</sup> mars afin de passer du service interruptible au service continu à compter de la prochaine année financière présente de grands problèmes au niveau commercial.

- D'abord, plusieurs contrats se terminent à une date ultérieure au 1<sup>er</sup> mars. Supposons le cas d'un client dont le contrat prendrait fin au 1<sup>er</sup> avril et qui ne souhaiterait plus être au tarif D<sub>5</sub>, mais qui n'aurait pas respecté le préavis. Le client devrait alors attendre au 1<sup>er</sup> novembre de l'année suivante, soit 19 mois plus tard, avant de pouvoir migrer vers le tarif de son choix. En attendant, ce client se retrouverait automatiquement au tarif D<sub>1</sub> puisqu'il s'agit du tarif s'appliquant par défaut si le contrat n'est pas renouvelé. Dans les faits, l'impact au niveau du plan d'approvisionnement serait le même, Gaz Métro se voyant dans l'obligation de répondre aux besoins en transport du client. Pour sa part, le client n'aurait plus droit au tarif le plus avantageux pendant plusieurs mois, ce qui irait à l'encontre de l'article 16.1.1 des *Conditions de service et Tarif*.
- De plus, le désir d'un client de transférer d'un tarif vers un autre vient souvent d'une situation non prévisible sur une échelle de plusieurs mois : variation de production, décisions et orientations différentes de la part des dirigeants, analyse de l'hiver qui vient de passer (et non encore terminée au 1<sup>er</sup> mars). Cela peut parfois rendre difficile une prise de décision longtemps à l'avance.



- Actuellement, un client a la possibilité de passer du service interruptible vers le service continu en cours de contrat. Plusieurs conditions doivent toutefois être respectées pour qu'un tel transfert ait lieu. Ainsi, Gaz Métro s'assure des éléments suivants :
  - o Les revenus générés par le client à la suite du transfert doivent être supérieurs ou égaux aux revenus générés avant le transfert.
  - o L'engagement du client, en termes de durée et de volumes, doit être supérieur ou égal à l'engagement précédent.
  - o La capacité sur le réseau doit être suffisante pour répondre à cette demande du client sous le service continu.
  - o Des outils de transport doivent être disponibles.
  - o Aucun transfert n'est accepté pendant la période d'interruptions, soit de novembre à mars.

Si ces conditions ne sont pas respectées, Gaz Métro peut refuser un transfert. Ainsi, même sans préavis, plusieurs barrières sont déjà en place afin de protéger l'ensemble de la clientèle. La mise en place d'un préavis limiterait ces possibilités de transfert, qui ne portent pourtant pas préjudice et qui au contraire, permettent la génération de revenus supplémentaires.

- Un client qui souhaiterait se départir de la source d'énergie alternative qu'il utilise en cas d'interruption afin de réduire ses GES ou encore en raison de bris d'équipement, ne pourrait plus le faire avec la mise en place d'un préavis si cette décision survenait au-delà du 1<sup>er</sup> mars.
- L'impact du transfert des volumes d'un client du service interruptible vers le service continu au niveau des approvisionnements gaziers est similaire à l'arrivée d'un nouveau client ou à une hausse de consommation de la part d'un client déjà au service continu. Aucun préavis ne serait toutefois demandé dans ces cas.

Pour toutes ces raisons, Gaz Métro estime que l'ajout d'un préavis, fixé au 1<sup>er</sup> mars pour un transfert au plus tôt le 1<sup>er</sup> novembre, afin de contrôler les transferts des clients d'un service à l'autre n'est pas justifié et complexifierait indûment les façons de faire actuelles. Il importe toutefois pour le distributeur d'analyser chaque demande de transfert, tel que cela est fait actuellement, et de s'assurer de prendre les décisions appropriées afin de ne pas porter préjudice aux autres clients.

- 21.2 En rapport avec le préambule (ii), il pourrait être possible que le distributeur puisse fournir le service demandé, mais que des coûts supplémentaires soient encourus par le distributeur tel que mentionné au préambule (i). Ne serait-il pas approprié d'adopter la formulation «s'il était rentable et opérationnellement possible pour le distributeur de le lui fournir.» ?

**Réponse :**

Gaz Métro souhaite d'abord rappeler que dans sa décision D-2013-054, la Régie ordonnait que tous les trop-perçus et manques à gagner en transport et en équilibrage soient remis aux clients ou récupérés de ceux-ci en fonction du montant établi pour chaque service, après application des comptes de frais reportés existants.

Gaz Métro estime qu'il ne serait pas approprié d'adopter la formulation «s'il était rentable et opérationnellement possible pour le distributeur de le lui fournir» à l'article 13.1.4.1 concernant le préavis d'entrée au service de transport du distributeur. Tout mouvement de client d'un service à l'autre amènera un effet plus ou moins grand sur les coûts, parfois à la baisse, parfois à la hausse. La formulation proposée pourrait constituer un frein au respect de l'obligation qu'a Gaz Métro de fournir et de livrer le gaz naturel à toute personne qui le demande dans le territoire desservi par son réseau de distribution.

Par contre, Gaz Métro s'assure de réduire les impacts sur la clientèle déjà assujettie à son service de transport. Ainsi, l'ajout proposé d'un préavis au 1<sup>er</sup> mars permet de s'assurer que le retour de clients à son service de transport soit connu suffisamment tôt pour que le plan d'approvisionnement puisse être optimisé en considérant cette information.

Il est possible malgré tout que le retour d'un client nécessite l'achat de capacités de transport supplémentaires qui aurait un effet à la hausse sur les coûts moyens. Cette situation serait similaire à celle où l'augmentation de consommation de la part d'un client déjà au service continu aurait un effet à la hausse sur les coûts. Or, si la capacité sur le réseau est suffisante et que Gaz Métro trouve les outils de transport nécessaires pour répondre à la demande, l'augmentation de volumes sera acceptée. Gaz Métro estime qu'accepter une hausse de volume des clients existants, mais refuser le retour d'un client à son service de transport s'avérerait discriminatoire et donc inacceptable.

Il est à noter également que dans le cas où le retour d'un client au service de transport du distributeur résulterait en une hausse des coûts moyens, le client en question paierait lui aussi pour cette hausse via le tarif de transport auquel il serait à nouveau assujetti. La situation n'est pas la même dans le cas où un client quitterait le service de transport de Gaz Métro afin de profiter d'une opportunité sur le marché. En effet, si ce départ avait pour effet d'augmenter le coût moyen de transport, cette hausse de coûts se ferait entièrement au détriment de la clientèle restante. La notion de rentabilité avait été intégrée au préavis de sortie afin d'éviter cette situation.

**OPTION D'ACHATS DE GAZ NATUREL EN REMPLACEMENT DE LA CAPACITÉ  
D'ENTREPOSAGE NON RENOUVELÉE AU 1<sup>ER</sup> AVRIL 2013**

- 22. Références :**
- (i) Pièce B-0024, page 4;
  - (ii) Pièce B-0022, page 6;
  - (iii) Pièce B-0016, Annexe 2, page 1;
  - (iv) Pièce B-0024, page 6.

**Préambule :**

(i) « *Gaz Métro vise un niveau d'entreposage d'environ 13 % au 31 mars sous une année normale. Ce niveau permet, d'une part, de conserver la marge de manœuvre pour faire face à un hiver chaud et s'assurer de rencontrer le niveau maximum d'inventaire requis contractuellement entre le 31 mars et le 30 avril et, d'autre part, de garder un niveau minimal en inventaire.*»

(ii) « *Le contexte gazier actuel amène Gaz Métro à revoir sa position. Les développements récents relatifs à la disponibilité des capacités de transport entre Dawn et son territoire amènent Gaz Métro à ne pas s'engager pour le moment dans des contrats pluriannuels. En effet, Gaz Métro doit conserver toute la latitude si les achats de fourniture du service du distributeur (gaz de réseau) devaient être effectués à d'autres points que Dawn. Veuillez vous référer à la pièce Gaz Métro-2, Document 1, sections 7 à 9 pour des informations plus détaillées.*»

(iii) Contrats d'approvisionnements en fourniture de gaz naturel

(iv) Achat pluriannuel (6 ans) sur une base variable avec obligation d'utiliser la totalité contractée.

**Demandes :**

22.1 En rapport avec le préambule (i), veuillez justifier la nécessité de viser un niveau précis d'entreposage au 31 mars plutôt que de viser une plage comme, par exemple, entre 13 % et 25 %.

**Réponse :**

Avant avril 2013, Gaz Métro visait un niveau d'entreposage de près de 10 % de la capacité totale d'entreposage dans sa planification d'approvisionnement à température normale. Étant donné que Gaz Métro concrétisait ses achats de gaz naturel à Dawn projetés pour la période d'hiver, l'entreposage devenait alors l'élément à Dawn fluctuant en fonction des besoins, ce qui avait pour effet de faire varier le niveau d'entreposage constaté au réel. La cible de 10 % projetée au plan normal se reflétait par un constat de près de 35 % sous une projection à l'année chaude. Considérant les contraintes reliées aux paramètres des contrats d'entreposage ainsi que les résultats observés à l'année chaude, Gaz Métro jugeait que le niveau sécuritaire de 10 % était un niveau acceptable.

En fonction de la capacité détenue avant le 1<sup>er</sup> avril 2013, 465 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup>, la cible de 10 % au 31 mars représentait 47 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup>.

En avril 2013, Gaz Métro a réduit ses capacités d'entreposage à 349 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup>. La cible de 10 % a été augmentée à 13 % afin de maintenir une cible volumétrique de 45 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup> au 31 mars.

Un autre aspect à considérer est l'impact financier du coût de maintien des inventaires. En effet, une utilisation du gaz naturel en inventaire en cours d'année a pour effet de réduire le niveau moyen d'inventaire sur l'année (moyenne 13 mois) et par le fait même les coûts afférents. Inversement, si le gaz naturel était maintenu en inventaire et qu'un niveau d'inventaire de 25 % était projeté au plan normal, il y aurait une augmentation directe des coûts de maintien en inventaire.

Il est à noter que Gaz Métro déposera en octobre 2013 un rapport permettant d'identifier des stratégies pour optimiser la gestion des retraits et injections au site d'Union Gas.

- 22.2 En rapport avec le préambule (ii), aux termes du plan d'approvisionnement (voir préambule (iii)) les achats pour répondre à la demande d'hiver sont effectués à Dawn et le transport FTSH est réservé. Veuillez expliquer sous quelles conditions des achats pour répondre à la demande d'hiver seraient requis à d'autres points que Dawn.

**Réponse :**

Il est vrai que la majorité des achats à Dawn pour l'hiver 2013-2014 sont déjà concrétisés, mais ce n'est pas le cas pour les hivers des années futures.

Les contrats pluriannuels considérés en 2012 visaient des durées de six ans. C'est en fonction de cet horizon que Gaz Métro veut conserver toute sa flexibilité au niveau des points d'achats de gaz naturel.

- 22.3 En rapport avec le préambule (iv), est-il possible de transiger des achats sur une base variable avec obligation d'utiliser la totalité contractée sur une base annuelle plutôt que pluriannuelle?

**Réponse :**

Il est effectivement possible de contracter un tel contrat auprès d'une tierce partie.

À titre indicatif, Gaz Métro a demandé à trois fournisseurs d'évaluer l'option suivante en fonction de l'indice de prix NGX Dawn :

- Demande variable jusqu'à un maximum de 1 400 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour ;
- Total saisonnier de 116 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup> sur la période du 1<sup>er</sup> novembre 2013 au 31 mars 2014.

Les prix obtenus pour un tel service en date du 10 septembre sont les suivants :

<b>Fournisseur</b>	<b>Coût unitaire * Indice NGX Dawn + prime ¢/m<sup>3</sup></b>
	0,076
	0,133
	0,141
Prix moyen	0,117

\* appliqué sur le volume total de 116 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup>

Gaz Métro ne voit pas l'avantage d'une telle option pour sa clientèle.

En effet, Gaz Métro pourrait ne pas contracter d'avance une quantité saisonnière équivalente d'achats à Dawn et contracter quotidiennement les achats en fonction des besoins et ce, à un prix spot similaire à NGX Dawn. Il n'y aurait donc pas de surcharge contrairement à celle demandée par les fournisseurs et aucune obligation à contracter la quantité totale, permettant de s'adapter au besoin de la clientèle.

**PRÉVISION DE LA DEMANDE DE POINTE**

**23. Référence :** Pièce B-0016, page 61 et annexe 11, page 2.

**Préambule :**

En page 61 :

La Régie constate que pour les années 2011 et 2012 (lignes 21 et 22 du tableau), le distributeur a sous estimé la demande continue normalisée de 3,68 % et 6,02 % respectivement.

En page 88 :

*« Gaz Métro demande à la Régie d'approuver la modification à la méthode d'évaluation de la journée de pointe de la clientèle aux tarifs D3 et D4... »*

En annexe 11 :

La Régie constate que pour les années 2011 et 2012 le distributeur indique que le modèle de prévision de la journée de pointe aurait sous estimé les besoins en approvisionnement pour la journée de pointe de  $971 \cdot 10^3 \text{ m}^3/\text{jour}$  et  $720 \cdot 10^3 \text{ m}^3/\text{jour}$  respectivement.

**Demande:**

23.1 Veuillez présenter une analyse montrant l'impact des erreurs de prévision de demande annuelle pour la clientèle continue sur la prévision des besoins pour la journée de pointe.

**Réponse :**

En préambule, Gaz Métro aimerait préciser que les prévisions ne sont pas erronées dans la mesure où Gaz Métro ne considère pas avoir commis d'erreur dans leur préparation. Cela dit, la demande réelle n'est jamais égale à la projection. La prévision, qu'elle soit sur une base annuelle, mensuelle, hebdomadaire ou quotidienne, est établie au meilleur de la connaissance de Gaz Métro au moment de l'établissement de cette planification, en fonction de différents facteurs. Le réel reflètera par la suite le changement de consommation de la clientèle découlant, entre autres, de la température réelle, du comportement de la clientèle à ces variations et de la variation de consommation de la clientèle pour des raisons de production.

Les demandes projetées et réelles (après normalisation) au service continu pour les années 2011 et 2012 sont les suivantes :

Période	Demande continue		
	Cause tarifaire 10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup>	Réelle normalisée 10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup>	Variation 10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup>
<i>nov-10</i>	398	399	1
<i>déc-10</i>	515	516	1
<i>janv-11</i>	586	592	6
<i>févr-11</i>	501	514	13
<i>mars-11</i>	459	482	23
Hiver 2010-2011	2 458	2 503	45
Été 2010-2011	1 642	1 748	106
Année 2010-2011	4 100	4 251	151
<i>nov-11</i>	391	402	10
<i>déc-11</i>	514	524	10
<i>janv-12</i>	571	619	48
<i>févr-12</i>	525	546	21
<i>mars-12</i>	460	485	25
Hiver 2011-2012	2 462	2 576	114
Été 2011-2012	1 628	1 764	136
Année 2011-2012	4 090	4 341	250

Cette analyse indique que pour les deux années, la demande réelle sur la période de l'hiver a été supérieure à la demande projetée. À lui seul, ce constat amène la conclusion que les projections de demande continue en journée de pointe et besoins pour l'hiver extrême au moment de la planification des causes tarifaires étaient sous-évaluées.

En prenant la variation mensuelle maximale divisée par le nombre de jours du mois, une augmentation de demande de 742 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour est observée en mars 2011 et de 1 548 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour en janvier 2012, estimant un manque sur la journée de pointe des années respectives. Toutefois, cette méthode sommaire ne prend pas en compte le profil chauffage de la clientèle continue.

À la page 2 de l'annexe 11 de la pièce B-0043, Gaz Métro-2, Document 1, Gaz Métro a présenté une base d'analyse pour montrer l'impact de la variation de la demande continue réelle comparativement à celle projetée à la Cause tarifaire sur l'évaluation de la journée de pointe. Cette approche (approche A) consiste à évaluer la journée de pointe de la demande continue à partir de la journée de pointe réellement observée à l'hiver et ajustée par une projection de volume si les paramètres de pointe, définis à la Cause tarifaire, avaient été concrétisés.

Gaz Métro a analysé les résultats *a posteriori* selon deux autres bases.

- Approche B Évaluation de la journée de pointe et de l'hiver extrême en remplaçant la demande continue projetée à la Cause tarifaire par la demande continue réelle normalisée.
- Approche C Évaluation de la journée de pointe et de l'hiver extrême en remplaçant la demande continue projetée à la Cause tarifaire par la demande continue réelle normalisée et utilisation de la régression linéaire établie en fonction de la demande réelle de l'année analysée

Les résultats comparatifs sont les suivants :

Analyse	Demande en journée de pointe	Variation vs Cause	Besoins pour hiver extrême	Variation vs Cause	Outils requis	Variation vs Cause
	10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup>		10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup>		10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup>	10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup>
<b>Année 2011</b>						
Cause tarifaire 2011	27 628		28 802		28 802	
Approche A	28 598	970	n/a	n/a	n/a	n/a
Approche B	27 935	307	29 119	317	29 119	317
Approche C	27 934	306	29 198	396	29 198	396
<b>Année 2012</b>						
Cause tarifaire 2012	27 489		27 757		27 757	
Approche A	28 209	720	n/a	n/a	n/a	n/a
Approche B	28 732	1 243	28 892	1 135	28 892	1 135
Approche C	28 334	845	28 523	766	28 523	766

Les différentes approches produisent des résultats variables, mais orientées vers une même conclusion : la demande continue réelle ayant été supérieure à la demande projetée, la demande continue en journée de pointe et les besoins de l'hiver extrême projeté à la Cause étaient sous-évalués.

**24. Référence :** Pièce B-0016, pages 83 à 91.

**Préambule :**

Section 9.1.2 *Modification à la méthode d'évaluation de la demande continue en journée de pointe*

**Demandes:**



- 24.1 Veuillez indiquer si, à votre avis, la journée de pointe utilisée dans la planification du plan d'approvisionnement doit représenter une pointe coïncidente ou non coïncidente de l'ensemble des consommations des clients du distributeur. Veuillez élaborer.

**Réponse :**

De l'avis de Gaz Métro, la journée de pointe doit représenter une pointe coïncidente de l'ensemble des consommations. En effet, si une pointe non coïncidente devait être considérée, Gaz Métro croit que celle-ci serait trop élevée. Une telle pointe serait déterminée en fonction de la somme des journées de pointe de chaque client.

Or, la diversité de la clientèle fait en sorte que le besoin réel en journée de pointe ne correspond pas à la somme des pointes individuelles.

- 24.2 Veuillez indiquer en quoi le modèle de prévision proposé correspond à l'évaluation d'une journée de pointe coïncidente de l'ensemble des consommations des clients du distributeur.

**Réponse :**

Le modèle proposé maintient l'approche d'une journée de pointe coïncidente, malgré la méthodologie de calcul séparé pour les clients « D<sub>1</sub>-D<sub>M</sub> » et « D<sub>3</sub>-D<sub>4</sub> ».

En effet, la journée de pointe correspond au maximum de l'évaluation globale des journées de pointe des mois de décembre à mars pour l'ensemble de la clientèle, soit le total indiqué à la ligne 102 de l'annexe 10 (réf. : B-0043, Gaz Métro-2, Document 1). Ce qui correspond, de l'avis de Gaz Métro, à la détermination d'une pointe coïncidente.

Gaz Métro ne propose pas de prendre le maximum obtenu pour chaque clientèle, ce qui alors correspondrait à prendre une pointe non coïncidente par catégorie tarifaire.

Pour l'année 2014, la valeur globale de pointe du mois est obtenue en janvier. Il s'agit du même mois de pointe pour la clientèle « D<sub>1</sub>-D<sub>M</sub> » et « D<sub>3</sub>-D<sub>4</sub> ». Toutefois, il pourrait arriver que le mois maximum de la clientèle « D<sub>1</sub>-D<sub>M</sub> » soit différent de celui pour la clientèle « D<sub>3</sub>-D<sub>4</sub> », comme ce fut le cas à la Cause tarifaire 2013 (réf. : B-0043, Gaz Métro-2, Document 1, annexe 10, lignes 17 à 21). Dans un tel cas, la demande en journée de pointe serait tout de même établie en fonction de la valeur maximum globale de la clientèle.

- 24.3 Veuillez justifier l'utilisation de variables représentant les cinq mois de l'hiver. Veuillez notamment élaborer sur une possible redondance entre les variables représentant les mois d'hiver et celles des degrés jours.

**Réponse :**

Gaz Métro tient initialement à spécifier qu'elle établit la régression pour le calcul de la journée de pointe conformément à la décision D-2009-156 ordonnant l'utilisation des mois d'hiver.

La méthode de régression découle de la méthode utilisée pour la normalisation des revenus proposée à la Cause tarifaire 2009 (R-3662-2008, Gaz Métro-12, Document 2) et approuvée par la Régie dans la décision D-2008-140. Gaz Métro avait alors analysé différentes approches et expliqué les fondements de l'utilisation de variables dichotomiques tels que les jours et les mois.

L'utilisation de ces variables permet de raffiner l'évaluation du volume de base de la clientèle visée comparativement au volume calorifique. Si aucune distinction n'est effectuée pour ces variables, la constante sera alors plus nivelée. L'utilisation de ces variables permet ainsi de capter plus précisément le comportement de base la clientèle.

Mathématiquement, il n'y a pas de redondance entre les variables. Les variables sont indépendantes les unes des autres, principe à la base de la régression. De plus, la variable représentant les mois d'hiver est une variable de type dichotomique alors que celle des degrés-jours est une variable de type continue, ce qui nous permet d'affirmer qu'il n'y a pas de redondance ou de multicolinéarité parfaite entre ces deux variables.

Une analyse de la significativité (statistiques T) permet d'affirmer que les coefficients du modèle sont tous significatifs puisque tous les résultats de  $P > |t|$  sont inférieurs à 0,1. Par exemple, pour le coefficient DJ = 12 436,33 GJ ( $328,22 \cdot 10^3 \text{m}^3$ ), on peut affirmer qu'il y a moins d'une chance sur 1000 de se tromper en affirmant que le coefficient est compris entre l'intervalle 11 548,83 et 13 323,83 ( $304,80$  et  $351,65 \cdot 10^3 \text{m}^3$ ). Le coefficient est une valeur moyenne de cet intervalle. De plus, l'analyse des  $R^2$  (ajusté ou non) permet d'affirmer que le modèle est efficace. En effet, 98 % de la variation de la variable dépendante (GJ) est expliquée par les variables indépendantes (DJ, DJ-1, DJxV, etc).

**25. Référence :** Pièce B-0016, pages 87 et 88 et annexe 10, page 2.

**Préambule :**

En page 88 :

*« Les résultats démontrent clairement que la consommation de cette clientèle est influencée par la température. Les valeurs de 19 à 23  $10^3 \text{m}^3/\text{DJ}$  peuvent sembler non significatives, mais lorsque celles-ci s'appliquent à 40 DJ, cela représente une fluctuation variant de 760 à 920  $10^3 \text{m}^3$ , ce qui devient alors significatif.*

*Ces diverses observations viennent appuyer l'hypothèse que la consommation de la clientèle aux tarifs D<sub>3</sub> et D<sub>4</sub> est influencée par la température. »*

En page 87 :

Gaz Métro présente les résultats de régressions linéaires sur les consommations observées pour la clientèle aux tarifs D<sub>3</sub> et D<sub>4</sub> à lecture quotidienne pour les hivers 2009 à 2012.

**Demandes:**

25.1 Veuillez indiquer si Gaz Métro entend proposer que l'ensemble des volumes continus soient normalisés. Veuillez élaborer.

**Réponse :**

De prime abord, étant donné que la normalisation des volumes sert à neutraliser les effets de la température et du vent sur les revenus, il est important de mentionner que l'impact de ce changement sur les revenus de distribution serait minime. En effet, étant donné que plus de 85 % des revenus des tarifs D<sub>3</sub> et D<sub>4</sub> sont fixes, la normalisation de ces tarifs aurait une influence mineure sur les revenus totaux. Par exemple, une normalisation de 20 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup> sur une année donnée, aux tarifs D<sub>3</sub> et D<sub>4</sub> combinés, affecterait les revenus de distribution totaux de 70 000 \$, soit environ 0,01 % des revenus de distribution totaux. Par comparaison, en utilisant la valeur moyenne normalisée pour 2012 au tarif D<sub>1</sub>, une normalisation de 20 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup> a affecté les revenus de distribution pour 2,9 M\$, soit un impact environ 41 fois plus grand.

Gaz Métro a tout de même effectué des analyses afin d'évaluer la pertinence de la normalisation de l'ensemble des volumes continus. Bien que la consommation de cette clientèle soit, en partie, influencée par la température, d'autres facteurs occasionnent des variations de consommation. Même si les clients des tarifs D<sub>3</sub> et D<sub>4</sub> utilisent le gaz naturel pour du chauffage, il n'en demeure pas moins que la plus grande proportion de leur consommation est liée à de la production. Or, le modèle actuellement utilisé ne tient pas compte des variations de consommation qui ne sont pas attribuables à la température, autres que les variables contrôles de la régression qui sont pour les journées fériées et les jours de la semaine, qui ne sont pas attribuables à la température. Par conséquent, les variations attribuables au niveau de production des clients des tarifs D<sub>3</sub> et D<sub>4</sub> viennent également influencer les calculs du modèle utilisé.

Par exemple, si un client au service continu diminue drastiquement sa consommation pendant un mois particulièrement froid, le modèle attribuera un facteur négatif à la température et les résultats de la régression pourraient, dépendamment du poids de ce client, suggérer de normaliser de façon négative les volumes et les revenus.

La correction de cet effet serait difficile à réaliser et demanderait un délai de traitement important. La normalisation des revenus est effectuée mensuellement afin d'ajuster les

résultats réels. L'identification des causes de variations anormales de consommation pour certains clients et la détermination des volumes qui sont attribuables à chacune de ces causes afin de ne neutraliser que les variations découlant des effets de la température et du vent est un processus laborieux, difficile à réaliser. De plus, ce processus ne pourrait être réalisé à l'intérieur des délais de fermetures mensuelles que Gaz Métro se doit de respecter.

Pour l'ensemble des raisons énumérées précédemment, Gaz Métro est d'avis qu'il n'y a pas lieu de normaliser les volumes et les revenus pour les tarifs D<sub>3</sub> et D<sub>4</sub>.

- 25.2 Veuillez présenter les résultats d'une régression linéaire en considérant l'ensemble des consommations observées lors de l'hiver 2011-2012 pour la clientèle continue.

**Réponse :**

Le tableau suivant présente les facteurs de régression des clientèles D<sub>1</sub> et D<sub>3</sub>-D<sub>4</sub> établis distinctement ainsi que les facteurs de la régression considérant l'ensemble de la clientèle continue.

Les facteurs à la base du calcul de la journée de pointe sont en caractères gras.

Régressions « D<sub>1</sub>-D<sub>M</sub> », « D<sub>3</sub>-D<sub>4</sub> » et globale

Facteurs	Régression		
	Clientèle D <sub>1</sub> -D <sub>M</sub>	Clientèle D <sub>3</sub> -D <sub>4</sub>	Globale
Base (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /jour)	<b>3 152,33</b>	<b>4 061,20</b>	<b>7 213,53</b>
DJ (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /DJ)	<b>308,54</b>	<b>19,68</b>	<b>328,22</b>
DJ <sub>t-1</sub> (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /DJ)	<b>91,62</b>	<b>-0,29</b>	<b>91,33</b>
DJ x Vent (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /DJxkm/h)	<b>1,97</b>	<b>0,41</b>	<b>2,39</b>
Férié (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /jour)	-755,76	-143,56	-899,31
Samedi (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /jour)	0,00	0,00	0,00
Dimanche (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /jour)	526,39	55,98	582,37
Lundi (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /jour)	1 683,29	199,81	1 883,10
Mardi (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /jour)	1 705,40	158,73	1 864,13
Mercredi (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /jour)	<b>1 723,25</b>	192,10	<b>1 915,34</b>
Jeudi (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /jour)	1 569,30	<b>300,45</b>	1 869,74
Vendredi (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /jour)	899,31	184,63	1 083,94
Novembre (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /jour)	0,00	0,00	0,00
Décembre (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /jour)	70,21	295,14	365,35
Janvier (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /jour)	<b>630,95</b>	<b>827,14</b>	<b>1 458,09</b>
Février (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /jour)	384,79	774,13	1 158,92
Mars (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /jour)	-177,06	759,65	582,59

Étant donné que les régressions sont évaluées selon les mêmes variables, les facteurs de la régression globale sont équivalant à la somme des facteurs des deux régressions effectuées par catégorie tarifaire.

- 25.3 Veuillez présenter une évaluation de la demande pour la journée de pointe 2014, en appliquant la méthode déjà en place pour la clientèle au tarif D<sub>1</sub>, en considérant les résultats de la régression effectuée en réponse à la sous question précédente. Veuillez indiquer les ajustements apportés pour tenir compte de la demande 2014 et les explications relatives à ces ajustements. Veuillez également fournir le détail des vos calculs.

**Réponse :**

Le tableau suivant présente le calcul détaillé de la demande pour la journée de pointe 2014, en appliquant la méthode déjà en place pour la clientèle au tarif D<sub>1</sub> et en considérant les résultats de la régression effectuée en réponse à la sous-question 25.2.

### Calcul de la journée de pointe selon la régression globale

Cause 2014	Décembre	Janvier	Février	Mars	
<b>Demande normale projetée (10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>)</b>					
1 D1	360 364	425 811	364 122	318 498	
2 D3-D4	221 257	234 870	215 221	223 754	
3 Autres	4 548	5 186	4 570	4 295	Autres : Gaz perdu, gaz utilisé par la compagnie
4 Client biogaz en réseau dédié	2 100	2 700	2 600	2 800	Client biogaz en réseau dédié
<hr/>					
5 Année de régression	2011-2012			Année utilisée à la Cause 2014	
6 Paramètres régression globale (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /unité)					
7 Base	9 494	10 587	10 288	9 711	
8 DJ t	328	328	328	328	
9 DJ t-1	91	91	91	91	
10 DJxDV	2	2	2	2	
11 Paramètres journée de pointe	Paramètres utilisés à la Cause 2014				
12 DJ t	36,80				
13 DJ t-1	39,48				
14 DJxDV	1 268,33				
<b>Calcul de la demande en journée de pointe (10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>)</b>					
15 Pointe globale selon formule de régression	28 207	29 300	29 001	28 424	
16 Ajustement pour la demande 2014	1,107	1,107	1,107	1,107	
17 Pointe globale et Autres	31 217	32 426	32 095	31 457	
18 Client biogaz en réseau dédié	68	87	93	90	Demande mensuelle / # jours du mois
19 Journée de pointe = maximum	31 285	32 513	32 188	31 548	
20 <b>Variation de la pointe vs Cause 2014</b>	<b>992</b>			Impact de la méthode de régression globale vs Cause 2014	

Le facteur d'ajustement appliqué à la projection des volumes obtenus par la régression afin de refléter la demande prévue au dossier tarifaire est établi comme suit :

	Novembre 10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup>	Décembre 10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup>	Janvier 10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup>	Février 10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup>	Mars 10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup>	Total hiver 10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup>
<b>Projection D<sub>1</sub>-D<sub>3</sub>-D<sub>4</sub> selon la régression</b>						
Base	254 284	272 472	308 685	271 223	271 261	
DJ	105 261	187 086	224 339	187 382	147 056	
DJt-1	28 829	51 759	61 684	52 129	42 233	
DJxVent	10 948	20 377	25 509	20 717	17 194	
Total	399 322	531 694	620 217	531 450	477 744	<b>2 560 428</b>
<b>Demande mensuelle projetée D<sub>1</sub>-D<sub>3</sub>-D<sub>4</sub></b>						
	451 135	586 169	665 867	583 912	546 546	<b>2 833 629</b>
<b>Facteur d'ajustement</b>						<b>1,107</b>

25.4 Veuillez commenter sur les écarts entre les résultats obtenus à la sous question précédente et ceux présentés au tableau 5 de l'annexe 10.

