

PLAN
D'APPROVISIONNEMENT GAZIER
HORIZON 2014-2016

T A B L E D E S M A T I È R E S

LEXIQUE DES TERMES TECHNIQUES ET CARTE	5
SOMMAIRE	8
INTRODUCTION.....	11
1. VISION LONG TERME DU CONTEXTE GAZIER.....	13
1.1. Offre et demande du gaz naturel	13
1.2. Prix du gaz naturel	21
1.3. Contexte gazier relatif aux capacités de transport au Canada.....	27
1.4. En résumé.....	29
1.5. Références.....	30
2. CONTEXTE ÉCONOMIQUE ET ÉNERGÉTIQUE	31
2.1. Hypothèses économiques	31
2.2. Hypothèses énergétiques.....	32
3. SITUATION CONCURRENTIELLE	36
3.1. Grandes entreprises.....	37
3.2. Petit et moyen débits.....	39
3.2.1. Marché résidentiel	40
3.2.2. Marché affaires	41
4. PRÉVISION DES LIVRAISONS POUR L'ANNÉE EN COURS (2013)	41
4.1. Livraisons 2012-2013 pour le marché des grandes entreprises.....	42
4.2. Livraisons 2012-2013 pour le marché des petit et moyen débits	44
5. PRÉVISIONS DES LIVRAISONS 2014-2016	46
5.1. Scénario de base 2014-2016	46
5.1.1. Livraisons 2014-2016 pour le marché des grandes entreprises.....	46
5.1.2. Livraisons 2014-2016 pour le marché des petit et moyen débits	48
5.1.3. Livraisons globales (scénario de base).....	51
5.2. Scénario favorable	52

5.3.	Scénario défavorable	55
5.4.	Comparaison des plans d'approvisionnement 2014-2016 et 2013-2015.....	57
6.	ANALYSE DE LA PROBABILITÉ DE RÉALISATION DES SCÉNARIOS AU SERVICE CONTINU.....	59
6.1.	Méthodologie du calcul des probabilités.....	59
6.2.	Probabilités de réalisation des scénarios pour 2014 à 2016.....	62
6.3.	Aperçu sur trois ans	65
7.	CONTEXTE ET STRATÉGIE D'APPROVISIONNEMENT – PLAN 2014-2016	65
7.1.	Transport.....	66
7.2.	Fourniture de gaz naturel	70
7.3.	Autres sources d'approvisionnement.....	71
7.4.	Équilibrage.....	72
7.5.	Conclusion	73
8.	CONTRATS D'APPROVISIONNEMENT EXISTANTS	74
8.1.	Fourniture de gaz naturel	74
8.1.1.	Clients en service de fourniture de gaz naturel de Gaz Métro	74
8.1.2.	Clients en service de fourniture avec ou sans transfert de propriété.....	79
8.2.	Transport.....	79
8.2.1.	Services de transport du distributeur	79
8.2.2.	Services de transport et d'équilibrage fournis par le client.....	80
8.2.3.	Gaz d'appoint.....	80
8.2.4.	Coûts de transport.....	81
8.3.	Équilibrage.....	81
8.3.1.	Coûts d'entreposage	82
9.	PLANIFICATION D'APPROVISIONNEMENTS	82
9.1.	Planification pour l'année 2013-2014.....	83
9.1.1.	Demande et sources d'approvisionnement gazier	83
9.1.2.	Modification à la méthode d'évaluation de la demande continue en journée de pointe	83
9.1.3.	Établissement de la journée de pointe.....	88

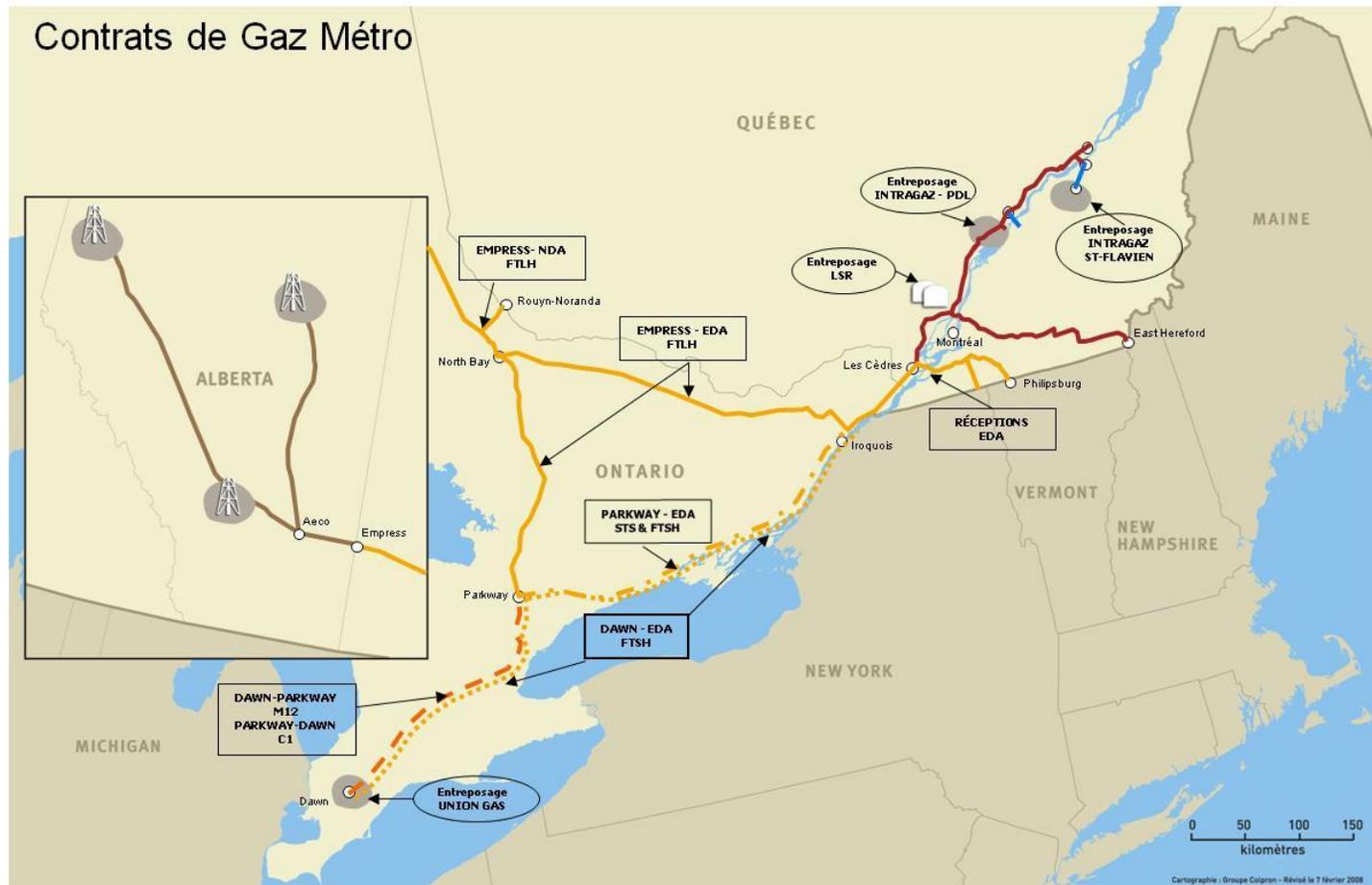
9.1.4.	Évaluation du volume pour une journée à 39 DJ et vent moyen à cette température.....	91
9.1.5.	Débit quotidien pour répondre à l'hiver extrême	91
9.1.6.	Établissement des outils du plan d'approvisionnement 2014.....	93
9.1.7.	Stratégie d'approvisionnement et analyse de rentabilité	96
9.1.8.	Coefficient d'utilisation FTLH.....	96
9.2.	Plan d'approvisionnement 2014-2016 – scénarios de base, favorable et défavorable	96
9.2.1.	Fourniture de gaz naturel	96
9.2.2.	Transport.....	97
9.2.3.	Équilibrage	98
9.3.	Impact de la température.....	98
9.4.	Scénario favorable	99
9.5.	Scénario défavorable	99
9.6.	Risque découlant des différentes sources d'approvisionnement.....	99
10.	REVENUS D'OPTIMISATION PRÉVUS	100
10.1.	Transactions opérationnelles.....	100
10.1.1.	Vente de transport FTLH a priori	101
10.1.2.	Vente de transport FTLH non utilisé	101
10.2.	Transactions financières.....	102
	CONCLUSION	102
	ANNEXES.....	103

LEXIQUE DES TERMES TECHNIQUES ET CARTE

1	AECO	Point situé en Alberta représentant le lieu d'accumulation des puits de production
2		
3	Dawn	Point situé dans le sud de l'Ontario
4	Degrés-jours	Différence entre le seuil de 13°C et la température moyenne quotidienne ; les degrés-jours servent à déterminer les volumes de chauffage par rapport à la température extérieure
5		
6		
7	Empress	Point situé à la frontière de l'Alberta et de la Saskatchewan qui constitue le point d'interconnexion entre le réseau intra-Alberta de TCPL et le réseau principal du transporteur
8		
9		
10	FTLH	Firm Transportation Long Haul ; service de transport ferme de TCPL entre Empress et GMIT EDA/NDA, est également utilisé au sens large pour caractériser tout service de transport ferme contracté entre Empress et GMIT EDA/NDA
11		
12		
13		
14	FTSH	Firm Transportation Short Haul ; service de transport ferme de TCPL entre Dawn et GMIT EDA, est également utilisé au sens large pour caractériser tout service de transport ferme contracté entre Dawn et GMIT EDA
15		
16		
17		
18	« Futures »-contrat à terme	
19		Prix d'achat ou vente offert par une tierce partie pour une commodité (molécule, transport ou différentiel de lieu) en fonction d'une période déterminée et d'un lieu de livraison
20		
21		
22	Gigajoule (GJ)	1 milliard de joules = 10 ⁹ joules
23	GNL	Gaz naturel liquéfié
24	GMIT EDA	Ensemble des points d'interconnexions entre le système de Gaz Métro et ceux de TCPL/TQM qui sont situés dans la zone de livraison GMIT EDA (« Eastern Delivery Area ») de TCPL
25		
26		
27	GMIT NDA	Ensemble des points d'interconnexions entre le système de Gaz Métro et celui de TCPL qui sont situés dans la zone de livraison NDA (« Northern Delivery Area ») de TCPL
28		
29		
30	Iroquois	Point situé au sud de la frontière du Québec et de l'Ontario et qui constitue le point d'interconnexion entre le réseau principal de TCPL et le réseau de Iroquois Gas Transmission System
31		
32		
33	Joule	Unité de mesure de l'énergie – 1 m ³ équivaut à 37 890 000 joules
34	LSR	Liquéfaction Stockage Regazéification ; abréviation utilisée pour désigner l'usine de gaz naturel liquide de Gaz Métro
35		
36	Parkway	Point situé dans le sud de l'Ontario, au nord-est de Dawn
37	PIB	Produit intérieur brut ; somme des valeurs des biens et services issus de la production à l'intérieur des frontières d'un pays
38		

- | | | |
|---|-------------|---|
| 1 | STS | Storage Transportation Service ; service de transport ferme entre |
| 2 | | Parkway et GMT EDA ; ce service est disponible du 1 ^{er} novembre au |
| 3 | | 15 avril inclusivement de chaque saison hivernale |
| 4 | TCPL | TransCanada PipeLines Limited |
| 5 | TQM | Gazoduc Trans Québec & Maritimes Inc. |

Carte 1



Légende

- | | | | |
|------|-----------|-------|-----|
| Nova | Union Gas | SCGM | VGS |
| TCPL | TQM | PNGTS | |

SOMMAIRE

- 1 Selon les hypothèses économiques et énergétiques retenues par Gaz Métro, la demande de la
2 clientèle¹ pour les années 2014 à 2016 se présente comme suit :

Tableau 1

Catégorie de clientèle	Demande avant interruptions (scénario de base) (10 ⁶ m ³)		
	2014	2015	2016
Grandes entreprises	3 038,7	3 059,5	3 076,2
Petit et moyen débits	2 612,3	2 618,1	2 623,5
TOTAL	5 651,0	5 677,6	5 699,7

3 La position concurrentielle actuellement favorable du gaz naturel face aux autres sources
4 d'énergie et le maintien anticipé de cette position sur un horizon de moyen terme se traduisent
5 en de nouvelles ventes et en des hausses de consommation chez des clients existants qui
6 permettent d'assurer une croissance des livraisons. Entre 2013 (révision budgétaire 5/7) et
7 2014, première année du plan d'approvisionnement, une hausse de 2,3 % de la demande en
8 gaz naturel est prévue ; une augmentation de 0,9 % est ensuite constatée sur l'horizon du plan,
9 entre 2014 et 2016. La hausse provient essentiellement des nouvelles ventes prévues au cours
10 des prochaines années, elles-mêmes stimulées par la position concurrentielle favorable du gaz
11 naturel par rapport aux autres sources d'énergie.

12 Ce plan a été développé en faisant l'hypothèse que Gaz Métro est responsable de contracter
13 les capacités de transport nécessaires pour rencontrer la totalité de la demande dans son
14 marché, considérant tout de même le transport fourni par les clients supposé maintenu en
15 fonction des projections de consommation. Les modalités du tarif qui s'appliquent aux clients
16 désirant contracter leur propre transport (cession ou préavis de sortie) font en sorte que
17 Gaz Métro sera tenue indemne des choix des clients.

18 Gaz Métro devra, pour la durée du plan, contracter les outils d'approvisionnement nécessaires

¹ Les volumes associés aux ventes de GNL ne sont pas inclus dans ces prévisions.

1 pour rencontrer la demande en journée de pointe des clients en service continu, la demande
2 annuelle des clients en service continu et, dans la mesure du possible, celle des clients en
3 service interruptible. Les approvisionnements doivent par ailleurs être suffisamment flexibles
4 pour faire face aux fluctuations de volumes résultant des aléas climatiques et des conditions
5 économiques. Le plan d'approvisionnement considère également les impacts des ventes
6 de GNL.

7 Gaz Métro doit contracter de la capacité de transport pour approvisionner la demande prévue
8 de la clientèle sous les scénarios de base découlant des hypothèses économiques et
9 énergétiques retenues.

10 Le portrait du contexte gazier relatif aux capacités de transport disponibles vers le territoire de
11 Gaz Métro a changé de façon importante au cours des derniers mois.

12 • L'Office national de l'énergie (ONÉ) a statué dans ses *Motifs de décision* dans le dossier
13 RH-003-2011 que TCPL n'avait pas d'obligation de desservir les clients, n'étant pas un
14 distributeur de gaz. Une grande latitude a été accordée à TCPL au niveau des services
15 discrétionnaires. TCPL est libre de choisir la façon dont elle rendra la capacité
16 disponible et à quel prix.

17 • La première répercussion à cette décision de l'ONÉ est que le « Board of Directors » de
18 TCPL, n'a pas approuvé le projet « Eastern Mainline Expansion » qui permettait à
19 Gaz Métro de déplacer ses approvisionnements vers Dawn à compter du 1^{er} novembre
20 2015.

21 • Dans le cadre du « Projet Oléoduc Énergie Est » de TCPL qui consiste, entre autres, à
22 convertir un pipeline de transport de gaz naturel en pipeline de transport de pétrole vers
23 l'est, TCPL a confirmé que les contrats de capacités fermes de transport de gaz naturel
24 (contrat FT et STS) vers l'est pourraient excéder les capacités disponibles après la
25 conversion.

26 Ce nouveau projet fait en sorte que l'appel d'offres de TCPL au printemps 2013 relatif à
27 la capacité existante vers l'est est rendu disponible uniquement jusqu'au 31 octobre
28 2015. Cette capacité étant réquisitionnée, le cas échéant, pour le « Projet Oléoduc
29 Énergie Est ».

1 Sur l'horizon du plan, une augmentation des besoins d'approvisionnement est observée. Elle
2 découle de l'augmentation de la demande continue, du retour de clients au service de transport
3 du distributeur ainsi que d'une modification au calcul de la demande continue en journée de
4 pointe.

5 Considérant le contexte gazier actuel, Gaz Métro a tenté de sécuriser les approvisionnements
6 requis pour répondre à la demande projetée pour les années 2014 et 2015. Ainsi, une capacité
7 additionnelle de 3 431 10³m³/jour a été jugée requise. Pour répondre à ce besoin, et après
8 vérification sur le marché secondaire, Gaz Métro a participé à l'appel d'offres de TCPL visant
9 les capacités existantes disponibles jusqu'au 31 octobre 2015. La capacité soumissionnée a été
10 acceptée.

INTRODUCTION

1 Ce plan d'approvisionnement, couvrant les années 2014 à 2016, est préparé par Gaz Métro en
2 vertu du *Règlement sur la teneur et la périodicité du plan d'approvisionnement* (« le
3 Règlement ») (c. R-6.01, r. 8).

4 Il est à noter que cette pièce couvrira le plan annuel et le plan triennal, tant au niveau de la
5 prévision de la demande que des approvisionnements gaziers.

6 Pour le développement du plan d'approvisionnement, Gaz Métro exposera initialement la vision
7 long terme du contexte gazier. Elle expliquera le contexte économique et énergétique dans
8 lequel elle prévoit évoluer au cours des trois prochaines années, ainsi que la situation
9 concurrentielle qui en découlera.

10 Avant de présenter les prévisions de la demande pour le plan triennal, Gaz Métro commentera
11 les écarts dans les prévisions de livraison pour l'année en cours, soit la différence entre la
12 prévision établie lors de la Cause tarifaire 2013 et celle établie lors de l'exercice budgétaire
13 5/7 2013 (5 mois réels/7 mois projetés) utilisée pour la présente Cause.