**Réponse :**

Malgré le fait que les facteurs de la régression globale soient égaux à la somme des facteurs des régressions  $D_1$  et  $D_3-D_4$ , la journée de pointe établie selon une régression globale ( $32\,513\,10^3\text{m}^3$ ) est supérieure à la journée de pointe proposée au dossier ( $31\,521\,10^3\text{m}^3$ ) présentée au calcul 5 de l'annexe 10.

Cet écart résulte majoritairement de l'application des facteurs d'ajustement aux projections de volumes obtenus à partir des régressions afin de les ramener au niveau des volumes projetés au dossier et, en moindre importance, de la différence du facteur jour maximum pour les régressions distinctes  $D_1$ . $D_M$  (mercredi) et  $D_3-D_4$  (jeudi) versus la régression globale (mercredi).

25.5 Veuillez présenter une évaluation des besoins de l'hiver extrême pour 2014 en utilisant les résultats présentés à la sous question 25.2.

**Réponse :**

Il est à noter que l'évaluation de la demande quotidienne dans l'élaboration du plan d'approvisionnement n'utilise pas la même régression que celle établie pour la journée de pointe, étant donné le besoin d'une constante pour les 12 mois de l'année. De plus, la variable « jour » n'est pas considérée ; étant dans un plan avec degrés-jours normalisés, on ne peut pas réalistement accrocher un jour donné à une date précise.

En appliquant une méthode d'évaluation similaire, c'est-à-dire une évaluation de la régression annuelle en fonction de la demande continue totale, les besoins d'hiver extrême passent de  $30\,689\,10^3\text{m}^3/\text{jour}$  à  $31\,077\,10^3\text{m}^3/\text{jour}$ .

25.6 Veuillez présenter les résultats d'une seule régression linéaire sur les consommations observées pour la clientèle aux tarifs  $D_3$  et  $D_4$  à lecture quotidienne pour les hivers 2010 à 2012.

**Réponse :**

Le tableau suivant présente les facteurs de régression de la clientèle  $D_3-D_4$  établis en tenant compte des hivers 2010 à 2012. Les facteurs à la base du calcul de la journée de pointe sont en caractères gras.

**Régression « D<sub>3</sub>-D<sub>4</sub> » avec historique 3 ans**

<b>Facteurs de la régression</b>	
Base (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /jour)	<b>3 970,43</b>
DJ (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /DJ)	<b>16,68</b>
DJt-1 (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /DJ)	<b>-6,10</b>
DJ x Vent (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /DJxkm/h)	<b>0,04</b>
Férié (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /jour)	-234,05
Samedi (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /jour)	63,01
Dimanche (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /jour)	202,77
Lundi (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /jour)	195,01
Mardi (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /jour)	209,93
Mercredi (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /jour)	<b>241,59</b>
Jeudi (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /jour)	157,32
Vendredi (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /jour)	0,00
Novembre (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /jour)	0,00
Décembre (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /jour)	217,94
Janvier (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /jour)	<b>562,02</b>
Février (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /jour)	546,31
Mars (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /jour)	429,61

Le facteur de corrélation de cette régression est de 0,29.

- 25.7 Veuillez présenter une évaluation de la demande pour la journée de pointe 2014, en appliquant la méthode déjà en place pour la clientèle au tarif D<sub>1</sub>, en considérant les résultats de la régression effectuée en réponse à la sous question précédente.

**Réponse :**

Une demande continue de journée de pointe de 30 316 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup> est obtenue en utilisant une période de trois ans pour le calcul de régression de la clientèle au tarif D<sub>3</sub>-D<sub>4</sub>, mais en conservant la dernière année (2011-2012) pour la période le calcul de régression de la clientèle au tarif D<sub>1</sub>.

L'utilisation d'une régression sur trois années historiques avec un R<sup>2</sup> de 0,29 biaise les résultats et ne représente donc pas une base d'analyse représentative pour l'évaluation des besoins de cette clientèle.



Le détail du calcul de la journée de pointe est présenté ci-dessous.

<b>Cause 2014</b>					
	<b>Décembre</b>	<b>Janvier</b>	<b>Février</b>	<b>Mars</b>	
<b>Demande normale projetée (10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>)</b>					
1 D1	360 364	425 811	364 122	318 498	
2 D3-D4	221 257	234 870	215 221	223 754	
3 Autres	4 548	5 186	4 570	4 295	Autres : Gaz perdu, gaz utilisé par la compagnie
4 Client biogaz en réseau dédié	2 100	2 700	2 600	2 800	Client biogaz en réseau dédié
<b>Année de régression</b>					
5 <b>Année de régression</b>	<b>2011-2012</b>				Année utilisée à la Cause 2014
6 Paramètres de régression D1 (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /unité)	Décembre	Janvier	Février	Mars	
7 Base	4 946	5 507	5 260	4 699	
8 DJ t	309	309	309	309	
9 DJ t-1	92	92	92	92	
10 DJxDV	2	2	2	2	
<b>Années de régression</b>					
11 <b>Années de régression</b>	<b>2009-2010, 2010-2011, 2011-2012</b>				
12 Paramètres de régression D3-D4 (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /unité)					
13 Base	4 430	4 774	4 758	4 642	
14 DJ t	17	17	17	17	
15 DJ t-1	-6,1	-6,1	-6,1	-6,1	
16 DJxDV	0,0	0,0	0,0	0,0	
17 Paramètres journée de pointe					Paramètres utilisés à la Cause 2014
18 DJ t	36,80				
19 DJ t-1	39,48				
20 DJxDV	1 268,33				
<b>Calcul de la demande en journée de pointe (10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>)</b>					
21 Pointe D1 selon formule de régression	22 421	22 981	22 735	22 173	
22 Ajustement pour la demande 2014	0,972	0,972	0,972	0,972	
23 Pointe D1 et autres	21 787	22 332	22 093	21 547	
24 Pointe D3-D4 selon formule de régression	4 852	5 196	5 180	5 064	
25 Ajustement pour la demande 2014	1,577	1,577	1,577	1,577	
26 Pointe D3-D4	7 652	8 194	8 169	7 985	
27 Client biogaz en réseau dédié	68	87	93	90	Demande mensuelle / # jours du mois
28 Journée de pointe = maximum	29 506	30 613	30 355	29 622	
29 <b>Variation de la pointe vs Cause 2014 (10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>)</b>		<b>-908</b>			Impact de la méthode de régression historique 3 ans aux tarifs D3-D4 vs Cause 2014

**26. Référence :** Pièce B-0016, annexe 10, pages 2 et 3.

**Préambule :**

Gaz Métro présente, au tableau 5 en page 2, l'évaluation de la demande projetée en journée de pointe pour l'année 2014 après modification au D<sub>3</sub> et D<sub>4</sub>.

En page 3, le distributeur présente l'évolution des besoins de l'hiver extrême de la cause tarifaire 2013 à la cause tarifaire 2014.

**Demandes:**

- 26.1 Veuillez expliquer de façon détaillée le calcul de l'ajustement pour la demande 2014 pour les tarifs D<sub>3</sub> et D<sub>4</sub> à la ligne 99 du tableau 5.

**Réponse :**

La méthode d'évaluation du facteur d'ajustement pour la clientèle D<sub>3</sub>-D<sub>4</sub> est la même que celle utilisée pour la clientèle D<sub>1</sub>-D<sub>M</sub>.

	Novembre 10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup>	Décembre 10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup>	Janvier 10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup>	Février 10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup>	Mars 10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup>	Total hiver 10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup>
<b>Projection D<sub>3</sub>-D<sub>4</sub> selon la régression</b>						
Base	126 387	139 254	156 295	139 756	149 048	
DJ	6 311	11 216	13 450	11 234	8 816	
DJ - 1	-93	-167	-199	-168	-136	
DJxV	1 899	3 535	4 425	3 594	2 983	
Total	134 504	153 838	173 971	154 415	160 711	<b>777 439</b>
<b>Demande mensuelle projetée D<sub>3</sub>-D<sub>4</sub></b>						
	205 929	221 257	234 870	215 221	223 754	<b>1 101 031</b>
<b>Facteur d'ajustement</b>						<b>1,416</b>

- 26.2 Veuillez expliquer de façon détaillée comment l'effet climatique associé aux clients D<sub>3</sub> et D<sub>4</sub> est pris en compte dans les simulations pour établir les besoins de l'hiver extrême.

**Réponse :**

Veuillez vous référer à la réponse de la question 26.3.

- 26.3 Veuillez expliquer comment est établie la demande continue quotidienne pour les clients aux tarifs D<sub>1</sub>, D<sub>3</sub> et D<sub>4</sub> dans les simulations pour établir les besoins de l'hiver extrême pour l'année 2014.

**Réponse :**

La projection de la demande quotidienne continue est établie en utilisant une régression linéaire calculée sur les consommations réelles de la dernière année financière disponible (2011-2012 pour la Cause 2014), distinctement pour la clientèle D<sub>1</sub>-D<sub>M</sub> et D<sub>3</sub>-D<sub>4</sub>. Cette régression considère les variables Mois de l'année, DJ<sub>t</sub>, DJ<sub>t-1</sub> et DJ<sub>t</sub> x km/h en plus d'une

constante de base. Les paramètres de régression obtenus sont par la suite appliqués aux données  $DJ_t$ ,  $DJ_{t-1}$  et  $DJ_t \times \text{km/h}$  projetés pour l'année normale.

Afin de refléter la demande projetée à la Cause tarifaire, un facteur d'ajustement mensuel est déterminé, par catégorie tarifaire, en comparant les résultats mensuels de la régression à la demande projetée. On obtient alors une formule qui permet de répartir la demande mensuelle projetée à la Cause tarifaire en demande quotidienne.

Pour établir la demande quotidienne en hiver extrême pour la clientèle continue, la formule obtenue ci-haut est appliquée aux paramètres  $DJ_t$ ,  $DJ_{t-1}$  et  $DJ_t \times \text{km/h}$  (après réchauffement climatique) de l'hiver extrême identifié (1993-1994 pour la Cause tarifaire 2014).

Il est à noter que la même approche est utilisée pour établir la demande projetée pour une année chaude et une année froide.

**27. Référence :** Pièce B-0016, page 87.

**Préambule :**

Gaz Métro présente des régressions linéaires sur les consommations observées pour la clientèle aux tarifs  $D_3$  et  $D_4$  à lecture quotidienne pour les hivers 2009 à 2012

**Demande:**

27.1 Veuillez présenter les coefficients de corrélation pour chacune des régressions.

**Réponse :**

<b>Période de régression</b>	<b>Facteur de corrélation</b>
Hiver 2009	0,62
Hiver 2010	0,68
Hiver 2011	0,78
Hiver 2012	0,75

**28. Référence :** Dossier R-3809-2012, pièce B-0092, pages 19 et 20.

**Préambule :**

En réponse à des demandes de renseignements de la Régie, Gaz Métro présente les tableaux suivants :

**Tarif D<sub>3</sub>: Demande mensuelle moyenne prévue 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour**

	Novembre	Décembre	Janvier	Février	Mars
2008-2009	90	87	89	98	87
2009-2010	84	79	81	88	81
2010-2011	79	77	71	87	77
2011-2012	607	612	625	744	631

**Tarif D<sub>3</sub>: Demande mensuelle moyenne réelle 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour**

	Novembre	Décembre	Janvier	Février	Mars
2008-2009	99	95	96	98	97
2009-2010	91	90	92	89	93
2010-2011	90	95	107	81	95
2011-2012	313	341	443	457	446

**Tarif D<sub>4</sub>: Demande mensuelle moyenne prévue 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour**

	Novembre	Décembre	Janvier	Février	Mars
2008-2009	4 746	4 745	5 026	5 163	4 888
2009-2010	3 684	3 826	3 960	3 878	3 858
2010-2011	4 057	4 084	4 244	4 013	4 085
2011-2012	4 019	4 212	4 350	4 743	4 217

**Tarif D<sub>4</sub>: Demande mensuelle moyenne réelle 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour**

	Novembre	Décembre	Janvier	Février	Mars
2008-2009	3 633	3 916	4 429	4 425	4 114
2009-2010	4 149	4 289	4 485	4 377	4 339
2010-2011	3 921	4 174	4 478	4 442	4 281
2011-2012	4 323	4 745	5 547	5 539	5 140

**Tarif D<sub>4</sub>: Demande quotidienne de pointe 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup> (réelle)/jour**

	Novembre	Décembre	Janvier	Février	Mars
2008-2009	4 355	4 591	4 869	4 767	4 644
2009-2010	4 401	4 513	4 893	4 962	4 628
2010-2011	4 391	4 513	4 834	4 771	4 663
2011-2012	4 888	5 396	5 947	5 689	5 609

**Demandes:**

28.1 Veuillez compléter les tableaux présentés en préambule en ajoutant les données pour l'année 2012-2013.

**Réponse :**

**Tarif D<sub>3</sub>: Demande mensuelle moyenne prévue 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour**

	<b>Novembre</b>	<b>Décembre</b>	<b>Janvier</b>	<b>Février</b>	<b>Mars</b>
2008-2009	90	87	89	98	87
2009-2010	84	79	81	88	81
2010-2011	79	77	71	87	77
2011-2012	607	612	625	744	631
2012-2013	351	339	372	392	370

**Tarif D<sub>3</sub>: Demande mensuelle moyenne réelle 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour**

	<b>Novembre</b>	<b>Décembre</b>	<b>Janvier</b>	<b>Février</b>	<b>Mars</b>
2008-2009	99	95	96	98	97
2009-2010	91	90	92	89	93
2010-2011	90	95	107	81	95
2011-2012	313	341	443	457	446
2012-2013	655	416	578	585	549

**Tarif D<sub>4</sub>: Demande mensuelle moyenne prévue 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour**

	Novembre	Décembre	Janvier	Février	Mars
2008-2009	4 746	4 745	5 026	5 163	4 888
2009-2010	3 684	3 826	3 960	3 878	3 858
2010-2011	4 057	4 084	4 244	4 013	4 085
2011-2012	4 019	4 212	4 350	4 743	4 217
2012-2013	4 996	5 751	6 117	6 224	5 933

**Tarif D<sub>4</sub>: Demande mensuelle moyenne réelle 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour**

	Novembre	Décembre	Janvier	Février	Mars
2008-2009	3 633	3 916	4 429	4 425	4 114
2009-2010	4 149	4 289	4 485	4 377	4 339
2010-2011	3 921	4 174	4 478	4 442	4 281
2011-2012	4 323	4 745	5 547	5 539	5 140
2012-2013	5 600	5 720	6 139	6 078	5 681

**Tarif D<sub>4</sub>: Demande quotidienne de pointe 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup> (réelle)/jour**

	Novembre	Décembre	Janvier	Février	Mars
2008-2009	4 355	4 591	4 869	4 767	4 644
2009-2010	4 401	4 513	4 893	4 962	4 628
2010-2011	4 391	4 513	4 834	4 771	4 663
2011-2012	4 888	5 396	5 947	5 689	5 609
2012-2013	6 223	6 143	6 831	6 637	6 142

28.2 Veuillez présenter et quantifier, pour les années 2010-2011, 2011-2012 et 2012-2013, les facteurs expliquant l'écart entre la demande mensuelle moyenne prévue et la demande mensuelle moyenne réelle aux tarifs D<sub>3</sub> et D<sub>4</sub>.

**Réponse :**

Tarif D <sub>3</sub>	Demande mensuelle moyenne prévue Cumul 10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /jour Novembre-Mars	Demande mensuelle moyenne réelle Cumul 10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /jour Novembre-Mars	Écart
2010-2011	391	373	-18
2011-2012	3 219	2 000	-1 219
2012-2013	1 823	2 783	960

En 2011-2012, une plus faible migration du tarif  $D_M$  vers le tarif  $D_3$  que celle anticipée au dossier tarifaire explique la variation négative. Tandis qu'en 2012-2013 se sont plutôt les transferts anticipés du tarif  $D_M$  vers le tarif  $D_3$  qui ont été sous-évalués.

Tarif $D_4$	Demande mensuelle moyenne prévue Cumul $10^3\text{m}^3/\text{jour}$ Novembre-Mars	Demande mensuelle moyenne réelle Cumul $10^3\text{m}^3/\text{jour}$ Novembre-Mars	Écart
2010-2011	20 483	23 172	2 689
2011-2012	21 541	25 294	3 753
2012-2013	29 022	29 203	181

Les variations au tarif  $D_4$  s'expliquent principalement par des variations au niveau de la production des clients.

- 28.3 Veuillez présenter la demande mensuelle prévue, la demande mensuelle réelle et la demande mensuelle normalisée pour la clientèle  $D_1$  et  $D_M$  pour les mois d'hiver de 2008-2009 à 2012-2013.

**Réponse :**

**Tarif  $D_1$ : Demande mensuelle moyenne Réelle  $10^3\text{m}^3/\text{jour}$**

	Novembre	Décembre	Janvier	Février	Mars
2008-2009	6 591	10 953	12 607	9 896	7 523
2009-2010	5 544	10 094	9 737	9 394	6 194
2010-2011	6 400	9 446	11 286	10 468	7 904
2011-2012	5 175	8 220	10 852	9 410	6 415
2012-2013	8 907	11 074	13 695	13 129	9 570

**Tarif  $D_1$ : Demande mensuelle moyenne Réelle normalisée  $10^3\text{m}^3/\text{jour}$**

	Novembre	Décembre	Janvier	Février	Mars
2008-2009	6 807	10 335	11 302	10 473	7 998
2009-2010	6 564	10 150	10 992	10 815	8 189
2010-2011	6 500	9 418	11 251	10 456	7 833
2011-2012	6 030	9 432	11 102	10 477	7 747
2012-2013	8 195	11 711	13 940	13 275	10 070

**Tarif D<sub>1</sub>: Demande mensuelle moyenne Prévues 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour**

	Novembre	Décembre	Janvier	Février	Mars
2008-2009	7 009	10 396	11 788	10 845	8 161
2009-2010	6 669	9 892	11 422	10 508	7 830
2010-2011	6 432	9 437	11 096	10 540	7 820
2011-2012	6 587	9 519	11 072	10 438	8 084
2012-2013	8 652	11 891	13 951	13 318	10 546

**Tarif D<sub>M</sub>: Demande mensuelle moyenne réelle 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour**

	Novembre	Décembre	Janvier	Février	Mars
2008-2009	2 676	3 060	3 722	3 301	2 900
2009-2010	2 472	2 910	2 898	3 093	2 464
2010-2011	2 793	2 946	3 229	3 392	3 345
2011-2012	2 314	2 540	2 634	2 490	1 931
2012-2013	-	-	-	-	-

**Tarif D<sub>M</sub>: Demande mensuelle moyenne réelle normalisée 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour**

	Novembre	Décembre	Janvier	Février	Mars
2008-2009	2 717	2 931	3 521	3 391	2 969
2009-2010	2 603	2 892	3 023	3 182	2 674
2010-2011	2 795	2 952	3 252	3 392	3 337
2011-2012	2 724	2 400	2 874	2 573	2 298
2012-2013	-	-	-	-	-

**Tarif D<sub>M</sub>: Demande mensuelle moyenne Prévues 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour**

	Novembre	Décembre	Janvier	Février	Mars
2008-2009	2 761	2 911	3 274	3 098	2 841
2009-2010	2 748	2 972	3 403	3 398	2 840
2010-2011	2 680	2 992	3 483	3 245	2 802
2011-2012	1 752	2 140	2 278	2 304	1 781
2012-2013	-	-	-	-	-



ANNEXE 1 - SCÉNARIOS D'APPROVISIONNEMENT - ANNÉE 2016

	Capacité Dawn-GMI	Capacité FTLH et échange Dawn-	
	disponible	Empress	
	(10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> )	Plan	Variation
	(1)	(2)	(3)
<b>DEMANDE</b>			
1 Continue	4 951	4 951	0
2 Interruptible	678	678	0
3 Client biogaz en réseau dédié	28	28	0
4 Gaz d'appoint concurrence	42	42	0
5 <i>Sous-Total Demande</i>	5 700	5 700	0
6 Gaz perdu, usage de la compagnie et autres	106	75	-31
7 Ventes GNL	45	45	0
8 SOUS-TOTAL AVANT INJECTION	5 851	5 820	-31
<b>INVENTAIRES INJECTIONS</b>			
9 Union Gas	348	363	15
10 LSR	60	71	11
11 Pointe-du-Lac	20	38	18
12 Saint-Flavien	120	120	0
13 Échanges de gaz Dawn-Empress	0	1 488	1 488
14 SOUS-TOTAL INJECTIONS & ÉCHANGES	547	2 078	1 531
15 <b>TOTAL DE LA DEMANDE</b>	<b>6 398</b>	<b>7 899</b>	<b>1 501</b>
<b>APPROVISIONNEMENT</b>			
16 FTLH Empress - GMI	1 162	3 553	2 392
17 Cessions d'optimisation	145	145	0
18 Transport par échange (EMP - GMI)	142	32	-110
19 Transport fourni par les clients	341	341	0
20 Gaz d'appoint	42	42	0
21 <i>Sous-Total Transports</i>	1 832	4 113	2 281
22 FT non utilisé	-266	0	266
23 Cessions / ventes de transport	0	0	0
24 Achats dans le territoire	0	0	0
25 Achats à Dawn (GR)	1 113	5	-1 108
26 Achats à Dawn (AD)	3 106	3 106	0
27 Biogaz	28	28	0
28 Autres réceptions	0	0	0
29 SOUS-TOTAL TRANSPORT	5 814	7 253	1 439
<b>INVENTAIRES RETRAITS</b>			
30 Union gas	348	363	15
31 LSR	60	89	29
32 Pointe-du-Lac	20	38	18
33 Saint-Flavien	121	121	0
34 Échanges de gaz	0	0	0
35 SOUS-TOTAL RETRAITS & ÉCHANGES	548	610	62
36 <b>TOTAL APPROVISIONNEMENT</b>	<b>6 362</b>	<b>7 862</b>	<b>1 501</b>
37 <b>INTERRUPTIONS BRUTES</b>	<b>-36</b>	<b>-36</b>	<b>0</b>



# TransCanada Pipelines Limited

## IT Bid Floors and Fuel

From / To Gas Day: 2013-Jun-01 / 2013-Sep-30

Receipt Location: Empress

Delivery Location: GMIT EDA

Service Type	Receipt Location	Delivery Location	Cycle	Begin Date	End Date	Load Factor (%)	Bid Floor (\$/GJ)	Fuel Ratio (pressure)
FH	Empress	GMIT EDA	Timely	2013-Jun-01 09:00	2013-Jul-01 09:00	110	2.4672	2.00
			Timely	2013-Jul-01 09:00	2013-Jul-06 09:00	160	2.7670	2.07
			Timely	2013-Jul-06 09:00	2013-Jul-09 09:00	180	3.1129	2.07
			Timely	2013-Jul-09 09:00	2013-Jul-11 09:00	200	3.4588	2.07
			Timely	2013-Jul-11 09:00	2013-Jul-16 09:00	180	3.1129	2.07
			Timely	2013-Jul-16 09:00	2013-Jul-17 09:00	200	3.4588	2.07
			Evening	2013-Jul-16 09:00	2013-Jul-17 09:00	220	3.8047	2.07
			Timely	2013-Jul-17 09:00	2013-Jul-18 09:00	210	3.6317	2.07
			Timely	2013-Jul-18 09:00	2013-Jul-26 09:00	220	3.8047	2.07
			Timely	2013-Jul-26 09:00	2013-Aug-01 09:00	235	4.0641	2.07
			Timely	2013-Aug-01 09:00	2013-Aug-30 09:00	235	4.0641	0.98
			Intraday2	2013-Aug-29 21:00	2013-Sep-01 09:00	259	4.4791	0.98
			Timely	2013-Sep-01 09:00	2013-Oct-01 09:00	285	4.9288	0.99





CONTRACT DEMAND ENERGY (CDE) REPORT - Mainline										
As Of Date: 2013-Sep-10										
Service Type: FT, FT-NR, FT-SN, STS										
Contract Number	Service Requester	Contract Start Date	Contract End Date	Service Type	Primary Receipt	Primary Delivery	Contract Demand (GJ/d)	Operational Demand (GJ/d)	Shifted Qty (GJ/d)	Temp Assigned Qty (GJ/d)
5107	Bunge Canada	1994-Nov-01	2014-Oct-31	FT	Welwyn	Centram MDA	1,332	1,332	0	0
37575	Centra Gas Manitoba Inc.	2009-Nov-01	2014-Oct-31	FT	Empress	Centram MDA	90,000	90,000	0	0
44646	Centra Gas Manitoba Inc.	2012-Nov-01	2014-Oct-31	FT	Emerson 2	Centram MDA	20,625	20,625	0	0
44686	Centra Gas Manitoba Inc.	2012-Nov-01	2014-Oct-31	FT	Emerson 2	Centram MDA	375	375	0	0
29802	Diageo Canada Inc.	2006-May-15	2014-Oct-31	FT	Empress	Centram MDA	400	0	0	400
29803	Diageo Canada Inc.	2006-May-15	2014-Oct-31	FT	Empress	Centram MDA	2,400	0	0	2,400
41189	Gerdau Ameristeel Corporation	2011-Jan-01	2014-Mar-31	FT	Empress	Centram MDA	1,000	1,000	0	0
45603	Husky Energy Marketing Inc.	2012-Nov-01	2013-Oct-31	FT	Empress	Centram MDA	5,000	5,000	0	0
45574	Koch Canada Energy Services, LP	2012-Nov-01	2013-Oct-31	FT	Welwyn	Centram MDA	3,750	3,750	0	0
45709	Koch Canada Energy Services, LP	2012-Nov-01	2013-Oct-31	FT	Empress	Centram MDA	41,000	41,000	0	0
47150	Koch Canada Energy Services, LP	2013-Jul-10	2014-Oct-31	FT	Empress	Centram MDA	13,000	13,000	0	0
47200	Koch Canada Energy Services, LP	2013-Jul-16	2014-Oct-31	FT	Empress	Centram MDA	15,000	15,000	0	0
47211	Koch Canada Energy Services, LP	2013-Jul-18	2014-Oct-31	FT	Empress	Centram MDA	13,000	13,000	0	0
47268	Koch Canada Energy Services, LP	2013-Jul-27	2014-Oct-31	FT	Empress	Centram MDA	5,000	5,000	0	0
47341	Koch Canada Energy Services, LP	2013-Aug-16	2014-Oct-31	FT	Empress	Centram MDA	3,500	3,500	0	0
5665	Maple Leaf Foods Inc.	1995-Nov-01	2014-Oct-31	FT	Empress	Centram MDA	706	0	0	706
26474	McCain Foods Limited	2005-Mar-01	2014-Oct-31	FT	Empress	Centram MDA	1,200	0	0	1,200
35633	McCain Foods Limited	2008-Nov-01	2014-Oct-31	FT	Empress	Centram MDA	1,700	1,700	0	0
						<b>Centram MDA Total</b>	<b>218,988</b>	<b>214,282</b>	<b>0</b>	<b>4,706</b>
3036	Centra Gas Manitoba Inc.	1993-Dec-01	2014-Oct-31	FT	Empress	Centram SSDA	1,200	1,200	0	0
45654	TransGas Limited	2012-Nov-01	2013-Oct-31	FT	Empress	Centram SSDA	1,507	1,507	0	0
						<b>Centram SSDA Total</b>	<b>2,707</b>	<b>2,707</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
41825	Resolute FP Canada Inc.	2011-Feb-01	2013-Oct-31	FT	Empress	Centrat MDA	2,500	2,500	0	0
6309	Union Gas Limited	1996-Jul-01	2014-Dec-31	FT	Empress	Centrat MDA	4,522	4,522	0	0
						<b>Centrat MDA Total</b>	<b>7,022</b>	<b>7,022</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
36758	Dynegy Gas Imports, LLC	2008-Dec-01	2015-Oct-31	FT	Kirkwall	Chippawa	41,491	41,491	0	0
36759	Dynegy Gas Imports, LLC	2008-Dec-01	2015-Oct-31	FT	St. Clair	Chippawa	124,142	71,389	0	52,753
35799	KeySpan Gas East Corporation	2008-Nov-01	2018-Oct-31	FT	Kirkwall	Chippawa	137,157	2,355	0	134,802
41226	National Fuel Gas Distribution Corporation	2006-Nov-01	2017-Oct-31	FT	Kirkwall	Chippawa	10,699	0	0	10,699
41227	National Fuel Gas Distribution Corporation	2007-Nov-01	2020-Oct-31	FT	Kirkwall	Chippawa	15,794	0	0	15,794
2939	Rochester Gas and Electric Corporation	1993-Nov-01	2014-Oct-31	FT	St. Clair	Chippawa	107,541	0	0	107,541
						<b>Chippawa Total</b>	<b>436,824</b>	<b>115,235</b>	<b>0</b>	<b>321,589</b>
18342	Canton Central School District	2002-Nov-01	2014-Oct-31	FT	Empress	Cornwall	63	0	0	63
27539	Canton Central School District	2005-Nov-01	2014-Oct-31	FT	Empress	Cornwall	3	0	0	3
13292	City of Ogdensburg	1999-Nov-01	2014-Oct-31	FT	Empress	Cornwall	19	0	0	19
18321	Clarkson University	2002-Nov-01	2014-Oct-31	FT	Empress	Cornwall	525	0	0	525
18320	Heuvelton Central School District	2002-Nov-01	2014-Oct-31	FT	Empress	Cornwall	34	0	0	34
18349	Hoosier Magnetics, Inc.	2002-Nov-01	2014-Oct-31	FT	Empress	Cornwall	330	0	0	330
18338	Lisbon Central School District	2002-Nov-01	2014-Oct-31	FT	Empress	Cornwall	19	0	0	19
27537	Lisbon Central School District	2005-Nov-01	2014-Oct-31	FT	Empress	Cornwall	2	0	0	2
18328	Madrid-Waddington Central School District	2002-Nov-01	2014-Oct-31	FT	Empress	Cornwall	26	0	0	26
18318	Massena Central School District	2002-Nov-01	2014-Oct-31	FT	Empress	Cornwall	135	0	0	135
27538	Massena Central School District	2005-Nov-01	2014-Oct-31	FT	Empress	Cornwall	4	0	0	4
18341	Norwood-Norfolk Central School District	2002-Nov-01	2014-Oct-31	FT	Empress	Cornwall	49	0	0	49
31593	Ogdensburg City School District	2006-Nov-01	2014-Oct-31	FT	Empress	Cornwall	19	0	0	19
31594	Ogdensburg City School District	2006-Nov-01	2014-Oct-31	FT	Empress	Cornwall	75	0	0	75
18340	Potsdam Central School District	2002-Nov-01	2014-Oct-31	FT	Empress	Cornwall	83	0	0	83
19233	St. Lawrence Gas Company, Inc.	2002-Nov-01	2014-Oct-31	STS	Union Parkway Belt	Cornwall	10,300	10,300	0	0
19331	St. Lawrence Gas Company, Inc.	2003-Nov-01	2014-Oct-31	FT	Empress	Cornwall	7,100	7,100	0	0
21988	St. Lawrence Gas Company, Inc.	2003-Nov-01	2014-Oct-31	FT	Empress	Cornwall	3,200	3,200	0	0
13375	St. Lawrence University	1999-Nov-01	2014-Oct-31	FT	Empress	Cornwall	362	0	0	362
33328	St. Lawrence University	2007-Nov-01	2014-Oct-31	FT	Empress	Cornwall	54	0	0	54

**CONTRACT DEMAND ENERGY (CDE) REPORT - Mainline**



As Of Date: 2013-Sep-10

Service Type: FT, FT-NR, FT-SN, STS

Contract Number	Service Requester	Contract Start Date	Contract End Date	Service Type	Primary Receipt	Primary Delivery	Contract Demand (GJ/d)	Operational Demand (GJ/d)	Shifted Qty (GJ/d)	Temp Assigned Qty (GJ/d)
43348	St. Lawrence-Lewis BOCES	2011-Nov-01	2014-Oct-31	FT	Empress	Cornwall	25	0	0	25
18317	St. Regis Nursing Home and Health Related Facility, Inc.	2002-Nov-01	2014-Oct-31	FT	Empress	Cornwall	29	0	0	29
						<b>Cornwall Total</b>	<b>22,456</b>	<b>20,600</b>	<b>0</b>	<b>1,856</b>
33321	Bay State Gas Company	2007-Nov-01	2018-Mar-31	FT	Union Dawn	East Hereford	16,881	0	0	16,881
46546	DTE Energy Trading, Inc.	2013-Apr-01	2014-Mar-31	FT-NR	North Bay Junction	East Hereford	36,927	36,927	0	0
46545	Emera Energy Incorporated	2013-Apr-01	2014-Mar-31	FT-NR	North Bay Junction	East Hereford	5,275	5,275	0	0
33322	Northern Utilities, Inc.	2007-Nov-01	2018-Mar-31	FT	Union Dawn	East Hereford	35,872	0	0	35,872
						<b>East Hereford Total</b>	<b>94,955</b>	<b>42,202</b>	<b>0</b>	<b>52,753</b>
47148	BP Canada Energy Group ULC	2013-Jul-10	2014-Oct-31	FT	Empress	Emerson 1	9,000	9,000	0	0
47152	BP Canada Energy Group ULC	2013-Jul-10	2014-Oct-31	FT	Empress	Emerson 1	5,000	5,000	0	0
47139	Cargill Limited	2013-Jul-04	2014-Oct-31	FT	Empress	Emerson 1	10,551	10,551	0	0
47115	ConocoPhillips Canada Marketing & Trading ULC	2013-Jul-01	2014-Jun-30	FT	Empress	Emerson 1	10,551	10,551	0	0
47122	ConocoPhillips Canada Marketing & Trading ULC	2013-Jul-01	2014-Jun-30	FT	Empress	Emerson 1	15,826	15,826	0	0
47264	ConocoPhillips Canada Marketing & Trading ULC	2013-Jul-26	2014-Oct-31	FT	Empress	Emerson 1	10,551	10,551	0	0
47270	Sequent Energy Canada Corp.	2013-Aug-01	2014-Oct-31	FT	Empress	Emerson 1	10,551	10,551	0	0
						<b>Emerson 1 Total</b>	<b>72,030</b>	<b>72,030</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
47084	BP Canada Energy Group ULC	2013-Jul-01	2014-Jun-30	FT	Empress	Emerson 2	10,000	10,000	0	0
47149	BP Canada Energy Group ULC	2013-Jul-10	2014-Oct-31	FT	Empress	Emerson 2	85,000	85,000	0	0
47153	BP Canada Energy Group ULC	2013-Jul-10	2014-Oct-31	FT	Empress	Emerson 2	85,000	85,000	0	0
47220	BP Canada Energy Group ULC	2013-Jul-23	2014-Oct-31	FT	Empress	Emerson 2	40,000	40,000	0	0
47259	BP Canada Energy Group ULC	2013-Jul-25	2014-Oct-31	FT	Empress	Emerson 2	32,700	32,700	0	0
47280	BP Canada Energy Group ULC	2013-Aug-01	2014-Oct-31	FT	Empress	Emerson 2	3,693	3,693	0	0
47454	BP Canada Energy Group ULC	2013-Sep-05	2014-Oct-31	FT	Empress	Emerson 2	52,753	52,753	0	0
47469	BP Canada Energy Group ULC	2013-Sep-07	2014-Sep-30	FT	Empress	Emerson 2	52,573	52,573	0	0
47140	Cargill Limited	2013-Jul-04	2014-Oct-31	FT	Empress	Emerson 2	10,551	10,551	0	0
47147	Cargill Limited	2013-Jul-09	2014-Oct-31	FT	Empress	Emerson 2	10,551	10,551	0	0
2771	Centra Gas Manitoba Inc.	1993-Apr-01	2014-Mar-31	STS	Centram MDA	Emerson 2	54,000	54,000	0	0
12359	City of Duluth	1999-Nov-01	2014-Oct-31	FT	Empress	Emerson 2	6,532	0	0	6,532
47411	DTE Energy Trading, Inc.	2013-Sep-01	2014-Oct-31	FT	Empress	Emerson 2	37,982	37,982	0	0
47457	EDF Trading North America, LLC	2013-Sep-06	2014-Oct-31	FT	Empress	Emerson 2	21,101	21,101	0	0
47151	Freepoint Commodities LLC	2013-Jul-10	2014-Oct-31	FT	Empress	Emerson 2	5,275	5,275	0	0
47257	Freepoint Commodities LLC	2013-Jul-24	2014-Oct-31	FT	Empress	Emerson 2	5,275	5,275	0	0
47271	Sequent Energy Canada Corp.	2013-Aug-01	2014-Oct-31	FT	Empress	Emerson 2	10,551	10,551	0	0
47267	Shell Energy North America (Canada) Inc.	2013-Jul-27	2014-Oct-31	FT	Empress	Emerson 2	5,275	5,275	0	0
47458	Sequent Energy Canada Corp.	2013-Sep-06	2014-Oct-31	FT	Empress	Emerson 2	21,101	21,101	0	0
47394	Tenaska Marketing Canada, a division of TMV Corp.	2013-Aug-24	2014-Oct-31	FT	Empress	Emerson 2	31,652	31,652	0	0
47405	Tenaska Marketing Canada, a division of TMV Corp.	2013-Aug-30	2014-Oct-31	FT	Empress	Emerson 2	21,101	21,101	0	0
47415	Twin Eagle Resource Management Canada, LLC	2013-Sep-01	2014-Oct-31	FT	Empress	Emerson 2	10,551	10,551	0	0
47455	Twin Eagle Resource Management Canada, LLC	2013-Sep-05	2014-Oct-31	FT	Empress	Emerson 2	5,275	5,275	0	0
						<b>Emerson 2 Total</b>	<b>618,492</b>	<b>611,960</b>	<b>0</b>	<b>6,532</b>
20394	Ag Energy Co-operative Ltd.	2003-Nov-01	2014-Oct-31	FT	Union Dawn	Enbridge CDA	4,700	4,700	0	0
1349	Enbridge Gas Distribution Inc.	1989-Nov-01	2014-Oct-31	FT	Empress	Enbridge CDA	40,093	34,746	0	5,347
2623	Enbridge Gas Distribution Inc.	1992-Nov-01	2014-Oct-31	STS	Union Parkway Belt	Enbridge CDA	153,700	153,700	0	0
15957	Enbridge Gas Distribution Inc.	2001-Nov-01	2014-Oct-31	STS	Union Parkway Belt	Enbridge CDA	92,822	92,822	0	0
18786	Enbridge Gas Distribution Inc.	2002-Nov-01	2014-Oct-31	STS	Union Parkway Belt	Enbridge CDA	37,370	37,370	0	0
20260	Enbridge Gas Distribution Inc.	2003-Nov-01	2014-Oct-31	FT	Union Dawn	Enbridge CDA	4,818	4,818	0	0
20266	Enbridge Gas Distribution Inc.	2003-Nov-01	2014-Oct-31	FT	Union Dawn	Enbridge CDA	145,000	102,768	0	42,232
29244	Enbridge Gas Distribution Inc.	2006-Apr-01	2014-Oct-31	FT	Empress	Enbridge CDA	15,000	14,131	0	869
35516	Enbridge Gas Distribution Inc.	2008-Nov-01	2014-Oct-31	FT	Union Parkway Belt	Enbridge CDA	572	572	0	0
38826	Enbridge Gas Distribution Inc.	2009-Nov-01	2014-Oct-31	FT	Empress	Enbridge CDA	8,375	8,375	0	0
47465	Enbridge Gas Distribution Inc.	2013-Sep-10	2014-Oct-31	FT	Empress	Enbridge CDA	50,000	50,000	0	0
20383	Greater Toronto Airports Authority	2003-Nov-01	2014-Oct-31	FT	Union Dawn	Enbridge CDA	1,100	1,100	0	0

**CONTRACT DEMAND ENERGY (CDE) REPORT - Mainline**



As Of Date: 2013-Sep-10

Service Type: FT, FT-NR, FT-SN, STS

Contract Number	Service Requester	Contract Start Date	Contract End Date	Service Type	Primary Receipt	Primary Delivery	Contract Demand (GJ/d)	Operational Demand (GJ/d)	Shifted Qty (GJ/d)	Temp Assigned Qty (GJ/d)
28756	Greater Toronto Airports Authority	2006-Apr-01	2018-Oct-31	FT	Union Parkway Belt	Enbridge CDA	7,500	3,900	0	3,600
20395	Ingredion Canada Incorporated	2003-Nov-01	2014-Dec-31	FT	Union Dawn	Enbridge CDA	4,398	4,398	0	0
45503	J.P. Morgan Commodities Canada Corporation	2012-Nov-01	2022-Oct-31	FT	Niagara Falls	Enbridge CDA	211,011	211,011	0	0
20224	Oxy Vinyls Canada Co.	2003-Apr-01	2014-Oct-31	FT	Union Dawn	Enbridge CDA	1,800	1,800	0	0
38224	Shell Energy North America (Canada) Inc.	2009-Oct-01	2014-Oct-31	FT	Union Dawn	Enbridge CDA	2,600	2,600	0	0
						<b>Enbridge CDA Total</b>	<b>780,859</b>	<b>728,811</b>	<b>0</b>	<b>52,048</b>
1140	Enbridge Gas Distribution Inc.	1989-Aug-08	2014-Oct-31	STS	Union Parkway Belt	Enbridge EDA	35,089	35,089	0	0
1338	Enbridge Gas Distribution Inc.	1989-Nov-01	2014-Oct-31	FT	Empress	Enbridge EDA	32,357	25,556	0	6,801
2172	Enbridge Gas Distribution Inc.	1991-Nov-01	2014-Oct-31	FT	Empress	Enbridge EDA	21,584	18,353	0	3,231
5019	Enbridge Gas Distribution Inc.	1994-Nov-01	2014-Oct-31	FT	Empress	Enbridge EDA	7,613	7,613	0	0
5445	Enbridge Gas Distribution Inc.	1995-Nov-01	2014-Oct-31	FT	Empress	Enbridge EDA	19,692	19,692	0	0
5834	Enbridge Gas Distribution Inc.	1995-Nov-01	2014-Oct-31	FT	Empress	Enbridge EDA	10,773	10,773	0	0
6646	Enbridge Gas Distribution Inc.	1996-Nov-01	2014-Oct-31	FT	Empress	Enbridge EDA	10,773	10,773	0	0
10862	Enbridge Gas Distribution Inc.	1997-Nov-01	2014-Oct-31	FT	Empress	Enbridge EDA	26,952	26,952	0	0
13307	Enbridge Gas Distribution Inc.	1999-Nov-01	2014-Oct-31	STS	Union Parkway Belt	Enbridge EDA	35,806	35,806	0	0
21854	Enbridge Gas Distribution Inc.	2003-Nov-01	2014-Oct-31	STS	Union Parkway Belt	Enbridge EDA	9,716	9,716	0	0
21987	Enbridge Gas Distribution Inc.	2003-Nov-01	2014-Oct-31	FT	Union Dawn	Enbridge EDA	114,000	101,800	0	12,200
34937	Enbridge Gas Distribution Inc.	2008-Nov-01	2014-Oct-31	FT	Empress	Enbridge EDA	25,000	25,000	0	0
36057	Enbridge Gas Distribution Inc.	2009-Nov-01	2014-Oct-31	FT	Empress	Enbridge EDA	42,226	42,226	0	0
43857	Enbridge Gas Distribution Inc.	2012-Feb-01	2014-Oct-31	FT	Empress	Enbridge EDA	451	451	0	0
						<b>Enbridge EDA Total</b>	<b>392,032</b>	<b>369,800</b>	<b>0</b>	<b>22,232</b>
44175	BP Canada Energy Group ULC	2012-Apr-01	2014-Oct-31	FT	Iroquois	GMIT EDA	8,267	8,267	0	0
44176	BP Canada Energy Group ULC	2012-Apr-01	2014-Oct-31	FT	Iroquois	GMIT EDA	18,685	18,685	0	0
20562	Domtar Inc.	2003-May-01	2014-Oct-31	FT	Empress	GMIT EDA	1,500	1,500	0	0
1141	Gaz Metro Limited Partnership	1985-Nov-01	2014-Apr-15	STS	Union Parkway Belt	GMIT EDA	25,629	25,629	0	0
1741	Gaz Metro Limited Partnership	1990-Oct-01	2014-Oct-31	FT	Empress	GMIT EDA	180,000	180,000	0	0
6245	Gaz Metro Limited Partnership	1996-Apr-16	2014-Apr-15	STS	Union Parkway Belt	GMIT EDA	125,545	125,545	0	0
16106	Gaz Metro Limited Partnership	2001-Nov-01	2014-Oct-31	STS	Union Parkway Belt	GMIT EDA	45,000	45,000	0	0
20268	Gaz Metro Limited Partnership	2003-Nov-01	2014-Oct-31	FT	Union Dawn	GMIT EDA	50,000	20,000	0	30,000
21989	Gaz Metro Limited Partnership	2005-Nov-01	2015-Oct-31	FT	Union Dawn	GMIT EDA	40,000	40,000	0	0
22306	Gaz Metro Limited Partnership	2005-Nov-01	2015-Oct-31	STS	Union Parkway Belt	GMIT EDA	20,000	20,000	0	0
22521	Gaz Metro Limited Partnership	2003-Nov-01	2014-Oct-31	FT	Union Dawn	GMIT EDA	20,000	5,000	0	15,000
33680	Gaz Metro Limited Partnership	2007-Nov-01	2017-Oct-31	FT	Union Parkway Belt	GMIT EDA	65,000	0	0	65,000
37573	J.P. Morgan Commodities Canada Corporation	2009-Nov-01	2014-Oct-31	FT	Iroquois	GMIT EDA	10,000	10,000	0	0
39572	J.P. Morgan Commodities Canada Corporation	2010-Nov-01	2014-Oct-31	FT	Iroquois	GMIT EDA	3,048	3,048	0	0
29557	TransCanada Energy Ltd.	2006-Dec-02	2018-Dec-31	FT	Union Dawn	GMIT EDA	100,000	25,619	0	74,381
						<b>GMIT EDA Total</b>	<b>712,674</b>	<b>528,293</b>	<b>0</b>	<b>184,381</b>
1085	Gaz Metro Limited Partnership	1988-Nov-01	2014-Oct-31	FT	Empress	GMIT NDA	12,397	12,397	0	0
21659	Gaz Metro Limited Partnership	2003-Nov-01	2014-Oct-31	FT	Empress	GMIT NDA	2,930	2,930	0	0
						<b>GMIT NDA Total</b>	<b>15,327</b>	<b>15,327</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
36992	Goreway Station Partnership	2009-Jan-01	2028-Oct-31	FT-SN	Union Parkway Belt	Goreway CDA	20,000	20,000	0	0
36993	Goreway Station Partnership	2009-Jan-01	2014-Oct-31	FT-SN	Union Parkway Belt	Goreway CDA	120,000	120,000	0	0
						<b>Goreway CDA Total</b>	<b>140,000</b>	<b>140,000</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
41234	Bay State Gas Company	2006-Nov-01	2017-Oct-31	FT	Union Parkway Belt	Iroquois	27,498	0	0	27,498
41218	Boston Gas Company	2006-Nov-01	2017-Oct-31	FT	Union Parkway Belt	Iroquois	2,134	0	0	2,134
41229	Boston Gas Company	2006-Nov-01	2017-Oct-31	FT	Union Parkway Belt	Iroquois	9,180	0	0	9,180
47419	BP Canada Energy Group ULC	2013-Sep-04	2014-Oct-31	FT-NR	Empress	Iroquois	22,000	22,000	0	0
5507	Brooklyn Navy Yard Cogeneration Partners, L.P.	1996-Oct-01	2016-Oct-31	FT	Empress	Iroquois	26,956	0	0	26,956
41233	Central Hudson Gas & Electric Corporation	2006-Nov-01	2017-Oct-31	FT	Union Parkway Belt	Iroquois	10,674	10,674	0	0
42389	Central Hudson Gas & Electric Corporation	2011-Nov-01	2016-Oct-31	FT	Union Parkway Belt	Iroquois	5,399	5,399	0	0
41219	Colonial Gas Company	2006-Nov-01	2017-Oct-31	FT	Union Parkway Belt	Iroquois	6,404	0	0	6,404

**CONTRACT DEMAND ENERGY (CDE) REPORT - Mainline**



As Of Date: 2013-Sep-10

Service Type: FT, FT-NR, FT-SN, STS

Contract Number	Service Requester	Contract Start Date	Contract End Date	Service Type	Primary Receipt	Primary Delivery	Contract Demand (GJ/d)	Operational Demand (GJ/d)	Shifted Qty (GJ/d)	Temp Assigned Qty (GJ/d)
41224	Connecticut Natural Gas Corporation	2007-Nov-01	2017-Oct-31	FT	Union Parkway Belt	Iroquois	264	264	0	0
41225	Connecticut Natural Gas Corporation	2008-Nov-01	2019-Oct-31	FT	Union Parkway Belt	Iroquois	6,436	6,436	0	0
41238	Connecticut Natural Gas Corporation	2006-Nov-01	2017-Oct-31	FT	Union Parkway Belt	Iroquois	17,879	17,879	0	0
41239	Connecticut Natural Gas Corporation	2007-Nov-01	2018-Oct-31	FT	Union Parkway Belt	Iroquois	8,807	8,807	0	0
42382	Connecticut Natural Gas Corporation	2011-Nov-01	2016-Oct-31	FT	Union Parkway Belt	Iroquois	6,330	6,330	0	0
42379	Consolidated Edison Company of New York, Inc.	2011-Nov-01	2016-Oct-31	FT	Union Parkway Belt	Iroquois	11,859	0	0	11,859
42380	Consolidated Edison Company of New York, Inc.	2011-Nov-01	2016-Oct-31	FT	Union Parkway Belt	Iroquois	9,695	0	0	9,695
40085	Enbridge Gas Distribution Inc.	2010-Sep-01	2014-Mar-31	FT	Union Dawn	Iroquois	40,000	40,000	0	0
41232	EnergyNorth Natural Gas, Inc.	2007-Nov-01	2017-Oct-31	FT	Union Parkway Belt	Iroquois	4,270	0	0	4,270
27212	J.P. Morgan Commodities Canada Corporation	2005-Jul-21	2014-Oct-31	FT	Empress	Iroquois	15,103	15,103	0	0
41220	KeySpan Gas East Corporation	2007-Nov-01	2018-Oct-31	FT	Union Parkway Belt	Iroquois	22,522	0	0	22,522
41228	KeySpan Gas East Corporation	2006-Nov-01	2017-Oct-31	FT	Union Parkway Belt	Iroquois	16,972	0	0	16,972
42383	KeySpan Gas East Corporation	2011-Nov-01	2016-Oct-31	FT	Union Parkway Belt	Iroquois	7,599	0	0	7,599
42388	KeySpan Gas East Corporation	2011-Nov-01	2016-Oct-31	FT	Union Parkway Belt	Iroquois	35,694	0	0	35,694
42385	Niagara Mohawk Power Corporation	2011-Nov-01	2016-Oct-31	FT	Union Parkway Belt	Iroquois	54,437	0	0	54,437
41235	Northern Utilities, Inc.	2006-Nov-01	2017-Oct-31	FT	Union Parkway Belt	Iroquois	6,264	0	0	6,264
14109	Paramount Resources Ltd.	2000-May-01	2014-Oct-31	FT	Empress	Iroquois	811	0	0	811
5048	Selkirk Cogen Partners, L.P.	1994-Nov-01	2014-Oct-31	FT	Empress	Iroquois	58,485	0	0	58,485
41215	The Brooklyn Union Gas Company	2006-Nov-01	2017-Oct-31	FT	Union Parkway Belt	Iroquois	12,810	0	0	12,810
41217	The Brooklyn Union Gas Company	2007-Nov-01	2018-Oct-31	FT	Union Parkway Belt	Iroquois	29,886	0	0	29,886
42384	The Brooklyn Union Gas Company	2011-Nov-01	2016-Oct-31	FT	Union Parkway Belt	Iroquois	7,778	0	0	7,778
42387	The Brooklyn Union Gas Company	2011-Nov-01	2016-Oct-31	FT	Union Parkway Belt	Iroquois	35,694	0	0	35,694
42386	The Narragansett Electric Company	2011-Nov-01	2016-Oct-31	FT	Union Parkway Belt	Iroquois	1,068	0	0	1,068
41221	The Southern Connecticut Gas Company	2007-Nov-01	2017-Oct-31	FT	Union Parkway Belt	Iroquois	475	475	0	0
41222	The Southern Connecticut Gas Company	2008-Nov-01	2019-Oct-31	FT	Union Parkway Belt	Iroquois	9,656	9,656	0	0
41230	The Southern Connecticut Gas Company	2006-Nov-01	2017-Oct-31	FT	Union Parkway Belt	Iroquois	34,567	34,567	0	0
41231	The Southern Connecticut Gas Company	2007-Nov-01	2018-Oct-31	FT	Union Parkway Belt	Iroquois	13,342	13,342	0	0
41223	Yankee Gas Services Company	2008-Nov-01	2019-Oct-31	FT	Union Parkway Belt	Iroquois	5,336	0	0	5,336
41236	Yankee Gas Services Company	2006-Nov-01	2017-Oct-31	FT	Union Parkway Belt	Iroquois	42,642	0	0	42,642
41237	Yankee Gas Services Company	2007-Nov-01	2018-Oct-31	FT	Union Parkway Belt	Iroquois	20,334	0	0	20,334
						<b>Iroquois Total</b>	<b>647,260</b>	<b>190,932</b>	<b>0</b>	<b>456,328</b>
45507	DTE Energy Trading, Inc.	2012-Nov-01	2023-Mar-31	FT	Niagara Falls	Kirkwall	25,585	25,585	0	0
45508	Emera Energy Incorporated	2012-Nov-01	2023-Oct-31	FT	Niagara Falls	Kirkwall	26,376	26,376	0	0
45504	J.P. Morgan Commodities Canada Corporation	2012-Nov-01	2023-Oct-31	FT	Niagara Falls	Kirkwall	126,607	126,607	0	0
45509	Union Gas Limited	2012-Nov-09	2022-Oct-31	FT	Niagara Falls	Kirkwall	21,101	21,101	0	0
						<b>Kirkwall Total</b>	<b>199,669</b>	<b>199,669</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
1066	1425445 Ontario Limited	1989-Jan-01	2014-Dec-31	FT	Empress	KPUC EDA	5,000	5,000	0	0
1138	1425445 Ontario Limited	1975-Apr-01	2014-Oct-31	STS	Union Parkway Belt	KPUC EDA	13,167	13,167	0	0
						<b>KPUC EDA Total</b>	<b>18,167</b>	<b>18,167</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
2980	New York State Electric & Gas Corporation	1993-Nov-01	2014-Oct-31	FT	Empress	Napierville	4,775	0	0	4,775
2981	New York State Electric & Gas Corporation	1993-Nov-01	2014-Oct-31	FT	Empress	Napierville	3,805	0	0	3,805
						<b>Napierville Total</b>	<b>8,580</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>8,580</b>
42381	Consolidated Edison Company of New York, Inc.	2011-Nov-01	2016-Oct-31	FT	Kirkwall	Niagara Falls	31,651	0	0	31,651
35096	Yankee Gas Services Company	2008-Apr-01	2018-Mar-31	FT	Union Dawn	Niagara Falls	10,265	0	0	10,265
						<b>Niagara Falls Total</b>	<b>41,916</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>41,916</b>
33045	Vermont Gas Systems, Inc.	2007-Nov-01	2017-Oct-31	FT	Empress	Philipsburg	12,000	12,000	0	0
33556	Vermont Gas Systems, Inc.	2007-Nov-01	2017-Oct-31	FT	Union Parkway Belt	Philipsburg	10,000	0	0	10,000
34490	Vermont Gas Systems, Inc.	2008-Apr-01	2014-Nov-30	FT	Empress	Philipsburg	6,500	6,500	0	0
34728	Vermont Gas Systems, Inc.	2008-Apr-01	2020-Mar-31	STS	Union Parkway Belt	Philipsburg	20,279	20,279	0	0
36188	Vermont Gas Systems, Inc.	2008-Nov-01	2018-Oct-31	FT	Union Parkway Belt	Philipsburg	10,000	0	0	10,000
36190	Vermont Gas Systems, Inc.	2008-Nov-01	2018-Oct-31	FT	Union Parkway Belt	Philipsburg	2,000	0	0	2,000



**CONTRACT DEMAND ENERGY (CDE) REPORT - Mainline**



As Of Date: 2013-Sep-10

Service Type: FT, FT-NR, FT-SN, STS

Contract Number	Service Requester	Contract Start Date	Contract End Date	Service Type	Primary Receipt	Primary Delivery	Contract Demand	Operational Demand	Shifted Qty	Temp Assigned Qty
							(GJ/d)	(GJ/d)	(GJ/d)	(GJ/d)
						Philipsburg Total	60,779	38,779	0	22,000
44483	York Energy Centre LP	2012-Nov-01	2022-Apr-30	FT-SN	Union Parkway Belt	Schomberg #2 CDA	87,654	87,654	0	0
						Schomberg #2 CDA Total	87,654	87,654	0	0
47349	ConocoPhillips Canada Marketing & Trading ULC	2013-Aug-22	2014-Oct-31	FT	Empress	Spruce	4,220	4,220	0	0
						Spruce Total	4,220	4,220	0	0
5044	Atlantic Power Limited Partnership	1994-Nov-01	2014-Oct-31	FT	Empress	TCPL NDA	7,536	0	0	7,536
						TCPL NDA Total	7,536	0	0	7,536
47132	Atlantic Power Limited Partnership	2013-Jul-03	2014-Oct-31	FT	Empress	TCPL WDA	4,000	0	0	4,000
47287	Atlantic Power Limited Partnership	2013-Aug-07	2014-Oct-31	FT	Empress	TCPL WDA	900	0	0	900
						TCPL WDA Total	4,900	0	0	4,900
38101	Thorold CoGen L.P.	2009-Sep-01	2019-Aug-31	FT-SN	Kirkwall	Thorold CDA	49,500	49,500	0	0
						Thorold CDA Total	49,500	49,500	0	0
45652	TransGas Limited	2012-Nov-01	2013-Oct-31	FT	Empress	Transgas SSDA	10,000	10,000	0	0
47210	TransGas Limited	2013-Jul-17	2014-Oct-31	FT	Empress	Transgas SSDA	10,000	10,000	0	0
47281	TransGas Limited	2013-Aug-01	2014-Oct-31	FT	Empress	Transgas SSDA	5,000	5,000	0	0
47290	TransGas Limited	2013-Aug-08	2014-Oct-31	FT	Empress	Transgas SSDA	7,000	7,000	0	0
47418	TransGas Limited	2013-Sep-04	2014-Oct-31	FT	Empress	Transgas SSDA	3,000	3,000	0	0
						Transgas SSDA Total	35,000	35,000	0	0
20270	Shell Energy North America (Canada) Inc.	2003-Nov-01	2014-Mar-31	FT	Union Dawn	Union CDA	79,129	79,129	0	0
19332	The Corporation of the City of Kitchener	2003-Sep-01	2014-Oct-31	FT	Union Dawn	Union CDA	8,000	0	0	8,000
1142	Union Gas Limited	1992-Apr-01	2014-Dec-31	STS	Union WDA	Union CDA	3,150	3,150	0	0
1142	Union Gas Limited	1992-Apr-01	2014-Dec-31	STS	Union NDA	Union CDA	49,100	49,100	0	0
2776	Union Gas Limited	1993-Apr-01	2015-Jan-31	FT	Empress	Union CDA	3,699	3,699	0	0
6673	Union Gas Limited	1996-Nov-01	2014-Dec-31	FT	Empress	Union CDA	1,979	1,935	0	44
12430	Union Gas Limited	1999-Nov-01	2014-Oct-31	FT	Empress	Union CDA	1,004	998	0	6
20259	Union Gas Limited	2003-Nov-01	2014-Oct-31	FT	Union Dawn	Union CDA	60,000	60,000	0	0
22754	Union Gas Limited	2003-Nov-01	2014-Oct-31	FT	Empress	Union CDA	40,000	40,000	0	0
39928	Union Gas Limited	2010-Nov-01	2015-Dec-31	FT	Empress	Union CDA	12,500	12,500	0	0
42581	Union Gas Limited	2011-Nov-01	2014-Oct-31	FT	Union Parkway Belt	Union CDA	16,000	16,000	0	0
44283	Union Gas Limited	2012-Nov-01	2015-Dec-31	FT	Empress	Union CDA	8,145	8,145	0	0
						Union CDA Total	282,706	274,656	0	8,050
29482	Dyno Nobel Canada Inc.	2006-Mar-30	2013-Oct-31	FT	Empress	Union EDA	950	950	0	0
35657	GreenField Ethanol Inc.	2008-Nov-01	2018-Oct-31	FT	Union Parkway Belt	Union EDA	2,000	2,000	0	0
5106	Husky Energy Marketing Inc.	1994-Jul-01	2014-Oct-31	FT	Empress	Union EDA	33,563	33,563	0	0
20396	Ingredion Canada Incorporated	2003-Nov-01	2014-Dec-31	FT	Union Dawn	Union EDA	1,020	1,020	0	0
20398	Ingredion Canada Incorporated	2004-Jan-01	2014-Dec-31	FT	Union Dawn	Union EDA	490	490	0	0
6570	Kingston CoGen Limited Partnership	1996-Oct-01	2016-Oct-31	FT	Empress	Union EDA	21,045	21,045	0	0
12870	Ontario Power Generation Inc.	1999-Nov-01	2014-Oct-31	FT	Empress	Union EDA	3,500	3,500	0	0
1048	Union Gas Limited	1989-Jan-01	2014-Dec-31	FT	Empress	Union EDA	50,426	50,156	0	270
1142	Union Gas Limited	1992-Apr-01	2014-Dec-31	STS	Union Parkway Belt	Union EDA	68,520	68,520	0	0
2744	Union Gas Limited	1993-Nov-01	2014-Oct-31	FT	Empress	Union EDA	8,675	8,675	0	0
29591	Union Gas Limited	2006-Nov-01	2016-Oct-31	FT	Union Parkway Belt	Union EDA	30,000	30,000	0	0
33559	Union Gas Limited	2007-Nov-01	2017-Oct-31	FT	Union Parkway Belt	Union EDA	5,000	5,000	0	0
						Union EDA Total	225,189	224,919	0	270
1049	Union Gas Limited	1989-Jan-01	2014-Dec-31	FT	Empress	Union NCDA	9,211	8,796	0	415
1052	Union Gas Limited	1989-Apr-01	2014-Oct-31	FT	Empress	Union NCDA	1,545	0	0	1,545
						Union NCDA Total	10,756	8,796	0	1,960