14 Considérant les différentes hypothèses et la prévision 5/7 pour l'année en cours, Gaz Métro
15 exposera par la suite la prévision de la demande, par type de clientèle, pour les années 2014 à
16 2016.

17 Pour établir les bases de son plan d'approvisionnement, Gaz Métro détaillera le contexte gazier
18 dans lequel elle évolue plus spécifiquement et, conséquemment, sa stratégie
19 d'approvisionnement sur l'horizon du plan. En fonction de ces constats, le plan
20 d'approvisionnement pour 2014-2016 sera présenté, considérant les diverses informations
21 prescrites au *Règlement*. Les données particulières à la planification de l'année financière 2014
22 seront également détaillées.

23 Gaz Métro intégrera dans le présent document les suivis suivants, demandés par la Régie aux
24 décisions D-2012-158 et D-2012-175 :

- 25 ➤ D-2012-158 : Explication des écarts de la journée de pointe et des besoins de l'hiver
26 extrême avec l'année précédente (annexe 10) ;
- 27 ➤ D-2012-175 : Présentation d'une étude externe faisant une revue de l'activité pipelinière
28 autour du carrefour de Dawn (« Hub ») et de sa considération dans le plan
29 d'approvisionnement (annexe 13) ;

- 1 ➤ D-2012-175 : Évolution historique et la valeur des « Futures » des différentiels de lieu
2 par rapport à Henry Hub pour différents points d'échange (annexe 1); et
3 ➤ D-2012-175 : Comparaison, pour chacune des cinq dernières années disponibles, des
4 prix mensuels à Dawn et des prix mensuels des achats de Gaz Métro effectués à Dawn
5 (annexe 12).

6 Les autres sujets d'analyse identifiés en suivi par la Régie sont présentés distinctement, soit :

- 7 ➤ Décision D-2012-175 : Stratégie de diversification des indices d'achats de fourniture -
8 pièce Gaz Métro-2, Document 3 ;
9 ➤ Décision D-2012-175 : Déplacement de la structure d'approvisionnement vers Dawn -
10 pièce Gaz Métro-2, Document 4 : suivis relatifs à la méthode de fonctionnalisation des
11 achats de fourniture, aux modalités de la prime de transition (frais de livraison à
12 Empress) ainsi qu'aux modalités de préavis de sortie du service de transport du
13 distributeur et les règles de cession ;
14 ➤ Décision D-2013-135 : Options d'achat de gaz naturel en remplacement de la capacité
15 d'entreposage non renouvelée au 1^{er} avril 2013 - pièce Gaz Métro-2, Document 5 ; et
16 ➤ Décision D-2012-175 : Modalités d'entrée et de sortie du service de fourniture du
17 distributeur – présentées en phase 3 de la Cause tarifaire 2014.

18 Il est à noter que les éléments suivants sont également présentés :

- 19 ➤ L'historique comparatif de la demande et de la journée de pointe entre les prévisions et
20 le réel observé est présenté à l'annexe 11 ; et
21 ➤ La description détaillée de l'impact des ventes de GNL dans le plan
22 d'approvisionnement est présentée à la pièce Gaz Métro-2, Document 2.

23 Dans la décision D-2012-175, la Régie avait demandé à Gaz Métro de considérer la signature
24 de contrats d'approvisionnement de long terme plus près des sources de production et de faire
25 rapport à cet égard dans les futurs plans d'approvisionnement. Comme il sera décrit dans le
26 présent document, l'objectif de rapprocher ses approvisionnements de son territoire demeure
27 pour Gaz Métro un objectif prioritaire, mais le contexte gazier actuel relatif aux capacités de
28 transport ne le permet pas pour l'instant. Aucun rapport spécifique quant à ce suivi n'est
29 développé dans le présent plan d'approvisionnement.

1. VISION LONG TERME DU CONTEXTE GAZIER

1 La présente section a pour but de présenter la vision à long terme de Gaz Métro en matière
2 d'approvisionnement gazier. En décembre 2012, dans le cadre de la décision D-2012-175, la
3 Régie approuvait la stratégie de déplacement de la structure d'approvisionnement de
4 Gaz Métro d'Empress à Dawn. C'est dans ce contexte que s'inscrit la vision long terme du
5 contexte gazier. Rappelons que le déplacement des approvisionnements d'Empress vers Dawn
6 repose essentiellement sur deux faits importants :

- 7 1. Le déclin de la disponibilité du gaz naturel provenant de l'ouest du Canada ; et
- 8 2. L'augmentation rapide de la production dans l'est des États-Unis.

1.1. Offre et demande du gaz naturel ²

9 Empress est situé au sein de la région productrice du bassin sédimentaire de l'Ouest
10 canadien (BSOC) alors que Dawn est un carrefour d'échange situé au cœur d'un centre de
11 consommation relié par plusieurs pipelines aux plus grands bassins de production sur le
12 continent. Le prix du gaz naturel à ces points d'échange (Empress et Dawn) reflète en
13 grande partie l'équilibre de l'offre et de la demande continentale, mais est également
14 influencé par les conditions régionales de marché. Par exemple, le développement de
15 champs gaziers, comme celui de Marcellus, a un impact spécifique sur les marchés de l'est
16 du continent alors que le déclin de la production gazière du BSOC a un effet sur le marché
17 de cette région, de même que sur les tarifs de transport sur le réseau de TCPL. Entre
18 janvier 2007 et mai 2013, le tarif de transport entre Empress et GMIT EDA est passé de
19 0,99 \$/GJ à 2,24 \$/GJ.

La révolution du gaz de shale

20 Le paysage gazier sur tout le continent s'est beaucoup modifié avec la croissance de la
21 production de gaz de shale. Avant 2007, la production gazière, qui reposait essentiellement
22 sur le développement des réserves classiques, était en déclin. L'Amérique du Nord comptait
23 sur les importations de gaz naturel liquéfié pour maintenir l'équilibre entre l'offre et la
24 demande gazière. Durant la période de 2003 à 2008, les prix moyens du gaz à Empress

² Pour les références de cette section, voir la sous-section 1.5.

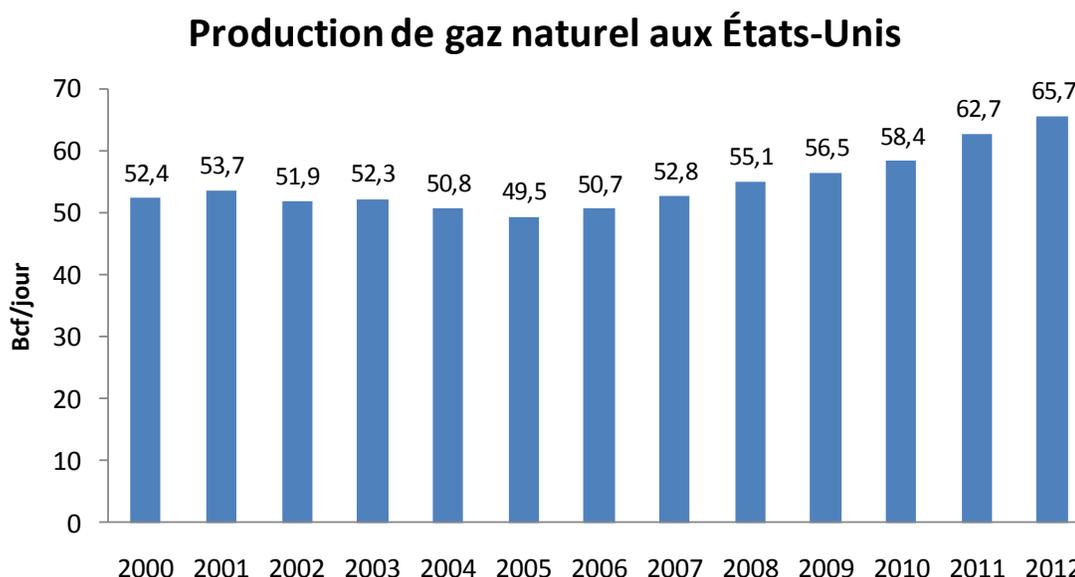
1 dépassaient 7 \$/GJ avec des pointes qui allaient au-delà de 12 \$/GJ. Au premier trimestre
2 de 2013, ils se situaient à 2,84 \$/GJ.

3 Les nouvelles technologies de forage comme le forage horizontal et le fractionnement
4 hydraulique ont commencé à être utilisées à plus grande échelle autour de 2007 et ont
5 drastiquement modifié le contexte gazier. Ces nouvelles technologies ont permis de
6 rentabiliser le développement des ressources gazières non conventionnelles comme les gaz
7 de shale. Actuellement, le forage horizontal représente plus de 70 % de l'ensemble des
8 forages gaziers aux États-Unis¹. Il est non seulement utilisé dans l'exploitation des gaz de
9 shale, mais également dans les gisements de réserve classique moins perméable. Les
10 producteurs de pétrole utilisent aussi de plus en plus ce type de technologie.

11 **La production gazière aux États-Unis**

12 La production de gaz naturel aux États-Unis a augmenté de 30 % entre janvier 2007 et
13 décembre 2012². En 2012, la production de gaz de shale représentait 44 % de la production
14 globale de gaz naturel aux États-Unis. La firme PIRA estime que cette portion passera à
15 49 % en 2013³.

Graphique 1



Source : Energy Information Administration

16 La carte ci-après illustre les principaux bassins de gaz de shale en Amérique du Nord.

Carte 2

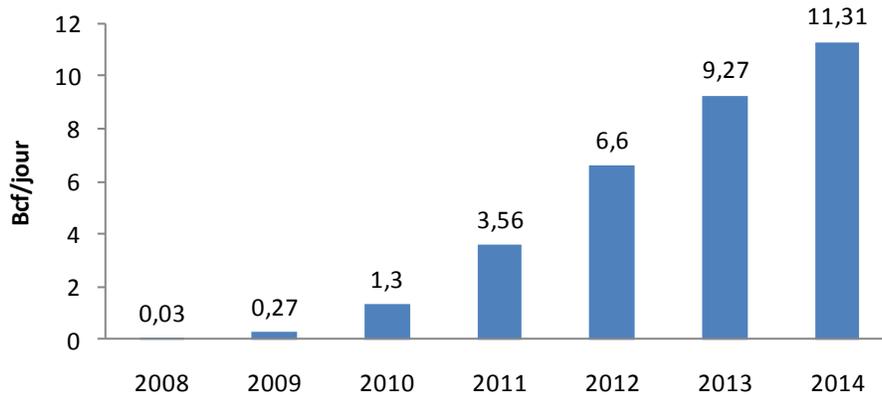


Source : Energy Information Administration

1
2 Le secteur de Barnett a été le premier grand succès qu'a connu l'industrie du gaz naturel en
3 matière de développement de gaz de shale. La production de Barnett a par la suite été
4 dépassée par celle de Haynesville en 2011. En février 2013, il se produisait 5,1 Bcf/jour à
5 Barnett et 6,0 Bcf/jour à Haynesville. Quant à la production de Marcellus, elle s'élevait à
6 8,6 Bcf/jour ce qui fait de Marcellus le plus gros bassin de gaz de shale en Amérique. PIRA
7 estime qu'elle atteindra 11 Bcf/jour d'ici la fin 2014³.

Graphique 2

Production annuelle moyenne de Marcellus



Source : PIRA (mars 2013)

1 Marcellus est tout particulièrement intéressant pour Gaz Métro compte tenu de sa proximité
2 avec son territoire. Par ailleurs, l'industrie du gaz naturel aux États-Unis démontre de plus
3 en plus d'intérêt à explorer les shales de l'Utica dans l'État de l'Ohio. Les shales de l'Utica
4 sont localisés sous les shales de Marcellus, mais couvrent une plus grande superficie (voir
5 **Carte 2**). Cette région est riche en liquides de gaz naturel dont la valeur est très élevée sur
6 le marché. La production d'Utica est actuellement contrainte par le manque d'infrastructure⁴.
7 À terme, l'exploitation des shales de l'Utica de l'État d'Ohio accroîtra l'offre de gaz dans la
8 région et jouera potentiellement un rôle important dans la dynamique de marché de l'est du
9 Canada, ce bassin étant situé tout juste au sud de Dawn.

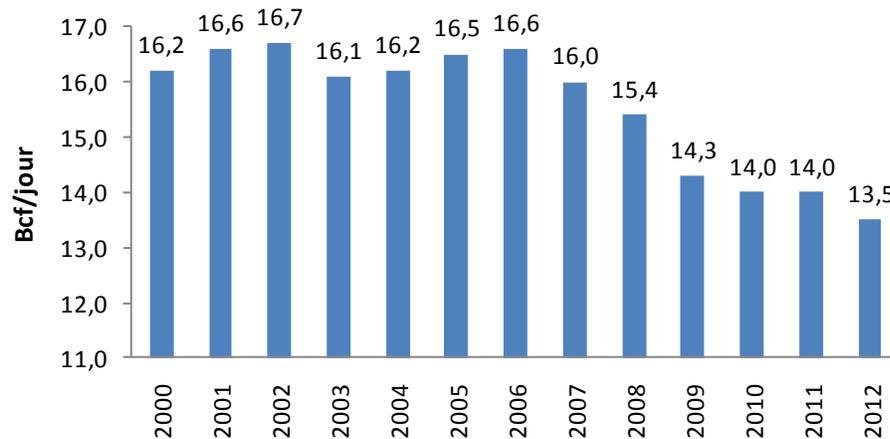
10 À mesure que de nouveaux bassins de gaz de shale sont développés, de nouvelles routes
11 de transport par gazoduc sont érigées et les mouvements gaziers traditionnels se modifient.
12 La production gazière de Marcellus déplace désormais des approvisionnements qui,
13 traditionnellement, desservait le marché du Nord-Est américain. C'est le cas notamment
14 du gaz de l'ouest du Canada.

La situation au Canada

1 Le développement du gaz de shale au Canada est à un stade moins avancé qu'aux États-
 2 Unis et contrairement à nos voisins du sud, la production de gaz naturel est en baisse au
 3 Canada depuis 2006.

Graphique 3

Production canadienne de gaz naturel



Source : Statistique Canada

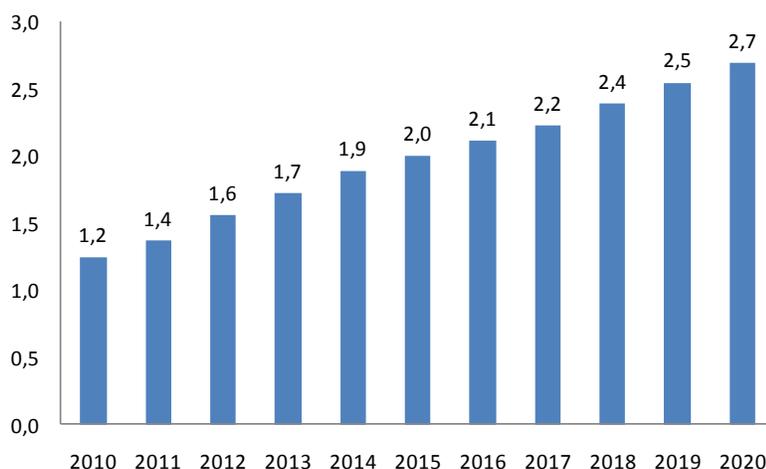
4 L'ONÉ n'est pas très optimiste quant à la croissance de la production gazière au Canada. Il
 5 estime que la capacité de production du gaz naturel au Canada sur l'horizon 2011-2014
 6 diminuera de 7 % à 18 %, selon le scénario de prix⁵. L'ONÉ n'est pas plus optimiste quant à
 7 l'augmentation de la production de gaz au Canada à plus long terme. Selon ses prévisions,
 8 la production canadienne restera sous la barre des 15 Bcf/jour jusqu'en 2020⁶. Elle pourrait
 9 augmenter par la suite si le gazoduc entre la mer de Beaufort dans les Territoires du Nord-
 10 Ouest et le réseau pipelinier du nord de l'Alberta est construit et donne accès au gaz naturel
 11 de la vallée du Mackenzie.

12 La baisse de la production canadienne au cours des prochaines années sera accompagnée
 13 par une croissance de la demande dans l'Ouest canadien venant principalement de
 14 l'industrie des sables bitumineux. L'exploitation, l'extraction et la valorisation des sables
 15 bitumineux en Alberta requièrent une très grande quantité de gaz naturel. L'ONÉ prévoit que
 16 la production de pétrole brut canadien provenant des sables bitumineux passera de 1,6 à

1 3,3 millions de barils par jour de 2010 à 2020. En 2010, il a fallu 1,2 Bcf/jour de gaz naturel
2 pour produire 1,6 million de barils par jour de pétrole provenant des sables bitumineux. Cela
3 représente aujourd'hui 9 % de la production canadienne de gaz naturel et plus de deux fois
4 la consommation du Québec. L'ONÉ estime que l'augmentation de la production de pétrole
5 brut extrait des sables bitumineux d'ici 2020 portera à 2,7 Bcf/jour la consommation de gaz
6 naturel de ce secteur⁶.