**CONTRACT DEMAND ENERGY (CDE) REPORT - Mainline**



As Of Date: 2013-Sep-10

Service Type: FT, FT-NR, FT-SN, STS

Contract Number	Service Requester	Contract Start Date	Contract End Date	Service Type	Primary Receipt	Primary Delivery	Contract Demand (GJ/d)	Operational Demand (GJ/d)	Shifted Qty (GJ/d)	Temp Assigned Qty (GJ/d)
13757	Atlantic Power Limited Partnership	2000-Feb-01	2016-Oct-31	FT	Empress	Union NDA	8,182	0	0	8,182
13758	Atlantic Power Limited Partnership	2000-Feb-01	2016-Oct-31	FT	Empress	Union NDA	8,182	0	0	8,182
47207	Domtar Inc.	2013-Aug-01	2014-Oct-31	FT	Empress	Union NDA	2,500	2,500	0	0
6498	Iroquois Falls Power Corp.	1996-Sep-01	2016-Aug-31	FT	Empress	Union NDA	20,874	20,874	0	0
20547	Toromont Industries Ltd.	2003-May-01	2014-Apr-30	FT	Empress	Union NDA	374	374	0	0
1045	Union Gas Limited	1989-Jan-01	2014-Dec-31	FT	Empress	Union NDA	64,715	49,077	0	15,638
45708	Vale Canada Limited	2012-Nov-01	2014-Oct-31	FT	Empress	Union NDA	2,500	0	0	2,500
						<b>Union NDA Total</b>	<b>107,327</b>	<b>72,825</b>	<b>0</b>	<b>34,502</b>
43608	Active Energy Corp.	2012-Jan-01	2014-Dec-31	FT	SS. Marie	Union SSMDA	6,143	6,143	0	0
46968	Active Energy Corp.	2013-Jun-01	2014-Jun-30	FT	SS. Marie	Union SSMDA	7,385	7,385	0	0
43607	Flakeboard Company Limited	2012-Jan-01	2014-Dec-31	FT	Empress	Union SSMDA	300	300	0	0
39703	Lake Superior Power Limited Partnership	2011-Jan-01	2014-Dec-31	FT	SS. Marie	Union SSMDA	10,100	10,100	0	0
1047	Union Gas Limited	1989-Jan-01	2014-Dec-31	FT	Empress	Union SSMDA	2,700	2,000	0	700
42229	Union Gas Limited	2011-Nov-01	2014-Oct-31	FT	SS. Marie	Union SSMDA	6,143	3,169	0	2,974
						<b>Union SSMDA Total</b>	<b>32,771</b>	<b>29,097</b>	<b>0</b>	<b>3,674</b>
37099	Cargill Limited	2009-Jan-22	2014-Jan-31	FT	St. Clair	Union SWDA	10,125	10,125	0	0
33196	Tenaska Marketing Canada, a division of TMV Corp.	2007-Nov-01	2014-Mar-31	FT	St. Clair	Union SWDA	30,000	30,000	0	0
						<b>Union SWDA Total</b>	<b>40,125</b>	<b>40,125</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
47208	Domtar Inc.	2013-Aug-01	2014-Oct-31	FT	Empress	Union WDA	2,000	2,000	0	0
46231	Resolute FP Canada Inc.	2013-Feb-01	2015-Jan-31	FT	Empress	Union WDA	1,900	1,900	0	0
1046	Union Gas Limited	1989-Jan-01	2014-Dec-31	FT	Empress	Union WDA	39,880	36,580	0	3,300
						<b>Union WDA Total</b>	<b>43,780</b>	<b>40,480</b>	<b>0</b>	<b>3,300</b>
37017	Enbridge Gas Distribution Inc.	2009-Jan-12	2018-Oct-31	FT-SN	Union Parkway Belt	Victoria Square #2 CDA	85,000	85,000	0	0
37098	Portlands Energy Centre L.P.	2009-Jan-22	2014-Nov-30	FT-SN	Union Parkway Belt	Victoria Square #2 CDA	100,000	100,000	0	0
						<b>Victoria Square #2 CDA Total</b>	<b>185,000</b>	<b>185,000</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
45653	TransGas Limited	2012-Nov-01	2013-Oct-31	FT	Empress	Welwyn	5,127	5,127	0	0
						<b>Welwyn Total</b>	<b>5,127</b>	<b>5,127</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
						<b>Grand Total</b>	<b>5,612,328</b>	<b>4,373,215</b>	<b>0</b>	<b>1,239,113</b>

- CONTRACT DEMAND is equal to the current version contract demand plus the CD TEMP SHIFTED QTY in effect.
- OPERATIONAL DEMAND is equal to CONTRACT DEMAND minus CD TEMP SHIFTED QTY and CD TEMP ASSIGNED QUANTITY.
- CD TEMP SHIFTED QTY is equal to the Shifts in effect off of the originating FT contract.
- CD TEMP ASSIGNED QUANTITY is equal to the Temporary Assignments in effect off of the originating FT contract.
- 'Permanent Assignments' in effect are shown on the report as new FT contracts for the assignee.
- STS (Storage Transportation Service) quantities and all demand paths are stated for these contracts.
- Only current contract information is included in this report. I.e., no future dated contracts (or amendments) are posted.

# Short Term Firm Transportation Contract Demand (STFT-CDE)

Please note: Contracts with deliveries to Goreway CDA, Schomberg #2 CDA, Thorold CDA and Victoria Square #2 CDA are Short Term Short Notice (ST-SN) service.

Report Evaluation Dates: 2013-JAN-23 - 2013-JAN-23

Report Generated on September 13 2013 - NO FUTURE DATED CONTRACTS DISPLAYED.

Contract	Contract Start	Contract End	Qty Rcpt Pt.	Del Pt.
45223	01-Nov-2012	31-Mar-2013	18,000 Empress	Centram MDA
46001	01-Jan-2013	31-Jan-2013	45,000 Empress	Centram MDA
46176	17-Jan-2013	23-Jan-2013	25,000 Centram SSDA	Centram MDA
45910	01-Dec-2012	28-Feb-2013	1,460 Empress	Centram SSDA
44870	01-Dec-2012	28-Feb-2013	29,733 Empress	Centram SSDA
44864	01-Dec-2012	28-Feb-2013	32,452 Empress	Centram SSDA
45907	01-Dec-2012	28-Feb-2013	61,926 Empress	Centram SSDA
45720	01-Dec-2012	28-Feb-2013	77,429 Empress	Centram SSDA
46087	01-Jan-2013	31-Jan-2013	3 Empress	Centram SSDA
46076	01-Jan-2013	31-Jan-2013	109 Empress	Centram SSDA
46063	01-Jan-2013	31-Jan-2013	214 Empress	Centram SSDA
46062	01-Jan-2013	31-Jan-2013	515 Empress	Centram SSDA
46073	01-Jan-2013	31-Jan-2013	8,761 Empress	Centram SSDA
46097	01-Jan-2013	31-Jan-2013	17,454 Empress	Centram SSDA
45175	01-Jan-2013	28-Feb-2013	624 Empress	Centram SSDA
44873	01-Jan-2013	28-Feb-2013	4,853 Empress	Centram SSDA
45982	01-Jan-2013	31-Mar-2013	15,503 Empress	Centram SSDA
46190	17-Jan-2013	23-Jan-2013	5,275 Empress	Centram SSDA
46175	17-Jan-2013	23-Jan-2013	25,135 Suffield 2	Centram SSDA
46183	17-Jan-2013	23-Jan-2013	153,701 Empress	Centram SSDA
46177	17-Jan-2013	23-Jan-2013	174,181 Empress	Centram SSDA
46187	17-Jan-2013	25-Jan-2013	31,889 Empress	Centram SSDA
46203	18-Jan-2013	24-Jan-2013	43,983 Empress	Centram SSDA
46205	18-Jan-2013	25-Jan-2013	2,764 Empress	Centram SSDA
46197	18-Jan-2013	25-Jan-2013	10,996 Empress	Centram SSDA
46195	18-Jan-2013	25-Jan-2013	16,494 Empress	Centram SSDA
46201	18-Jan-2013	28-Jan-2013	11,551 Empress	Centram SSDA
46199	18-Jan-2013	28-Jan-2013	16,494 Empress	Centram SSDA
46213	19-Jan-2013	25-Jan-2013	10,551 Empress	Centram SSDA
46211	19-Jan-2013	25-Jan-2013	15,000 Empress	Centram SSDA

46217	19-Jan-2013	25-Jan-2013	21,101	Empress	Centram SSDA
46173	19-Jan-2013	25-Jan-2013	46,742	Empress	Centram SSDA
46219	19-Jan-2013	25-Jan-2013	133,043	Empress	Centram SSDA
46215	19-Jan-2013	28-Jan-2013	16,426	Empress	Centram SSDA
46228	22-Jan-2013	28-Jan-2013	10,000	Empress	Centram SSDA
46238	23-Jan-2013	29-Jan-2013	14,241	Empress	Centram SSDA
46234	23-Jan-2013	29-Jan-2013	22,076	Empress	Centram SSDA
46246	23-Jan-2013	29-Jan-2013	25,650	Empress	Centram SSDA
46240	23-Jan-2013	29-Jan-2013	43,624	Empress	Centram SSDA
46244	23-Jan-2013	31-Jan-2013	13,338	Empress	Centram SSDA
46059	01-Jan-2013	27-Jan-2013	5,700	Empress	Centrat MDA
44868	01-Nov-2012	31-Mar-2013	250	Union Dawn	Chippawa
44771	01-Nov-2012	31-Mar-2013	800	Union Dawn	Chippawa
44878	01-Nov-2012	31-Mar-2013	1,635	Union Dawn	Chippawa
44876	01-Jan-2013	28-Feb-2013	4,000	Empress	Cornwall
44871	01-Dec-2012	28-Feb-2013	29,733	Centram SSDA	East Hereford
44865	01-Dec-2012	28-Feb-2013	31,652	Centram SSDA	East Hereford
44883	01-Jan-2013	31-Jan-2013	3,921	Empress	East Hereford
44885	01-Jan-2013	31-Jan-2013	87,341	Empress	East Hereford
44874	01-Jan-2013	28-Feb-2013	4,853	Centram SSDA	East Hereford
46221	19-Jan-2013	25-Jan-2013	65,941	Centram SSDA	Emerson 1
46220	19-Jan-2013	25-Jan-2013	65,941	Centram SSDA	Emerson 2
44772	01-Nov-2012	31-Mar-2013	42,500	Empress	Enbridge CDA
45721	01-Dec-2012	28-Feb-2013	60,000	Centram SSDA	Enbridge CDA
45908	01-Dec-2012	28-Feb-2013	60,000	Centram SSDA	Enbridge CDA
44881	01-Dec-2012	28-Feb-2013	75,000	Empress	Enbridge CDA
45983	01-Jan-2013	31-Mar-2013	15,000	Centram SSDA	Enbridge CDA
44882	01-Jan-2013	31-Mar-2013	50,000	Empress	Enbridge CDA
46233	23-Jan-2013	29-Jan-2013	21,356	Centram SSDA	Enbridge CDA
46232	23-Jan-2013	29-Jan-2013	24,814	Centram SSDA	Enbridge CDA
46239	23-Jan-2013	29-Jan-2013	42,202	Centram SSDA	Enbridge CDA
46243	23-Jan-2013	31-Jan-2013	12,903	Centram SSDA	Enbridge CDA
45722	01-Dec-2012	28-Feb-2013	15,000	Centram SSDA	Enbridge EDA
44879	01-Dec-2012	28-Feb-2013	45,000	Empress	Enbridge EDA
44880	01-Jan-2013	31-Mar-2013	30,000	Empress	Enbridge EDA
46181	17-Jan-2013	23-Jan-2013	3,334	Centram SSDA	Enbridge EDA
46184	17-Jan-2013	23-Jan-2013	10,551	Centram SSDA	Enbridge EDA
46206	18-Jan-2013	25-Jan-2013	718	Centram SSDA	Enbridge EDA
46202	18-Jan-2013	28-Jan-2013	11,160	Centram SSDA	Enbridge EDA
46227	22-Jan-2013	31-Jan-2013	22	Empress	Enbridge EDA

44866	01-Dec-2012	28-Feb-2013	25,000	Empress	GMIT EDA
44867	01-Jan-2013	28-Feb-2013	15,000	Empress	GMIT EDA
45177	01-Jan-2013	28-Feb-2013	20,000	Union EDA	GMIT EDA
45178	01-Jan-2013	28-Feb-2013	28,000	Empress	GMIT EDA
45187	01-Jan-2013	28-Feb-2013	29,247	Empress	GMIT EDA
45165	01-Jan-2013	28-Feb-2013	52,753	Empress	GMIT EDA
46037	01-Jan-2013	31-Jan-2013	1,000	Empress	GMIT NDA
44770	01-Nov-2012	31-Mar-2013	15,000	Union EDA	Iroquois
44884	01-Dec-2012	28-Feb-2013	1,500	Empress	Iroquois
46064	01-Jan-2013	31-Jan-2013	45	Empress	Iroquois
46191	17-Jan-2013	23-Jan-2013	5,275	Centram SSSA	Iroquois
46185	17-Jan-2013	23-Jan-2013	137,000	Centram SSSA	Iroquois
46178	17-Jan-2013	23-Jan-2013	149,502	Centram SSSA	Iroquois
46204	18-Jan-2013	24-Jan-2013	42,202	Centram SSSA	Iroquois
46198	18-Jan-2013	25-Jan-2013	10,551	Centram SSSA	Iroquois
46196	18-Jan-2013	25-Jan-2013	15,826	Centram SSSA	Iroquois
46200	18-Jan-2013	28-Jan-2013	15,826	Centram SSSA	Iroquois
46214	19-Jan-2013	25-Jan-2013	10,551	Centram SSSA	Iroquois
46218	19-Jan-2013	25-Jan-2013	21,101	Centram SSSA	Iroquois
46174	19-Jan-2013	25-Jan-2013	45,000	Centram SSSA	Iroquois
46230	23-Jan-2013	31-Jan-2013	47,250	Centram SSSA	Iroquois
44869	01-Jan-2013	31-Mar-2013	2,700	Empress	KPUC EDA
46207	18-Jan-2013	25-Jan-2013	750	Centram SSSA	KPUC EDA
45911	01-Dec-2012	28-Feb-2013	1,418	Centram SSSA	Napierville
46061	01-Jan-2013	31-Jan-2013	12	Centram SSSA	Napierville
46077	01-Jan-2013	31-Jan-2013	105	Centram SSSA	Napierville
46043	01-Jan-2013	31-Jan-2013	250	Empress	Napierville
46182	17-Jan-2013	23-Jan-2013	1,940	Empress	Napierville
46210	19-Jan-2013	25-Jan-2013	2,300	Centram SSSA	Napierville
46216	19-Jan-2013	28-Jan-2013	15,826	Centram SSSA	Napierville
46237	23-Jan-2013	31-Jan-2013	500	Empress	Napierville
45176	01-Jan-2013	28-Feb-2013	600	Centram SSSA	Philipsburg
46074	01-Jan-2013	31-Jan-2013	6,600	Centram SSSA	TCPL WDA
46209	18-Jan-2013	24-Jan-2013	40,000	Empress	Transgas SSSA
46180	17-Jan-2013	23-Jan-2013	3,500	Centram SSSA	Union EDA
46208	18-Jan-2013	25-Jan-2013	1,200	Centram SSSA	Union EDA
46245	23-Jan-2013	31-Jan-2013	2,185	Empress	Union EDA
46075	01-Jan-2013	31-Jan-2013	2,000	Centram SSSA	Union NDA
46098	01-Jan-2013	31-Jan-2013	17,000	Centram SSSA	Union NDA
46038	01-Jan-2013	31-Mar-2013	1,000	Empress	Union NDA

46179	17-Jan-2013	23-Jan-2013	11,000	Centram SSSA	Union NDA
46188	17-Jan-2013	25-Jan-2013	11,299	Centram SSSA	Union NDA
46186	17-Jan-2013	28-Jan-2013	10,000	Centram SSSA	Union NDA
46236	23-Jan-2013	29-Jan-2013	8,832	Centram SSSA	Union NDA
44773	01-Nov-2012	31-Mar-2013	33,600	SS. Marie	Union SSMDA
46189	17-Jan-2013	25-Jan-2013	20,000	Centram SSSA	Union WDA
46172	20-Jan-2013	26-Jan-2013	3,500	Empress	Union WDA
46235	23-Jan-2013	29-Jan-2013	5,100	Centram SSSA	Union WDA

Contract Expiry Report							
Classes of Service: FT, FT-SN, FT-NR, STS							
As of September 2, 2013							
* Partial Contract Quantity Expiring							
CONT. NO	SHIPPER	CONTRACT START DATE	CONTRACT END DATE	AGR. TYPE CODE	PRIMARY RECEIPT LOCATION	PRIMARY DELIVERY AREA/POINT	CONTRACT DEMAND (GJ/D)
<b>Contracts that will expire February, 2014</b>							
None							
<b>Contracts that will expire January, 2014</b>							
37099	Cargill Limited	2009-Jan-22	2014-Jan-31	FT	St. Clair	Union SWDA	10,125
							<b>10,125</b>
<b>Contracts that will expire December, 2013</b>							
1066	1425445 Ontario Limited	1989-Jan-01	2013-Dec-31	FT	Empress	KPUC EDA	1,000 *
							<b>1,000</b>
<b>Contracts that will expire November, 2013</b>							
None							
<b>Contracts that will expire October, 2013</b>							
45603	Husky Energy Marketing Inc.	2012-Nov-01	2013-Oct-31	FT	Empress	Centram MDA	5,000
45574	Koch Canada Energy Services, LP	2012-Nov-01	2013-Oct-31	FT	Welwyn	Centram MDA	3,750
45709	Koch Canada Energy Services, LP	2012-Nov-01	2013-Oct-31	FT	Empress	Centram MDA	41,000
45654	TransGas Limited	2012-Nov-01	2013-Oct-31	FT	Empress	Centram SSSA	1,507
41825	Resolute FP Canada Inc.	2011-Feb-01	2013-Oct-31	FT	Empress	Centrat MDA	2,500
45652	TransGas Limited	2012-Nov-01	2013-Oct-31	FT	Empress	Transgas SSSA	10,000
29482	Dyno Nobel Canada Inc.	2006-Mar-30	2013-Oct-31	FT	Empress	Union EDA	950
45653	TransGas Limited	2012-Nov-01	2013-Oct-31	FT	Empress	Welwyn	5,127
							<b>69,834</b>
<b>Contracts that will expire September, 2013</b>							
None							
<b>Contracts that expired August, 2013</b>							
None							
<b>Contracts that expired July, 2013</b>							
None							
<b>Contracts that expired June, 2013</b>							
32436	Alcoa Inc.	2007-Nov-01	2013-Jun-30	FT	Empress	Cornwall	6,000
							<b>6,000</b>
<b>Contracts that expired May, 2013</b>							
None							
<b>Contracts that expired April, 2013</b>							
None							
<b>Contracts that expired March, 2013</b>							
21962	Husky Energy Marketing Inc.	2003-Oct-01	2013-Mar-31	FT	Empress	Iroquois	13,557
44317	BP Canada Energy Group ULC	2012-Apr-01	2013-Mar-31	FT	St. Clair	Union SWDA	40,000
44316	Direct Energy Marketing Limited	2012-Apr-01	2013-Mar-31	FT	Empress	Union SWDA	40,000
43367	Tenaska Marketing Canada, a division of TMV Corp.	2011-Dec-01	2013-Mar-31	FT	St. Clair	Union SWDA	100,000
							<b>193,557</b>
<b>Contracts that expired February, 2013</b>							
None							
<b>Contracts that expired January, 2013</b>							
None							
<b>Contracts that expired December, 2012</b>							
1066	1425445 Ontario Limited	1989-Jan-01	2012-Dec-31	FT	Empress	KPUC EDA	1,500 *
20397	Canada Starch Operating Company Inc.	2003-Nov-01	2012-Dec-31	FT	Union Dawn	Union CDA	699
43625	Agrium	2012-Jan-01	2012-Dec-31	FT	Empress	Union NDA	1,700
1045	Union Gas Limited	1989-Jan-01	2012-Dec-31	FT	Empress	Union NDA	1,030 *
							<b>4,929</b>
<b>Contracts that expired November, 2012</b>							
None							
<b>Contracts that expired October, 2012</b>							
37575	Centra Gas Manitoba Inc.	2009-Nov-01	2012-Oct-31	FT	Empress	Centram MDA	20,000 *
43036	Husky Energy Marketing Inc.	2011-Nov-01	2012-Oct-31	FT	Empress	Centram MDA	5,000
43223	Koch Canada Energy Services, LP	2011-Nov-01	2012-Oct-31	FT	Welwyn	Centram MDA	3,750
43227	Koch Canada Energy Services, LP	2011-Nov-01	2012-Oct-31	FT	Empress	Centram MDA	44,000
							<b>Centram MDA Total</b>
							<b>72,750</b>
42927	TransGas Limited	2011-Nov-01	2012-Oct-31	FT	Empress	Centram SSSA	1,507
							<b>Centram SSSA Total</b>
							<b>1,507</b>
5020	New York State Electric & Gas Corporation	1994-Nov-01	2012-Oct-31	FT	Empress	Chippawa	10,593
2937	Rochester Gas and Electric Corporation	1993-Nov-01	2012-Oct-31	FT	St. Clair	Chippawa	37,262
33199	Shell Energy North America (Canada) Inc.	2007-Nov-01	2012-Oct-31	FT	Kirkwall	Chippawa	8,706
							<b>Chippawa Total</b>
							<b>56,561</b>
13611	Alcoa Inc.	1999-Dec-01	2012-Oct-31	FT	Empress	Cornwall	1,294
							<b>Cornwall Total</b>
							<b>1,294</b>
10587	United States Gypsum Company	1997-Nov-01	2012-Oct-31	FT	Empress	Emerson 2	14,550
							<b>Emerson 2 Total</b>
							<b>14,550</b>
39571	Direct Energy Marketing Limited	2010-Nov-01	2012-Oct-31	FT	Iroquois	GMIT EDA	25,000
20562	Domtar Inc.	2003-May-01	2012-Oct-31	FT	Empress	GMIT EDA	1,000 *
1741	Gaz Metro Limited Partnership	1990-Oct-01	2012-Oct-31	FT	Empress	GMIT EDA	36,274 *
35449	Kruger Inc.	2008-Jul-01	2012-Oct-31	FT	Empress	GMIT EDA	771
							<b>GMIT EDA Total</b>
							<b>63,045</b>
42820	J. Aron & Company	2011-Nov-01	2012-Oct-31	FT	Empress	Iroquois	6,406
34834	New York State Electric & Gas Corporation	2008-Feb-01	2012-Oct-31	FT	Empress	Iroquois	7,205
42809	New York State Electric & Gas Corporation	2011-Nov-01	2012-Oct-31	FT	Empress	Iroquois	10,941
27213	Shell Energy North America (Canada) Inc.	2005-Nov-01	2012-Oct-31	FT	Empress	Iroquois	5,293
							<b>Iroquois Total</b>
							<b>29,845</b>
42925	TransGas Limited	2011-Nov-01	2012-Oct-31	FT	Empress	Transgas SSSA	10,000
							<b>Transgas SSSA Total</b>
							<b>10,000</b>
32907	The Corporation of the City of Kitchener	2007-Nov-01	2012-Oct-31	FT	Empress	Union CDA	500
32908	The Corporation of the City of Kitchener	2007-Nov-01	2012-Oct-31	FT	Empress	Union CDA	500
32909	The Corporation of the City of Kitchener	2007-Nov-01	2012-Oct-31	FT	Empress	Union CDA	500
12430	Union Gas Limited	1999-Nov-01	2012-Oct-31	FT	Empress	Union CDA	12,145
42582	Union Gas Limited	2011-Nov-01	2012-Oct-31	FT-NR	Union Parkway Belt	Union CDA	64,000
							<b>Union CDA Total</b>
							<b>77,645</b>
12870	Ontario Power Generation Inc.	1999-Nov-01	2012-Oct-31	FT	Empress	Union EDA	500 *

CONT. NO	SHIPPER	CONTRACT START DATE	CONTRACT END DATE	AGR. TYPE CODE	PRIMARY RECEIPT LOCATION	PRIMARY DELIVERY AREA/POINT	CONTRACT DEMAND (GJ/D)
40444	Vale Canada Limited	2010-Nov-01	2012-Oct-31	FT	Empress	Union EDA Total	500
						Union NDA	3,500
						Union NDA Total	3,500
42926	TransGas Limited	2011-Nov-01	2012-Oct-31	FT	Empress	Welwyn	5,127
						Welwyn Total	5,127
						Grand Total	336,324
<b>Contracts that expired September, 2012</b>							
None							
<b>Contracts that expired August, 2012</b>							
42766	ConocoPhillips Canada Marketing & Trading ULC	2011-Aug-20	2012-Aug-20	FT	St. Clair	Union SWDA	31,652
<b>Contracts that expired July, 2012</b>							
29459	3095381 Nova Scotia Company	2006-Apr-01	2012-Jul-01	FT	Empress	Niagara Falls	15,934
							15,934
<b>Contracts that expired June, 2012</b>							
None							
<b>Contracts that expired May, 2012</b>							
None							
<b>Contracts that will expired April, 2012</b>							
36192	BP Canada Energy Company	2011-Nov-01	2012-Apr-30	FT	Empress	Iroquois	26,952
						Grand Total	26,952
<b>Contracts that expired March, 2012</b>							
36866	Shell Energy North America (Canada) Inc.	2009-Apr-01	2012-Mar-31	FT	Iroquois	GMIT EDA	10,000
36886	Shell Energy North America (Canada) Inc.	2009-Apr-01	2012-Mar-31	FT	Iroquois	GMIT EDA	10,000
33195	BP Canada Energy Company	2007-Nov-01	2012-Mar-31	FT	St. Clair	Union SWDA	50,000
41507	Shell Energy North America (Canada) Inc.	2010-Dec-22	2012-Mar-31	FT	St. Clair	Union SWDA	63,874
						Grand Total	133,874
<b>Contracts that expired February, 2012</b>							
None							
<b>Contracts that expired January, 2012</b>							
41801	DELEnergy Corp.	2011-Feb-01	2012-Jan-31	FT	Empress	Union CDA	16
						Grand Total	16
<b>Contracts that expired December, 2011</b>							
6643	Whitby Cogeneration Limited Partnership	1996-Nov-01	2011-Dec-31	FT	Empress	Enbridge CDA	11,382
11209	Gaz Metro Limited Partnership	1998-Dec-10	2011-Dec-09	FT	Empress	GMIT EDA	44,523
1066	1425445 Ontario Limited	1989-Jan-01	2011-Dec-31	FT	Empress	KPUC EDA	1,286 *
1048	Union Gas Limited	1989-Jan-01	2011-Dec-31	FT	Empress	Union EDA	150 *
1045	Union Gas Limited	1989-Jan-01	2011-Dec-31	FT	Empress	Union NDA	1,880 *
1047	Union Gas Limited	1989-Jan-01	2011-Dec-31	FT	Empress	Union SSMDA	6,443 *
						Grand Total	65,664
<b>Contracts that expired November, 2011</b>							
None							
<b>Contracts that expired October, 2011</b>							
5107	Bunge Canada	1994-Nov-01	2011-Oct-31	FT	Welwyn	Centram MDA	75 *
37575	Centra Gas Manitoba Inc.	2009-Nov-01	2011-Oct-31	FT	Empress	Centram MDA	25,000 *
41024	Husky Energy Marketing Inc.	2010-Nov-01	2011-Oct-31	FT	Empress	Centram MDA	5,000
40373	Koch Canada Energy Services, LP	2010-Nov-01	2011-Oct-31	FT	Welwyn	Centram MDA	15,422
40374	Koch Canada Energy Services, LP	2010-Nov-01	2011-Oct-31	FT	Empress	Centram MDA	32,917
						Centram MDA Total	78,414
3036	Centra Gas Manitoba Inc.	1993-Dec-01	2011-Oct-31	FT	Empress	Centram SSSA	1,000 *
40121	TransGas Limited	2010-Nov-01	2011-Oct-31	FT	Empress	Centram SSSA	1,500
41086	TransGas Limited	2010-Nov-01	2011-Oct-31	FT	Empress	Centram SSSA	7
						Centram SSSA Total	2,507
1929	Centra Transmission Holdings Inc.	1990-Dec-09	2011-Oct-31	FT	Empress	Centrat MDA	1,130
						Centrat MDA Total	1,130
35663	Shell Energy North America (Canada) Inc.	2008-Nov-01	2011-Oct-31	FT	Kirkwall	Chippawa	1,317
						Chippawa Total	1,317
18349	Hoosier Magnetics, Inc.	2002-Nov-01	2011-Oct-31	FT	Empress	Cornwall	44 *
27540	Hoosier Magnetics, Inc.	2005-Nov-01	2011-Oct-31	FT	Empress	Cornwall	26
						Cornwall Total	70
1741	Gaz Metro Limited Partnership	1990-Oct-01	2011-Oct-31	FT	Empress	GMIT EDA	16,177 *
						GMIT EDA Total	16,177
40087	J. Aron & Company	2010-Aug-01	2011-Oct-31	FT	Empress	Niagara Falls	15,396
36163	United States Gypsum Company	2008-Nov-01	2011-Oct-31	FT	Empress	Niagara Falls	11,606
						Niagara Falls Total	27,002
35627	Rock-Tenn Shared Services, LLC	2008-Nov-01	2011-Oct-31	FT	Herbert	Phillipsburg	2,005
						Phillipsburg Total	2,005
40288	J. Aron & Company	2010-Nov-01	2011-Oct-31	FT	Empress	Spruce	5,275
						Spruce Total	5,275
13753	Capital Power Income L.P.	2000-Feb-01	2011-Oct-31	FT	Empress	TCPL WDA	6,502
						TCPL WDA Total	6,502
40120	TransGas Limited	2010-Nov-01	2011-Oct-31	FT	Empress	Transgas SSSA	10,000
40126	TransGas Limited	2010-Jul-15	2011-Oct-31	FT	Empress	Transgas SSSA	10,000
						Transgas SSSA Total	20,000
12458	Toyota Motor Manufacturing North America, Inc.	1999-Nov-01	2011-Oct-31	FT	Empress	Union CDA	948
						Union CDA Total	948
20375	Domtar Inc.	2003-Nov-01	2011-Oct-31	FT	Empress	Union NDA	1,000
						Union NDA Total	1,000
33327	Cargill Limited	2007-Nov-01	2011-Oct-31	FT	St. Clair	Union SWDA	5,275
40384	Union Gas Limited	2010-Nov-01	2011-Oct-31	FT	St. Clair	Union SWDA	10,551
						Union SWDA Total	15,826
40122	TransGas Limited	2010-Nov-01	2011-Oct-31	FT	Empress	Welwyn	6,000
40576	TransGas Limited	2010-Nov-01	2011-Oct-31	FT	Empress	Welwyn	10,943
						Welwyn Total	16,943
						Grand Total	195,116
<b>Contracts that expired September, 2011</b>							
None							
<b>Contracts that expired August, 2011</b>							
None							
<b>Contracts that expired July, 2011</b>							
None							
<b>Contracts that expired June, 2011</b>							
None							



CONT. NO	SHIPPER	CONTRACT START DATE	CONTRACT END DATE	AGR. TYPE CODE	PRIMARY RECEIPT LOCATION	PRIMARY DELIVERY AREA/POINT	CONTRACT DEMAND (GJ/D)
<b>Contracts that expired May, 2011</b>							
None							
<b>Contracts that expired April, 2011</b>							
40090	J. Aron & Company	2010-Aug-01	2011-Apr-30	FT	Union Dawn	Iroquois	1,000
28960	Cargill Limited	2006-Jan-01	2011-Apr-30	FT	Empress	Niagara Falls	27,002
37212	Tenaska Marketing Canada, a division of TMV Corp.	2009-Apr-01	2011-Apr-30	FT	St. Clair	Union SWDA	13,859
						<b>Grand Total</b>	<b>41,861</b>
<b>Contracts that expired March, 2011</b>							
30025	Infinite Energy, Inc.	2006-Nov-01	2011-Mar-31	FT	Empress	Chippawa	300
33197	Infinite Energy, Inc.	2007-Nov-01	2011-Mar-31	FT	Empress	Chippawa	500
40088	J. Aron & Company	2010-Aug-01	2011-Mar-31	FT	St. Clair	Chippawa	29,183
40091	J. Aron & Company	2010-Aug-01	2011-Mar-31	FT	Union Dawn	Chippawa	40,000
12217	DTE Energy Trading, Inc.	1999-Mar-10	2011-Mar-31	FT	St. Clair	East Hereford	16,646
35059	Tenaska Marketing Canada, a division of TMV Corp.	2008-Mar-01	2011-Mar-31	FT	Empress	Iroquois	27,484
40086	J. Aron & Company	2010-Aug-01	2011-Mar-31	FT	Union Dawn	Niagara Falls	142,433
26469	National Fuel Gas Distribution Corporation	2005-Apr-01	2011-Mar-31	FT	Union Dawn	Niagara Falls	28,854
35447	Enserco Energy Inc.	2008-Nov-01	2011-Mar-31	FT	St. Clair	Union SWDA	26,343
37031	Enserco Energy Inc.	2009-Nov-01	2011-Mar-31	FT	St. Clair	Union SWDA	52,753
37205	Suncor Energy Marketing Inc.	2009-Nov-01	2011-Mar-31	FT	St. Clair	Union SWDA	52,755
33194	Tenaska Marketing Canada, a division of TMV Corp.	2007-Nov-01	2011-Mar-31	FT	St. Clair	Union SWDA	20,000
37215	Tenaska Marketing Canada, a division of TMV Corp.	2009-Apr-01	2011-Mar-31	FT	St. Clair	Union SWDA	19,447
37241	Tenaska Marketing Canada, a division of TMV Corp.	2009-Apr-01	2011-Mar-31	FT	St. Clair	Union SWDA	22,200
						<b>Grand Total</b>	<b>478,898</b>
<b>Contracts that expired February, 2011</b>							
None							
<b>Contracts that expired January, 2011</b>							
34934	Virginia Power Energy Marketing, Inc.	2008-Feb-01	2011-Jan-31	FT	St. Clair	Union SWDA	20,000
						<b>Grand Total</b>	<b>20,000</b>
<b>Contracts that expired December, 2010</b>							
1048	Union Gas Limited	1989-Jan-01	2010-Dec-31	FT	Empress	Union EDA	1,905 *
1049	Union Gas Limited	1989-Jan-01	2010-Dec-31	FT	Empress	Union NCDA	283 *
1045	Union Gas Limited	1989-Jan-01	2010-Dec-31	FT	Empress	Union NDA	8,921 *
1047	Union Gas Limited	1989-Jan-01	2010-Dec-31	FT	Empress	Union SSMDA	300 *
2990	Lake Superior Power Limited Partnership	1993-Nov-01	2010-Dec-31	FT	Empress	Union SSMDA	10,100
						<b>Grand Total</b>	<b>21,509</b>
<b>Contracts that expired November, 2010</b>							
27905	Michigan Consolidated Gas Company	2005-Nov-01	2010-Nov-30	FT	Empress	Union SWDA	52,753
						<b>Grand Total</b>	<b>52,753</b>
<b>Contracts that expired October, 2010</b>							
38099	Koch Canada Energy Services, LP	2009-Oct-01	2010-Oct-31	FT	Empress	Centram MDA	10,000
38145	Koch Canada Energy Services, LP	2009-Oct-01	2010-Oct-31	FT	Empress	Centram MDA	1,884
38146	Koch Canada Energy Services, LP	2009-Oct-01	2010-Oct-31	FT	Welwyn	Centram MDA	6,002
38147	Koch Canada Energy Services, LP	2009-Oct-01	2010-Oct-31	FT	Empress	Centram MDA	21,033
38148	Koch Canada Energy Services, LP	2009-Oct-01	2010-Oct-31	FT	Welwyn	Centram MDA	5,652
38149	Koch Canada Energy Services, LP	2009-Oct-01	2010-Oct-31	FT	Welwyn	Centram MDA	3,768
37575	Centra Gas Manitoba Inc.	2009-Nov-01	2010-Oct-31	FT	Empress	Centram MDA	25,000 *
26474	McCain Foods Limited	2005-Mar-01	2010-Oct-31	FT	Empress	Centram MDA	300 *
35633	McCain Foods Limited	2008-Nov-01	2010-Oct-31	FT	Empress	Centram MDA	300 *
						<b>Centram MDA Total</b>	<b>73,939</b>
3036	Centra Gas Manitoba Inc.	1993-Dec-01	2010-Oct-31	FT	Empress	Centram SSDA	800 *
5674	TransGas Limited	1995-Aug-01	2010-Oct-31	FT	Empress	Centram SSDA	1,507
						<b>Centram SSDA Total</b>	<b>2,307</b>
11164	Husky Energy Marketing Inc.	1998-Jan-01	2010-Oct-31	FT	St. Clair	Chippawa	16,002
35684	Shell Energy North America (Canada) Inc.	2008-Nov-01	2010-Oct-31	FT	Kirkwall	Chippawa	22,500
35663	Shell Energy North America (Canada) Inc.	2008-Nov-01	2010-Oct-31	FT	Kirkwall	Chippawa	21,183 *
						<b>Chippawa Total</b>	<b>59,685</b>
13258	ACCO Brands USA LLC	1999-Nov-01	2010-Oct-31	FT	Empress	Cornwall	41
30185	ACCO Brands USA LLC	2006-Jul-01	2010-Oct-31	FT	Empress	Cornwall	34
						<b>Cornwall Total</b>	<b>75</b>
29832	Bay State Gas Company	2006-Nov-01	2010-Oct-31	FT	Empress	East Hereford	5,251
26603	Husky Energy Marketing Inc.	2005-Apr-01	2010-Oct-31	FT	Empress	East Hereford	12,661
29833	Northern Utilities, Inc.	2006-Nov-01	2010-Oct-31	FT	Empress	East Hereford	1,196
32392	Shell Energy North America (Canada) Inc.	2007-Feb-01	2010-Oct-31	FT	Union Dawn	East Hereford	46,403
37612	Tenaska Marketing Canada, a division of TMV Corp.	2009-Nov-01	2010-Oct-31	FT	Iroquois	East Hereford	22,401
37791	Tenaska Marketing Canada, a division of TMV Corp.	2009-Nov-01	2010-Oct-31	FT	Iroquois	East Hereford	5,083
						<b>East Hereford Total</b>	<b>92,995</b>
1000	Husky Energy Marketing Inc.	1990-May-01	2010-Oct-31	FT	Empress	Emerson 2	11,032
						<b>Emerson 2 Total</b>	<b>11,032</b>
27072	IKO Industries Ltd.	2005-Nov-01	2010-Oct-31	FT	Empress	Enbridge CDA	1,000
38826	Enbridge Gas Distribution Inc.	2009-Nov-01	2010-Oct-31	FT	Empress	Enbridge CDA	16,625 *
						<b>Enbridge CDA Total</b>	<b>17,625</b>
36057	Enbridge Gas Distribution Inc.	2009-Nov-01	2010-Oct-31	FT	Empress	Enbridge EDA	14,067 *
						<b>Enbridge EDA Total</b>	<b>14,067</b>
37574	Direct Energy Marketing Limited	2009-Nov-01	2010-Oct-31	FT	Empress	GMIT EDA	10,000
2169	Gaz Metro Limited Partnership	1991-Nov-01	2010-Oct-31	FT	Empress	GMIT EDA	49,125
12050	Gaz Metro Limited Partnership	1999-Nov-01	2010-Oct-31	FT	Empress	GMIT EDA	10,398
39649	J.P. Morgan Commodities Canada Corporation	2010-Apr-01	2010-Oct-31	FT	Empress	GMIT EDA	15,000
20565	Kronos Canada, Inc.	2003-May-01	2010-Oct-31	FT	Empress	GMIT EDA	4,357
1741	Gaz Metro Limited Partnership	1990-Oct-01	2010-Oct-31	FT	Empress	GMIT EDA	55,269 *
						<b>GMIT EDA Total</b>	<b>144,149</b>
36993	Goreway Station Partnership	2009-Jan-01	2010-Oct-31	FT-SN	Union Parkway Belt	Goreway CDA	20,000 *
						<b>Goreway CDA Total</b>	<b>20,000</b>
34481	Central Hudson Gas & Electric Corporation	2007-Dec-01	2010-Oct-31	FT	Empress	Iroquois	5,978
34480	Consolidated Edison Company of New York, Inc.	2007-Dec-01	2010-Oct-31	FT	Empress	Iroquois	11,859
34833	KeySpan Gas East Corporation	2008-Feb-01	2010-Oct-31	FT	Empress	Iroquois	35,694
34832	The Brooklyn Union Gas Company	2008-Feb-01	2010-Oct-31	FT	Empress	Iroquois	35,694
34835	The Narragansett Electric Company	2008-Feb-01	2010-Oct-31	FT	Empress	Iroquois	1,067
38144	Union Gas Limited	2009-Nov-01	2010-Oct-31	FT	Empress	Iroquois	12,832
						<b>Iroquois Total</b>	<b>103,124</b>
1298	1425445 Ontario Limited	1989-Nov-01	2010-Oct-31	FT	Empress	KPUC EDA	1,941
						<b>KPUC EDA Total</b>	<b>1,941</b>
38074	Consolidated Edison Company of New York, Inc.	2009-Nov-01	2010-Oct-31	FT	Empress	Niagara Falls	42,202
2964	Husky Energy Marketing Inc.	1993-Nov-01	2010-Oct-31	FT	Empress	Niagara Falls	15,988
21961	Husky Energy Marketing Inc.	2003-Oct-01	2010-Oct-31	FT	Empress	Niagara Falls	839
33679	Husky Energy Marketing Inc.	2007-Nov-01	2010-Oct-31	FT	Empress	Niagara Falls	54,004
						<b>Niagara Falls Total</b>	<b>113,033</b>
35627	Rock-Tenn Shared Services, LLC	2008-Nov-01	2010-Oct-31	FT	Herbert	Phillipsburg	301 *
						<b>Phillipsburg Total</b>	<b>301</b>

CONT. NO	SHIPPER	CONTRACT START DATE	CONTRACT END DATE	AGR. TYPE CODE	PRIMARY RECEIPT LOCATION	PRIMARY DELIVERY AREA/POINT	CONTRACT DEMAND (GJ/D)
36166	Nexen Marketing	2008-Nov-01	2010-Oct-31	FT	Empress	Spruce	5,275
						<b>Spruce Total</b>	<b>5,275</b>
11599	Husky Energy Marketing Inc.	1998-Nov-01	2010-Oct-31	FT	Empress	St. Clair	5,334
21963	Husky Energy Marketing Inc.	2003-Oct-01	2010-Oct-31	FT	Empress	St. Clair	10,668
						<b>St. Clair Total</b>	<b>16,002</b>
27075	North American Tillage Tools Company	2005-Nov-01	2010-Oct-31	FT	Empress	Union CDA	375
32910	The Corporation of the City of Kitchener	2007-Nov-01	2010-Oct-31	FT	Empress	Union CDA	500
22755	Union Gas Limited	2003-Nov-01	2010-Oct-31	FT	Empress	Union CDA	4,303
12430	Union Gas Limited	1999-Nov-01	2010-Oct-31	FT	Empress	Union CDA	8,197 *
						<b>Union CDA Total</b>	<b>13,375</b>
6507	IKO Industries Ltd.	1996-Sep-01	2010-Oct-31	FT	Empress	Union EDA	762
32437	IKO Industries Ltd.	2007-Nov-01	2010-Oct-31	FT	Empress	Union EDA	500
29482	Dyno Nobel Nitrogen Inc.	2006-Mar-30	2010-Oct-31	FT	Empress	Union EDA	935 *
						<b>Union EDA Total</b>	<b>2,197</b>
12433	Union Gas Limited	1999-Nov-01	2010-Oct-31	FT	Empress	Union NDA	4,335
23237	Vale Inco Limited	2004-Jan-01	2010-Oct-31	FT	Empress	Union NDA	8,862
						<b>Union NDA Total</b>	<b>13,197</b>
37314	ConocoPhillips Canada Marketing & Trading ULC	2009-Mar-21	2010-Oct-31	FT	Empress	Union SWDA	15,826
24018	Shell Energy North America (Canada) Inc.	2004-Nov-01	2010-Oct-31	FT	St. Clair	Union SWDA	100,000
						<b>Union SWDA Total</b>	<b>115,826</b>
37539	TransGas Limited	2009-Nov-01	2010-Oct-31	FT	Empress	Welwyn	16,943
						<b>Welwyn Total</b>	<b>16,943</b>
						<b>Grand Total</b>	<b>837,088</b>
<b>Contracts that expired September, 2010</b>							
None							
<b>Contracts that expired August, 2010</b>							
None							
<b>Contracts that expired July, 2010</b>							
None							
<b>Contracts that expired June, 2010</b>							
None							
<b>Contracts that expired May, 2010</b>							
None							
<b>Contracts that expired April, 2010</b>							
33211	TransCanada Energy Ltd.	2007-Nov-01	2010-Apr-30	FT	St. Clair	Union SWDA	50,436
20595	Nexen Marketing	2003-Oct-01	2010-Apr-30	FT	Union Dawn	Iroquois	24,000 *
						<b>Grand Total</b>	<b>74,436</b>
<b>Contracts that expired in March, 2010</b>							
20378	Gerdau Ameristeel Corporation	2003-Apr-01	2010-Mar-31	FT	Empress	Centram MDA	1,000
12528	Marketing D'Ennergie HQ Inc.	1999-May-01	2010-Mar-31	FT	Empress	East Hereford	15,826
32515	Nexen Marketing	2007-Nov-01	2010-Mar-31	FT	Union Parkway Belt	Iroquois	4,511
32903	Nexen Marketing	2007-Nov-01	2010-Mar-31	FT	North Bay Junction	Iroquois	75,567
31098	Nexen Marketing	2006-Nov-01	2010-Mar-31	FT	Union Dawn	Niagara Falls	12,753
18234	Nexen Marketing	2002-Nov-01	2010-Mar-31	FT	Union Dawn	Niagara Falls	18,448 *
37206	Suncor Energy Marketing Inc.	2009-Feb-13	2010-Mar-31	FT	Empress	Transgas SSDA	21,101
						<b>Grand Total</b>	<b>149,206</b>
<b>Contracts that expired in February, 2010</b>							
None							
<b>Contracts that expired in January, 2010</b>							
None							
<b>Contracts that expired in December, 2009</b>							
32532	Bowater Canadian Forest Products Inc.	2008-Jan-01	2009-Dec-31	FT	Empress	Enbridge EDA	75
36996	Direct Energy Marketing Limited	2009-Jan-01	2009-Dec-31	FT	Empress	Transgas SSDA	15,000
35692	Nexen Marketing	2008-Jul-15	2009-Dec-31	FT	Empress	Union SWDA	100,000
35771	Tenaska Marketing Canada, a division of TMV Corp.	2008-Jul-24	2009-Dec-31	FT	Empress	Union SWDA	20,000
1046	Union Gas Limited	1989-Jan-01	2009-Dec-31	FT	Empress	Union WDA	2,658 *
1047	Union Gas Limited	1989-Jan-01	2010-Dec-31	FT	Empress	Union SSMDA	20,062 *
						<b>Grand Total</b>	<b>157,795</b>
<b>Contracts that expired in November, 2009</b>							
36705	BP Canada Energy Company	2008-Nov-02	2009-Nov-30	FT	Empress	Emerson 1	13,015
36716	BP Canada Energy Company	2008-Nov-11	2009-Nov-30	FT	Empress	Emerson 1	717
11887	Vermont Gas Systems, Inc.	1998-Dec-10	2009-Nov-30	FT	Empress	Phillipsburg	500
34490	Vermont Gas Systems, Inc.	2008-Apr-01	2009-Nov-30	FT	Empress	Phillipsburg	1,538 *
36757	Shell Energy North America (Canada) Inc.	2008-Nov-14	2009-Nov-30	FT	Empress	Transgas SSDA	36,927
36825	Shell Energy North America (Canada) Inc.	2008-Nov-22	2009-Nov-30	FT	Empress	Transgas SSDA	36,927
36850	Shell Energy North America (Canada) Inc.	2008-Nov-26	2009-Nov-30	FT	Empress	Union WDA	31,652
1375	Cochrane Power Corporation	1989-Dec-01	2009-Nov-30	FT	Empress	Union NDA	6,089
						<b>Grand Total</b>	<b>127,365</b>
<b>Contracts that expired in October, 2009</b>							
35918	Centra Gas Manitoba Inc.	2008-Nov-01	2009-Oct-31	FT	Welwyn	Centram MDA	160,000
21986	International Maltng Company Canada Ltd.	2003-Nov-01	2009-Oct-31	FT	Empress	Centram MDA	400
35787	Tenaska Marketing Canada, a division of TMV Corp.	2008-Nov-01	2009-Oct-31	FT	Empress	Centram MDA	7,000
						<b>Centram MDA Total</b>	<b>167,400</b>
3036	Centra Gas Manitoba Inc.	1993-Dec-01	2009-Oct-31	FT	Empress	Centram SSDA	600 *
						<b>Centram SSDA Total</b>	<b>600</b>
29357	Abitibi-Consolidated Company of Canada	2006-Mar-01	2009-Oct-31	FT	Empress	Centrat MDA	1,500 *
						<b>Centrat MDA Total</b>	<b>1,500</b>
27538	Massena Central School District	2005-Nov-01	2009-Oct-31	FT	Empress	Cornwall	1 *
19233	St. Lawrence Gas Company, Inc.	2002-Nov-01	2009-Oct-31	STS	Union Parkway Belt	Cornwall	485 *
21988	St. Lawrence Gas Company, Inc.	2003-Nov-01	2009-Oct-31	FT	Empress	Cornwall	200 *
22752	St. Lawrence Gas Company, Inc.	2003-Dec-01	2009-Oct-31	FT	Empress	Cornwall	561
23090	St. Lawrence Gas Company, Inc.	2004-Jan-01	2009-Oct-31	FT	Empress	Cornwall	110
						<b>Cornwall Total</b>	<b>1,357</b>
37528	Macquarie Cook Energy Canada Ltd.	2009-May-01	2009-Oct-31	FT	Empress	East Hereford	6,539
						<b>East Hereford Total</b>	<b>6,539</b>
36713	ConocoPhillips Canada Marketing & Trading ULC	2008-Nov-15	2009-Oct-31	FT	Empress	Emerson 1	5,426
36657	Nexen Marketing	2008-Nov-01	2009-Oct-31	FT	Empress	Emerson 1	3,768
						<b>Emerson 1 Total</b>	<b>9,194</b>
36054	BP Canada Energy Company	2008-Nov-01	2009-Oct-31	FT	Empress	Emerson 2	401
36213	Canadian Natural Resources	2008-Nov-01	2009-Oct-31	FT	Empress	Emerson 2	26,376
1000	Husky Energy Marketing Inc.	1990-May-01	2009-Oct-31	FT	Empress	Emerson 2	5,000 *
						<b>Emerson 2 Total</b>	<b>31,777</b>
27904	IKO Industries Ltd.	2006-Mar-01	2009-Oct-31	FT	Empress	Enbridge CDA	1,000
20224	Oxy Vinyls Canada Inc.	2003-Apr-01	2009-Oct-31	FT	Union Dawn	Enbridge CDA	150 *
						<b>Enbridge CDA Total</b>	<b>1,150</b>

CONT. NO	SHIPPER	CONTRACT START DATE	CONTRACT END DATE	AGR. TYPE CODE	PRIMARY RECEIPT LOCATION	PRIMARY DELIVERY AREA/POINT	CONTRACT DEMAND (GJ/D)
2170	Gaz Metro Limited Partnership	1991-Nov-01	2009-Oct-31	FT	Empress	GMIT EDA	20,353
12050	Gaz Metro Limited Partnership	1999-Nov-01	2009-Oct-31	FT	Empress	GMIT EDA	13,837 *
35800	Gaz Metro Limited Partnership	2008-Nov-01	2009-Oct-31	FT	Empress	GMIT EDA	1,700
35801	Gaz Metro Limited Partnership	2008-Nov-01	2009-Oct-31	FT	Empress	GMIT EDA	1,473
36994	Uniboard Canada Inc.	2009-Feb-01	2009-Oct-31	FT	Empress	GMIT EDA	900
						<b>GMIT EDA Total</b>	<b>38,263</b>
19216	Enbridge Gas Distribution Inc.	2002-Nov-01	2009-Oct-31	FT	Empress	Iroquois	27,643
19762	Enbridge Gas Distribution Inc.	2003-Jan-20	2009-Oct-31	FT	Empress	Iroquois	28,650
						<b>Iroquois Total</b>	<b>56,293</b>
2978	1425445 Ontario Limited	1993-Nov-01	2009-Oct-31	FT	Empress	KPUC EDA	1,066
						<b>KPUC EDA Total</b>	<b>1,066</b>
2968	Georgia-Pacific LLC	1993-Nov-01	2009-Oct-31	FT	Empress	Napierville	1,601
						<b>Napierville Total</b>	<b>1,601</b>
12713	ConocoPhillips Western Canada Partnership	1999-Aug-01	2009-Oct-31	FT	Empress	Niagara Falls	8,683
14496	Devon Canada Corporation	2000-Jul-01	2009-Oct-31	FT	Empress	Niagara Falls	2,454
15634	Devon Canada Corporation	2001-Mar-01	2009-Oct-31	FT	Empress	Niagara Falls	2,059
11340	Hunt Oil Company of Canada, Inc.	1998-Mar-01	2009-Oct-31	FT	Empress	Niagara Falls	1,258
5850	Talisman Energy Canada	1995-Nov-01	2009-Oct-31	FT	Empress	Niagara Falls	3,089
						<b>Niagara Falls Total</b>	<b>17,543</b>
12988	EnCana Corporation	1999-Nov-01	2009-Oct-31	FT	Empress	St. Clair	21,372
						<b>St. Clair Total</b>	<b>21,372</b>
29763	TransGas Limited	2006-Nov-01	2009-Oct-31	FT	Empress	Transgas SSDA	28,736
						<b>Transgas SSDA Total</b>	<b>28,736</b>
32929	Cascades Canada Inc.	2007-Jun-01	2009-Oct-31	FT	Empress	Union CDA	190
27075	North American Tillage Tools Company	2005-Nov-01	2009-Oct-31	FT	Empress	Union CDA	25 *
12458	Toyota Motor Manufacturing North America, Inc.	1999-Nov-01	2009-Oct-31	FT	Empress	Union CDA	2,000 *
						<b>Union CDA Total</b>	<b>2,215</b>
32930	Cascades Canada Inc.	2007-Jun-01	2009-Oct-31	FT	Empress	Union EDA	2,300
12870	Ontario Power Generation Inc.	1999-Nov-01	2009-Oct-31	FT	Empress	Union EDA	6,666 *
1051	Union Gas Limited	1989-Apr-01	2009-Oct-31	FT	Empress	Union EDA	4,985
2574	Union Gas Limited	1992-Nov-01	2009-Oct-31	FT	Empress	Union EDA	5,709
2744	Union Gas Limited	1993-Nov-01	2009-Oct-31	FT	Empress	Union EDA	4,645 *
10711	Union Gas Limited	1997-Nov-01	2009-Oct-31	FT	Empress	Union EDA	3,616
12431	Union Gas Limited	1999-Nov-01	2009-Oct-31	FT	Empress	Union EDA	5,878
						<b>Union EDA Total</b>	<b>33,799</b>
20375	Domtar Inc.	2003-Nov-01	2009-Oct-31	FT	Empress	Union NDA	629 *
12433	Union Gas Limited	1999-Nov-01	2009-Oct-31	FT	Empress	Union NDA	2,259 *
						<b>Union NDA Total</b>	<b>2,888</b>
12432	Union Gas Limited	1999-Nov-01	2009-Oct-31	FT	Empress	Union SSMDA	2,564
						<b>Union SSMDA Total</b>	<b>2,564</b>
12712	EnCana Corporation	1999-Nov-01	2009-Oct-31	FT	St. Clair	Union SWDA	14,000
17468	EnCana Corporation	2002-May-01	2009-Oct-31	FT	St. Clair	Union SWDA	7,340
20423	EnCana Corporation	2003-May-01	2009-Oct-31	FT	St. Clair	Union SWDA	32
35773	Shell Energy North America (Canada) Inc.	2008-Jul-24	2009-Oct-31	FT	Empress	Union SWDA	41,072
36688	Shell Energy North America (Canada) Inc.	2008-Nov-01	2009-Oct-31	FT	Empress	Union SWDA	31,652
35772	Tenaska Marketing Canada, a division of TMV Corp.	2008-Jul-24	2009-Oct-31	FT	Empress	Union SWDA	38,928
						<b>Union SWDA Total</b>	<b>133,024</b>
32506	Domtar Pulp and Paper Products Inc.	2007-Mar-05	2009-Oct-31	FT	Empress	Union WDA	4,898
11929	Union Gas Limited	1998-Nov-01	2009-Oct-31	FT	Empress	Union WDA	1,944
						<b>Union WDA Total</b>	<b>6,842</b>
35917	Centra Gas Manitoba Inc.	2008-Nov-01	2009-Oct-31	FT	Empress	Welwyn	160,800
						<b>Welwyn Total</b>	<b>160,800</b>
						<b>Grand Total</b>	<b>726,523</b>
<b>Contracts that expired in September, 2009</b>							
36045	Enserco Energy Inc.	2008-Sep-27	2009-Sep-30	FT	Empress	Transgas SSDA	21,101
						<b>Grand Total</b>	<b>21,101</b>
<b>Contracts that expired in August, 2009</b>							
None							
<b>Contracts that expired in July, 2009</b>							
None							
<b>Contracts that expired in June, 2009</b>							
29458	3095381 Nova Scotia Company	2006-Apr-01	2009-Jun-20	FT	Empress	Napierville	54,992
						<b>Grand Total</b>	<b>54,992</b>
<b>Contracts that expired in May, 2009</b>							
34951	Enserco Energy Inc.	2008-Feb-05	2009-May-31	FT	St. Clair	Union SWDA	6,376
						<b>Grand Total</b>	<b>6,376</b>
<b>Contracts that expired in April, 2009</b>							
34946	Suncor Energy Marketing Inc.	2008-Feb-01	2009-Apr-30	FT	St. Clair	Union SWDA	10,551
						<b>Grand Total</b>	<b>10,551</b>
<b>Contracts that expired in March, 2009</b>							
11812	DTE Energy Trading, Inc.	1999-Mar-10	2009-Mar-09	FT	Empress	East Hereford	16,014
33271	Wausau Paper Printing & Writing, LLC	2007-Nov-01	2009-Mar-10	FT	Empress	East Hereford	1,279
23687	Tenaska Marketing Canada, a division of TMV Corp.	2004-Mar-01	2009-Mar-31	FT	Empress	East Hereford	16,203
33270	Wausau Paper Printing & Writing, LLC	2007-Nov-01	2009-Mar-31	FT	Empress	East Hereford	3,581
21978	Nexen Marketing	2003-Nov-01	2009-Mar-31	FT	Bayhurst 1	GMIT EDA	2,500
21977	Nexen Marketing	2003-Nov-01	2009-Mar-31	FT	Herbert	GMIT EDA	12,500
34290	BG Energy Merchants Canada, Limited	2007-Nov-01	2009-Mar-31	FT	Empress	Iroquois	36,927
19416	Comsatec Inc.	2002-Dec-01	2009-Mar-31	FT	Empress	Iroquois	10,000
11505	EnCana Oil & Gas Partnership	1998-May-01	2009-Mar-31	FT	Empress	Iroquois	20,266
32906	Husky Energy Marketing Inc.	2007-Nov-01	2009-Mar-31	FT	Empress	Iroquois	20,000
29819	Tenaska Marketing Canada, a division of TMV Corp.	2006-May-05	2009-Mar-31	FT	Empress	Iroquois	3,335
32553	Tenaska Marketing Canada, a division of TMV Corp.	2007-Apr-01	2009-Mar-31	FT	Empress	Iroquois	5,275
32572	Tenaska Marketing Canada, a division of TMV Corp.	2007-Apr-01	2009-Mar-31	FT	Empress	Iroquois	67
32624	Tenaska Marketing Canada, a division of TMV Corp.	2007-Apr-01	2009-Mar-31	FT	Empress	Iroquois	19,904
34210	Tenaska Marketing Canada, a division of TMV Corp.	2008-Apr-01	2009-Mar-31	FT	Empress	Iroquois	25,000
31084	Nexen Marketing	2006-Nov-01	2009-Mar-31	FT	Emerson 2	Niagara Falls	36,700
23690	Tenaska Marketing Canada, a division of TMV Corp.	2004-Mar-01	2009-Mar-31	FT	Empress	Phillipsburg	7,447
33193	Enserco Energy Inc.	2007-Nov-01	2009-Mar-31	FT	St. Clair	Union SWDA	20,000
34786	Enserco Energy Inc.	2008-Jan-01	2009-Mar-31	FT	St. Clair	Union SWDA	11,290
19656	Shell Energy North America (Canada) Inc.	2002-Dec-20	2009-Mar-31	FT	St. Clair	Union SWDA	60,000
19776	Shell Energy North America (Canada) Inc.	2003-Jan-22	2009-Mar-31	FT	St. Clair	Union SWDA	40,000
33191	Suncor Energy Marketing Inc.	2007-Nov-01	2009-Mar-31	FT	St. Clair	Union SWDA	21,101
34936	Suncor Energy Marketing Inc.	2008-Feb-01	2009-Mar-31	FT	St. Clair	Union SWDA	13,073
34595	Vitol Inc.	2007-Dec-01	2009-Mar-31	FT	St. Clair	Union SWDA	22,580
						<b>Grand Total</b>	<b>425,042</b>
<b>DOS-MN Contracts that expired in March, 2009</b>							
36763	Connecticut Natural Gas Corporation	2008-Nov-15	2009-Mar-31	DOS-MN	Empress	Dawn Export	416
36764	The Southern Connecticut Gas Company	2008-Nov-15	2009-Mar-31	DOS-MN	Empress	Dawn Export	730
36766	Yankee Gas Services Company	2008-Nov-15	2009-Mar-31	DOS-MN	Empress	Dawn Export	955
36722	3095381 Nova Scotia Company	2008-Nov-15	2009-Mar-31	DOS-MN	Empress	Union SWDA	4,071
36724	Ag Energy Co-operative Ltd.	2008-Nov-15	2009-Mar-31	DOS-MN	Empress	Union SWDA	32
36750	AltaGas Energy Limited Partnership	2008-Nov-15	2009-Mar-31	DOS-MN	Empress	Union SWDA	103
36876	AltaGas Energy Limited Partnership	2008-Dec-01	2009-Mar-31	DOS-MN	Empress	Union SWDA	49
36751	BG Energy Merchants Canada, Limited	2008-Nov-15	2009-Mar-31	DOS-MN	Empress	Union SWDA	2,027
36718	BP Canada Energy Company	2008-Nov-15	2009-Mar-31	DOS-MN	Empress	Union SWDA	9,861