Graphique 4

**Utilisation du gaz naturel pour la
production des sables bitumineux -
Bcf/jour**



Source : ONÉ

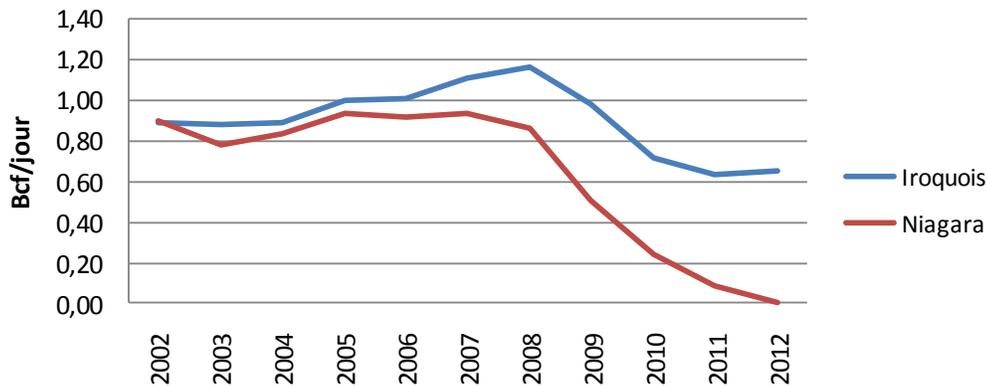
7 La croissance de la demande pour le gaz naturel de l'Ouest canadien ne viendra pas
8 uniquement des besoins régionaux, mais aussi des marchés d'exportation. L'écart entre les
9 prix nord-américains du gaz naturel et le marché mondial a fait naître en Amérique du Nord
10 plusieurs projets de liquéfaction du gaz naturel à des fins d'exportation sur les marchés
11 internationaux. La Colombie-Britannique compte actuellement neuf projets de liquéfaction
12 de gaz naturel⁷ dont trois ont reçu des licences d'exportation de la part de l'ONÉ. Ces trois
13 projets sont Kitimat, BC LNG et LNG Canada. Ils totalisent 3,9 Bcf/jour de capacité
14 d'exportation^{8, 9, 10}.

15 En fonction de ce qui précède, on peut déduire que moins de gaz naturel du bassin
16 sédimentaire de l'Ouest canadien sera disponible pour desservir les marchés du nord-est du

1 continent. Déjà, les exportations de gaz canadien transitant par Waddington et Niagara ont
 2 diminué de 88 % entre 2008 et 2012¹¹.

Graphique 5

Exportations de gaz naturel vers le Nord Est des États-Unis



Source : Office national de l'énergie

3 Le gaz de Marcellus prend maintenant le relais du gaz canadien sur le marché du nord-est
 4 des États-Unis. Cette tendance devrait se poursuivre si le projet « Constitution Pipeline »
 5 voit le jour. Ce projet, d'une capacité de 0,65 Bcf/jour, vise à transporter le gaz de Marcellus
 6 à partir du nord de la Pennsylvanie pour le livrer à l'interconnexion d'Iroquois et de
 7 Tennessee Gas Pipeline. Le gaz de Marcellus remplacera ainsi le gaz canadien qui coule
 8 encore sur Iroquois. La baisse des exportations via Niagara et Iroquois conduit à une sous-
 9 utilisation des pipelines qui approvisionnent le sud de l'Ontario notamment ceux du réseau
 10 principal de TCPL et de Great Lakes. En conséquence de quoi, Gaz Métro ne voit pas, à
 11 moyen terme, d'enjeux en ce qui a trait à la capacité de transport disponible pour amener le
 12 gaz naturel à Dawn. Les enjeux ont plutôt trait à la baisse de la production du bassin
 13 sédimentaire de l'ouest du Canada, à l'augmentation de la demande albertaine et aux
 14 exportations de GNL. L'impact de la baisse des flux gaziers sur les tarifs de transport de
 15 TCPL est aussi un sujet de préoccupation.

Le carrefour d'échange de Dawn

1 Le carrefour de Dawn est actuellement relié à une dizaine de gazoducs provenant des
2 États-Unis et du Canada qui lui donnent accès à la plupart des grands bassins
3 d'approvisionnement en Amérique, soit le BSOC, les Rocheuses américaines, le « Mid-
4 continent », le golfe du Mexique et Marcellus¹². En novembre 2012, Dawn a été raccordé
5 physiquement au bassin de Marcellus. TCPL a modifié son système afin d'inverser le flux
6 gazier et de transporter du gaz à partir de Niagara jusqu'à Kirkwall dans le sud de l'Ontario.
7 Il s'agit d'une première étape vers l'accès de l'est du Canada au gaz de Marcellus.

8 Trois projets, visant à transporter du gaz de Marcellus vers Niagara et Chippawa, ont été
9 mis en service en 2011 et 2012¹³ :

- 10 1. « Empire Tioga County Extension » dont le promoteur est Empire Pipeline a été mis
11 en service à l'automne 2011. Ce projet, d'une capacité de 350 MMpc/jour, permet de
12 transporter le gaz de Marcellus jusqu'à Chippawa ;
- 13 2. Northern Access Expansion, dont le promoteur est National Fuel Gas, a été mis en
14 service en novembre 2012. Sa capacité est de 320 MMpc/jour et sa destination est
15 Niagara ;
- 16 3. Northeast Supply Diversification Project, dont le promoteur est la Tennessee Gas
17 Pipeline Company, a été mis en service en novembre 2012. Sa capacité est de
18 250 MMpc/jour et sa destination est Niagara.

19 L'ampleur de la substitution du gaz de l'Ouest canadien par le gaz de Marcellus et
20 éventuellement celui d'Utica sur le marché de l'est du Canada dépendra de la mise en place
21 d'infrastructures pour y faire acheminer le gaz.

22 Cet aspect fait l'objet de l'étude de la Firme ICF « Review of Natural Gas Pipeline Market
23 Activity Around the Dawn Hub » présenté à l'annexe 13 du présent document. Cette étude a
24 été commandée par Gaz Métro à la suite de la demande de la Régie dans sa décision
25 D-2012-175. L'étude d'ICF présente les capacités et les flux gaziers actuels et futurs des
26 pipelines qui approvisionnent le carrefour de Dawn. Elle fait notamment le suivi des projets
27 qui permettront d'accroître la connexion entre Dawn et les bassins Marcellus et Utica. Les
28 informations suivantes sont extraites de ce rapport.

1 National Fuel Gas et Tennessee Gas Pipeline ont maintenant plus de 1 750 000 GJ/jour de
2 capacité de livraison à Niagara alors que le tronçon Niagara/ Kirkwall permet d'acheminer
3 400 000 GJ/jour entre New York et l'Ontario. Il y a donc un potentiel additionnel de
4 croissance d'importation de gaz en Ontario à partir de Niagara. Mais, selon ICF, la porte
5 d'entrée de Niagara ne sera pas suffisante pour répondre à la demande de gaz dans l'Est
6 canadien. Quant à Chippawa, situé au sud de Niagara, l'interconnexion ne permet pas les
7 flux physiques de New York en Ontario. L'augmentation des importations passera aussi par
8 le Michigan. Le projet NEXUS Gas Transmission, qui vise à augmenter la capacité
9 pipelinière entre les Appalaches et Dawn de plus de 1 Bcf/jour d'ici novembre 2016, est au
10 nombre des projets qui permettraient une augmentation importante des importations vers
11 Dawn par le Michigan. Les conclusions d'ICF sont à l'effet qu'il y aura assez de liquidité à
12 Dawn pour fournir un approvisionnement fiable à Gaz Métro si des projets de nouveaux
13 pipelines entre Marcellus et Dawn, actuellement à divers stades de développement, sont
14 construits.

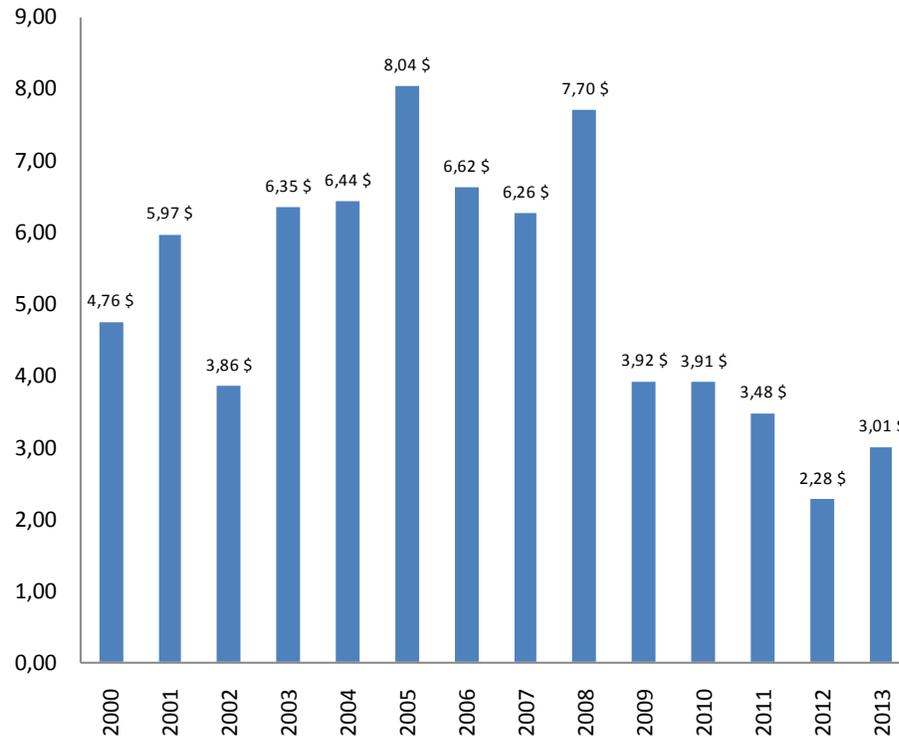
15 Outre la mise en place d'infrastructures importantes en amont de Dawn, des ajouts de
16 capacité sont aussi nécessaires entre Dawn et les marchés de consommation comme celui
17 du Québec. ICF se préoccupe particulièrement de la capacité de transport sur le tronçon
18 Parkway/Maple sur le réseau de TCPL. TCPL peut contourner les contraintes sur ce tronçon
19 en utilisant la ligne de Great Lakes Gas transmission (GLGT) jusqu'à Emerson (vers l'ouest)
20 et, de là, utiliser le « Northern Mainline system » (vers l'est). Mais cette option ne peut
21 répondre en totalité à la croissance de la demande à l'est de Parkway. L'expansion de la
22 capacité entre Parkway et Maple est nécessaire au déplacement vers Dawn des
23 approvisionnements de Gaz Métro.

1.2. Prix du gaz naturel

24 Tous les marchés gaziers du Canada et des États-Unis font partie d'un même marché
25 intégré et sont influencés par la situation d'offre et de demande globale sur le continent.
26 L'augmentation de la production gazière a eu pour effet de rendre les prix du gaz très
27 compétitifs. Les prix du gaz naturel au Canada comme aux États-Unis ont atteint au cours
28 de l'année 2012 leur niveau le plus bas des 10 dernières années. Les prix à AECO en
29 Alberta se sont établis en moyenne à 2,28 \$/GJ en 2012 et à 3,01 \$/GJ pour les quatre
30 premiers mois de 2013.

Graphique 6

Prix du gaz naturel à Aeco - \$/GJ



* Pour 2013 : moyenne janvier à avril

1 L'effondrement des prix du gaz naturel en 2012 s'explique notamment par une baisse de la
 2 demande durant l'hiver 2011-2012 en raison des températures plus chaudes que la
 3 normale. Cette baisse des prix du gaz a été particulièrement prononcée au printemps 2012
 4 ce qui a conduit à une substitution importante du charbon par le gaz naturel pour la
 5 production d'électricité aux États-Unis. L'augmentation de la consommation de la part des
 6 producteurs d'électricité a eu pour effet de diminuer les surplus de gaz naturel dans les sites
 7 d'entreposage, ce qui a permis aux prix de reprendre un peu de tonus.

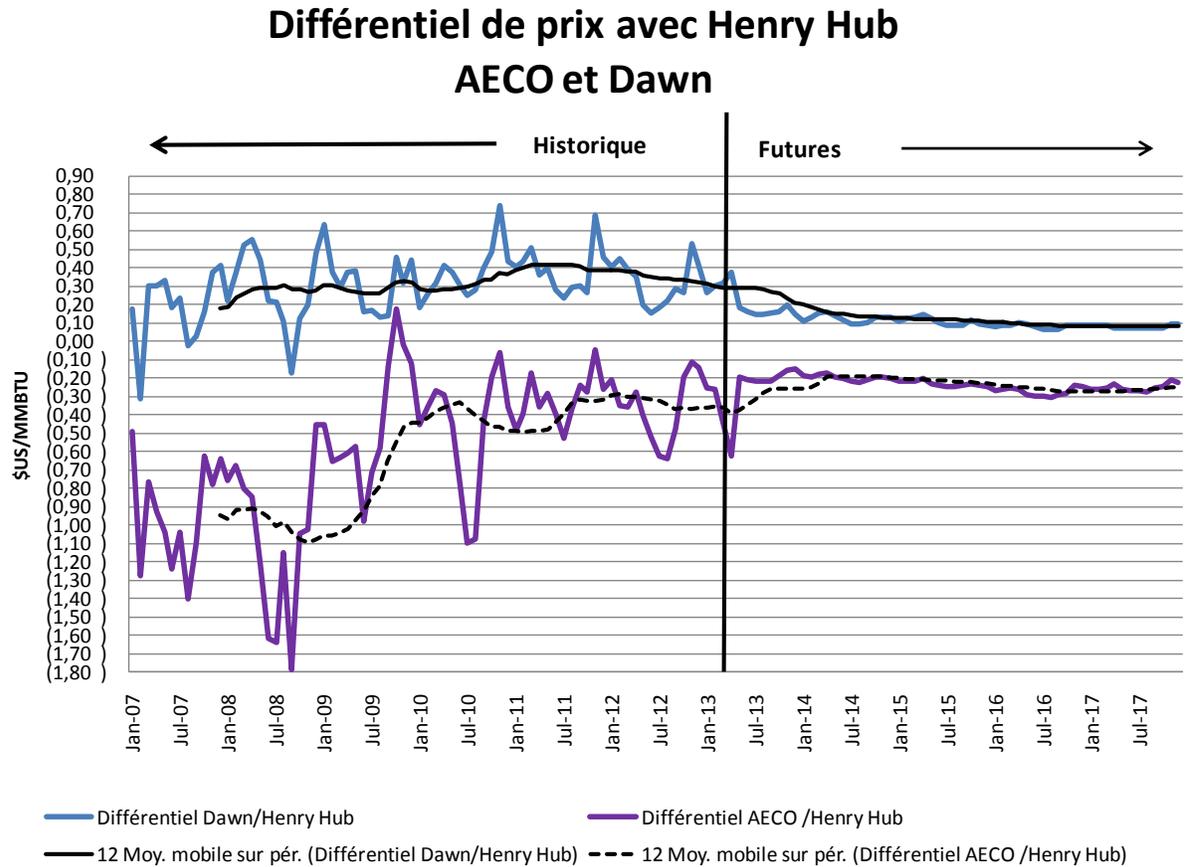
8 Quant à l'offre continentale de gaz naturel, elle se maintient à des niveaux élevés malgré la
 9 faiblesse des prix du gaz naturel et la baisse considérable des forages. Les producteurs
 10 continuent d'orienter leurs activités vers le développement de réserves de gaz de shale
 11 riches en liquides, tels que le pentane, le butane, le propane et l'éthane. Le prix des liquides
 12 étant fortement relié au prix du pétrole, les revenus provenant de leur vente rendent plus

1 lucrative l'exploitation des gisements de gaz de shale. Une partie de la production gazière
2 est également associée à des forages ciblant l'exploitation du pétrole. À moyen terme, soit
3 pour les deux prochaines années, la croissance de la production devrait tout de même être
4 plus limitée. C'est ce que prévoit l'EIA dans le « Short Term Energy Outlook » publié en avril
5 2013. Quant aux prix du gaz, ils devraient augmenter modestement au cours des
6 prochaines années, compte tenu de l'abondance de la ressource pouvant être développée à
7 un coût relativement faible. C'est ce qu'en témoigne le marché financier qui affichait, en date
8 du 24 avril, des prix à AECO de 4,10 \$/GJ pour la période novembre 2017 à octobre 2018¹⁴.

9 Le prix du gaz naturel en Alberta reste faible même si la production du BSOC est en déclin.
10 Les consommateurs de gaz canadien bénéficient de l'augmentation de l'offre aux États-
11 Unis. Par contre, les conditions locales de marché ont aussi un effet sur les prix du gaz à un
12 lieu donné. Cet effet s'observe notamment au niveau des prix relatifs des différents points
13 d'échange du gaz naturel. Il est habituel de comparer les prix en tant que différentiels par
14 rapport au prix du carrefour Henry Hub. À cet égard, l'annexe 1 présente l'évolution
15 historique et la valeur des « Futures » des différentiels de lieu par rapport à Henry Hub pour
16 différents points d'échange du gaz naturel dans le nord-est des États-Unis.

17 Le Graphique 7 trace le différentiel de prix d'AECO et Dawn par rapport à Henry Hub.

Graphique 7



Source : Tierce partie

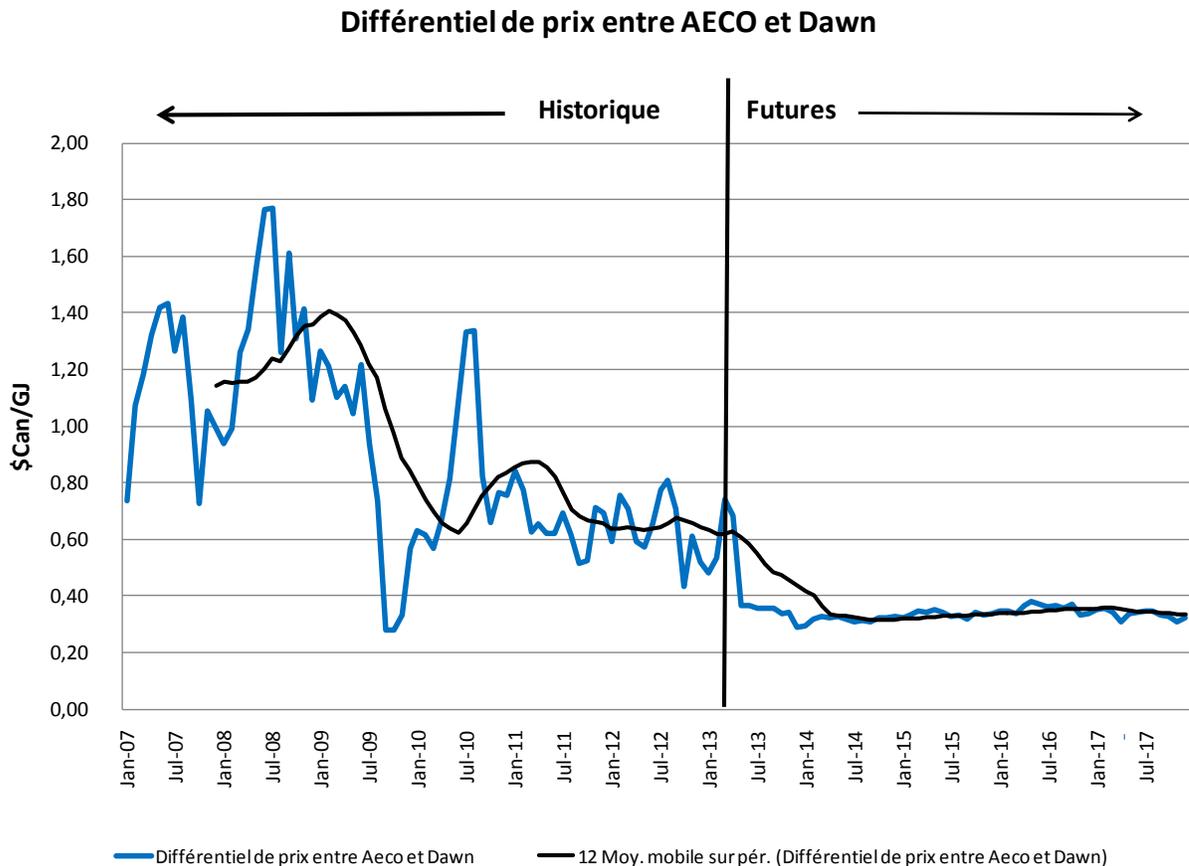
1 Le différentiel de prix AECO-Henry Hub a fortement augmenté au cours des dernières
2 années. En 2007, le prix à AECO se transigeait en moyenne à 0,94 \$US/MMBtu en deçà de
3 celui de Henry Hub. En 2012, le différentiel moyen s'établissait à - 0,36 \$US/MMBtu. Ainsi,
4 malgré la baisse des prix observée à AECO, le prix du gaz dans l'Ouest canadien s'est
5 accru par rapport à Henry Hub. Sur la période d'avril 2013 à décembre 2017, le marché
6 financier projette un différentiel de prix de - 0,26 \$US/MMBtu en moyenne.

7 Le différentiel de prix entre Dawn et Henry Hub a également augmenté sur la période 2007-
8 2011, mais d'une manière moins prononcée que pour AECO. L'écart se situait à
9 0,18 \$US/MMBtu en 2007 et à 0,32 \$US/MMBtu en 2012. Les « Futures », quant à eux,
10 montrent une tendance à la baisse laquelle s'explique probablement par l'effet de Marcellus.
11 Ils s'établissent en moyenne à 0,11 \$US/MMBtu sur la période allant d'avril 2013 à

1 décembre 2017. L'écart entre les deux courbes présentées au graphique 7 correspond au
2 différentiel de prix entre AECO et Dawn.

3 Le graphique 8 présente le différentiel de prix entre AECO et Dawn en \$CAN/GJ.

Graphique 8



Source : Tierce partie

4 Le différentiel de prix entre AECO et Dawn a diminué de façon substantielle ces dernières
5 années et le marché financier indique que cette tendance se maintiendra avec un écart
6 entre AECO et Dawn fluctuant entre 0,22 et 0,38 \$/GJ sur la période de mai 2013 à
7 décembre 2017. Le tarif de transport de TCPL sur le tronçon Empress-Dawn a été établi à
8 1,42 \$/GJ récemment par l'ONÉ dans sa décision RH-003-2011. Au 1^{er} mai 2013, en suivi
9 de cette décision, TCPL demandait à l'ONÉ de porter ce tarif à 1,52 \$/GJ sur la période
10 allant du 1^{er} novembre 2013 au 31 décembre 2017. Si l'ONÉ acceptait la demande de
11 TCPL, il en coûterait 1,69 \$/GJ (0,17 \$ entre AECO et Empress et 1,52 \$ entre Empress et

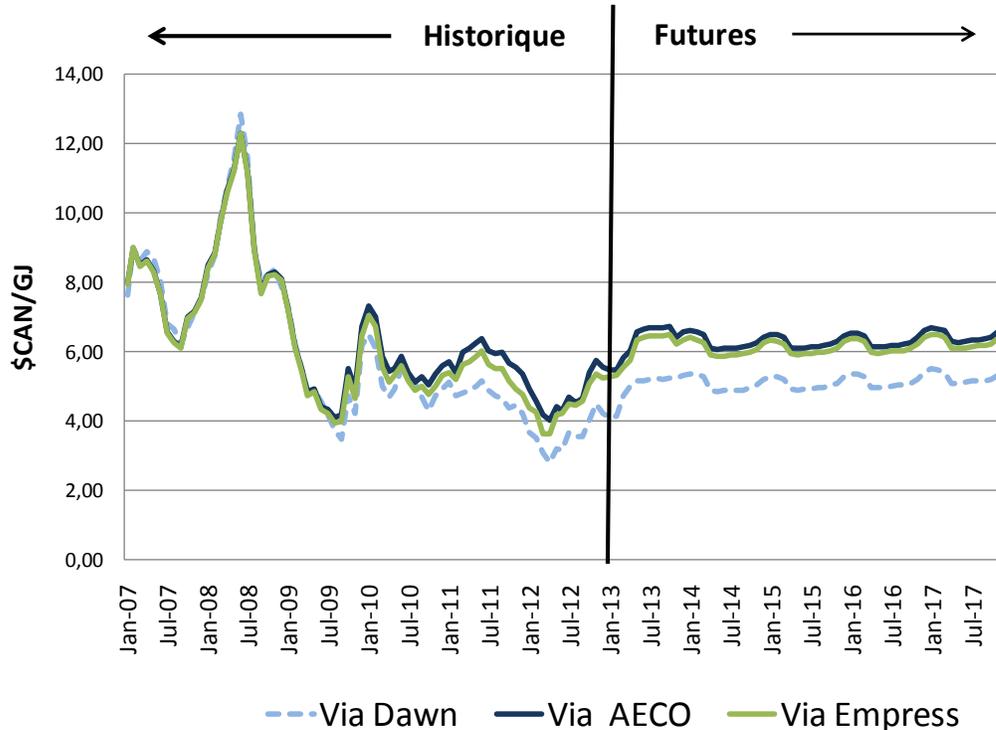
1 Dawn) pour transporter le gaz de AECO à Dawn. Le marché financier indique qu'il est plus
 2 économique d'acheter du gaz directement à Dawn plutôt que de l'acheter à AECO et de
 3 payer le tarif de transport ainsi que le gaz de compression.

4 La comparaison des tronçons de transport AECO-GMIT EDA, Empress-GMIT EDA et
 5 Dawn-GMIT EDA présentées au Graphique 9 amène Gaz Métro à la même conclusion.

6 Le prix du gaz livré à Montréal inclut le coût du gaz à AECO ou à Dawn, le coût du gaz de
 7 compression et les tarifs de transport proposés par sur TCPL (FTLH pour AECO et Empress
 8 et FTSH pour Dawn) à l'ONÉ le 1^{er} mai 2013. Ainsi, malgré le réaménagement tarifaire
 9 effectué par TCPL dans sa dernière demande à l'ONÉ, les approvisionnements à Dawn
 10 demeurent avantageux pour Gaz Métro comparativement aux approvisionnements venant
 11 de l'Ouest canadien.

Graphique 9

Prix du gaz naturel livré en franchise de Gaz Métro



Source : Tierce partie et Gaz Métro

Stratégie de Gaz Métro

1 Gaz Métro n'a aucun contrôle sur le prix de la molécule en Amérique du Nord. Par contre,
2 elle prend les dispositions nécessaires pour gérer avec soin les risques inhérents à ses
3 approvisionnements gaziers. Au nombre de ces dispositions, notons :

- 4 • le suivi du développement du gaz de shale en territoire nord-américain, notamment
5 en ce qui concerne l'impact qu'aura le développement de la production de Marcellus
6 et Utica sur la dynamique régionale des prix ;
- 7 • les efforts déployés pour déplacer ses approvisionnements vers Dawn ; et
- 8 • la stratégie de diversification des indices pour les achats de gaz naturel contractés à
9 l'avance à Dawn.

1.3. Contexte gazier relatif aux capacités de transport au Canada

10 Depuis quelques mois, plusieurs événements relatifs à TCPL viennent modifier le contexte
11 d'approvisionnement de Gaz Métro.

Décision de l'ONÉ dans le dossier RH-003-2011

12 Le 27 mars 2013, l'ONÉ a rendu sa décision sur la restructuration des services pipeliniers et
13 de la tarification proposée par TCPL en septembre 2011. Sur le plan tarifaire, l'ONÉ juge
14 que les droits ne peuvent continuer d'augmenter chaque année en réaction aux diminutions
15 du débit car le réseau principal se trouve dans une position difficile face à la concurrence.
16 Les tarifs pour le service FTLH se doivent d'être concurrentiels. L'ONÉ a accepté certaines
17 des propositions de TCPL, mais a par contre refusé certains éléments importants de la
18 demande de TCPL. L'ONÉ a notamment refusé l'intégration de certains coûts de la conduite
19 principale dans la base tarifaire du système albertain, refusé la réallocation de la
20 dépréciation accumulée et refusé de facturer les coûts de TQM aux seuls utilisateurs de ce
21 système. L'ONÉ a retenu une approche fondée sur des droits fixes pluriannuels sur la
22 période 2013-2017 et a fixé le tarif d'Empress à Dawn à 1,42 \$/GJ plutôt qu'à 2,58 \$/GJ
23 comme il l'aurait été en 2013 si la méthode de conception des droits qui s'appliquait jusqu'ici
24 à TCPL était utilisée. L'ONÉ a demandé à TCPL de calculer les tarifs pour les autres
25 tronçons en fonction de cet étalon de 1,42 \$/GJ sur le tronçon Empress-Dawn. Sur la base
26 de cette approche, les tarifs longue et courte distance facturés à Gaz Métro subiraient une
27 baisse significative.
28

1 À la suite de cette décision, TCPL a effectué, le 1^{er} mai 2013, son dépôt réglementaire pour
2 préciser les droits révisés. Dans le cadre de ce dépôt, TCPL a cependant demandé à l'ONÉ
3 de modifier sa décision et d'autoriser des tarifs de 1,52 \$/GJ entre Empress et Dawn plutôt
4 que 1,42 \$/GJ.

5 TCPL a déposé une grille tarifaire dans le cadre de sa demande de « Review and
6 Variance » basée sur la méthodologie décidée par l'ONÉ, mais en fonction d'un tarif entre
7 Empress et Dawn de 1,52 \$/GJ. En fonction de cette grille, tous les tarifs, y compris les
8 tarifs de courte distance dans l'est, sont en baisse par rapport à la situation actuelle.

9 Cependant, TCPL a demandé à l'ONÉ de réviser sa décision concernant les tarifs FTSH
10 dans l'est et d'adopter la logique des tarifs sur la base de la concurrence comme elle l'a fait
11 pour le FTLH. Selon TCPL, il n'est pas approprié de réduire les tarifs FTSH dans l'est
12 puisqu'il y a une forte demande dans cette région.

13 Des éléments de nature autre que tarifaire ont aussi fait l'objet de la décision de l'ONÉ du
14 27 mars 2013. Ces éléments touchent tout particulièrement l'accès aux approvisionnements
15 à Dawn ainsi que les capacités de transport offertes sur le marché.

16 L'ONÉ a statué que TCPL n'avait pas d'obligation de desservir les clients, n'étant pas un
17 distributeur de gaz. Une grande latitude a été accordée à TCPL au niveau des services
18 discrétionnaires. TCPL est libre de choisir la façon dont elle rendra la capacité disponible et
19 à quel prix. TCPL a d'ailleurs commencé à exercer cette discrétion en indiquant qu'elle
20 cesserait de vendre la capacité disponible sur une période de plusieurs mois, ce qui rend le
21 recours aux services discrétionnaires plus incertain et risqué pour les utilisateurs.

22 Forte de cette décision de l'ONÉ, TCPL a par ailleurs décidé de suspendre le « Eastern
23 Mainline Expansion » prévu en 2015 et de ne pas donner suite aux ententes avec Gaz
24 Métro sur la capacité de transport de 239 148 GJ/jour entre Parkway et GMIT EDA et de
25 15 327 GJ/jour entre Parkway et GMIT NDA. La lettre de TCPL reçue le 29 avril 2013
26 confirmant cette position est présentée à l'annexe 15.

27 **Oléoduc Énergie Est**

28 Par ailleurs, l'annonce du projet « Oléoduc Énergie Est » de TCPL est un autre événement
29 qui vient influencer la disponibilité de capacités de transport vers le territoire de Gaz Métro.
30 Ce projet consiste, entre autres, à convertir un pipeline de transport de gaz naturel entre

1 l'Ouest et le Québec en pipeline de transport de pétrole. TCPL a décidé de réserver la
2 capacité de transport disponible pour ce projet et refuse donc de mettre cette capacité à la
3 disposition du marché après le 1^{er} novembre 2015. La capacité actuelle est donc disponible
4 en service FT-NR (transport ferme non renouvelable) uniquement jusqu'au 31 octobre 2015.
5 Ce service ne bénéficiant pas de droit de renouvellement, TCPL s'assure ainsi de la
6 disponibilité de la capacité pour son projet de conversion au pétrole. Par ailleurs, TCPL a
7 confirmé que les contrats de capacité ferme de transport (contrat FT et STS) vers l'est
8 peuvent excéder les capacités disponibles après la conversion.

9 Dans la foulée de son projet de conversion pétrole, TCPL a indiqué son désir de revoir les
10 règles entourant les droits de renouvellement dont bénéficient les détenteurs de capacité.
11 Les détenteurs de capacité ferme sur le réseau de TCPL peuvent présentement prendre
12 leur décision de prolonger leurs contrats sur une base annuelle, avec un avis de six mois
13 avant la fin du contrat, ce qui leur donne une certaine flexibilité au niveau de la gestion de
14 leurs approvisionnements. TCPL souhaite être en mesure de forcer un renouvellement sur
15 une plus longue période lorsqu'elle reçoit une demande pour des capacités additionnelles
16 ou une opportunité de convertir ses installations. TCPL souhaiterait que les détenteurs de
17 capacités se commettent sur une plus longue période ou abandonnent leur droit de
18 renouvellement. Une telle approche limiterait de beaucoup la flexibilité des détenteurs de
19 capacité de transport.

1.4. En résumé

20 La production du bassin sédimentaire de l'ouest du Canada est en déclin et l'augmentation
21 de la demande prévue des sables bitumineux et des projets d'exportation de gaz naturel
22 liquéfié en Colombie-Britannique contribuera à diminuer la disponibilité de cette source
23 d'approvisionnement vers l'est du Canada.

24 Parallèlement, Marcellus est devenu le plus grand bassin de production en Amérique du
25 Nord et les champs de l'Utica se développeront progressivement à moyen terme. L'intérêt
26 que porte Gaz Métro à Marcellus et Utica réside dans la proximité avec son territoire. La
27 production de Marcellus déplace maintenant les approvisionnements qui traditionnellement
28 desservaient l'est des États-Unis comme le gaz de l'ouest du Canada. Par ailleurs, depuis
29 novembre 2012, le gaz de Marcellus peut être transporté physiquement en Ontario à partir
30 de Niagara jusqu'à Kirkwall. Il s'agit d'une première étape vers l'accès au gaz des

1 Appalaches. D'autres projets annoncés visent l'augmentation de la capacité pour le
2 transport du gaz de Marcellus et éventuellement de Utica jusqu'en Ontario.

3 En ce qui a trait aux risques reliés à la disponibilité du gaz à Dawn à la suite du
4 déplacement du point d'approvisionnement, Gaz Métro n'en voit pas à moyen terme parce
5 que les capacités de transport sur le réseau principal de TCPL et sur Great Lakes sont
6 sous-utilisées notamment en raison de la baisse des exportations via Niagara et Iroquois. Le
7 risque réside plutôt dans la baisse de la production du BSOC et dans l'augmentation de la
8 demande provenant du marché interne en Alberta et de la construction des usines de
9 liquéfaction de la Colombie-Britannique. Cette situation a un effet sur les prix relatifs du gaz
10 naturel à AECO comme le démontrent les graphiques 7 et 8.

11 Finalement, malgré le dernier réaménagement tarifaire présenté par TCPL à l'ONÉ le
12 1^{er} mai 2013, Dawn reste toujours la solution la plus avantageuse pour Gaz Métro. Ce
13 constat est illustré au Graphique 9.

14 Quant au contexte relié aux capacités de transport, Gaz Métro analysera toutes les avenues
15 possibles, réglementaires et légales, pour assurer la sécurité d'approvisionnement de sa
16 clientèle à long terme.