CONT. NO	SHIPPER	CONTRACT START DATE	CONTRACT END DATE	AGR. TYPE CODE	PRIMARY RECEIPT LOCATION	PRIMARY DELIVERY AREA/POINT	CONTRACT DEMAND (GJ/D)
36826	BP Canada Energy Company	2008-Nov-22	2009-Mar-31	DOS-MN	Empress	Union SWDA	13
36725	Canada Starch Operating Company Inc.	2008-Nov-15	2009-Mar-31	DOS-MN	Empress	Union SWDA	52
36719	Canadian Natural Resources	2008-Nov-15	2009-Mar-31	DOS-MN	Empress	Union SWDA	521
36720	Cargill Limited	2008-Nov-15	2009-Mar-31	DOS-MN	Empress	Union SWDA	2,280
37100	Cargill Limited	2009-Jan-22	2009-Mar-31	DOS-MN	Empress	Union SWDA	7
36872	Casco Inc.	2008-Dec-01	2009-Mar-31	DOS-MN	Empress	Union SWDA	76
36721	Comsatec Inc.	2008-Nov-15	2009-Mar-31	DOS-MN	Empress	Union SWDA	1,369
36878	Comsatec Inc.	2008-Dec-01	2009-Mar-31	DOS-MN	Empress	Union SWDA	78
36748	ConocoPhillips Canada Marketing & Trading ULC	2008-Nov-15	2009-Mar-31	DOS-MN	Empress	Union SWDA	2,506
37319	ConocoPhillips Canada Marketing & Trading ULC	2009-Mar-21	2009-Mar-31	DOS-MN	Empress	Union SWDA	59
36726	ConocoPhillips Western Canada Partnership	2008-Nov-15	2009-Mar-31	DOS-MN	Empress	Union SWDA	464
36727	Constellation Energy Commodities Group, Inc.	2008-Nov-15	2009-Mar-31	DOS-MN	Empress	Union SWDA	1,442
36728	Direct Energy Marketing Limited	2008-Nov-15	2009-Mar-31	DOS-MN	Empress	Union SWDA	45,321
36997	Direct Energy Marketing Limited	2009-Jan-01	2009-Mar-31	DOS-MN	Empress	Union SWDA	68
36729	Domtar Inc.	2008-Nov-15	2009-Mar-31	DOS-MN	Empress	Union SWDA	344
36835	Domtar Inc.	2008-Nov-22	2009-Mar-31	DOS-MN	Empress	Union SWDA	205
36836	Domtar Inc.	2008-Nov-22	2009-Mar-31	DOS-MN	Empress	Union SWDA	83
36733	EPCOR Power L.P.	2008-Nov-15	2009-Mar-31	DOS-MN	Empress	Union SWDA	1,218
36731	EnCana Oil & Gas Partnership	2008-Nov-15	2009-Mar-31	DOS-MN	Empress	Union SWDA	2,136
36730	Enbridge Gas Distribution Inc.	2008-Nov-15	2009-Mar-31	DOS-MN	Empress	Union SWDA	18,496
36749	Enbridge Gas Services Inc.	2008-Nov-15	2009-Mar-31	DOS-MN	Empress	Union SWDA	1,404
36732	Enserco Energy Inc.	2008-Nov-15	2009-Mar-31	DOS-MN	Empress	Union SWDA	465
36734	Gerdau Ameristeel MRM Special Sections Inc.	2008-Nov-15	2009-Mar-31	DOS-MN	Empress	Union SWDA	17
36735	Husky Energy Marketing Inc.	2008-Nov-15	2009-Mar-31	DOS-MN	Empress	Union SWDA	9,746
36736	Integrus Energy Services of Canada Corp.	2008-Nov-15	2009-Mar-31	DOS-MN	Empress	Union SWDA	137
36838	Integrus Energy Services of Canada Corp.	2008-Nov-22	2009-Mar-31	DOS-MN	Empress	Union SWDA	1,283
36738	NJR Energy Services Company	2008-Nov-15	2009-Mar-31	DOS-MN	Empress	Union SWDA	529
36737	Nexen Marketing	2008-Nov-15	2009-Mar-31	DOS-MN	Empress	Union SWDA	12,354
36873	Nexen Marketing	2008-Dec-01	2009-Mar-31	DOS-MN	Empress	Union SWDA	24
36875	Sempra Energy Trading LLC	2008-Dec-01	2009-Mar-31	DOS-MN	Empress	Union SWDA	850
36739	Shell Energy North America (Canada) Inc.	2008-Nov-15	2009-Mar-31	DOS-MN	Empress	Union SWDA	15,500
36827	Shell Energy North America (Canada) Inc.	2008-Nov-22	2009-Mar-31	DOS-MN	Empress	Union SWDA	307
36840	Shell Energy North America (Canada) Inc.	2008-Nov-22	2009-Mar-31	DOS-MN	Empress	Union SWDA	307
36855	Shell Energy North America (Canada) Inc.	2008-Nov-26	2009-Mar-31	DOS-MN	Empress	Union SWDA	1,363
36740	Suncor Energy Marketing Inc.	2008-Nov-15	2009-Mar-31	DOS-MN	Empress	Union SWDA	81
37208	Suncor Energy Marketing Inc.	2009-Feb-13	2009-Mar-31	DOS-MN	Empress	Union SWDA	50
36741	Tenaska Marketing Canada, a division of TMV Corp.	2008-Nov-15	2009-Mar-31	DOS-MN	Empress	Union SWDA	10,361
36743	TransCanada Energy Ltd.	2008-Nov-15	2009-Mar-31	DOS-MN	Empress	Union SWDA	1,761
36745	Union Gas Limited	2008-Nov-15	2009-Mar-31	DOS-MN	Empress	Union SWDA	14,450
36746	Vitol Inc.	2008-Nov-15	2009-Mar-31	DOS-MN	Empress	Union SWDA	40
36879	Xstrata Canada Corporation	2008-Dec-01	2009-Mar-31	DOS-MN	Empress	Union SWDA	333
						<b>Grand Total</b>	<b>166,344</b>
<b>Contracts that expired in February, 2009</b>							
None							
<b>Contracts that expired in January, 2009</b>							
None							
<b>Contracts that expired in December, 2008</b>							
34727	Direct Energy Marketing Limited	2007-Dec-14	2008-Dec-31	FT	Welwyn	Emerson 2	10,551
34732	Direct Energy Marketing Limited	2007-Dec-15	2008-Dec-31	FT	Welwyn	Emerson 2	15,827
34734	Direct Energy Marketing Limited	2007-Dec-15	2008-Dec-31	FT	Welwyn	Emerson 2	52,753
32532	Bowater Canadian Forest Products Inc.	2008-Jan-01	2008-Dec-31	FT	Empress	Enbridge EDA	281
34735	Direct Energy Marketing Limited	2007-Dec-15	2008-Dec-31	FT	St. Clair	Union SWDA	11,290
34726	Direct Energy Marketing Limited	2007-Dec-14	2008-Dec-31	FT	Empress	Welwyn	10,634
34731	Direct Energy Marketing Limited	2007-Dec-15	2008-Dec-31	FT	Empress	Welwyn	15,951
34733	Direct Energy Marketing Limited	2007-Dec-15	2008-Dec-31	FT	Empress	Welwyn	53,143
						<b>Grand Total</b>	<b>170,430</b>
<b>Contracts that expired in November, 2008</b>							
28751	Tenaska Marketing Canada, a division of TMV Corp.	2005-Nov-05	2008-Nov-04	FT	Empress	Transgas SSDA	10,551
33190	Cargill Limited	2007-Nov-01	2008-Nov-30	FT	St. Clair	Union SWDA	36,927
						<b>Grand Total</b>	<b>47,478</b>
<b>Contracts that expired in October, 2008</b>							
3035	Centra Gas Manitoba Inc.	1993-Dec-01	2008-Oct-31	FT	Empress	Centram MDA	200,000
32044	Tenaska Marketing Canada, a division of TMV Corp.	2006-Nov-01	2008-Oct-31	FT	Empress	Centram MDA	7,000
26474	McCain Foods Limited	2005-Mar-01	2008-Oct-31	FT	Empress	Centram MDA	100 *
						<b>Centram MDA Total</b>	<b>207,100</b>
29357	Abitibi-Consolidated Company of Canada	2006-Mar-01	2008-Oct-31	FT	Empress	Centrat MDA	17,100 *
						<b>Centrat MDA Total</b>	<b>17,100</b>
32904	Shell Energy North America (Canada) Inc.	2007-Nov-01	2008-Oct-31	FT	Emerson 2	Chippawa	35,993
11716	Husky Energy Marketing Inc.	1998-Jul-01	2008-Oct-31	FT	Empress	Chippawa	15,195
26787	Nexen Marketing	2005-May-01	2008-Oct-31	FT	Empress	Chippawa	8,705
6851	Talisman Energy Canada	1997-Jan-01	2008-Oct-31	FT	Empress	Chippawa	8,546
11411	United States Gypsum Company	1998-Nov-01	2008-Oct-31	FT	Empress	Chippawa	3,200
11164	Husky Energy Marketing Inc.	1998-Jan-01	2008-Oct-31	FT	St. Clair	Chippawa	5,418 *
						<b>Chippawa Total</b>	<b>77,057</b>
2174	Husky Energy Marketing Inc.	1992-Nov-01	2008-Oct-31	FT	Empress	Cornwall	21,355
						<b>Cornwall Total</b>	<b>21,355</b>
11593	Canadian Natural Resources	1998-Nov-01	2008-Oct-31	FT	Empress	Emerson 1	5,480
11595	Canadian Natural Resources	1998-Nov-01	2008-Oct-31	FT	Empress	Emerson 1	5,434
19966	Canadian Natural Resources	2003-Feb-01	2008-Oct-31	FT	Empress	Emerson 1	5,480
11597	EnerMark Inc.	1998-Nov-01	2008-Oct-31	FT	Empress	Emerson 1	5,426
21959	Husky Energy Marketing Inc.	2003-Oct-01	2008-Oct-31	FT	Empress	Emerson 1	5,426
34333	Nexen Marketing	2007-Nov-01	2008-Oct-31	FT	Empress	Emerson 1	3,768
33681	North American Foods, LLC	2007-Nov-01	2008-Oct-31	FT	Empress	Emerson 1	1,519
10586	ProGas Limited	1997-Nov-01	2008-Oct-31	FT	Empress	Emerson 1	6,089
						<b>Emerson 1 Total</b>	<b>38,622</b>
33805	Canadian Natural Resources	2007-Nov-01	2008-Oct-31	FT	Bayhurst 1	Emerson 2	23,490
11586	Apache Canada Ltd.	1998-Nov-01	2008-Oct-31	FT	Empress	Emerson 2	5,599
11390	Canadian Natural Resources	2000-Apr-01	2008-Oct-31	FT	Empress	Emerson 2	16,637
33869	Canadian Natural Resources	2007-Nov-01	2008-Oct-31	FT	Empress	Emerson 2	2,886
27803	Cargill Limited	2005-Sep-30	2008-Oct-31	FT	Empress	Emerson 2	31,652
19424	Comsatec Inc.	2002-Dec-01	2008-Oct-31	FT	Empress	Emerson 2	5,978
10642	Husky Energy Marketing Inc.	1997-Nov-01	2008-Oct-31	FT	Empress	Emerson 2	3,452
10719	Husky Energy Marketing Inc.	1997-Nov-01	2008-Oct-31	FT	Empress	Emerson 2	5,519
11718	Husky Energy Marketing Inc.	1998-Jul-01	2008-Oct-31	FT	Empress	Emerson 2	15,159
12175	Husky Energy Marketing Inc.	1998-Nov-01	2008-Oct-31	FT	Empress	Emerson 2	5,605
24250	Pengrowth Corporation	2004-Jun-01	2008-Oct-31	FT	Empress	Emerson 2	5,655
24251	Pengrowth Corporation	2004-Jun-01	2008-Oct-31	FT	Empress	Emerson 2	5,546
5080	ProGas Limited	1994-Nov-01	2008-Oct-31	FT	Empress	Emerson 2	14,677
11386	ProGas Limited	1998-Nov-01	2008-Oct-31	FT	Empress	Emerson 2	28,558
32905	Shell Energy North America (Canada) Inc.	2007-Nov-01	2008-Oct-31	FT	Empress	Emerson 2	35,993
11594	Talisman Energy Canada	1998-Nov-01	2008-Oct-31	FT	Empress	Emerson 2	11,310
15779	Talisman Energy Canada	2001-Nov-01	2008-Oct-31	FT	Empress	Emerson 2	5,655
						<b>Emerson 2 Total</b>	<b>223,371</b>
11191	Petro-Canada Oil and Gas	1998-Nov-01	2008-Oct-31	FT	Empress	Enbridge CDA	5,390
25278	PremStar Energy Canada Limited Partnership	2004-Oct-13	2008-Oct-31	FT	Empress	Enbridge CDA	1,609
25279	PremStar Energy Canada Limited Partnership	2004-Oct-13	2008-Oct-31	FT	Empress	Enbridge CDA	2,668
25280	PremStar Energy Canada Limited Partnership	2004-Oct-13	2008-Oct-31	FT	Empress	Enbridge CDA	8,478
1349	Enbridge Gas Distribution Inc.	1989-Nov-01	2008-Oct-31	FT	Empress	Enbridge CDA	7,107 *
20224	Oxy Vinyls Canada Inc.	2003-Apr-01	2008-Oct-31	FT	Union Dawn	Enbridge CDA	129 *
						<b>Enbridge CDA Total</b>	<b>25,381</b>
35198	UBS Commodities Canada Ltd.	2008-Apr-01	2008-Oct-31	FT	Empress	GMIT EDA	10,000
26252	United States Gypsum Company	2004-Dec-01	2008-Oct-31	FT	Empress	GMIT EDA	2,600
						<b>GMIT EDA Total</b>	<b>12,600</b>
19328	Apache Canada Ltd.	2002-Dec-01	2008-Oct-31	FT	Empress	Iroquois	5,396
11709	Husky Energy Marketing Inc.	1998-Jul-01	2008-Oct-31	FT	Empress	Iroquois	7,061

CONT. NO	SHIPPER	CONTRACT START DATE	CONTRACT END DATE	AGR. TYPE CODE	PRIMARY RECEIPT LOCATION	PRIMARY DELIVERY AREA/POINT	CONTRACT DEMAND (GJ/D)
26353	Husky Energy Marketing Inc.	2005-Jan-01	2008-Oct-31	FT	Empress	Iroquois	10,675
23236	Nexen Marketing	2004-Jan-01	2008-Oct-31	FT	Empress	Iroquois	10,551
						<b>Iroquois Total</b>	<b>33,683</b>
13932	Canadian Natural Resources	2000-Apr-01	2008-Oct-31	FT	Empress	Niagara Falls	9,695
20855	Cargill Limited	2003-Jul-08	2008-Oct-31	FT	Empress	Niagara Falls	19,441
6224	Husky Energy Marketing Inc.	1996-Apr-01	2008-Oct-31	FT	Empress	Niagara Falls	3,241
10641	Husky Energy Marketing Inc.	1997-Nov-01	2008-Oct-31	FT	Empress	Niagara Falls	10,751
12064	Husky Energy Marketing Inc.	1998-Nov-01	2008-Oct-31	FT	Empress	Niagara Falls	21,202
12140	Husky Energy Marketing Inc.	1998-Nov-01	2008-Oct-31	FT	Empress	Niagara Falls	3,983
11412	United States Gypsum Company	1998-Nov-01	2008-Oct-31	FT	Empress	Niagara Falls	7,698
11524	United States Gypsum Company	1998-Nov-01	2008-Oct-31	FT	Empress	Niagara Falls	3,715
						<b>Niagara Falls Total</b>	<b>79,726</b>
14221	Vermont Gas Systems, Inc.	2000-Nov-01	2008-Oct-31	STS	Union Parkway Belt	Phillipsburg	500
						<b>Phillipsburg Total</b>	<b>500</b>
11587	Canadian Natural Resources	1998-Nov-01	2008-Oct-31	FT	Empress	St. Clair	21,334
19965	Canadian Natural Resources	2003-Feb-01	2008-Oct-31	FT	Empress	St. Clair	5,334
35098	Nexen Marketing	2008-Apr-01	2008-Oct-31	FT	Empress	St. Clair	10,668
						<b>St. Clair Total</b>	<b>37,336</b>
10866	GreenField Ethanol Inc.	1997-Nov-01	2008-Oct-31	FT	Empress	Union CDA	2,350
11192	Petro-Canada Oil and Gas	1998-Nov-01	2008-Oct-31	FT	Empress	Union CDA	10,782
32911	The Corporation of the City of Kitchener	2007-Nov-01	2008-Oct-31	FT	Empress	Union CDA	500
10702	Union Gas Limited	1997-Nov-01	2008-Oct-31	FT	Empress	Union CDA	4,846
22755	Union Gas Limited	2003-Nov-01	2008-Oct-31	FT	Empress	Union CDA	15,697 *
						<b>Union CDA Total</b>	<b>34,175</b>
32930	Cascades Canada Inc.	2007-Jun-01	2008-Oct-31	FT	Empress	Union EDA	525 *
						<b>Union EDA Total</b>	<b>525</b>
2280	Kirkland Lake Power Corp.	1991-Dec-01	2008-Oct-31	FT	Empress	Union NDA	18,682
1055	Union Gas Limited	1989-Apr-01	2008-Oct-31	FT	Empress	Union NDA	1,300
						<b>Union NDA Total</b>	<b>19,982</b>
2990	Lake Superior Power Limited Partnership	1993-Nov-01	2008-Oct-31	FT	Empress	Union SSMDA	12,337 *
						<b>Union SSMDA Total</b>	<b>12,337</b>
32900	Cargill Limited	2007-Nov-01	2008-Oct-31	FT	Empress	Union SWDA	10,551
27461	Shell Energy North America (Canada) Inc.	2005-Nov-01	2008-Oct-31	FT	Empress	Union SWDA	7,913
27482	Shell Energy North America (Canada) Inc.	2005-Nov-01	2008-Oct-31	FT	Empress	Union SWDA	7,913
27591	Shell Energy North America (Canada) Inc.	2005-Nov-01	2008-Oct-31	FT	Empress	Union SWDA	9,853
27669	Shell Energy North America (Canada) Inc.	2005-Nov-01	2008-Oct-31	FT	Empress	Union SWDA	52,753
27776	Shell Energy North America (Canada) Inc.	2005-Nov-01	2008-Oct-31	FT	Empress	Union SWDA	42,202
27788	Shell Energy North America (Canada) Inc.	2005-Nov-01	2008-Oct-31	FT	Empress	Union SWDA	5,733
30236	Shell Energy North America (Canada) Inc.	2006-Nov-01	2008-Oct-31	FT	Empress	Union SWDA	9,000
30237	Shell Energy North America (Canada) Inc.	2006-Nov-01	2008-Oct-31	FT	Empress	Union SWDA	9,000
30381	Shell Energy North America (Canada) Inc.	2006-Nov-01	2008-Oct-31	FT	Empress	Union SWDA	2,000
21980	Canadian Natural Resources	2003-Nov-01	2008-Oct-31	FT	St. Clair	Union SWDA	13,334
21981	Canadian Natural Resources	2004-Apr-01	2008-Oct-31	FT	St. Clair	Union SWDA	8,000
24019	Canadian Natural Resources	2004-Nov-01	2008-Oct-31	FT	St. Clair	Union SWDA	15,826
33192	Direct Energy Marketing Limited	2007-Nov-01	2008-Oct-31	FT	St. Clair	Union SWDA	21,101
						<b>Union SWDA Total</b>	<b>215,179</b>
32927	Cascades Canada Inc.	2007-Jun-01	2008-Oct-31	FT	Empress	Union WDA	3,391
						<b>Union WDA Total</b>	<b>3,391</b>
						<b>Grand Total</b>	<b>1,059,420</b>
<b>Contracts that expired in September, 2008</b>							
None							
<b>Contracts that expired in August, 2008</b>							
None							
<b>Contracts that expired in July, 2008</b>							
None							
<b>Contracts that expired in June, 2008</b>							
None							
<b>Contracts that expired in May, 2008</b>							
32814	Suncor Energy Marketing Inc.	2007-May-09	2008-May-08	FT	Empress	Transgas SSSDA	10,551
32816	Cargill Limited	2007-May-10	2008-May-09	FT	Empress	Emerson 2	10,551
						<b>Grand Total</b>	<b>21,102</b>
<b>FT-NR Contracts expired in May, 2008</b>							
32708	Enbridge Gas Distribution Inc.	2007-May-01	2008-May-31	FT-NR	Union Parkway Belt	Enbridge CDA	45,455
32709	Enserco Energy Inc.	2007-May-01	2008-May-31	FT-NR	Union Parkway Belt	Enbridge CDA	45,455
32710	Integrus Energy Services of Canada Corp.	2007-May-01	2008-May-31	FT-NR	Union Parkway Belt	Enbridge CDA	9,091
						<b>Grand Total</b>	<b>100,001</b>
<b>Contracts that expired in April, 2008</b>							
29632	ConocoPhillips Canada Limited	2006-Nov-01	2008-Apr-07	FT	Empress	St. Clair	21,101
29633	ConocoPhillips Canada Limited	2006-Nov-01	2008-Apr-07	FT	Empress	Union SWDA	5,275
32669	Direct Energy Marketing Limited	2007-Apr-17	2008-Apr-16	FT	Empress	Emerson 2	10,551
32926	Cascades Canada Inc.	2007-Jun-01	2008-Apr-30	FT	Empress	Centram MDA	136
20547	Toromont Industries Ltd.	2003-May-01	2008-Apr-30	FT	Empress	Union NDA	374
						<b>Grand Total</b>	<b>37,437</b>
<b>Contracts that expired March, 2008</b>							
2771	Centra Gas Manitoba Inc.	1993-Apr-01	2008-Mar-31	STS	Centram MDA	Emerson 2	418 *
						<b>Emerson 2 Total</b>	<b>418</b>
18621	Coral Energy Canada Inc.	2002-Apr-01	2008-Mar-31	FT	Empress	GMIT EDA	29,232
						<b>GMIT EDA Total</b>	<b>29,232</b>
29829	BP Canada Energy Company	2006-Nov-01	2008-Mar-31	FT	Empress	Iroquois	26,377
28957	Cargill Limited	2006-Jan-01	2008-Mar-31	FT	Empress	Iroquois	1,977
29830	ConocoPhillips Canada Limited	2006-Nov-01	2008-Mar-31	FT	Empress	Iroquois	89,680
12715	ConocoPhillips Western Canada Partnership	1999-Aug-01	2008-Mar-31	FT	Empress	Iroquois	10,675
22124	Nexen Marketing	2003-Dec-01	2008-Mar-31	FT	Empress	Iroquois	38,800
29058	Cargill Limited	2006-Jan-01	2008-Mar-31	FT	Empress	Iroquois	95,716 *
30126	Cargill Limited	2006-Nov-01	2008-Mar-31	FT	Empress	Iroquois	12,533 *
						<b>Iroquois Total</b>	<b>275,758</b>
16688	Gaz Metro Limited Partnership	2001-Dec-01	2008-Mar-31	STS	Union Parkway Belt	Phillipsburg	20,279
						<b>Phillipsburg Total</b>	<b>20,279</b>
31085	Enserco Energy Inc.	2006-Aug-05	2008-Mar-31	FT	Empress	Transgas SSSDA	31,652
						<b>Transgas SSSDA Total</b>	<b>31,652</b>
32371	Coral Energy Canada Inc.	2007-Feb-01	2008-Mar-31	FT	Empress	Union SWDA	8,000
32379	Coral Energy Canada Inc.	2007-Feb-01	2008-Mar-31	FT	Empress	Union SWDA	7,000
32391	Coral Energy Canada Inc.	2007-Feb-01	2008-Mar-31	FT	Empress	Union SWDA	1,092
27903	Petro-Canada Oil and Gas	2005-Nov-01	2008-Mar-31	FT	Empress	Union SWDA	7,247
28820	Petro-Canada Oil and Gas	2006-Nov-01	2008-Mar-31	FT	Empress	Union SWDA	3,304
26609	ConocoPhillips Canada Limited	2005-Apr-01	2008-Mar-31	FT	St. Clair	Union SWDA	21,101
						<b>Union SWDA Total</b>	<b>47,744</b>
						<b>Grand Total</b>	<b>405,083</b>



Gas Day Summary - TransCanada  
Effective Date Jan 22 2013  
As of Jan 26 2013 03:30

R/D	Location & DRN	Schd Qty [GJ]
R	Bayhurst 1 111537	0
R	Centram MDA 33985	0
R	Centram SSDA 34217	0
R	Chippawa 123847	10,551
R	East Hereford 107337	10,551
R	Emerson 1 34002	69,514
R	Emerson 2 34003	838,389
R	Empress 33667	3,322,319
R	Enbridge CDA 34090	0
R	GMIT EDA 34169	0
R	Herbert 34199	0
R	Iroquois 67708	128,306
R	Kirkwall 34111	138,976
R	Liebenthal 34195	0
R	Niagara Falls 34537	412,364
R	Richmound 18585	8,592
R	SS. Marie 34162	127,841
R	St. Clair 11779	260,455
R	Ste. Genevieve 68615	0
R	Suffield 2 34197	197,392
R	Union Dawn 88515	1,050,657
R	Union EDA 34142	22,409
R	Union NCDA 34083	0
R	Union NDA 34066	8,000
R	Union Parkway Belt 34107	2,124,328
R	Union SSMDA 107317	0
R	Union WDA 33988	0
R	Welwyn 107302	5,127
D	Centram MDA 33985	469,414
D	Centram SSDA 34217	7,657
D	Centrat MDA 34006	27,236
D	Chippawa 123847	101,913
D	Cornwall 34157	25,966
D	East Hereford 107337	234,444
D	Emerson 1 34002	374,171
D	Emerson 2 34003	270,424
D	Empress 33667	7
D	Enbridge CDA 34090	1,197,549
D	Enbridge EDA 34132	500,064
D	Enbridge SWDA 107323	0
D	GMIT EDA 34169	901,784
D	GMIT NDA 34075	27,040
D	Iroquois 67708	1,297,356
D	KPUC EDA 34135	21,967
D	Kirkwall 34111	197,973
D	Napierville 107338	42,264
D	Niagara Falls 34537	11,871



As of Jan 26 2013 03:30

R/D	Location & DRN	Schd Qty [GJ]
D	Philipsburg 34174	61,379
D	SS. Marie 34162	0
D	Spruce 34005	8,686
D	St. Clair 11779	536,819
D	TCPL NDA 34054	9,000
D	TCPL WDA 34027	6,500
D	TPLP NDA 34180	400
D	Transgas SSSDA 34203	56,614
D	Union CDA 34109	270,217
D	Union Dawn 88515	0
D	Union EDA 34142	244,514
D	Union NCDA 34083	34,452
D	Union NDA 34066	275,112
D	Union SSMDA 107317	124,631
D	Union SWDA 107328	783,908
D	Union WDA 33988	83,340





Bilan mensuel de l'utilisation de la capacité de transport FTLH

	oct-13	nov-13	déc-13	janv-14	févr-14	mars-14	avr-14	mai-14	juin-14	juil-14	août-14	sept-14	Total annuel	
	10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /jour	10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /jour	10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /jour	10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /jour	10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /jour	10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /jour	10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /jour	10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /jour	10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /jour	10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /jour	10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /jour	10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /jour	10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup>	
<b>Capacité transport FTLH</b>														
<b>Empress- GMi EDA ou NDA</b>														
1	FTLH - EDA (après vente)	7 918	7 918	7 918	7 918	7 918	7 759	7 759	7 759	7 759	7 759	7 759	7 759	
2	FTLH NDA	405	405	405	405	405	405	405	405	405	405	405	405	
3	Cession d'optimisation	660	396	396	396	396	396	396	396	396	396	396	396	
4	Transport par échange	1 899	1 031	1 031	1 031	1 031	1 031	1 031	1 031	1 031	1 031	1 031	1 031	
5	Capacité totale de FTLH	10 881	9 749	9 749	9 749	9 749	9 590	9 590	9 590	9 590	9 590	9 590	9 590	3 564
<b>Livraison projetée des</b>														
6	clients en achat direct	7 146	7 532	7 629	7 640	7 910	7 813	8 197	8 267	8 253	8 410	8 456	8 512	2 913
<b>Livraison projetée des</b>														
7	clients à prix fixe	984	902	914	915	948	936	982	990	989	1 008	1 013	1 020	353
<b>Livraison projetée du client GNL</b>														
8		40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	15
<b>Transport disponible pour les</b>														
9	clients en gaz de réseau	2 711	1 275	1 166	1 154	851	959	371	293	308	132	81	18	284
<b>Achats de gaz naturel pour les</b>														
<b>clients en gaz de réseau</b>														
10	Achats spot à Empress	2 711	1 275	1 166	1 154	851	959	371	293	308	132	81	18	284
11	Gaz de compression (GC)	69	33	30	29	22	25	9	7	8	3	2	0	7
12	Achats totaux à Empress	2 780	1 307	1 195	1 183	873	983	380	300	316	136	83	19	292
13	Achats à Dawn	-	4 287	8 155	9 844	9 844	8 113	4 375	2 652	2 323	2 323	1 689	1 720	1 673
14	Achats dans le territoire	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	4
15	Achats totaux de gaz naturel pour les clients en gaz de réseau	2 791	5 604	9 361	11 038	10 728	9 107	4 766	2 963	2 649	2 469	1 783	1 749	1 968