1.5. Références

17 Vous trouverez ci-dessous la liste des sources dont il est fait référence tout au long de la
18 section 1.

- 19 (1) PIRA, US Gas Rig Activity as of April 5, 2013
- 20 (2) Energy Information Administration, site internet
- 21 (3) PIRA, North American Natural Gas, March 22, 2013
- 22 (4) PIRA, North America's Emerging Unconventional Plays, March 8, 2013
- 23 (5) Office national de l'énergie, Productibilité à court terme de gaz naturel au
24 Canada 2012-2014
- 25 (6) Office national de l'énergie, Avenir énergétique du Canada - Offre et demande
26 énergétiques à l'horizon 2035
- 27 (7) LNG Daily's Terminal Tracker - Liquefaction, March 26, 2013

- 1 (8) Office national de l'énergie, Motifs de décision, KM LNG Operating General
2 Partnership, GH-1-2011, octobre 2011
- 3 (9) Office national de l'énergie, Motifs de décision, BC LNG Export Co-operative LLC,
4 GH-003-2011, février 2012
- 5 (10) Office national de l'énergie, Lettre de décision, Demande de LNG Canada, février
6 2013
- 7 (11) Office national de l'énergie, site internet
- 8 (12) Union Gas Limited, site internet
- 9 (13) ICF, Review of natural Gas Pipeline Market Around the Dawn Hub, May 2013
10 (présenté à l'annexe 13)
- 11 (14) CIBC, Energy Update, 24 avril 2013

2. CONTEXTE ÉCONOMIQUE ET ÉNERGÉTIQUE

12 2.1. Hypothèses économiques

13 Le tableau ci-dessous présente les hypothèses économiques utilisées dans ce plan
14 d'approvisionnement.

Tableau 2

Hypothèses économiques			
	2013-2014	2014-2015	2015-2016
Croissance du PIB québécois	1,9 %	2,1 %	1,8 %
Taux d'inflation québécoise	1,9 %	2,1 %	2,0 %
Taux de change (\$US/\$CAN)	1,01	0,98	0,96

Sources des prévisions

1	<i>PIB Québec 2013-2014</i>	<i>Moyenne de prévisions : Desjardins (fév. 13), Banque</i>
2		<i>Royale (déc. 12), Conference Board du Canada</i>
3		<i>(hiver 13), Banque de Montréal (mars 13), Banque de</i>
4		<i>Toronto Dominion (déc.12), CIBC (jan.13)</i>
5	<i>PIB Québec 2014-2015 et 2015-2016</i>	<i>Moyenne de prévisions : Desjardins (hiver 13),</i>
6		<i>Conference Board du Canada (hiver 13)</i>
7	<i>Inflation Québec 2013-2014</i>	<i>Moyenne de prévisions : Desjardins (hiver 13), Banque</i>
8		<i>Royale (déc. 12), Banque de Montréal (mars 13),</i>
9		<i>Conference Board du Canada (hiver 13), Banque Toronto</i>
10		<i>Dominion (déc.12), CIBC (jan. 13)</i>
11	<i>Inflation Québec 2014-2015 et 2015-2016</i>	<i>Moyenne de prévisions : Desjardins (hiver 13),</i>
12		<i>Conference Board du Canada (hiver 13)</i>
13	<i>Taux de change 2013-2014</i>	<i>Consensus Forecast (fév.2013)</i>
14	<i>Taux de change 2014-2015 et 2015-2015</i>	<i>Consensus Forecast (fév.2013) et CIBC (fév. 13) – valeur</i>
15		<i>des « Futures »</i>

2.2. Hypothèses énergétiques

Gaz naturel

16 Le tableau 3 présente les prix des « Futures » offerts sur le marché financier pour les
17 périodes couvertes par le plan d'approvisionnement. Les hypothèses retenues par
18 Gaz Métro sont présentées au Tableau 4.

19 Gaz Métro a utilisé les prix des contrats d'échange sur le marché financier pour arrêter ses
20 hypothèses quant au prix du gaz naturel.

21 Pour l'année 2015-2016, Gaz Métro a maintenu son calcul du prix de fourniture à Empress
22 en attendant de développer la méthodologie relative au transfert à Dawn qui sera appliquée
23 au 1^{er} novembre 2015.

Tableau 3

Marché financier - Moyenne du 11 au 22 février 2013			
Prix du gaz naturel - \$CAN/GJ			
	2013-2014	2014-2015	2015-2016
AECO	3,33	3,66	3,84
Empress	3,32	3,66	3,94
Dawn	3,98	4,28	4,47
Nymex - Henry Hub	3,74	4,08	4,30

Source : CIBC et TD pour Dawn et différentiel de lieu entre AECO et Empress

Tableau 4

Hypothèses retenues (\$/GJ)	
2013-2014	
AECO	3,33
Prix à Empress	3,32
Prix du service de fourniture de gaz naturel *	3,55
2014-2015	
AECO	3,66
Prix à Empress	3,66
Prix du service de fourniture de gaz naturel *	3,54
2015-2016	
AECO	3,84
Prix à Empress	3,94
Prix du service de fourniture de gaz naturel *	3,99

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

- 1 Le choix du prix des contrats d'échange comme base pour établir le prix du service de
- 2 fourniture de gaz naturel est justifié par le fait que cet élément constitue le principal intrant

1 dans le calcul de ce prix. Il est à noter que le prix du service de fourniture diffère du prix à
2 Empress en raison de l'écart de coût cumulatif de la fourniture de gaz et des dérivés
3 financiers déjà en place au moment d'effectuer le calcul.

4 Prix saisonniers servant au calcul
5 du transfert de la portion équilibrage incluse dans le service de fourniture

6 Selon les hypothèses retenues par Gaz Métro dans l'évaluation du prix du gaz naturel, les
7 prix saisonniers à Empress sont les suivants :

Tableau 5

	\$/GJ	¢/m ³
Année 2014		
Été 2014 (octobre 2013 et avril à sept. 2014)	3,29	12,466
Hiver 2014 (nov. 2013 à mars 2014)	3,36	12,731
Écart de prix	0,07	0,265
Année 2015		
Été 2015 (octobre 2014 et avril à sept. 2015)	3,58	13,564
Hiver 2015 (nov. 2014 à mars 2015)	3,76	14,247
Écart de prix	0,18	0,683
Année 2016		
Été 2016 (octobre 2015 et avril à sept. 2016)	3,86	14,625
Hiver 2016 (nov. 2015 à mars 2016)	4,07	15,421
Écart de prix	0,21	0,796

8 Ces prix été/hiver sont utilisés dans l'évaluation de la portion équilibrage incluse au service
9 de fourniture à être versée au compte de frais reportés « Équilibrage » considéré dans les
10 coûts d'équilibrage de la Cause tarifaire 2014.

1 Prix du pétrole et produits pétroliers

2 Le Tableau 6 présente les prix offerts sur le marché financier pour le pétrole durant les
3 périodes couvertes par le plan d'approvisionnement.

4 Les hypothèses retenues par Gaz Métro sont présentées au Tableau 7. La même
5 méthodologie que pour le gaz naturel a été utilisée, soit le prix des contrats d'échange
6 offerts sur le marché financier.

Tableau 6

Marché financier WTI – moyenne du 11 au 22 février 2013 (\$US/baril)		
2013-2014	2014-2015	2015-2016
94,65	91,05	88,02

Source : CIBC

Tableau 7

Hypothèses retenues	
2013-2014	
Prix du WTI (\$US/baril)	94,65
Mazout n° 6, 1,5 % soufre (\$CAN/baril)	104,05
Mazout n° 6, 2,0 % soufre (\$CAN/baril)	101,24
Mazout n° 2 (\$CAN/litre)	0,90
2014-2015	
Prix du WTI (\$US/baril)	91,05
Mazout n° 6, 1,5 % soufre (\$CAN/baril)	103,72
Mazout n° 6, 2,0 % soufre (\$CAN/baril)	100,92
Mazout n° 2 (\$CAN/litre)	0,89
2015-2016	
Prix du WTI (\$US/baril)	88,02
Mazout n° 6, 1,5 % soufre (\$CAN/baril)	101,48
Mazout n° 6, 2,0 % soufre (\$CAN/baril)	98,74
Mazout n° 2 (\$CAN/litre)	0,87

Tarifs de l'électricité

1 Pour ce qui est des tarifs d'électricité, Gaz Métro considère la récente baisse tarifaire de
2 2,4 % du 1^{er} avril 2013³ et utilise l'hypothèse que les tarifs pourraient être majorés de 2,0 %
3 pour les années 2014 à 2016, applicables également au 1^{er} avril.

3. SITUATION CONCURRENTIELLE

4 La situation concurrentielle indique la position relative de la facture de consommation de gaz
5 naturel par rapport à celle du mazout ou de l'électricité selon certains segments clés de la
6 clientèle de Gaz Métro. Toutefois, les coûts d'acquisition, d'entretien, d'installation des
7 équipements ainsi que les taxes ne sont pas inclus dans ce calcul. La situation concurrentielle
8 du gaz naturel par rapport au mazout est obtenue en calculant le ratio du coût annuel du
9 mazout sur le coût annuel du gaz naturel, multiplié par 100. De la même manière, la situation
10 concurrentielle du gaz naturel par rapport à l'électricité est obtenue en utilisant le ratio du coût
11 annuel de l'électricité sur le coût annuel du gaz naturel. Un ratio inférieur à 100 indique une
12 situation concurrentielle défavorable au gaz naturel alors qu'à l'inverse un ratio supérieur à 100
13 illustre une situation concurrentielle favorable au gaz naturel.

14 Les mesures de la situation concurrentielle pour le plan d'approvisionnement 2014-2016 sont
15 établies à partir des prévisions de prix de la section 2 du présent document. Cependant, elles
16 sont évaluées en fonction des tarifs actuellement en vigueur. Des modifications à la structure
17 tarifaire ou aux taux utilisés pourraient donc influencer sur la situation concurrentielle présentée.

18 Pour chacun des cas types présentés, le coût du gaz naturel est établi en tenant compte de
19 l'ensemble des composantes de la facture totale avant taxes. Ce coût est ensuite comparé au
20 coût d'une consommation équivalente pour les énergies alternatives, en tenant compte du
21 pouvoir calorifique et de l'efficacité énergétique propre à chacune des sources d'énergie selon
22 le marché considéré. Les caractéristiques spécifiques de chacun des cas types sont précisées
23 plus loin.

24 Gaz Métro n'est actuellement pas en mesure d'estimer l'impact du Système de plafonnement et
25 d'échange de droits d'émission de gaz à effet de serre du Québec (SPEDE) sur la situation
26 concurrentielle considérant qu'aucune transaction n'a encore été faite au Québec et que le prix

³ Régie de l'énergie, D-2013-037

1 réel des droits d'émissions n'a pas encore été déterminé. Il est probable que les premières
2 transactions seront faites à l'été 2013, donc après le dépôt prévu du dossier tarifaire 2013-2014.
3 De plus, pour les deux premières années, seulement une partie de la clientèle de Gaz Métro
4 sera assujettie au SPEDE, alors qu'en 2015, l'ensemble des émissions de GES devront faire
5 l'objet d'une couverture par des droits d'émission ou des crédits compensatoires reconnus par
6 le SPEDE.

7 Dans ce contexte et considérant que les modalités de contribution au Fonds vert du
8 gouvernement du Québec n'ont toujours pas été modifiées, Gaz Métro n'est pas en mesure
9 d'intégrer les coûts du SPEDE dans les mesures de la situation concurrentielle et maintient
10 l'impact du Fonds vert tel que considéré actuellement.

3.1. Grandes entreprises

11 Les cas types présentés au Tableau 8 pour la grande entreprise sont établis en fonction du
12 prix des contrats d'un an à Empress pour la fourniture de gaz naturel et des taux moyens de
13 l'année en cours, par sous-palier tarifaire, pour les autres composantes de la facture. Le prix
14 à Empress est utilisé comme référence pour le prix de fourniture. La conversion vers le
15 mazout est faite en considérant une efficacité énergétique équivalente au gaz naturel et le
16 prix du mazout comprend un supplément au prix de marché pour le transport (environ
17 1,00 \$/baril) ainsi qu'une majoration du prix relative à la contribution au Fonds vert
18 (2,04 \$/baril).

Tableau 8

SITUATION CONCURRENTIELLE PROJETÉE 2014 à 2016
Marché des grandes entreprises

(Gaz naturel = 100) Palier tarifaire	Service continu		Service interruptible	
	4.6	4.7	5.5	5.7
1 2013-2014				
2 Mazout n° 6 (1,5 % soufre)	233	245	257	273
3 Mazout n° 6 (2 % soufre)	221	233	244	259
4 2014-2015				
5 Mazout n° 6 (1,5 % soufre)	221	232	243	257
6 Mazout n° 6 (2 % soufre)	210	220	230	243
7 2015-2016				
8 Mazout n° 6 (1,5 % soufre)	208	218	228	240
9 Mazout n° 6 (2 % soufre)	198	207	216	228

1 Pour les trois années du plan d’approvisionnement, le gaz naturel maintiendra une situation
 2 concurrentielle à **long terme** largement favorable. Au cours de cette période, le mazout n° 6
 3 devrait avoir un coût de 98 % à 173 % supérieur à celui du gaz naturel.

4 La situation concurrentielle à **court terme** devrait être tout aussi favorable. L’écart de prix
 5 moyen projeté entre le mazout n° 6 et le gaz naturel pour les contrats à court terme est
 6 présenté au Tableau 9. Ainsi, le gaz naturel devrait bénéficier d’un écart favorable allant de
 7 11,40 \$/GJ en 2014 à 11,09 \$/GJ en 2016.

Tableau 9

ÉCART DE PRIX MOYEN PROJETÉ 2014 à 2016
Marché de la grande entreprise – Contrats à court terme

(Écart positif favorable gaz naturel)	2013-2014	2014-2015	2015-2016
1 Écart de prix en \$/GJ			
2 Mazout n° 6 vs gaz naturel	11,40	11,46	11,09

3.2. Petit et moyen débits

1 Les cas types présentés aux Tableau 10 et Tableau 11, pour les clients à petit et moyen
2 débits, sont établis en fonction du volume de consommation qui leur est attribué. La facture
3 totale au gaz naturel est calculée en fonction du prix du service de fourniture de gaz naturel
4 et du taux de compression prévus pour chacune des années, alors que les autres
5 composantes de la facture sont calculées selon les tarifs actuellement en vigueur (clients au
6 tarif D₁ pour les profils chauffage et client au tarif D₃ pour le cas à profil stable). Au prix du
7 mazout n° 2 sur le marché est ajouté un supplément pour le transport (10 ¢/l au marché
8 résidentiel et entre 7,5 ¢/l et 1,5 ¢/l, selon le cas, au marché affaires) ainsi qu'une majoration
9 du prix relative à la contribution au Fonds vert (1,22 ¢/l).

10 Pour les cas types résidentiels, la conversion de l'énergie de chauffage du gaz naturel vers
11 le mazout ou l'électricité se fait en fonction des efficacités énergétiques suivantes : 92 % au
12 gaz naturel et 85 % pour le mazout si les équipements sont neufs, 74 % pour le gaz naturel
13 et 75 % pour le mazout si les équipements sont existants. L'électricité a quant à elle une
14 efficacité constante de 97 %, que les appareils soient vieux ou récents.

15 Pour le marché affaires, l'efficacité est de 70 % au gaz naturel pour tous les cas types. Dans
16 le cas du mazout, l'efficacité est équivalente à celle du gaz naturel et elle est constante à
17 97 % pour l'électricité.

3.2.1. Marché résidentiel

Tableau 10

SITUATION CONCURRENTIELLE PROJETÉE 2014 à 2016

Marché résidentiel (chauffage)

(Gaz naturel = 100)	Nouvelle construction Équipements neufs et efficaces	Construction existante Équipements neufs et efficaces	Construction existante Équipements existants
Vol. an. de chauff.	1 417 m ³	2 151 m ³	2 674 m ³
1 2013-2014			
2 Mazout n° 2	171	183	171
3 Électricité	118	129	106
4 2014-2015			
5 Mazout n° 2	169	181	169
6 Électricité	120	130	108
7 2015-2016			
8 Mazout n° 2	168	180	168
9 Électricité	120	130	108

1 De 2014 à 2016, Gaz Métro anticipe une situation concurrentielle favorable au gaz
2 naturel par rapport au mazout n° 2 et à l'électricité pour le chauffage des clients
3 résidentiels.

4 Considérant l'installation d'appareils efficaces, le gaz naturel permet d'éviter un surcoût
5 par rapport au mazout de l'ordre de 68 % à 83 % selon l'année considérée et les cas
6 présentés. Par rapport à l'électricité, le surcoût évité serait plutôt de l'ordre de 18 % à
7 30 %.

8 Pour sa part, un client existant n'ayant pas modernisé ses appareils paiera tout de
9 même moins cher pour se chauffer que s'il possédait un appareil aussi ancien au
10 mazout : le coût évité devrait se situer autour entre 68 % et 71 %. L'avantage du gaz
11 naturel est également suffisant pour que ce client gagne à se chauffer au gaz naturel
12 plutôt qu'à l'électricité, soit un coût évité entre 6 % et 8 %.

3.2.2. Marché affaires

Tableau 11

SITUATION CONCURRENTIELLE PROJETÉE 2014 à 2016

Marché affaires

(Gaz naturel = 100)	Profils chauffage				Profil stable
	Volume annuel	14 600 m ³	41 500 m ³	100 000 m ³	
1 2013-2014					
2 Mazout n° 2	192	205	217	234	294
3 Électricité	131	142	142	156	198
4 2014-2015					
5 Mazout n° 2	189	203	214	230	288
6 Électricité	132	144	143	157	198
7 2015-2016					
8 Mazout n° 2	182	194	205	219	272
9 Électricité	132	143	142	156	195

1 La situation concurrentielle du gaz naturel face au mazout n° 2 dans le marché affaires
2 demeurera largement favorable de 2014 à 2016. L'avantage concurrentiel du gaz naturel
3 variera de 82 % à 194 % selon l'année et la quantité de gaz naturel consommée
4 annuellement, l'avantage augmentant avec le niveau de consommation.

5 Face à l'électricité, l'avantage sera moins important, mais tout de même largement
6 favorable au gaz naturel. Cet avantage est prévu varier de 31 % à 98 % selon le cas et
7 l'année considérés.

4. PRÉVISION DES LIVRAISONS POUR L'ANNÉE EN COURS (2013)

8 Lors de la dernière cause tarifaire, les prévisions pour l'année 2013 avaient été évaluées
9 plusieurs mois avant le début de l'année financière à partir des hypothèses économiques et des
10 informations disponibles pour les différents marchés. Les données utilisées ont varié depuis et,
11 à la lumière des mois réels déjà vécus, de nouvelles prévisions de demande pour l'année 2013
12 ont été établies. La présente section explique les écarts entre les volumes prévus lors de la
13 Cause tarifaire 2013 et la révision budgétaire la plus récente de l'année en cours, soit la
14 révision 5/7 2013.

4.1. Livraisons 2012-2013 pour le marché des grandes entreprises

1 Le Tableau 12 présente l'écart entre la prévision des livraisons annuelles établie au moment
2 de la Cause tarifaire 2013 (2 853,1 10⁶m³) et la révision budgétaire 5/7 2013
3 (2 892,1 10⁶m³). Les volumes présentés dans le tableau 12 excluent ceux du GNL. La
4 résultante de chacun des exercices est présentée à la ligne 20. Les volumes associés aux
5 différentes catégories représentent une variation par rapport aux volumes de l'année
6 précédente.

Tableau 12

ÉCARTS DE LIVRAISONS AU MARCHÉ GRANDES ENTREPRISES
Cause tarifaire 2013 vs Révision budgétaire 5/7 2013
(avant interruptions)

DESCRIPTION	Prévision Cause 2013 10 ⁶ m ³	Révision 5/7 2013 10 ⁶ m ³
1 Livraisons au 30 septembre 2012	2 831,3*	2 776,6 **
2 Pertes liées à l'efficacité énergétique	(39,8)	(20,8)
3 Continu D4	(21,7)	(16,6)
4 Interruptible D5	(18,1)	(4,2)
5 Gains (pertes) face à la concurrence	(5,5)	(4,4)
6 Continu D4	(3,7)	-
7 Interruptible D5	(1,7)	(4,4)
8 Récupérations (pertes) liées à la conjoncture économique	(40,4)	96,9
9 Continu D4	(37,0)	98,5
10 Interruptible D5	(3,5)	(1,5)
11 Fluctuations de production	(1,5)	(10,3)
12 Continu D4	16,0	(55,6)
13 Interruptible D5	(17,5)	45,3
14 Migration des clients entre les tarifs D1, D3, DM et D4, D5	7,2	26,2
15 Continu D4	266,4	284,6
16 Interruptible D5	(259,2)	(258,4)
17 Nouvelles ventes	101,7	28,0
18 Continu D4	24,6	11,6
19 Interruptible D5	77,1	16,3
20 Livraisons anticipées au 30 septembre 2013	2 853,1	2 892,1

* Livraisons anticipées 2012, Révision budgétaire 5/7 2012 (R-3809-2012, Gaz Métro-1, Document 1, p.41)

** Livraisons réelles 2012 (R-3831-2012, Gaz Métro-9, document 1, I.17 + I.30 + I.32)

1 Les livraisons prévues lors de la révision budgétaire 5/7 2013 sont supérieures de
2 39,0 10⁶m³ aux livraisons établies dans le cadre de la Cause tarifaire 2013
3 (2 892,1 10⁶m³ vs 2 853,1 10⁶m³). L'augmentation que l'on observe entre ce qui a été prévu
4 entre la Cause 2013 et le 5/7 2013 vient principalement de l'augmentation de consommation
5 d'un grand client du secteur de la métallurgie. Lors de la Cause tarifaire 2013, on ne
6 prévoyait aucun changement majeur dans sa consommation pour l'année 2013, les volumes
7 du client ont été prévus à un niveau similaire à celui anticipé pour 2012. Dans les faits, une
8 augmentation de la demande dans son secteur d'activité fera en sorte que le client verra sa
9 production augmenter de manière significative à partir de l'été 2013. Comme cette
10 augmentation de production est liée avec ce qui se passe sur le marché, cette variation est
11 comptabilisée dans la catégorie *Récupérations liées à la conjoncture économique* (ligne 8
12 du Tableau 12).

13 Le prix actuellement bas du gaz naturel explique également la hausse des livraisons. Ce
14 transfert de source d'énergie était anticipé lors de la Cause tarifaire 2013. La position
15 concurrentielle favorable du gaz naturel a aussi favorisé les transferts de livraisons entre les
16 tarifs D₅ et D₄ (lignes 15 et 16 du Tableau 12). Plutôt que de consommer leur volume de gaz
17 naturel sous le service interruptible et ainsi risquer d'être interrompus en période de pointe
18 et devoir utiliser une autre source d'énergie plus dispendieuse, plusieurs clients ont fait le
19 choix de s'engager davantage au service continu. Tel que prévu, une baisse importante au
20 tarif D₅ s'est fait sentir entre les années 2012 et 2013. Toutefois, cette baisse a été
21 compensée par un transfert supplémentaire d'un client au PMD qui est venu gonfler les
22 volumes au tarif D₄.

23 Enfin, Gaz Métro estimait dans le cadre de la Cause tarifaire 2013 que plusieurs nouvelles
24 ventes proviendraient à la fois à des ajouts de charge chez des clients existants ainsi qu'à
25 l'arrivée de nouveaux clients, dont quelques cimenteries. Historiquement, les prix du gaz
26 naturel étaient trop élevés pour concurrencer le charbon et le coke de pétrole, principales
27 sources d'énergie utilisées par les cimenteries. Les prix bas du gaz naturel, combinés à des
28 aides financières externes possibles, nous permettaient de croire que le gaz naturel serait
29 en bonne position pour concurrencer le charbon et le coke de pétrole. Dans les faits, ces
30 nouvelles ventes en gaz d'appoint concurrence ne se sont pas concrétisées. Présentement,
31 même si certains des clients qui avaient été considérés à la Cause tarifaire 2013 ont les
32 installations pour consommer du gaz naturel, ils continuent d'utiliser du charbon et d'autres

1 sources d'énergie alternatives encore moins coûteuses que le gaz naturel. La hausse du
2 prix de la molécule depuis octobre 2012 fait en sorte qu'à moins d'une baisse importante du
3 prix de celle-ci, ces ventes ne devraient pas se réaliser.

4.2. Livraisons 2012-2013 pour le marché des petit et moyen débits

4 Le tableau 13 présente l'écart entre la prévision de la demande annuelle établie au moment
5 de la Cause tarifaire 2013 (2 644,5 10⁶m³) et la révision budgétaire la plus récente de
6 l'année en cours, soit la révision 5/7 2013 (2 634,3 10⁶m³). La résultante de chacun des
7 exercices est présentée à la ligne 10. Les volumes associés aux différentes catégories
8 représentent une variation par rapport aux volumes de l'année précédente.

Tableau 13

ÉCARTS DE LIVRAISONS AU MARCHÉ PETIT ET MOYEN DÉBITS
Cause tarifaire 2013 vs Révision budgétaire 5/7 2013
(10⁶m³)

DESCRIPTION	Prévision Cause 2013	Révision 5/7 2013
1 Livraisons au 30 septembre 2012	2 641,8 *	2 638,0 **
2 Économies d'énergie attribuables au PGEÉ / AEE	(19,6)	(18,8)
3 Économie d'énergie hors programmes	(21,8)	(23,9)
4 Énergies nouvelles	(4,1)	(3,0)
5 Pertes et variations liées à la conjoncture/structure économique	(28,5)	(20,9)
6 Normale climatique	(2,7)	12,2
7 Impact du 29 février	(2,6)	(2,5)
8 Migration des clients entre les tarifs D ₁ , D ₃ et D ₄ , D ₅	(7,2)	(30,4)
9 Maturation des nouvelles ventes	89,3	83,5
10 Livraisons anticipées au 30 septembre 2013	2 644,5	2 634,3

* *Livraisons anticipées 2012, Révision budgétaire 5/7 2012 (R-3809-2012, Gaz Métro-1, document 1, p.43)*

** *Livraisons réelles 2012 (R-3831-2012, Gaz Métro-9, document 1)*

9 Pour l'année 2013, une baisse de 10,2 10⁶m³ (2 644,5 10⁶m³ vs 2 634,3 10⁶m³) de la
10 demande est anticipée par rapport aux livraisons initialement prévues lors de la Cause
11 tarifaire 2013. Parmi les facteurs ayant influencé les livraisons, l'impact le plus grand est lié
12 au transfert de volumes vers les tarifs D₄ et D₅. L'effet avait été anticipé, mais les volumes
13 de quelques gros clients prévus demeurer au tarif D₁ avec rabais transitoire lors de la Cause

1 tarifaire 2013 ont, dans les faits, été transférés au tarif D₄ ou D₅ et sont venus s'ajouter à
2 l'impact déjà prévu. La maturation des nouvelles ventes n'atteint pas les volumes
3 escomptés et a pour effet de diminuer les volumes (ligne 9 du tableau 12).

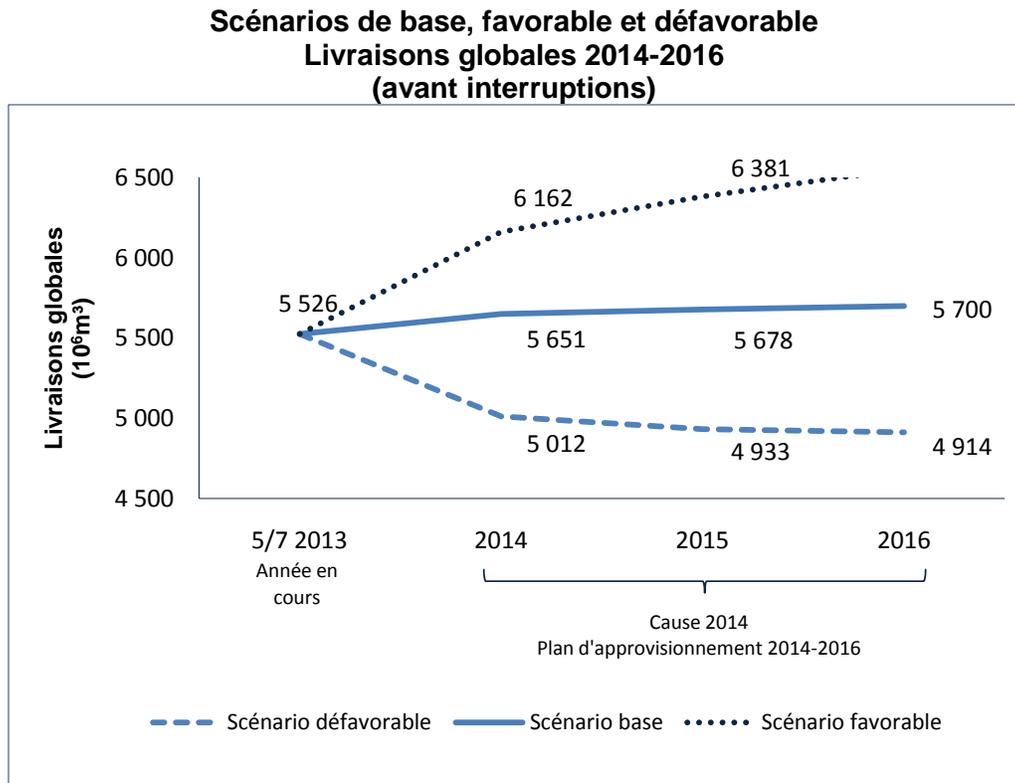
4 Les baisses de livraisons liées à ces facteurs sont toutefois compensées en partie par des
5 volumes liés à des températures extrêmes de mois d'hiver 2012 et 2013. Il est à noter que
6 le modèle utilise les volumes mensuels réels et/ou prévisionnels de l'année précédente et
7 est ajusté par différents facteurs, comme démontré au tableau 13. Au moment de préparer
8 la Cause tarifaire 2013, l'impact des températures extrêmes du mois de mars 2012 n'était
9 pas connu et n'avait donc pas été inclus. Les températures chaudes du mois de mars 2012
10 ont entraîné un volume initial pour la Cause tarifaire 2013 trop bas et ainsi, les volumes du
11 mois de mars 2013 ont dû être compensés à la hausse lors de la révision 5/7. D'autre part,
12 le mois de janvier 2013 a présenté plusieurs journées consécutives avec des températures
13 extrêmement froides par rapport à 2012 et a ainsi entraîné une hausse des volumes
14 normalisés au 5/7.

15 Bien que le modèle de normalisation utilise des données quotidiennes et qu'il capte les
16 effets de la température de la journée précédente, il ne capte pas parfaitement l'impact de
17 variations extrêmes, comme cela peut être le cas lors des mois d'épaulement. Depuis peu,
18 Gaz Métro observe des situations particulières en dehors des mois d'épaulement. Par
19 exemple, malgré les journées de grand froid du mois de janvier 2013, les volumes
20 normalisés ont été légèrement plus élevés que les volumes réels, c'est-à-dire que selon le
21 modèle, il a fait plus chaud que la normale. L'impact de ces journées froides n'a pas été
22 suffisant pour avoir un effet significatif sur la température moyenne du mois.

5. PRÉVISIONS DES LIVRAISONS 2014-2016

1 La section qui suit présente les livraisons prévues pour les trois années du plan
 2 d'approvisionnement 2014-2016 et ce, pour les scénarios de base, favorable et défavorable. La
 3 résultante de chacun des scénarios est illustrée dans le graphique ci-dessous. Les volumes
 4 associés aux ventes de GNL ne sont pas inclus dans ces prévisions. Le détail des ventes de
 5 GNL est présenté à la pièce Gaz Métro-2, Document 2.

Graphique 10



5.1. Scénario de base 2014-2016

5.1.1. Livraisons 2014-2016 pour le marché des grandes entreprises

6 La prévision de volumes pour le marché des grandes entreprises est faite client par
 7 client. Pour chacun des clients, Gaz Métro se questionne sur les caractéristiques
 8 pouvant influencer sa consommation. Les livraisons sont donc établies en considérant la
 9 réalité propre à chacun. Les raisons expliquant les variations de consommation sont
 10 ensuite regroupées en grandes catégories. Le Tableau 14 présente la prévision de la
 11 demande de gaz naturel pour le marché des grandes entreprises au scénario de base

1 pour la durée du plan d'approvisionnement. Les volumes associés aux différentes
2 catégories représentent une variation par rapport aux volumes de l'année précédente.

Tableau 14

LIVRAISONS GAZ NATUREL 2014-2016
GRANDES ENTREPRISES
(avant interruptions)

DESCRIPTION	Continu D ₄	Interruptible D ₅	Total
	10 ⁶ m ³	10 ⁶ m ³	10 ⁶ m ³
1 Livraisons anticipées au 30 septembre 2013	2 025,0	867,1	2 892,1
2 Pertes liées à l'efficacité énergétique	(17,1)	(9,6)	(26,7)
3 Gains (pertes) face à la concurrence	(19,3)	(1,2)	(20,5)
4 Récupérations (pertes) liées à la conjoncture économique	119,3	(12,3)	107,0
5 Fluctuations de production	27,0	(11,2)	15,8
6 Migration des clients entre les tarifs D ₁ , D ₃ et D ₄ , D ₅	152,9	(133,9)	19,0
7 Nouvelles ventes	32,0	19,9	52,0
Gaz d'appoint concurrence	-	-	-
8 Livraisons anticipées au 30 septembre 2014	2 319,9	718,8	3 038,7
9 Pertes liées à l'efficacité énergétique	(16,8)	(4,2)	(21,1)
10 Gains (pertes) face à la concurrence	-	(2,6)	(2,6)
11 Récupérations (pertes) liées à la conjoncture économique	(4,4)	(9,2)	(13,7)
12 Fluctuations de production	15,4	7,4	22,8
13 Migration des clients entre les tarifs D ₁ , D ₃ et D ₄ , D ₅	6,6	(2,9)	3,7
14 Nouvelles ventes	25,6	6,0	31,6
Gaz d'appoint concurrence	-	-	-
15 Livraisons anticipées au 30 septembre 2015	2 346,3	713,2	3 059,5
16 Pertes liées à l'efficacité énergétique	(16,4)	(4,1)	(20,6)
17 Gains (pertes) face à la concurrence	-	-	-
18 Récupérations (pertes) liées à la conjoncture économique	(1,2)	-	(1,2)
19 Fluctuations de production	15,2	5,6	20,8
20 Migration des clients entre les tarifs D ₁ , D ₃ et D ₄ , D ₅	-	-	-
21 Nouvelles ventes	11,6	6,1	17,7
Gaz d'appoint concurrence	-	-	-
22 Livraisons anticipées au 30 septembre 2016	2 355,5	720,7	3 076,2

3 Les livraisons totales pour le marché des grandes entreprises augmenteront sur la durée
4 du plan d'approvisionnement, passant de 2 892,1 10⁶m³ en 2013 à 3 076,2 10⁶m³ en
5 2016. Pour la première année, la hausse de production provenant d'un grand client du
6 secteur de la métallurgie à la suite d'une demande croissante sur le marché vient

1 expliquer la majorité de la hausse des livraisons. Rappelons-nous que cette hausse
2 arrivera à l'été 2013 et sera maintenue pour les prochaines années.

3 Pour les années 2015 et 2016, la hausse provient essentiellement des nouvelles ventes
4 prévues au cours des prochaines années, elles-mêmes stimulées par la position
5 concurrentielle favorable du gaz naturel qui se maintient.