Note : Les contrats de gaz d'appoint sont exclus de l'analyse



**BILAN MENSUEL D'APPROVISIONNEMENT DANS LE TERRITOIRE DE GAZ MÉTRO - ANNÉE 2013-20014**

	oct-13 10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup>	nov-13 10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup>	déc-13 10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup>	janv-14 10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup>	févr-14 10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup>	mars-14 10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup>	avr-14 10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup>	mai-14 10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup>	juin-14 10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup>	juil-14 10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup>	août-14 10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup>	sept-14 10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup>	Total 10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup>
<b><u>DEMANDE DANS LE TERRITOIRE</u></b>													
1 Continue	364	448	582	661	579	542	370	304	266	258	263	268	4 904
2 Interruptible après interrupton	56	66	72	62	63	73	50	40	36	36	35	45	634
3 Biogaz	2	3	2	3	3	3	2	2	2	2	2	2	28
4 Gaz d'appoint	4	3	4	4	3	4	3	4	3	4	4	3	42
5 Gaz perdu et usage de la compagnie	3	4	5	5	5	4	3	2	2	2	2	2	39
6 Vente GNL	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	15
7 Injection LSR	11	10	0	0	0	0	0	0	0	0	0	8	28
8 Injection PDL et compression	2	0	2	4	9	1	1	0	0	0	0	0	19
9 Injection St-Flavien et compression	13	10	0	0	0	0	0	23	20	22	17	15	122
<b>TOTAL DE LA DEMANDE</b>	<b>455</b>	<b>544</b>	<b>667</b>	<b>740</b>	<b>663</b>	<b>628</b>	<b>431</b>	<b>377</b>	<b>332</b>	<b>325</b>	<b>325</b>	<b>345</b>	<b>5 832</b>
<b><u>APPROVISIONNEMENT DANS LE TERRITOIRE</u></b>													
10 FTLH Empress - GMI	258	250	258	258	233	258	245	253	245	240	241	245	2 983
11 Cessions d'optimisation	20	12	12	12	11	12	12	12	12	12	12	12	153
12 Transport par échange EDA	27	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	27
13 Transport par échange EDA ou Dawn	0	30	31	31	28	31	30	0	0	0	0	0	182
14 Transport par échange NDA ou Dawn	0	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	4
15 Transport fourni par les clients	63	30	30	31	27	30	29	30	29	30	29	29	387
16 Gaz d'appoint	4	3	4	4	3	4	3	4	3	4	4	3	42
17 Biogaz	2	3	2	3	3	3	2	2	2	2	2	2	28
18 Achats dans le territoire	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	3,9
19 FTSH Dawn - EDA	34	68	87	87	87	87	32	11	0	0	0	0	494
20 FTSH Parkway - EDA	41	51	53	53	48	53	40	29	5	0	0	17	390
21 STS Dawn - GMI	3	28	91	138	122	61	0	0	0	0	0	0	444
22 Échange Dawn - EDA ou Parkway	0	65	67	67	61	67	33	34	33	34	34	33	530
23 Retrait LSR	3	3	2	2	2	2	2	2	2	2	2	3	27
24 Retrait PDL	0	0	3	7	6	2	2	0	0	0	0	0	19
25 Retrait St-Flavien	0	0	25	45	32	17	0	0	0	0	0	0	120
26 <b>TOTAL APPROVISIONNEMENT</b>	<b>455</b>	<b>544</b>	<b>667</b>	<b>740</b>	<b>663</b>	<b>628</b>	<b>431</b>	<b>377</b>	<b>332</b>	<b>325</b>	<b>325</b>	<b>345</b>	<b>5 832</b>
<b><u>GAZ NATUREL À DAWN POUR RÉPONDRE À LA DEMANDE DANS LE TERRITOIRE</u></b>													
Achats de gaz naturel à Dawn													
27 <i>contactés d'avance</i>	0	0	228	281	253	134	16	0	0	0	0	0	912
28 <i>non contractés</i>	0	129	25	25	22	117	115	82	70	72	52	52	760
29       Achats totaux à Dawn	0	129	253	305	276	252	131	82	70	72	52	52	1 673
30       Retraits du site Union Gas	48	87	62	54	52	39	0	0	0	0	0	2	344
31       Gaz naturel à Dawn par échange ou redirection du FTLH	32	0	0	0	0	0	1	32	31	45	44	31	216
32 <b>Total du gaz naturel à Dawn</b>	<b>79</b>	<b>216</b>	<b>315</b>	<b>359</b>	<b>328</b>	<b>291</b>	<b>132</b>	<b>114</b>	<b>101</b>	<b>117</b>	<b>97</b>	<b>85</b>	<b>2 233</b>
33 <b>Gaz naturel à Dawn pour répondre à la demande dans le territoire</b>	<b>78</b>	<b>212</b>	<b>299</b>	<b>346</b>	<b>318</b>	<b>268</b>	<b>105</b>	<b>74</b>	<b>38</b>	<b>34</b>	<b>34</b>	<b>51</b>	<b>1 857</b>
34 <b>Gaz naturel pour injection ou besoin de compression</b>	<b>1</b>	<b>3</b>	<b>16</b>	<b>14</b>	<b>10</b>	<b>23</b>	<b>27</b>	<b>40</b>	<b>63</b>	<b>82</b>	<b>62</b>	<b>34</b>	<b>376</b>



**DEMANDE QUOTIDIENNE MINIMALE ET LIVRAISONS CONTRACTÉES DANS LE TERRITOIRE**

	oct-13	nov-13	déc-13	janv-14	févr-14	mars-14	avr-14	mai-14	juin-14	juil-14	août-14	sept-14	
	10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /jour	10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /jour	10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /jour	10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /jour	10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /jour	10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /jour	10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /jour	10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /jour	10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /jour	10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /jour	10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /jour	10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /jour	
<b>DEMANDE MINIMALE AVANT INTERRUPTION</b>													
1	Conditions climatiques normales	11 312	13 710	17 041	18 985	18 894	15 599	11 273	10 571	10 152	9 604	9 749	10 245
2	Conditions climatiques chaudes	11 294	13 470	16 315	18 067	18 073	15 132	11 200	10 571	10 152	9 604	9 749	10 245
<b>LIVRAISONS CONTRACTÉES DANS LE TERRITOIRE</b>													
<b>Contractées par Gaz Métro</b>													
3	Cessions d'optimisation	660	396	396	396	396	396	396	396	396	396	396	396
4	Transport par échange EDA	868	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5	Transport par échange EDA ou Dawn	0	1 004	1 004	1 004	1 004	1 004	1 004	0	0	0	0	0
6	Transport par échange NDA ou Dawn	0	26	26	26	26	26	0	0	0	0	0	0
7	Échange Dawn - EDA ou Parkway	0	2 164	2 164	2 164	2 164	2 164	1 108	1 108	1 108	1 108	1 108	1 108
8	Réceptions en franchise	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11
<b>Autres réceptions EDA</b>													
9	Transport fourni par les clients	2 031	998	974	990	982	976	973	964	959	961	949	955
10	Biogaz	68	90	68	87	93	90	73	74	73	65	71	70
11	<b>TOTAL DES LIVRAISONS</b>	<b>3 637</b>	<b>4 690</b>	<b>4 643</b>	<b>4 679</b>	<b>4 676</b>	<b>4 668</b>	<b>3 566</b>	<b>2 553</b>	<b>2 547</b>	<b>2 541</b>	<b>2 535</b>	<b>2 539</b>

Note : L'analyse exclut la demande en gaz d'appoint concurrence.



**BILAN MENSUEL DE L'ACTIVITÉ À DAWN - ANNÉE 2013-20014**

	oct-13 10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup>	nov-13 10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup>	déc-13 10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup>	janv-14 10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup>	févr-14 10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup>	mars-14 10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup>	avr-14 10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup>	mai-14 10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup>	juin-14 10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup>	juil-14 10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup>	août-14 10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup>	sept-14 10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup>	Total 10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup>
1 Volumes transférés à un tiers à Dawn, en vertu du contrat d'échange Dawn-EDA ou Parkway	N/A	65	67	67	61	67	65	67	65	67	67	65	723
2 Volumes transportés vers le territoire à partir de Dawn pour les besoins dans le territoire	78	147	231	278	257	201	72	40	5	0	0	18	1 328
3 Réceptions à Dawn via Parkway en vertu du contrat d'échange Dawn-EDA ou Parkway	N/A	0	0	0	0	0	32	33	32	33	33	32	193
4 Réceptions à Dawn en vertu des contrats d'échange Empress-EDA ou Dawn	31	0	0	0	0	0	0	31	30	31	31	30	185
5 Réceptions à Dawn en vertu des contrats d'échange Empress-NDA ou Dawn	1	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	6
6 Réceptions à Dawn à partir d'Empress via Parkway	0	0	0	0	0	0	0	0	0	13	13	0	25
7 Achats faits d'avance à Dawn	0	0	228	281	253	134	16	0	0	0	0	0	912
8 Achats spot projetés à Dawn	0	129	25	25	22	117	115	82	70	72	52	52	760
9 Injections au site d'Union Gas	0	0	11	8	5	19	25	39	62	81	61	33	344
10 Retraits au site d'Union Gas	48	87	62	54	52	39	0	0	0	0	0	2	344
11 Besoins de compression pour les transports ou échanges entre Dawn et le territoire et les activités d'entreposage à Dawn	1	4	6	7	6	5	3	2	2	2	2	2	42
12 Niveau d'inventaire au site d'Union Gas au début de chaque mois	344	296	209	159	113	66	45	70	109	171	252	313	
13 Niveau d'inventaire au site d'Union Gas à la fin de chaque mois	296	209	159	113	66	45	70	109	171	252	313	344	







CONTRACT DEMAND ENERGY (CDE) REPORT - Mainline												
As Of Date: 2013-Sep-05												
Service Type: FT, FT-NR, FT-SN, STS												
Contract Number	Service Requester	Contract Start Date	Contract End Date	Service Type	Primary Receipt	Primary Delivery	Contract Demand (GJ/d)	Operational Demand (GJ/d)	Shifted Qty (GJ/d)	Temp Assigned Qty (GJ/d)		
5107	Bunge Canada	1994-Nov-01	2014-Oct-31	FT	Welwyn	Centram MDA	1,332	1,332	0	0		
37575	Centra Gas Manitoba Inc.	2009-Nov-01	2014-Oct-31	FT	Empress	Centram MDA	90,000	90,000	0	0		
44646	Centra Gas Manitoba Inc.	2012-Nov-01	2014-Oct-31	FT	Emerson 2	Centram MDA	20,625	20,625	0	0		
44686	Centra Gas Manitoba Inc.	2012-Nov-01	2014-Oct-31	FT	Emerson 2	Centram MDA	375	375	0	0		
29802	Diageo Canada Inc.	2006-May-15	2014-Oct-31	FT	Empress	Centram MDA	400	0	0	400		
29803	Diageo Canada Inc.	2006-May-15	2014-Oct-31	FT	Empress	Centram MDA	2,400	0	0	2,400		
41189	Gerdau Ameristeel Corporation	2011-Jan-01	2014-Mar-31	FT	Empress	Centram MDA	1,000	1,000	0	0		
45603	Husky Energy Marketing Inc.	2012-Nov-01	2013-Oct-31	FT	Empress	Centram MDA	5,000	5,000	0	0		
45574	Koch Canada Energy Services, LP	2012-Nov-01	2013-Oct-31	FT	Welwyn	Centram MDA	3,750	3,750	0	0		
45709	Koch Canada Energy Services, LP	2012-Nov-01	2013-Oct-31	FT	Empress	Centram MDA	41,000	41,000	0	0		
47150	Koch Canada Energy Services, LP	2013-Jul-10	2014-Oct-31	FT	Empress	Centram MDA	13,000	13,000	0	0		
47200	Koch Canada Energy Services, LP	2013-Jul-16	2014-Oct-31	FT	Empress	Centram MDA	15,000	15,000	0	0		
47211	Koch Canada Energy Services, LP	2013-Jul-18	2014-Oct-31	FT	Empress	Centram MDA	13,000	13,000	0	0		
47268	Koch Canada Energy Services, LP	2013-Jul-27	2014-Oct-31	FT	Empress	Centram MDA	5,000	5,000	0	0		
47341	Koch Canada Energy Services, LP	2013-Aug-16	2014-Oct-31	FT	Empress	Centram MDA	3,500	3,500	0	0		
5665	Maple Leaf Foods Inc.	1995-Nov-01	2014-Oct-31	FT	Empress	Centram MDA	706	0	0	706		
26474	McCain Foods Limited	2005-Mar-01	2014-Oct-31	FT	Empress	Centram MDA	1,200	0	0	1,200		
35633	McCain Foods Limited	2008-Nov-01	2014-Oct-31	FT	Empress	Centram MDA	1,700	1,700	0	0		
						<b>Centram MDA Total</b>	<b>218,988</b>	<b>214,282</b>	<b>0</b>	<b>4,706</b>		
3036	Centra Gas Manitoba Inc.	1993-Dec-01	2014-Oct-31	FT	Empress	Centram SSDA	1,200	1,200	0	0		
45654	TransGas Limited	2012-Nov-01	2013-Oct-31	FT	Empress	Centram SSDA	1,507	1,507	0	0		
						<b>Centram SSDA Total</b>	<b>2,707</b>	<b>2,707</b>	<b>0</b>	<b>0</b>		
41825	Resolute FP Canada Inc.	2011-Feb-01	2013-Oct-31	FT	Empress	Centrat MDA	2,500	2,500	0	0		
6309	Union Gas Limited	1996-Jul-01	2014-Dec-31	FT	Empress	Centrat MDA	4,522	4,522	0	0		
						<b>Centrat MDA Total</b>	<b>7,022</b>	<b>7,022</b>	<b>0</b>	<b>0</b>		
36758	Dynegy Gas Imports, LLC	2008-Dec-01	2015-Oct-31	FT	Kirkwall	Chippawa	41,491	41,491	0	0		
36759	Dynegy Gas Imports, LLC	2008-Dec-01	2015-Oct-31	FT	St. Clair	Chippawa	124,142	71,389	0	52,753		
35799	KeySpan Gas East Corporation	2008-Nov-01	2018-Oct-31	FT	Kirkwall	Chippawa	137,157	2,355	0	134,802		
41226	National Fuel Gas Distribution Corporation	2006-Nov-01	2017-Oct-31	FT	Kirkwall	Chippawa	10,699	0	0	10,699		
41227	National Fuel Gas Distribution Corporation	2007-Nov-01	2020-Oct-31	FT	Kirkwall	Chippawa	15,794	0	0	15,794		
2939	Rochester Gas and Electric Corporation	1993-Nov-01	2014-Oct-31	FT	St. Clair	Chippawa	107,541	0	0	107,541		
						<b>Chippawa Total</b>	<b>436,824</b>	<b>115,235</b>	<b>0</b>	<b>321,589</b>		
18342	Canton Central School District	2002-Nov-01	2014-Oct-31	FT	Empress	Cornwall	63	0	0	63		
27539	Canton Central School District	2005-Nov-01	2014-Oct-31	FT	Empress	Cornwall	3	0	0	3		
13292	City of Ogdensburg	1999-Nov-01	2014-Oct-31	FT	Empress	Cornwall	19	0	0	19		
18321	Clarkson University	2002-Nov-01	2014-Oct-31	FT	Empress	Cornwall	525	0	0	525		
18320	Heuvelton Central School District	2002-Nov-01	2014-Oct-31	FT	Empress	Cornwall	34	0	0	34		
18349	Hoosier Magnetics, Inc.	2002-Nov-01	2014-Oct-31	FT	Empress	Cornwall	330	0	0	330		
18338	Lisbon Central School District	2002-Nov-01	2014-Oct-31	FT	Empress	Cornwall	19	0	0	19		
27537	Lisbon Central School District	2005-Nov-01	2014-Oct-31	FT	Empress	Cornwall	2	0	0	2		
18328	Madrid-Waddington Central School District	2002-Nov-01	2014-Oct-31	FT	Empress	Cornwall	26	0	0	26		
18318	Massena Central School District	2002-Nov-01	2014-Oct-31	FT	Empress	Cornwall	135	0	0	135		
27538	Massena Central School District	2005-Nov-01	2014-Oct-31	FT	Empress	Cornwall	4	0	0	4		
18341	Norwood-Norfolk Central School District	2002-Nov-01	2014-Oct-31	FT	Empress	Cornwall	49	0	0	49		
31593	Ogdensburg City School District	2006-Nov-01	2014-Oct-31	FT	Empress	Cornwall	19	0	0	19		
31594	Ogdensburg City School District	2006-Nov-01	2014-Oct-31	FT	Empress	Cornwall	75	0	0	75		
18340	Potsdam Central School District	2002-Nov-01	2014-Oct-31	FT	Empress	Cornwall	83	0	0	83		
19233	St. Lawrence Gas Company, Inc.	2002-Nov-01	2014-Oct-31	STS	Union Parkway Belt	Cornwall	10,300	10,300	0	0		
19331	St. Lawrence Gas Company, Inc.	2003-Nov-01	2014-Oct-31	FT	Empress	Cornwall	7,100	7,100	0	0		
21988	St. Lawrence Gas Company, Inc.	2003-Nov-01	2014-Oct-31	FT	Empress	Cornwall	3,200	3,200	0	0		
13375	St. Lawrence University	1999-Nov-01	2014-Oct-31	FT	Empress	Cornwall	362	0	0	362		

**CONTRACT DEMAND ENERGY (CDE) REPORT - Mainline**



As Of Date: 2013-Sep-05

Service Type: FT, FT-NR, FT-SN, STS

Contract Number	Service Requester	Contract Start Date	Contract End Date	Service Type	Primary Receipt	Primary Delivery	Contract Demand (GJ/d)	Operational Demand (GJ/d)	Shifted Qty (GJ/d)	Temp Assigned Qty (GJ/d)
33328	St. Lawrence University	2007-Nov-01	2014-Oct-31	FT	Empress	Cornwall	54	0	0	54
43348	St. Lawrence-Lewis BOCES	2011-Nov-01	2014-Oct-31	FT	Empress	Cornwall	25	0	0	25
18317	St. Regis Nursing Home and Health Related Facility, Inc.	2002-Nov-01	2014-Oct-31	FT	Empress	Cornwall	29	0	0	29
						<b>Cornwall Total</b>	<b>22,456</b>	<b>20,600</b>	<b>0</b>	<b>1,856</b>
33321	Bay State Gas Company	2007-Nov-01	2018-Mar-31	FT	Union Dawn	East Hereford	16,881	0	0	16,881
46546	DTE Energy Trading, Inc.	2013-Apr-01	2014-Mar-31	FT-NR	North Bay Junction	East Hereford	36,927	36,927	0	0
46545	Emera Energy Incorporated	2013-Apr-01	2014-Mar-31	FT-NR	North Bay Junction	East Hereford	5,275	5,275	0	0
33322	Northern Utilities, Inc.	2007-Nov-01	2018-Mar-31	FT	Union Dawn	East Hereford	35,872	0	0	35,872
						<b>East Hereford Total</b>	<b>94,955</b>	<b>42,202</b>	<b>0</b>	<b>52,753</b>
47148	BP Canada Energy Group ULC	2013-Jul-10	2014-Oct-31	FT	Empress	Emerson 1	9,000	9,000	0	0
47152	BP Canada Energy Group ULC	2013-Jul-10	2014-Oct-31	FT	Empress	Emerson 1	5,000	5,000	0	0
47139	Cargill Limited	2013-Jul-04	2014-Oct-31	FT	Empress	Emerson 1	10,551	10,551	0	0
47115	ConocoPhillips Canada Marketing & Trading ULC	2013-Jul-01	2014-Jun-30	FT	Empress	Emerson 1	10,551	10,551	0	0
47122	ConocoPhillips Canada Marketing & Trading ULC	2013-Jul-01	2014-Jun-30	FT	Empress	Emerson 1	15,826	15,826	0	0
47264	ConocoPhillips Canada Marketing & Trading ULC	2013-Jul-26	2014-Oct-31	FT	Empress	Emerson 1	10,551	10,551	0	0
47270	Sequent Energy Canada Corp.	2013-Aug-01	2014-Oct-31	FT	Empress	Emerson 1	10,551	10,551	0	0
						<b>Emerson 1 Total</b>	<b>72,030</b>	<b>72,030</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
47084	BP Canada Energy Group ULC	2013-Jul-01	2014-Jun-30	FT	Empress	Emerson 2	10,000	10,000	0	0
47149	BP Canada Energy Group ULC	2013-Jul-10	2014-Oct-31	FT	Empress	Emerson 2	85,000	85,000	0	0
47153	BP Canada Energy Group ULC	2013-Jul-10	2014-Oct-31	FT	Empress	Emerson 2	85,000	85,000	0	0
47220	BP Canada Energy Group ULC	2013-Jul-23	2014-Oct-31	FT	Empress	Emerson 2	40,000	40,000	0	0
47259	BP Canada Energy Group ULC	2013-Jul-25	2014-Oct-31	FT	Empress	Emerson 2	32,700	32,700	0	0
47280	BP Canada Energy Group ULC	2013-Aug-01	2014-Oct-31	FT	Empress	Emerson 2	3,693	3,693	0	0
47454	BP Canada Energy Group ULC	2013-Sep-05	2014-Oct-31	FT	Empress	Emerson 2	52,753	52,753	0	0
47140	Cargill Limited	2013-Jul-04	2014-Oct-31	FT	Empress	Emerson 2	10,551	10,551	0	0
47147	Cargill Limited	2013-Jul-09	2014-Oct-31	FT	Empress	Emerson 2	10,551	10,551	0	0
2771	Centra Gas Manitoba Inc.	1993-Apr-01	2014-Mar-31	STS	Centram MDA	Emerson 2	54,000	54,000	0	0
12359	City of Duluth	1999-Nov-01	2014-Oct-31	FT	Empress	Emerson 2	6,532	0	0	6,532
47411	DTE Energy Trading, Inc.	2013-Sep-01	2014-Oct-31	FT	Empress	Emerson 2	37,982	37,982	0	0
47151	Freepoint Commodities LLC	2013-Jul-10	2014-Oct-31	FT	Empress	Emerson 2	5,275	5,275	0	0
47257	Freepoint Commodities LLC	2013-Jul-24	2014-Oct-31	FT	Empress	Emerson 2	5,275	5,275	0	0
47271	Sequent Energy Canada Corp.	2013-Aug-01	2014-Oct-31	FT	Empress	Emerson 2	10,551	10,551	0	0
47267	Shell Energy North America (Canada) Inc.	2013-Jul-27	2014-Oct-31	FT	Empress	Emerson 2	5,275	5,275	0	0
47394	Tenaska Marketing Canada, a division of TMV Corp.	2013-Aug-24	2014-Oct-31	FT	Empress	Emerson 2	31,652	31,652	0	0
47405	Tenaska Marketing Canada, a division of TMV Corp.	2013-Aug-30	2014-Oct-31	FT	Empress	Emerson 2	21,101	21,101	0	0
47415	Twin Eagle Resource Management Canada, LLC	2013-Sep-01	2014-Oct-31	FT	Empress	Emerson 2	10,551	10,551	0	0
47455	Twin Eagle Resource Management Canada, LLC	2013-Sep-05	2014-Oct-31	FT	Empress	Emerson 2	5,275	5,275	0	0
						<b>Emerson 2 Total</b>	<b>523,717</b>	<b>517,185</b>	<b>0</b>	<b>6,532</b>
20394	Ag Energy Co-operative Ltd.	2003-Nov-01	2014-Oct-31	FT	Union Dawn	Enbridge CDA	4,700	4,700	0	0
1349	Enbridge Gas Distribution Inc.	1989-Nov-01	2014-Oct-31	FT	Empress	Enbridge CDA	40,093	34,746	0	5,347
2623	Enbridge Gas Distribution Inc.	1992-Nov-01	2014-Oct-31	STS	Union Parkway Belt	Enbridge CDA	153,700	153,700	0	0
15957	Enbridge Gas Distribution Inc.	2001-Nov-01	2014-Oct-31	STS	Union Parkway Belt	Enbridge CDA	92,822	92,822	0	0
18786	Enbridge Gas Distribution Inc.	2002-Nov-01	2014-Oct-31	STS	Union Parkway Belt	Enbridge CDA	37,370	37,370	0	0
20260	Enbridge Gas Distribution Inc.	2003-Nov-01	2014-Oct-31	FT	Union Dawn	Enbridge CDA	4,818	4,818	0	0
20266	Enbridge Gas Distribution Inc.	2003-Nov-01	2014-Oct-31	FT	Union Dawn	Enbridge CDA	145,000	102,768	0	42,232
29244	Enbridge Gas Distribution Inc.	2006-Apr-01	2014-Oct-31	FT	Empress	Enbridge CDA	15,000	14,131	0	869
35516	Enbridge Gas Distribution Inc.	2008-Nov-01	2014-Oct-31	FT	Union Parkway Belt	Enbridge CDA	572	572	0	0
38826	Enbridge Gas Distribution Inc.	2009-Nov-01	2014-Oct-31	FT	Empress	Enbridge CDA	8,375	8,375	0	0
20383	Greater Toronto Airports Authority	2003-Nov-01	2014-Oct-31	FT	Union Dawn	Enbridge CDA	1,100	1,100	0	0
28756	Greater Toronto Airports Authority	2006-Apr-01	2018-Oct-31	FT	Union Parkway Belt	Enbridge CDA	7,500	3,900	0	3,600
20395	Ingredion Canada Incorporated	2003-Nov-01	2014-Dec-31	FT	Union Dawn	Enbridge CDA	4,398	4,398	0	0

**CONTRACT DEMAND ENERGY (CDE) REPORT - Mainline**



As Of Date: 2013-Sep-05

Service Type: FT, FT-NR, FT-SN, STS

Contract Number	Service Requester	Contract Start Date	Contract End Date	Service Type	Primary Receipt	Primary Delivery	Contract Demand (GJ/d)	Operational Demand (GJ/d)	Shifted Qty (GJ/d)	Temp Assigned Qty (GJ/d)
45503	J.P. Morgan Commodities Canada Corporation	2012-Nov-01	2022-Oct-31	FT	Niagara Falls	Enbridge CDA	211,011	211,011	0	0
20224	Oxy Vinyls Canada Co.	2003-Apr-01	2014-Oct-31	FT	Union Dawn	Enbridge CDA	1,800	1,800	0	0
38224	Shell Energy North America (Canada) Inc.	2009-Oct-01	2014-Oct-31	FT	Union Dawn	Enbridge CDA	2,600	2,600	0	0
						<b>Enbridge CDA Total</b>	<b>730,859</b>	<b>678,811</b>	<b>0</b>	<b>52,048</b>
1140	Enbridge Gas Distribution Inc.	1989-Aug-08	2014-Oct-31	STS	Union Parkway Belt	Enbridge EDA	35,089	35,089	0	0
1338	Enbridge Gas Distribution Inc.	1989-Nov-01	2014-Oct-31	FT	Empress	Enbridge EDA	32,357	25,556	0	6,801
2172	Enbridge Gas Distribution Inc.	1991-Nov-01	2014-Oct-31	FT	Empress	Enbridge EDA	21,584	18,353	0	3,231
5019	Enbridge Gas Distribution Inc.	1994-Nov-01	2014-Oct-31	FT	Empress	Enbridge EDA	7,613	7,613	0	0
5445	Enbridge Gas Distribution Inc.	1995-Nov-01	2014-Oct-31	FT	Empress	Enbridge EDA	19,692	19,692	0	0
5834	Enbridge Gas Distribution Inc.	1995-Nov-01	2014-Oct-31	FT	Empress	Enbridge EDA	10,773	10,773	0	0
6646	Enbridge Gas Distribution Inc.	1996-Nov-01	2014-Oct-31	FT	Empress	Enbridge EDA	10,773	10,773	0	0
10862	Enbridge Gas Distribution Inc.	1997-Nov-01	2014-Oct-31	FT	Empress	Enbridge EDA	26,952	26,952	0	0
13307	Enbridge Gas Distribution Inc.	1999-Nov-01	2014-Oct-31	STS	Union Parkway Belt	Enbridge EDA	35,806	35,806	0	0
21854	Enbridge Gas Distribution Inc.	2003-Nov-01	2014-Oct-31	STS	Union Parkway Belt	Enbridge EDA	9,716	9,716	0	0
21987	Enbridge Gas Distribution Inc.	2003-Nov-01	2014-Oct-31	FT	Union Dawn	Enbridge EDA	114,000	101,800	0	12,200
34937	Enbridge Gas Distribution Inc.	2008-Nov-01	2014-Oct-31	FT	Empress	Enbridge EDA	25,000	25,000	0	0
36057	Enbridge Gas Distribution Inc.	2009-Nov-01	2014-Oct-31	FT	Empress	Enbridge EDA	42,226	42,226	0	0
43857	Enbridge Gas Distribution Inc.	2012-Feb-01	2014-Oct-31	FT	Empress	Enbridge EDA	451	451	0	0
						<b>Enbridge EDA Total</b>	<b>392,032</b>	<b>369,800</b>	<b>0</b>	<b>22,232</b>
44175	BP Canada Energy Group ULC	2012-Apr-01	2014-Oct-31	FT	Iroquois	GMIT EDA	8,267	8,267	0	0
44176	BP Canada Energy Group ULC	2012-Apr-01	2014-Oct-31	FT	Iroquois	GMIT EDA	18,685	18,685	0	0
20562	Domtar Inc.	2003-May-01	2014-Oct-31	FT	Empress	GMIT EDA	1,500	1,500	0	0
1141	Gaz Metro Limited Partnership	1985-Nov-01	2014-Apr-15	STS	Union Parkway Belt	GMIT EDA	25,629	25,629	0	0
1741	Gaz Metro Limited Partnership	1990-Oct-01	2014-Oct-31	FT	Empress	GMIT EDA	180,000	180,000	0	0
6245	Gaz Metro Limited Partnership	1996-Apr-16	2014-Apr-15	STS	Union Parkway Belt	GMIT EDA	125,545	125,545	0	0
16106	Gaz Metro Limited Partnership	2001-Nov-01	2014-Oct-31	STS	Union Parkway Belt	GMIT EDA	45,000	45,000	0	0
20268	Gaz Metro Limited Partnership	2003-Nov-01	2014-Oct-31	FT	Union Dawn	GMIT EDA	50,000	20,000	0	30,000
21989	Gaz Metro Limited Partnership	2005-Nov-01	2015-Oct-31	FT	Union Dawn	GMIT EDA	40,000	40,000	0	0
22306	Gaz Metro Limited Partnership	2005-Nov-01	2015-Oct-31	STS	Union Parkway Belt	GMIT EDA	20,000	20,000	0	0
22521	Gaz Metro Limited Partnership	2003-Nov-01	2014-Oct-31	FT	Union Dawn	GMIT EDA	20,000	5,000	0	15,000
33680	Gaz Metro Limited Partnership	2007-Nov-01	2017-Oct-31	FT	Union Parkway Belt	GMIT EDA	65,000	0	0	65,000
37573	J.P. Morgan Commodities Canada Corporation	2009-Nov-01	2014-Oct-31	FT	Iroquois	GMIT EDA	10,000	10,000	0	0
39572	J.P. Morgan Commodities Canada Corporation	2010-Nov-01	2014-Oct-31	FT	Iroquois	GMIT EDA	3,048	3,048	0	0
29557	TransCanada Energy Ltd.	2006-Dec-02	2018-Dec-31	FT	Union Dawn	GMIT EDA	100,000	25,619	0	74,381
						<b>GMIT EDA Total</b>	<b>712,674</b>	<b>528,293</b>	<b>0</b>	<b>184,381</b>
1085	Gaz Metro Limited Partnership	1988-Nov-01	2014-Oct-31	FT	Empress	GMIT NDA	12,397	12,397	0	0
21659	Gaz Metro Limited Partnership	2003-Nov-01	2014-Oct-31	FT	Empress	GMIT NDA	2,930	2,930	0	0
						<b>GMIT NDA Total</b>	<b>15,327</b>	<b>15,327</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
36992	Goreway Station Partnership	2009-Jan-01	2028-Oct-31	FT-SN	Union Parkway Belt	Goreway CDA	20,000	20,000	0	0
36993	Goreway Station Partnership	2009-Jan-01	2014-Oct-31	FT-SN	Union Parkway Belt	Goreway CDA	120,000	120,000	0	0
						<b>Goreway CDA Total</b>	<b>140,000</b>	<b>140,000</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
41234	Bay State Gas Company	2006-Nov-01	2017-Oct-31	FT	Union Parkway Belt	Iroquois	27,498	0	0	27,498
41218	Boston Gas Company	2006-Nov-01	2017-Oct-31	FT	Union Parkway Belt	Iroquois	2,134	0	0	2,134
41229	Boston Gas Company	2006-Nov-01	2017-Oct-31	FT	Union Parkway Belt	Iroquois	9,180	0	0	9,180
47419	BP Canada Energy Group ULC	2013-Sep-04	2014-Oct-31	FT-NR	Empress	Iroquois	22,000	22,000	0	0
5507	Brooklyn Navy Yard Cogeneration Partners, L.P.	1996-Oct-01	2016-Oct-31	FT	Empress	Iroquois	26,956	0	0	26,956
41233	Central Hudson Gas & Electric Corporation	2006-Nov-01	2017-Oct-31	FT	Union Parkway Belt	Iroquois	10,674	10,674	0	0
42389	Central Hudson Gas & Electric Corporation	2011-Nov-01	2016-Oct-31	FT	Union Parkway Belt	Iroquois	5,399	5,399	0	0
41219	Colonial Gas Company	2006-Nov-01	2017-Oct-31	FT	Union Parkway Belt	Iroquois	6,404	0	0	6,404
41224	Connecticut Natural Gas Corporation	2007-Nov-01	2017-Oct-31	FT	Union Parkway Belt	Iroquois	264	264	0	0