5.1.2. Livraisons 2014-2016 pour le marché des petit et moyen débits

6 La prévision de volumes pour le marché des petit et moyen débits est faite de façon
7 globale pour l'ensemble des clients. Les facteurs pouvant influencer la demande
8 (situation économique, position concurrentielle, efficacité énergétique, etc.) sont
9 analysés distinctement de façon à quantifier le plus précisément possible l'impact de
10 chacun sur les livraisons. Le Tableau 15 présente la prévision de la demande de gaz
11 naturel pour le marché des petit et moyen débits au scénario de base.

Tableau 15

**LIVRAISONS GAZ NATUREL 2014-2016
PETIT ET MOYEN DÉBITS**

DESCRIPTION		10^6 m^3
1	<i>Livraisons anticipées au 30 septembre 2013</i>	2 634,3
2	Économies d'énergie attribuables au PGEÉ / FEÉ / AEÉ	(17,5)
3	Économie d'énergie hors programmes	(23,8)
4	Énergies nouvelles	(4,1)
5	Pertes et variations liées à la conjoncture/structure économique	(29,9)
6	Normale climatique	(12,5)
7	Migration des clients entre les tarifs D ₁ , D ₃ et D ₄ , D ₅	(20,0)
8	Maturation des nouvelles ventes	85,8
9	<i>Livraisons prévues au 30 septembre 2014</i>	2 612,2
10	Économies d'énergie attribuables au PGEÉ / AEÉ	(16,7)
11	Économie d'énergie hors programmes	(23,6)
12	Énergies nouvelles	(4,1)
13	Pertes et variations liées à la conjoncture/structure économique	(26,4)
14	Normale climatique	(2,9)
15	Migration des clients entre les tarifs D ₁ , D ₃ et D ₄ , D ₅	0,3
16	Maturation des nouvelles ventes	79,2
17	<i>Livraisons prévues au 30 septembre 2015</i>	2 618,0
18	Économies d'énergie attribuables au PGEÉ / AEÉ	(15,6)
19	Économie d'énergie hors programmes	(23,7)
20	Énergies nouvelles	(4,1)
21	Pertes et variations liées à la conjoncture/structure économique	(30,4)
22	Impact du 29 février	2,6
23	Normale climatique	(2,9)
24	Migration des clients entre les tarifs D ₁ , D ₃ et D ₄ , D ₅	0,5
25	Maturation des nouvelles ventes	78,9
26	<i>Livraisons prévues au 30 septembre 2016</i>	2 623,5

- 1 Les livraisons du marché des petit et moyen débits seront en baisse la première année
 2 du plan d'approvisionnement de 22,1 10^6 m^3 (passant de 2 634,3 10^6 m^3 à 2 612,2 10^6 m^3).
 3 La diminution des livraisons s'explique principalement par le transfert au 1^{er} octobre

1 2013 des volumes d'un grand client industriel vers le tarif D₄. Elles augmenteront ensuite
2 de 5,8 10⁶m³ à la deuxième année du plan. Une hausse de 5,5 10⁶m³ est prévue à la
3 troisième année du plan.

4 Les raisons expliquant les variations de livraisons sont détaillées ci-dessous.

5 **Mesures d'économies d'énergie** : Les effets des mesures en efficacité énergétique
6 continuent de se faire sentir. Les économies d'énergie réalisées grâce au PGEÉ
7 (15,9 10⁶m³ en 2014) et aux programmes du Bureau de l'efficacité et de l'innovation
8 énergétiques du ministère des Ressources naturelles et de la Faune (1,7 10⁶m³ en
9 2014) affecteront à la baisse les livraisons prévues. Ces économies d'énergie sont
10 évaluées à partir des économies brutes associées aux différents programmes. La mise
11 en place de mesures d'efficacité énergétique provenant d'initiatives autonomes des
12 clients, qualifiées de « hors programme » aura également un effet important à la baisse
13 sur les livraisons (23,8 10⁶m³ en 2014).

14 **Énergies nouvelles** : Le volet « énergies nouvelles » concerne l'impact des projets en
15 géothermie et en biomasse sur les volumes. Le volume de gaz naturel à risque par
16 rapport à la biomasse a été évalué à 3,1 10⁶m³ et à 1,0 10⁶m³ par rapport à la
17 géothermie en 2014.

18 **Pertes et variations** : Il existe un lien sensible entre la croissance économique et le
19 niveau de pertes et variations de consommation subi par Gaz Métro. Chaque année, les
20 volumes sont réduits d'une portion plus ou moins grande en raison de faillites ou de
21 réductions de production. Les prévisions de pertes et variations sont établies à l'aide
22 d'une régression linéaire fonction du PIB. Toutes choses étant égales par ailleurs, plus
23 la croissance économique est élevée, moins les pertes subies sont importantes. La
24 croissance du PIB prévue pour 2014 est de 1,9 %, amenant des pertes estimées
25 à 29,9 10⁶m³.

26 **Normale climatique** : La normale climatique utilisée pour l'année 2014 a été mise à jour
27 à l'aide d'une année réelle supplémentaire, elle-même plus chaude que la normale
28 établie. L'impact à la baisse sur les livraisons vient du réchauffement climatique
29 tendanciel prévu et de l'ajout d'une année plus chaude. L'ajout d'une année plus chaude
30 influence principalement l'année 2014 tandis que l'impact pour les années 2015 et 2016
31 vient essentiellement du réchauffement climatique tendanciel prévu. De plus, le mois de

1 janvier 2013 ayant eu des journées consécutives avec des températures très froides,
2 cela a eu un effet positif sur les livraisons. L'effet est renversé en 2014 avec des
3 volumes de $5,1 \cdot 10^6 \text{m}^3$ et vient influencer les volumes de la ligne 6 du tableau 15.

4 **Impact du 29 février** : L'année 2016 étant bissextile, cela aura un effet positif sur les
5 livraisons estimées à $2,6 \cdot 10^6 \text{m}^3$. L'effet sera renversé en 2017, où le mois de février
6 reviendra à 28 jours.

7 **Migration des clients entre les tarifs D₁, D₃ et D₄, D₅** : La migration des clients
8 consiste en un transfert de volumes entre les tarifs D₁ et D₃ et les tarifs D₄ et D₅. Il s'agit
9 donc d'une perte pour le marché des petit et moyen débits, mais non pour les volumes
10 totaux puisqu'une hausse équivalente est prévue pour le marché des grandes
11 entreprises (ou inversement pour l'année trois).

12 **Maturation des nouvelles ventes** : Les nouvelles ventes sont déterminées à l'aide de
13 différents modèles économiques. Les ventes en nouvelle construction résidentielle sont
14 liées aux prévisions de mises en chantier établies pour les prochaines années. Pour la
15 conversion résidentielle, le nombre de ventes est déterminé à l'aide d'un modèle
16 fonction de la position concurrentielle du gaz naturel par rapport au mazout.

17 Dans le cas du marché affaires, les ventes sont réparties entre la nouvelle construction,
18 l'ajout de charge et les différents types de conversion (déterminés selon la source
19 d'énergie déplacée). Pour le marché de la nouvelle construction affaires, les ventes sont
20 liées au nombre de permis de bâtir prévus être émis. Les ventes en ajouts de charge
21 sont établies à partir d'un modèle de prévision de ventes mettant en relation le nombre
22 de ventes réalisées historiquement et la croissance du PIB. Pour les ventes en
23 conversion, le coût de l'énergie devient l'élément clé.

5.1.3. Livraisons globales (scénario de base)

24 Les livraisons globales pour le plan d'approvisionnement sont présentées au Tableau
25 **16**.

Tableau 16

SCÉNARIO DE BASE
LIVRAISONS GLOBALES DE GAZ NATUREL 2014-2016
(avant interruptions)
(10⁶m³)

LIVRAISONS GLOBALES DE GAZ NATUREL 2012-2014				
PETIT ET MOYEN DÉBITS ET VENTES GRANDES ENTREPRISES				
(avant interruptions)				
DESCRIPTION	Année en cours	Cause tarifaire 2014-2016		
	5/7 2013	2014	2015	2016
Service continu	4 659,3	4 932,2	4 964,4	4 979,0
Grandes entreprises	2 025,0	2 319,9	2 346,3	2 355,5
Petit et moyen débits	2 634,3	2 612,3	2 618,1	2 623,5
Service interruptible	867,1	718,8	713,2	720,7
Contrat régulier	799,2	676,3	670,7	678,2
Contrat gaz d'appoint	67,9	42,5	42,5	42,5
Total	5 526,4	5 651,0	5 677,6	5 699,7

1 Les résultats montrent qu'entre les prévisions de l'année en cours et celles de 2014, une
2 hausse de 2,3 % des livraisons totales est anticipée. Une hausse de 0,9 % est ensuite
3 constatée sur l'horizon du plan, entre 2014 et 2016.

5.2. Scénario favorable

4 Un scénario favorable par rapport au scénario de base a été analysé de 2014 à 2016 pour
5 évaluer la demande maximale de gaz naturel pour la durée du plan d'approvisionnement.

6 Les hypothèses économiques retenues pour l'élaboration de ce scénario sont les suivantes :

- 7 • Une croissance économique variant de 2,9 % en 2014 à 2,8 % en 2016, soit 1 % de
8 plus par année qu'au scénario de base.
- 9 • Une position concurrentielle du gaz naturel très favorable en raison du maintien à un
10 bas niveau du prix du gaz naturel et de prix du mazout élevés.
- 11 • Une hausse des mises en chantier résidentielles et des permis de bâtir du marché
12 affaires de 10 %.

1 De plus, dans le cas du marché des grandes entreprises, les volumes de plusieurs clients
2 sont réajustés à la hausse, en tenant compte de conditions favorables propres à chacun et
3 pouvant influencer positivement leur consommation.

4 Le Tableau 17 présente la prévision des livraisons dans un scénario favorable pour
5 l'ensemble des marchés.

Tableau 17

SCÉNARIO FAVORABLE
LIVRAISONS GLOBALES DE GAZ NATUREL 2014-2016
(avant interruptions)
(10⁶m³)

DESCRIPTION	Cause tarifaire 2014-2016		
	2014	2015	2016
Service continu	5 438,6	5 659,6	5 822,2
Grandes entreprises	2 777,0	2 942,3	3 048,1
Petit et moyen débits	2 661,6	2 717,3	2 774,1
Service interruptible	723,9	721,3	731,7
Contrat régulier	674,8	672,1	682,5
Contrat gaz d'appoint	49,1	49,1	49,1
Total	6 162,5	6 380,8	6 553,9

6 Le Tableau 18 présente l'écart entre le scénario favorable du Tableau 17 et le scénario de
7 base du Tableau 16.

Tableau 18

**ÉCART DES SCÉNARIOS DE BASE ET FAVORABLE
LIVRAISONS GLOBALES DE GAZ NATUREL 2014-2016
(avant interruptions)
(10⁶m³)**

DESCRIPTION	Cause tarifaire 2014-2016		
	2014	2015	2016
Service continu	506,4	695,2	843,2
Grandes entreprises	457,1	596,0	692,6
Petit et moyen débits	49,3	99,1	150,6
Service interruptible	5,1	8,0	11,0
Contrat régulier	(1,5)	1,4	4,3
Contrat gaz d'appoint	6,7	6,7	6,7
Total	511,5	703,2	854,2

1 Les livraisons pour le marché des grandes entreprises pourraient croître davantage dans un
2 contexte favorable. Plusieurs clients pourraient voir leur production augmenter grâce au
3 maintien du prix du gaz naturel à un niveau très bas, combiné avec une croissance
4 économique encore plus énergique et des conditions de marché avantageuses.

5 Au **service continu**, l'augmentation principale de volumes provient de l'usine de
6 cogénération de TransCanada Energy (« TCE ») à Bécancour qui pourrait reprendre ses
7 activités quelques mois dans l'hiver afin de fournir de l'électricité pendant les périodes de
8 grand froid ainsi que d'une nouvelle implantation industrielle à Valleyfield.

9 Du côté du **service interruptible**, on remarque une diminution de volume pour les clients en
10 contrat régulier. Cela provient d'un transfert supplémentaire vers le service continu.
11 L'augmentation nette est attribuable à une hausse de production chez plusieurs clients ainsi
12 qu'à une consommation de gaz accrue du côté des nouvelles ventes provenant de diverses
13 nouvelles implantations.

14 Pour le **marché des petit et moyen débits**, la demande serait en hausse de 49,3 10⁶m³
15 en 2014 dans un contexte favorable par rapport au scénario de base. Cette augmentation
16 des volumes est d'abord due à la croissance économique plus optimiste prévue au scénario
17 favorable, qui aurait un impact à la hausse sur les nouvelles ventes, occasionnerait une

1 diminution des pertes de clients et favoriserait l'augmentation des livraisons chez les clients
2 existants. La position concurrentielle très favorable du gaz naturel et la hausse des mises en
3 chantier et des permis de bâtir auraient aussi un impact positif sur les nouvelles ventes.
4 Dans un contexte favorable, les pertes de volumes liées à l'efficacité énergétique seraient
5 également moins grandes.

6 **5.3. Scénario défavorable**

7 Un scénario défavorable par rapport au scénario de base a été analysé de 2014 à 2016
8 pour évaluer la demande minimale de gaz naturel pour la durée du plan
9 d'approvisionnement.

10 Les hypothèses économiques retenues pour l'élaboration de ce scénario sont les suivantes :

- 11 • Une croissance économique plus faible, variant de 0,9 % en 2014 à 0,8 % en 2016,
12 soit 1 % de moins par année qu'au scénario de base.
- 13 • Une position concurrentielle du gaz naturel moins favorable en raison d'une hausse
14 du prix du gaz naturel par rapport à ce qui était prévu au scénario de base et d'une
15 baisse des prix du mazout.
- 16 • Une baisse des mises en chantier résidentielles et des permis de bâtir du marché
17 affaires de 10 %.

18 De plus, dans le cas du marché des grandes entreprises, les volumes de plusieurs clients
19 sont réajustés à la baisse afin de tenir compte de conditions défavorables propres à chacun
20 et pouvant influencer négativement leur consommation, voire entraîner des fermetures.

21 Le Tableau 19 présente la prévision des livraisons dans un scénario défavorable pour
22 l'ensemble des marchés.

Tableau 19

SCÉNARIO DÉFAVORABLE
LIVRAISONS GLOBALES DE GAZ NATUREL 2014-2016
(avant interruptions)
(10⁶m³)

DESCRIPTION	Cause tarifaire 2014-2016		
	2014	2015	2016
Service continu	4 285,1	4 220,2	4 195,5
Grandes entreprises	1 701,3	1 669,5	1 679,3
Petit et moyen débits	2 583,8	2 550,7	2 516,2
Service interruptible	727,1	712,5	718,2
Contrat régulier	726,6	712,0	717,7
Contrat gaz d'appoint	0,5	0,5	0,5
Total	5 012,2	4 932,7	4 913,7

- 1 Le Tableau 20 présente l'écart entre le scénario défavorable du Tableau 19 et le scénario
2 de base du Tableau 16.

Tableau 20

ÉCART DES SCÉNARIOS DE BASE ET DÉFAVORABLE
LIVRAISONS GLOBALES DE GAZ NATUREL 2014-2016
(avant interruptions)
(10⁶m³)

DESCRIPTION	Cause		
	2014	2015	2016
Service continu	(647,1)	(744,2)	(783,5)
Grandes entreprises	(618,6)	(676,7)	(676,2)
Petit et moyen débits	(28,5)	(67,5)	(107,3)
Service interruptible	8,3	(0,7)	(2,5)
Contrat régulier	50,3	41,3	39,5
Contrat gaz d'appoint	(42,0)	(42,0)	(42,0)
Total	(638,8)	(744,9)	(786,0)

- 3 La demande du marché des grandes entreprises pourrait décroître de façon significative
4 dans un contexte défavorable.

1 Dans le cas du **service continu**, un client majeur dans le domaine de la métallurgie pourrait
2 réduire sa consommation à un volume minimal en raison de l'arrêt de production d'une de
3 ses usines pour toute la durée du plan d'approvisionnement. Des difficultés chez des clients
4 du secteur des pâtes et papiers ainsi que l'annulation ou le report de certaines nouvelles
5 ventes amèneraient également des baisses de livraison.

6 L'annulation de nouvelles ventes aurait aussi des effets sur le **service interruptible**. Cela
7 affecterait entre autres les livraisons sous contrat de gaz d'appoint concurrence.

8 Il importe de constater que la baisse de volumes au service interruptible serait atténuée par
9 un transfert de volume du tarif D₄ vers le tarif D₅ au scénario défavorable d'un important
10 client du secteur de la pétrochimie. Dans un contexte défavorable, les conditions
11 contractuelles d'un grand client du tarif D₄ ne seraient pas reconduites et le client
12 transférerait ses volumes vers le tarif D₅, en plus de réduire sa production. Cela explique la
13 hausse de volumes au scénario défavorable par rapport au scénario de base pour les trois
14 années du plan au service interruptible (contrat régulier). L'effet positif de ce transfert sur le
15 service interruptible serait toutefois annulé par une baisse de volumes équivalente au
16 service continu.

17 Pour le marché des **petit et moyen débits**, la demande serait en baisse de 28,5 10⁶m³
18 en 2014 par rapport au scénario de base. Cette diminution des volumes serait d'abord due à
19 la croissance économique plus faible qui aurait un impact négatif sur les nouvelles ventes,
20 occasionnerait une augmentation des pertes de clients et amènerait une pression à la
21 baisse sur les livraisons des clients existants. La détérioration de la situation concurrentielle
22 du gaz naturel et la diminution des mises en chantier et des permis de bâtir auraient aussi
23 un impact négatif sur les nouvelles ventes. Dans un contexte défavorable, les pertes de
24 volumes liées à l'efficacité énergétique seraient également plus grandes.