**CONTRACT DEMAND ENERGY (CDE) REPORT - Mainline**



As Of Date: 2013-Sep-05

Service Type: FT, FT-NR, FT-SN, STS

Contract Number	Service Requester	Contract Start Date	Contract End Date	Service Type	Primary Receipt	Primary Delivery	Contract Demand (GJ/d)	Operational Demand (GJ/d)	Shifted Qty (GJ/d)	Temp Assigned Qty (GJ/d)
41225	Connecticut Natural Gas Corporation	2008-Nov-01	2019-Oct-31	FT	Union Parkway Belt	Iroquois	6,436	6,436	0	0
41238	Connecticut Natural Gas Corporation	2006-Nov-01	2017-Oct-31	FT	Union Parkway Belt	Iroquois	17,879	17,879	0	0
41239	Connecticut Natural Gas Corporation	2007-Nov-01	2018-Oct-31	FT	Union Parkway Belt	Iroquois	8,807	8,807	0	0
42382	Connecticut Natural Gas Corporation	2011-Nov-01	2016-Oct-31	FT	Union Parkway Belt	Iroquois	6,330	6,330	0	0
42379	Consolidated Edison Company of New York, Inc.	2011-Nov-01	2016-Oct-31	FT	Union Parkway Belt	Iroquois	11,859	0	0	11,859
42380	Consolidated Edison Company of New York, Inc.	2011-Nov-01	2016-Oct-31	FT	Union Parkway Belt	Iroquois	9,695	0	0	9,695
40085	Enbridge Gas Distribution Inc.	2010-Sep-01	2014-Mar-31	FT	Union Dawn	Iroquois	40,000	40,000	0	0
41232	EnergyNorth Natural Gas, Inc.	2007-Nov-01	2017-Oct-31	FT	Union Parkway Belt	Iroquois	4,270	0	0	4,270
27212	J.P. Morgan Commodities Canada Corporation	2005-Jul-21	2014-Oct-31	FT	Empress	Iroquois	15,103	15,103	0	0
41220	KeySpan Gas East Corporation	2007-Nov-01	2018-Oct-31	FT	Union Parkway Belt	Iroquois	22,522	0	0	22,522
41228	KeySpan Gas East Corporation	2006-Nov-01	2017-Oct-31	FT	Union Parkway Belt	Iroquois	16,972	0	0	16,972
42383	KeySpan Gas East Corporation	2011-Nov-01	2016-Oct-31	FT	Union Parkway Belt	Iroquois	7,599	0	0	7,599
42388	KeySpan Gas East Corporation	2011-Nov-01	2016-Oct-31	FT	Union Parkway Belt	Iroquois	35,694	0	0	35,694
42385	Niagara Mohawk Power Corporation	2011-Nov-01	2016-Oct-31	FT	Union Parkway Belt	Iroquois	54,437	0	0	54,437
41235	Northern Utilities, Inc.	2006-Nov-01	2017-Oct-31	FT	Union Parkway Belt	Iroquois	6,264	0	0	6,264
14109	Paramount Resources Ltd.	2000-May-01	2014-Oct-31	FT	Empress	Iroquois	811	0	0	811
5048	Selkirk Cogen Partners, L.P.	1994-Nov-01	2014-Oct-31	FT	Empress	Iroquois	58,485	0	0	58,485
41215	The Brooklyn Union Gas Company	2006-Nov-01	2017-Oct-31	FT	Union Parkway Belt	Iroquois	12,810	0	0	12,810
41217	The Brooklyn Union Gas Company	2007-Nov-01	2018-Oct-31	FT	Union Parkway Belt	Iroquois	29,886	0	0	29,886
42384	The Brooklyn Union Gas Company	2011-Nov-01	2016-Oct-31	FT	Union Parkway Belt	Iroquois	7,778	0	0	7,778
42387	The Brooklyn Union Gas Company	2011-Nov-01	2016-Oct-31	FT	Union Parkway Belt	Iroquois	35,694	0	0	35,694
42386	The Narragansett Electric Company	2011-Nov-01	2016-Oct-31	FT	Union Parkway Belt	Iroquois	1,068	0	0	1,068
41221	The Southern Connecticut Gas Company	2007-Nov-01	2017-Oct-31	FT	Union Parkway Belt	Iroquois	475	475	0	0
41222	The Southern Connecticut Gas Company	2008-Nov-01	2019-Oct-31	FT	Union Parkway Belt	Iroquois	9,656	9,656	0	0
41230	The Southern Connecticut Gas Company	2006-Nov-01	2017-Oct-31	FT	Union Parkway Belt	Iroquois	34,567	34,567	0	0
41231	The Southern Connecticut Gas Company	2007-Nov-01	2018-Oct-31	FT	Union Parkway Belt	Iroquois	13,342	13,342	0	0
41223	Yankee Gas Services Company	2008-Nov-01	2019-Oct-31	FT	Union Parkway Belt	Iroquois	5,336	0	0	5,336
41236	Yankee Gas Services Company	2006-Nov-01	2017-Oct-31	FT	Union Parkway Belt	Iroquois	42,642	0	0	42,642
41237	Yankee Gas Services Company	2007-Nov-01	2018-Oct-31	FT	Union Parkway Belt	Iroquois	20,334	0	0	20,334
						<b>Iroquois Total</b>	<b>647,260</b>	<b>190,932</b>	<b>0</b>	<b>456,328</b>
45507	DTE Energy Trading, Inc.	2012-Nov-01	2023-Mar-31	FT	Niagara Falls	Kirkwall	25,585	25,585	0	0
45508	Emera Energy Incorporated	2012-Nov-01	2023-Oct-31	FT	Niagara Falls	Kirkwall	26,376	26,376	0	0
45504	J.P. Morgan Commodities Canada Corporation	2012-Nov-01	2023-Oct-31	FT	Niagara Falls	Kirkwall	126,607	126,607	0	0
45509	Union Gas Limited	2012-Nov-09	2022-Oct-31	FT	Niagara Falls	Kirkwall	21,101	21,101	0	0
						<b>Kirkwall Total</b>	<b>199,669</b>	<b>199,669</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
1066	1425445 Ontario Limited	1989-Jan-01	2014-Dec-31	FT	Empress	KPUC EDA	5,000	5,000	0	0
1138	1425445 Ontario Limited	1975-Apr-01	2014-Oct-31	STS	Union Parkway Belt	KPUC EDA	13,167	13,167	0	0
						<b>KPUC EDA Total</b>	<b>18,167</b>	<b>18,167</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
2980	New York State Electric & Gas Corporation	1993-Nov-01	2014-Oct-31	FT	Empress	Napierville	4,775	0	0	4,775
2981	New York State Electric & Gas Corporation	1993-Nov-01	2014-Oct-31	FT	Empress	Napierville	3,805	0	0	3,805
						<b>Napierville Total</b>	<b>8,580</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>8,580</b>
42381	Consolidated Edison Company of New York, Inc.	2011-Nov-01	2016-Oct-31	FT	Kirkwall	Niagara Falls	31,651	0	0	31,651
35096	Yankee Gas Services Company	2008-Apr-01	2018-Mar-31	FT	Union Dawn	Niagara Falls	10,265	0	0	10,265
						<b>Niagara Falls Total</b>	<b>41,916</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>41,916</b>
33045	Vermont Gas Systems, Inc.	2007-Nov-01	2017-Oct-31	FT	Empress	Philipsburg	12,000	12,000	0	0
33556	Vermont Gas Systems, Inc.	2007-Nov-01	2017-Oct-31	FT	Union Parkway Belt	Philipsburg	10,000	0	0	10,000
34490	Vermont Gas Systems, Inc.	2008-Apr-01	2014-Nov-30	FT	Empress	Philipsburg	6,500	6,500	0	0
34728	Vermont Gas Systems, Inc.	2008-Apr-01	2020-Mar-31	STS	Union Parkway Belt	Philipsburg	20,279	20,279	0	0
36188	Vermont Gas Systems, Inc.	2008-Nov-01	2018-Oct-31	FT	Union Parkway Belt	Philipsburg	10,000	0	0	10,000
36190	Vermont Gas Systems, Inc.	2008-Nov-01	2018-Oct-31	FT	Union Parkway Belt	Philipsburg	2,000	0	0	2,000

**CONTRACT DEMAND ENERGY (CDE) REPORT - Mainline**



As Of Date: 2013-Sep-05

Service Type: FT, FT-NR, FT-SN, STS

Contract Number	Service Requester	Contract Start Date	Contract End Date	Service Type	Primary Receipt	Primary Delivery	Contract Demand (GJ/d)	Operational Demand (GJ/d)	Shifted Qty (GJ/d)	Temp Assigned Qty (GJ/d)
						<b>Philipsburg Total</b>	<b>60,779</b>	<b>38,779</b>	<b>0</b>	<b>22,000</b>
44483	York Energy Centre LP	2012-Nov-01	2022-Apr-30	FT-SN	Union Parkway Belt	Schomberg #2 CDA	87,654	87,654	0	0
						<b>Schomberg #2 CDA Total</b>	<b>87,654</b>	<b>87,654</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
47349	ConocoPhillips Canada Marketing & Trading ULC	2013-Aug-22	2014-Oct-31	FT	Empress	Spruce	4,220	4,220	0	0
						<b>Spruce Total</b>	<b>4,220</b>	<b>4,220</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
5044	Atlantic Power Limited Partnership	1994-Nov-01	2014-Oct-31	FT	Empress	TCPL NDA	7,536	0	0	7,536
						<b>TCPL NDA Total</b>	<b>7,536</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>7,536</b>
47132	Atlantic Power Limited Partnership	2013-Jul-03	2014-Oct-31	FT	Empress	TCPL WDA	4,000	0	0	4,000
47287	Atlantic Power Limited Partnership	2013-Aug-07	2014-Oct-31	FT	Empress	TCPL WDA	900	0	0	900
						<b>TCPL WDA Total</b>	<b>4,900</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>4,900</b>
38101	Thorold CoGen L.P.	2009-Sep-01	2019-Aug-31	FT-SN	Kirkwall	Thorold CDA	49,500	49,500	0	0
						<b>Thorold CDA Total</b>	<b>49,500</b>	<b>49,500</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
45652	TransGas Limited	2012-Nov-01	2013-Oct-31	FT	Empress	Transgas SSSA	10,000	10,000	0	0
47210	TransGas Limited	2013-Jul-17	2014-Oct-31	FT	Empress	Transgas SSSA	10,000	10,000	0	0
47281	TransGas Limited	2013-Aug-01	2014-Oct-31	FT	Empress	Transgas SSSA	5,000	5,000	0	0
47290	TransGas Limited	2013-Aug-08	2014-Oct-31	FT	Empress	Transgas SSSA	7,000	7,000	0	0
47418	TransGas Limited	2013-Sep-04	2014-Oct-31	FT	Empress	Transgas SSSA	3,000	3,000	0	0
						<b>Transgas SSSA Total</b>	<b>35,000</b>	<b>35,000</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
20270	Shell Energy North America (Canada) Inc.	2003-Nov-01	2014-Mar-31	FT	Union Dawn	Union CDA	79,129	79,129	0	0
19332	The Corporation of the City of Kitchener	2003-Sep-01	2014-Oct-31	FT	Union Dawn	Union CDA	8,000	0	0	8,000
1142	Union Gas Limited	1992-Apr-01	2014-Dec-31	STS	Union WDA	Union CDA	3,150	3,150	0	0
1142	Union Gas Limited	1992-Apr-01	2014-Dec-31	STS	Union NDA	Union CDA	49,100	49,100	0	0
2776	Union Gas Limited	1993-Apr-01	2015-Jan-31	FT	Empress	Union CDA	3,699	3,699	0	0
6673	Union Gas Limited	1996-Nov-01	2014-Dec-31	FT	Empress	Union CDA	1,979	1,935	0	44
12430	Union Gas Limited	1999-Nov-01	2014-Oct-31	FT	Empress	Union CDA	1,004	998	0	6
20259	Union Gas Limited	2003-Nov-01	2014-Oct-31	FT	Union Dawn	Union CDA	60,000	60,000	0	0
22754	Union Gas Limited	2003-Nov-01	2014-Oct-31	FT	Empress	Union CDA	40,000	40,000	0	0
39928	Union Gas Limited	2010-Nov-01	2015-Dec-31	FT	Empress	Union CDA	12,500	12,500	0	0
42581	Union Gas Limited	2011-Nov-01	2014-Oct-31	FT	Union Parkway Belt	Union CDA	16,000	16,000	0	0
44283	Union Gas Limited	2012-Nov-01	2015-Dec-31	FT	Empress	Union CDA	8,145	8,145	0	0
						<b>Union CDA Total</b>	<b>282,706</b>	<b>274,656</b>	<b>0</b>	<b>8,050</b>
29482	Dyno Nobel Canada Inc.	2006-Mar-30	2013-Oct-31	FT	Empress	Union EDA	950	950	0	0
35657	GreenField Ethanol Inc.	2008-Nov-01	2018-Oct-31	FT	Union Parkway Belt	Union EDA	2,000	2,000	0	0
5106	Husky Energy Marketing Inc.	1994-Jul-01	2014-Oct-31	FT	Empress	Union EDA	33,563	33,563	0	0
20396	Ingredion Canada Incorporated	2003-Nov-01	2014-Dec-31	FT	Union Dawn	Union EDA	1,020	1,020	0	0
20398	Ingredion Canada Incorporated	2004-Jan-01	2014-Dec-31	FT	Union Dawn	Union EDA	490	490	0	0
6570	Kingston CoGen Limited Partnership	1996-Oct-01	2016-Oct-31	FT	Empress	Union EDA	21,045	21,045	0	0
12870	Ontario Power Generation Inc.	1999-Nov-01	2014-Oct-31	FT	Empress	Union EDA	3,500	3,500	0	0
1048	Union Gas Limited	1989-Jan-01	2014-Dec-31	FT	Empress	Union EDA	50,426	50,156	0	270
1142	Union Gas Limited	1992-Apr-01	2014-Dec-31	STS	Union Parkway Belt	Union EDA	68,520	68,520	0	0
2744	Union Gas Limited	1993-Nov-01	2014-Oct-31	FT	Empress	Union EDA	8,675	8,675	0	0
29591	Union Gas Limited	2006-Nov-01	2016-Oct-31	FT	Union Parkway Belt	Union EDA	30,000	30,000	0	0
33559	Union Gas Limited	2007-Nov-01	2017-Oct-31	FT	Union Parkway Belt	Union EDA	5,000	5,000	0	0
						<b>Union EDA Total</b>	<b>225,189</b>	<b>224,919</b>	<b>0</b>	<b>270</b>
1049	Union Gas Limited	1989-Jan-01	2014-Dec-31	FT	Empress	Union NCDA	9,211	8,796	0	415
1052	Union Gas Limited	1989-Apr-01	2014-Oct-31	FT	Empress	Union NCDA	1,545	0	0	1,545

**CONTRACT DEMAND ENERGY (CDE) REPORT - Mainline**



As Of Date: 2013-Sep-05

Service Type: FT, FT-NR, FT-SN, STS

Contract Number	Service Requester	Contract Start Date	Contract End Date	Service Type	Primary Receipt	Primary Delivery	Contract Demand (GJ/d)	Operational Demand (GJ/d)	Shifted Qty (GJ/d)	Temp Assigned Qty (GJ/d)
<b>Union NDA Total</b>							<b>10,756</b>	<b>8,796</b>	<b>0</b>	<b>1,960</b>
13757	Atlantic Power Limited Partnership	2000-Feb-01	2016-Oct-31	FT	Empress	Union NDA	8,182	0	0	8,182
13758	Atlantic Power Limited Partnership	2000-Feb-01	2016-Oct-31	FT	Empress	Union NDA	8,182	0	0	8,182
47207	Domtar Inc.	2013-Aug-01	2014-Oct-31	FT	Empress	Union NDA	2,500	2,500	0	0
6498	Iroquois Falls Power Corp.	1996-Sep-01	2016-Aug-31	FT	Empress	Union NDA	20,874	20,874	0	0
20547	Toromont Industries Ltd.	2003-May-01	2014-Apr-30	FT	Empress	Union NDA	374	374	0	0
1045	Union Gas Limited	1989-Jan-01	2014-Dec-31	FT	Empress	Union NDA	64,715	49,077	0	15,638
45708	Vale Canada Limited	2012-Nov-01	2014-Oct-31	FT	Empress	Union NDA	2,500	0	0	2,500
<b>Union NDA Total</b>							<b>107,327</b>	<b>72,825</b>	<b>0</b>	<b>34,502</b>
43608	Active Energy Corp.	2012-Jan-01	2014-Dec-31	FT	SS. Marie	Union SSMDA	6,143	6,143	0	0
46968	Active Energy Corp.	2013-Jun-01	2014-Jun-30	FT	SS. Marie	Union SSMDA	7,385	7,385	0	0
43607	Flakeboard Company Limited	2012-Jan-01	2014-Dec-31	FT	Empress	Union SSMDA	300	300	0	0
39703	Lake Superior Power Limited Partnership	2011-Jan-01	2014-Dec-31	FT	SS. Marie	Union SSMDA	10,100	10,100	0	0
1047	Union Gas Limited	1989-Jan-01	2014-Dec-31	FT	Empress	Union SSMDA	2,700	2,000	0	700
42229	Union Gas Limited	2011-Nov-01	2014-Oct-31	FT	SS. Marie	Union SSMDA	6,143	3,169	0	2,974
<b>Union SSMDA Total</b>							<b>32,771</b>	<b>29,097</b>	<b>0</b>	<b>3,674</b>
37099	Cargill Limited	2009-Jan-22	2014-Jan-31	FT	St. Clair	Union SWDA	10,125	10,125	0	0
33196	Tenaska Marketing Canada, a division of TMV Corp.	2007-Nov-01	2014-Mar-31	FT	St. Clair	Union SWDA	30,000	30,000	0	0
<b>Union SWDA Total</b>							<b>40,125</b>	<b>40,125</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
47208	Domtar Inc.	2013-Aug-01	2014-Oct-31	FT	Empress	Union WDA	2,000	2,000	0	0
46231	Resolute FP Canada Inc.	2013-Feb-01	2015-Jan-31	FT	Empress	Union WDA	1,900	1,900	0	0
1046	Union Gas Limited	1989-Jan-01	2014-Dec-31	FT	Empress	Union WDA	39,880	36,580	0	3,300
<b>Union WDA Total</b>							<b>43,780</b>	<b>40,480</b>	<b>0</b>	<b>3,300</b>
37017	Enbridge Gas Distribution Inc.	2009-Jan-12	2018-Oct-31	FT-SN	Union Parkway Belt	Victoria Square #2 CDA	85,000	85,000	0	0
37098	Portlands Energy Centre L.P.	2009-Jan-22	2014-Nov-30	FT-SN	Union Parkway Belt	Victoria Square #2 CDA	100,000	100,000	0	0
<b>Victoria Square #2 CDA Total</b>							<b>185,000</b>	<b>185,000</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
45653	TransGas Limited	2012-Nov-01	2013-Oct-31	FT	Empress	Welwyn	5,127	5,127	0	0
<b>Welwyn Total</b>							<b>5,127</b>	<b>5,127</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
<b>Grand Total</b>							<b>5,467,553</b>	<b>4,228,440</b>	<b>0</b>	<b>1,239,113</b>

- CONTRACT DEMAND is equal to the current version contract demand plus the CD TEMP SHIFTED QTY in effect.
- OPERATIONAL DEMAND is equal to CONTRACT DEMAND minus CD TEMP SHIFTED QTY and CD TEMP ASSIGNED QUANTITY.
- CD TEMP SHIFTED QTY is equal to the Shifts in effect off of the originating FT contract.
- CD TEMP ASSIGNED QUANTITY is equal to the Temporary Assignments in effect off of the originating FT contract.
- "Permanent Assignments" in effect are shown on the report as new FT contracts for the assignee.
- STS (Storage Transportation Service) quantities and all demand paths are stated for these contracts.
- Only current contract information is included in this report. I.e., no future dated contracts (or amendments) are posted.

# FUTURE CONTRACT DEMAND ENERGY (CDE) REPORT - Mainline

As Of Date: 2013-Sep-05  **TransCanada**  
*In business to deliver*

Service Type: FT, STS, FT-SN, FT-NR

Contract Start Date	Contract End Date	Service Type	Primary Receipt	Primary Delivery	Contract Demand (GJ/d)
2013/10/01	2014/10/31	FT	Emerson 2	Centram MDA	48,750
				<b>Centram MDA Total</b>	<b>48,750</b>
2013/11/01	2015/03/31	FT-NR	Empress	Cornwall	1,175
2013/11/01	2014/10/31	FT-NR	Empress	Cornwall	6,000
				<b>Cornwall Total</b>	<b>7,175</b>
2013/11/01	2015/03/31	FT-NR	Empress	East Hereford	21,101
2013/11/01	2015/10/31	FT-NR	Empress	East Hereford	21,101
2013/11/01	2014/10/31	FT-NR	Empress	East Hereford	7,913
2013/11/01	2014/10/31	FT-NR	Empress	East Hereford	3,165
2013/11/01	2014/10/31	FT-NR	Empress	East Hereford	2,110
				<b>East Hereford Total</b>	<b>55,390</b>
2013/09/06	2014/10/31	FT	Empress	Emerson 2	21,101
2013/09/06	2014/10/31	FT	Empress	Emerson 2	21,101
				<b>Emerson 2 Total</b>	<b>42,202</b>
2013/11/01	2014/10/31	FT	Empress	Enbridge CDA	38,000
				<b>Enbridge CDA Total</b>	<b>38,000</b>
2013/11/01	2015/10/31	FT-NR	Empress	Enbridge EDA	500
2013/11/01	2015/03/31	FT-NR	Empress	Enbridge EDA	50,000
2013/11/01	2015/10/31	FT-NR	Empress	Enbridge EDA	96,250
				<b>Enbridge EDA Total</b>	<b>146,750</b>
2013/10/01	2015/10/31	FT-NR	Empress	GMIT EDA	130,000
2013/10/01	2015/03/31	FT-NR	Empress	GMIT EDA	14,500
2013/11/01	2015/04/30	FT-NR	Empress	GMIT EDA	10,551
2013/11/01	2015/03/31	FT-NR	Empress	GMIT EDA	42,449
2013/11/01	2015/03/31	FT-NR	Empress	GMIT EDA	10,304
2013/11/01	2014/10/31	FT-NR	Empress	GMIT EDA	5,196
2013/11/01	2014/10/31	FT-NR	Empress	GMIT EDA	1,400
				<b>GMIT EDA Total</b>	<b>214,400</b>
2013/12/01	2015/02/28	FT-NR	Empress	Iroquois	52,753
2013/11/01	2015/03/31	FT-NR	Empress	Iroquois	36,927
2013/11/01	2015/03/31	FT-NR	Empress	Iroquois	21,101
				<b>Iroquois Total</b>	<b>110,781</b>
2013/11/01	2015/10/31	FT-NR	Empress	Union EDA	1,262
				<b>Union EDA Total</b>	<b>1,262</b>
2013/11/01	2014/10/31	FT	Empress	Union NDA	17,499
2014/01/01	2015/10/31	FT	Empress	Union NDA	9,000
				<b>Union NDA Total</b>	<b>26,499</b>
2013/11/01	2014/11/30	FT	SS. Marie	Union SSMDA	26,215
				<b>Union SSMDA Total</b>	<b>26,215</b>
				<b>Grand Total</b>	<b>717,424</b>





**ÉVALUATION DE LA PORTION ÉQUILIBRAGE INCLUSE AU PRIX DE FOURNITURE - RAPPORT ANNUEL**

	oct-11 31	nov-11 30	déc-11 31	janv-12 31	févr-12 29	mars-12 31	avr-12 30	mai-12 31	juin-12 30	juil-12 31	août-12 31	sept-12 30	TOTAL 366	
<b>ACHATS DE FOURNITURE</b>														
<b>À Dawn</b>														
1	Volume d'achats pour la demande (GJ)	0	0	7 859 736	9 082 092	8 830 500	8 277 000	4 050 000	3 880 000	2 850 000	2 945 000	1 240 000	1 200 000	50 214 328
2	Coûts des achats à Dawn (\$/GJ)	3,70	3,77	3,52	2,97	2,81	2,42	2,16	2,52	2,51	3,00	2,89	2,89	0,00
3	Coût d'achats (000\$)	0	0	27 677	26 986	24 806	20 046	8 744	9 758	7 161	8 824	3 578	3 470	141 050
<b>À Empress</b>														
4	Volume d'achats pour la demande (GJ)	2 236 186	2 096 570	1 163 031	810 543	743 061	659 147	338 506	415 886	434 826	203 184	185 346	191 557	9 477 843
5	Coûts des achats à Empress (\$/GJ)	3,01	2,77	2,57	2,14	1,90	1,52	1,42	1,91	2,00	2,35	2,22	2,23	0,00
6	Coût d'achats (000\$)	6 735	5 805	2 992	1 738	1 410	1 002	481	793	872	476	412	427	23 142
<b>Totaux</b>														
7	Volume d'achats pour la demande (GJ)	2 236 186	2 096 570	9 022 767	9 892 635	9 573 561	8 936 147	4 388 506	4 295 886	3 284 826	3 148 184	1 425 346	1 391 557	59 692 171
8	Coût total d'achats (000\$)	6 735	5 805	30 669	28 723	26 217	21 048	9 225	10 551	8 033	9 300	3 990	3 897	<b>164 193</b>
9	Coût moyen d'achats (\$/GJ)	3,01	2,77	3,40	2,90	2,74	2,36	2,10	2,46	2,45	2,95	2,80	2,80	2,75
10	Coût moyen d'achats (¢m³)	11,411	10,491	12,879	11,001	10,376	8,925	7,965	9,306	9,266	11,193	10,606	10,610	10,422

**FONCTIONNALISATION DES COÛTS D'ACHATS DE FOURNITURE PAR SERVICE**

<b>Portion Fourniture évaluée à Dawn</b>														
10	Volume d'achats de fourniture (GJ)	2 236 186	2 096 570	9 022 767	9 892 635	9 573 561	8 936 147	4 388 506	4 295 886	3 284 826	3 148 184	1 425 346	1 391 557	59 692 171
11	Coûts des achats à Dawn (\$/GJ)	3,70	3,77	3,52	2,97	2,81	2,42	2,16	2,52	2,51	3,00	2,89	2,89	0,00
12	Volume d'achats de fourniture (10³m³)	59 018	55 333	238 131	261 088	252 667	235 844	115 822	113 378	86 694	83 087	37 618	36 726	1 575 407
13	Coûts des achats à Dawn (¢/m³)	14,028	14,299	13,342	11,258	10,644	9,177	8,181	9,529	9,521	11,352	10,933	10,956	10,918
14	Coût d'achats évalué à Dawn (000 \$)	8 279	7 912	31 772	29 394	26 894	21 643	9 475	10 804	8 254	9 432	4 113	4 024	171 996
15	<b>Portion Fourniture (000 \$)</b>													<b>171 996</b>
<b>Portion saisonnalité</b>														
16	Volume selon profil d'achat mensuel (10³n)	59 018	55 333	238 131	261 088	252 667	235 844	115 822	113 378	86 694	83 087	37 618	36 726	1 575 407
17	Volume selon profil d'achat uniforme (10³r)	133 436	129 132	133 436	133 436	124 827	133 436	129 132	133 436	129 132	133 436	133 436	129 132	1 575 407
18	Coût moyen d'achat (¢/m³) (l. 10)	11,411	10,491	12,879	11,001	10,376	8,925	7,965	9,306	9,266	11,193	10,606	10,610	
19	Coût selon profil d'achat mensuel (000\$)	6 735	5 805	30 669	28 723	26 217	21 048	9 225	10 551	8 033	9 300	3 990	3 897	164 193
20	Coût selon profil d'achat uniforme (000\$)	15 227	13 547	17 185	14 680	12 952	11 909	10 286	12 418	11 965	14 936	14 152	13 701	162 957
21	<b>Portion saisonnalité (000 \$)</b>													<b>1 236</b>
22	<b>Portion Transport (solde) (000 \$)</b> (= l.8 - l.15 - l.21)													<b>-9 039</b>

**FONCTIONNALISATION DES COÛTS D'ACHATS DE FOURNITURE PAR SERVICE (000 \$)**

23	<b>Fourniture (solde = l.8 - l.25 - l.24)</b>													<b>171 996</b>
24	<b>Transport (l.22)</b>													<b>-9 039</b>
25	<b>Équilibrage (l.21, minimum 0)</b>													<b>1 236</b>
26	<b>Total</b>													<b>164 193</b>