5.4. Comparaison des plans d'approvisionnement 2014-2016 et 2013-2015

25 Les tableaux qui suivent comparent les prévisions établies dans le cadre de la présente
26 cause tarifaire et celles établies lors de la Cause tarifaire 2013. Le Tableau 21 présente une
27 comparaison par marché, alors qu'une comparaison par service est présentée au Tableau
28 22. Les volumes de l'année 2013 associés au plan d'approvisionnement 2014-2016
29 correspondent aux prévisions effectuées lors de la révision budgétaire 5/7 2013.

Tableau 21

COMPARAISON DES LIVRAISONS PAR MARCHÉ
PLAN 2014-2016 vs PLAN 2013-2015
(avant interruptions)

		2013	2014	2015	2016
		106m³	106m³	106m³	106m³
	Petits et moyens débits				
1	Plan 2014-2016	2 634,3	2 612,3	2 618,1	2 623,5
2	Plan 2013-2015	2 644,5	2 625,7	2 630,3	s/o
3	Écart	(10,2)	(13,4)	(12,2)	s/o
	Grandes entreprises				
4	Plan 2014-2016	2 892,1	3 038,7	3 059,5	3 076,2
5	Plan 2013-2015	2 853,1	2 958,8	2 994,8	s/o
6	Écart	39,0	80,0	64,7	s/o
	Total				
7	Plan 2014-2016	5 526,4	5 651,0	5 677,6	5 699,7
8	Plan 2013-2015	5 497,6	5 584,4	5 625,2	s/o
9	Écart	28,8	66,6	52,5	s/o

Tableau 22

COMPARAISON DES LIVRAISONS PAR SERVICE
PLAN 2014-2016 vs PLAN 2013-2015
(avant interruptions)

		2013	2014	2015	2016
		106m³	106m³	106m³	106m³
	Service continu				
1	Plan 2014-2016	4 659,3	4 932,2	4 964,4	4 979,0
2	Plan 2013-2015	4 633,2	4 731,3	4 777,0	s/o
3	Écart	26,1	200,9	187,4	s/o
	Service interruptible				
4	Plan 2014-2016	867,1	718,8	713,2	720,7
5	Plan 2013-2015	864,4	853,1	848,2	s/o
6	Écart	2,7	(134,3)	(134,9)	s/o
	Total				
7	Plan 2014-2016	5 526,4	5 651,0	5 677,6	5 699,7
8	Plan 2013-2015	5 497,6	5 584,4	5 625,2	s/o
9	Écart	28,8	66,6	52,5	s/o

6. ANALYSE DE LA PROBABILITÉ DE RÉALISATION DES SCÉNARIOS AU SERVICE CONTINU

6.1. Méthodologie du calcul des probabilités

1 Les scénarios favorable et défavorable présentés au plan d'approvisionnement sont établis
2 de manière à établir les extrêmes que pourraient atteindre les livraisons si la réalité
3 divergeait de ce qui est prévu au scénario de base. Bien qu'extrêmes, Gaz Métro présente
4 ces scénarios comme théoriquement possibles, mais ayant une probabilité de réalisation
5 faible.

6 Puisqu'il est impossible de mesurer la probabilité conjointe de réalisation des différents
7 paramètres pouvant conduire aux scénarios extrêmes, l'analyse de probabilité de réalisation
8 des scénarios au service continu est élaborée à partir de données historiques, comme
9 demandé par la Régie dans sa décision D-2007-116. Cet historique est constitué des écarts
10 relatifs aux prévisions entre 1991 et 2012. L'écart de prévision est calculé comme la
11 différence, en pourcentage, entre les livraisons réelles enregistrées pour chacune de ces

1 années et la prévision de la première année au scénario de base présentée lors de la cause
2 tarifaire (prévision un an).

3 Puisqu'une part importante des écarts observés entre les livraisons réelles et prévues des
4 dernières années s'expliquent par l'arrêt ou l'ouverture de TCE, les volumes associés à ce
5 client particulier avaient été traités de façon différente lors de la Cause tarifaire 2013. La
6 même approche a été reprise cette année. Comme l'an passé, les prévisions intègrent, au
7 scénario favorable, une reprise des activités de génération électrique du client TCE, mais en
8 période de pointe seulement. Cette éventualité augmente la variabilité possible des
9 livraisons continues (versus un arrêt complet des activités de génération électrique dans
10 tous les scénarios), sans pour autant générer le même niveau de risque qu'une reprise ou
11 une cessation totale de la consommation du client. En effet, la consommation pour une
12 activité de génération électrique de pointe ne représenterait environ que le tiers de la
13 consommation associée à une activité dite « normale » du client. Ainsi, afin de refléter
14 adéquatement cette variabilité possible des livraisons et par cohérence avec la méthode
15 proposée par le passé, seulement 33 % des volumes associés à TCE ont été considérés
16 dans les volumes historiques au service continu servant au calcul des écarts.

Tableau 23

VOLUMES NORMALISÉS RÉELS ET PRÉVUS
Service continu (avec ajustement pour TCE à 33 %)

Année	Volume réel (10 ⁶ m ³)	Prévision 1 an (10 ⁶ m ³)	Écart absolu (10 ⁶ m ³)	Écart relatif (%)
1 1991	4 197,6	4 210,9	-13,3	-0,31 %
2 1992	4 284,9	4 342,9	-58,0	-1,34 %
3 1993	4 305,5	4 211,6	93,8	2,23 %
4 1994	4 151,9	4 388,6	-236,7	-5,39 %
5 1995	4 119,8	4 144,0	-24,2	-0,58 %
6 1996	4 363,6	4 420,4	-56,8	-1,28 %
7 1997	4 578,0	4 353,7	224,3	5,15 %
8 1998	4 634,5	4 528,9	105,6	2,33 %
9 1999	4 564,3	4 575,4	-11,2	-0,24 %
10 2000	4 661,8	4 606,8	55,0	1,19 %
11 2001	4 347,5	4 807,4	-459,9	-9,57 %
12 2002	4 352,7	4 454,7	-101,9	-2,29 %
13 2003	4 366,1	4 377,6	-11,5	-0,26 %
14 2004	4 516,4	4 489,7	26,7	0,59 %
15 2005	4 496,4	4 816,1	-319,7	-6,64 %
16 2006	4 417,1	4 865,4	-448,3	-9,21 %
17 2007	4 702,0	4 621,8	80,2	1,73 %
18 2008	4 456,8	4 581,4	-124,7	-2,72 %
19 2009	4 071,4	4 400,4	-329,1	-7,48 %
20 2010	4 166,1	4 003,8	162,3	4,05 %
21 2011	4 208,0	4 058,6	149,4	3,68 %
22 2012	4 294,9	4 051,2	243,7	6,02 %

1 À partir de cet échantillon de 22 données (Tableau 23), des probabilités de déviation du
2 scénario de base ont été établies afin de calculer une probabilité de réalisation des
3 scénarios extrêmes (favorable et défavorable). Ces probabilités sont uniquement construites
4 sur l'erreur de prévision historique et non sur l'information et la connaissance du marché
5 dont dispose Gaz Métro au moment de l'établissement des prévisions ou de situations
6 particulières pouvant affecter la prévision d'une année donnée.

1 La distribution des écarts relatifs a été supposée normale, centrée à zéro et de variance
2 calculée à partir de l'échantillon. L'hypothèse selon laquelle la distribution est centrée à zéro
3 est en soit peu contraignante puisque la moyenne de l'échantillon est non statistiquement
4 différente de zéro. Elle est néanmoins conceptuellement importante puisqu'elle traduit la
5 certitude de Gaz Métro de produire au présent dossier une prévision non biaisée. Ce calcul
6 de probabilités est fait suivant la méthode présentée au dossier R-3662-2008, à la pièce
7 Gaz Métro-5, Document 1 et approuvée par la Régie dans la décision D-2008-140.
8 Cependant, pour les deuxième et troisième années du plan d'approvisionnement, les
9 probabilités ont été calculées sans extrapolation des écarts types, comme demandé par la
10 Régie dans sa décision D-2008-140.

11 **6.2. Probabilités de réalisation des scénarios pour 2014 à 2016**

12 Sur la base des données historiques disponibles, Gaz Métro a calculé que la probabilité
13 d'écart de prévision par rapport au scénario de base suit une normale centrée à zéro et de
14 variance égale à 0,20 % (ou d'écart type égal à 4,4 %).

15 Ceci permet de calculer les probabilités d'évolution de la demande autour du scénario de
16 base pour 2014 à 2016, telles que présentées au Tableau 24.

Tableau 24

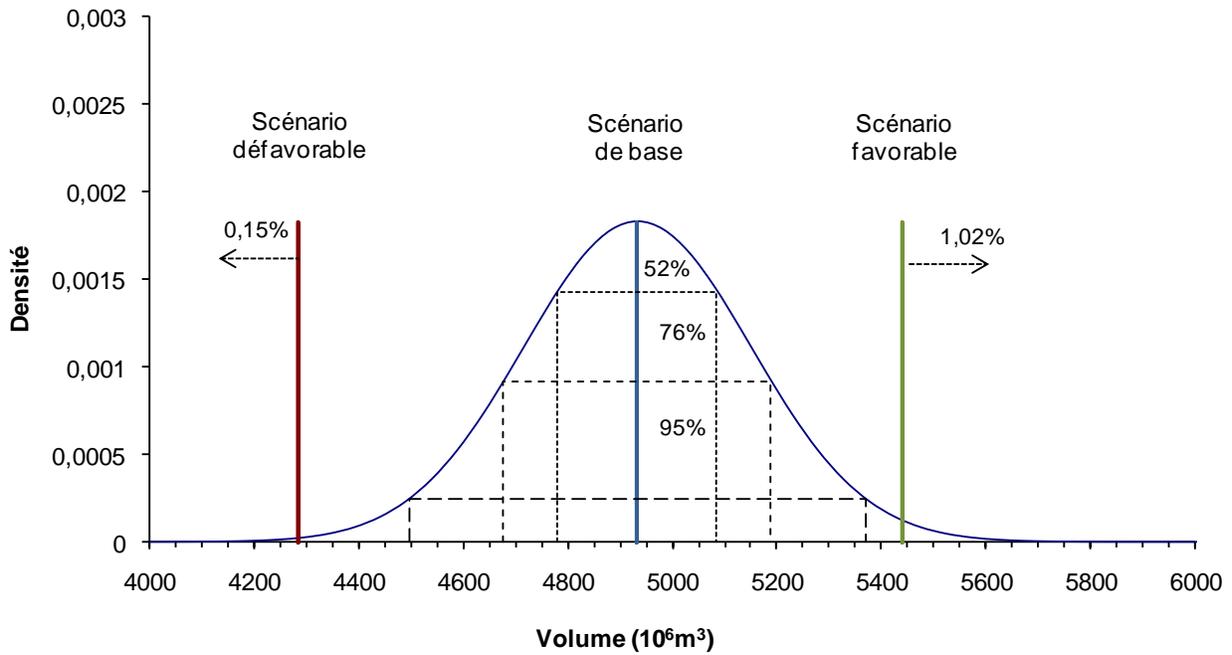
PROBABILITÉ DE RÉALISATION DES SCÉNARIOS **Service continu**

	Réalisation	Probabilité
1	2013-2014	
2	Volume réel au-dessus du scénario favorable	0,15 %
3	Volume réel entre les deux scénarios extrêmes	98,83 %
4	Volume réel en dessous du scénario défavorable	1,02 %
5	2014-2015	
6	Volume réel au-dessus du scénario favorable	0,04 %
7	Volume réel entre les deux scénarios extrêmes	99,89 %
8	Volume réel en dessous du scénario défavorable	0,08 %
9	2015-2016	
10	Volume réel au-dessus du scénario favorable	0,02 %
11	Volume réel entre les deux scénarios extrêmes	99,97 %
12	Volume réel en dessous du scénario défavorable	0,01 %

1 Le Graphique 11, le Graphique 12 et le Graphique 13 présentent la distribution de
 2 probabilités de réalisation du volume livré pour 2014 à 2016, ainsi que le positionnement
 3 des trois scénarios et la probabilité de se situer dans différents intervalles autour de la
 4 prévision du scénario de base.

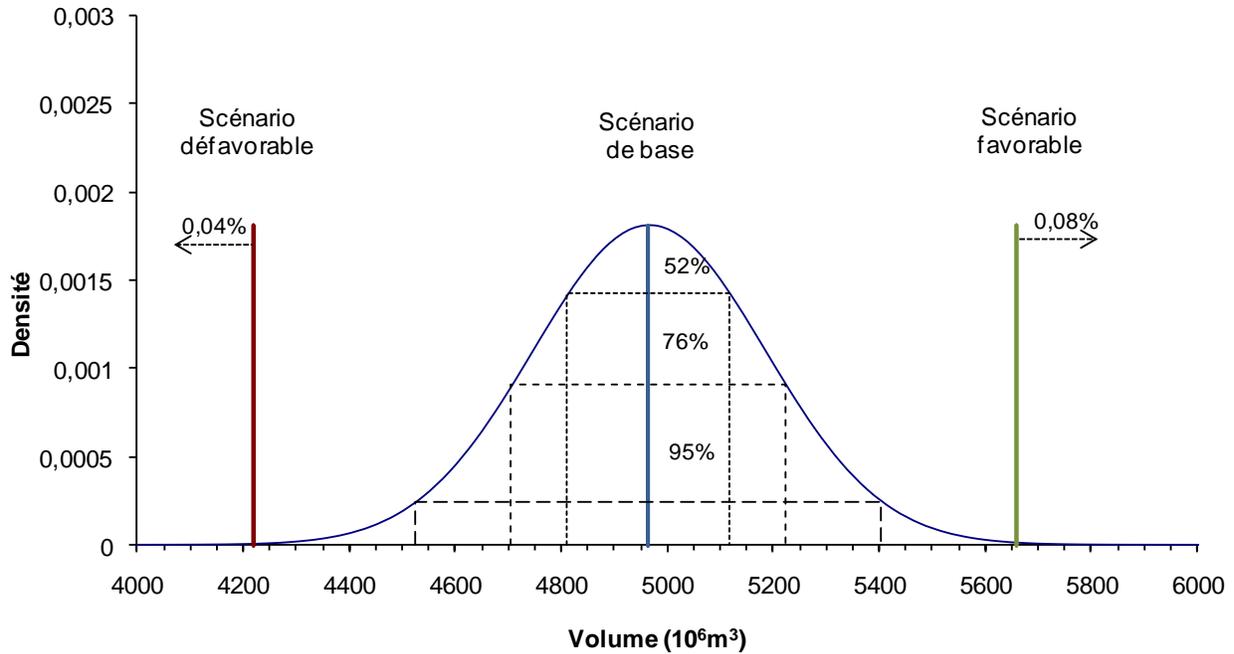
Graphique 11

Distribution de probabilités basée sur la prévision 2014



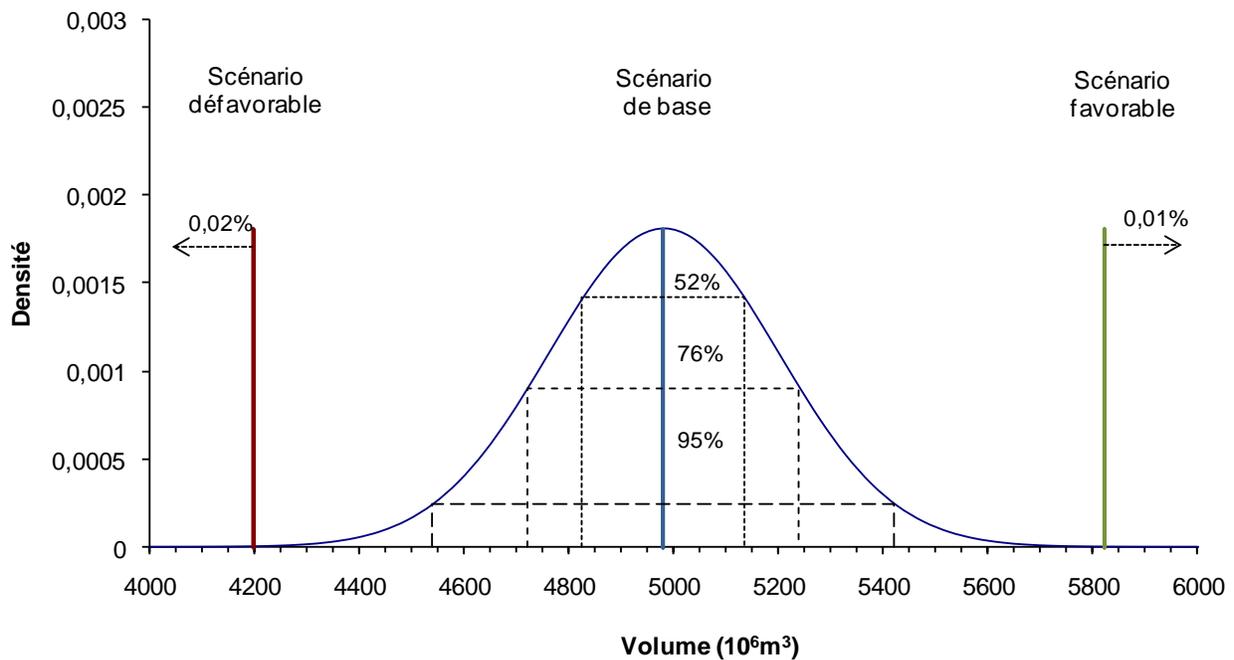
Graphique 12

Distribution de probabilités basée sur la prévision 2015



Graphique 13

Distribution de probabilités basée sur la prévision 2016

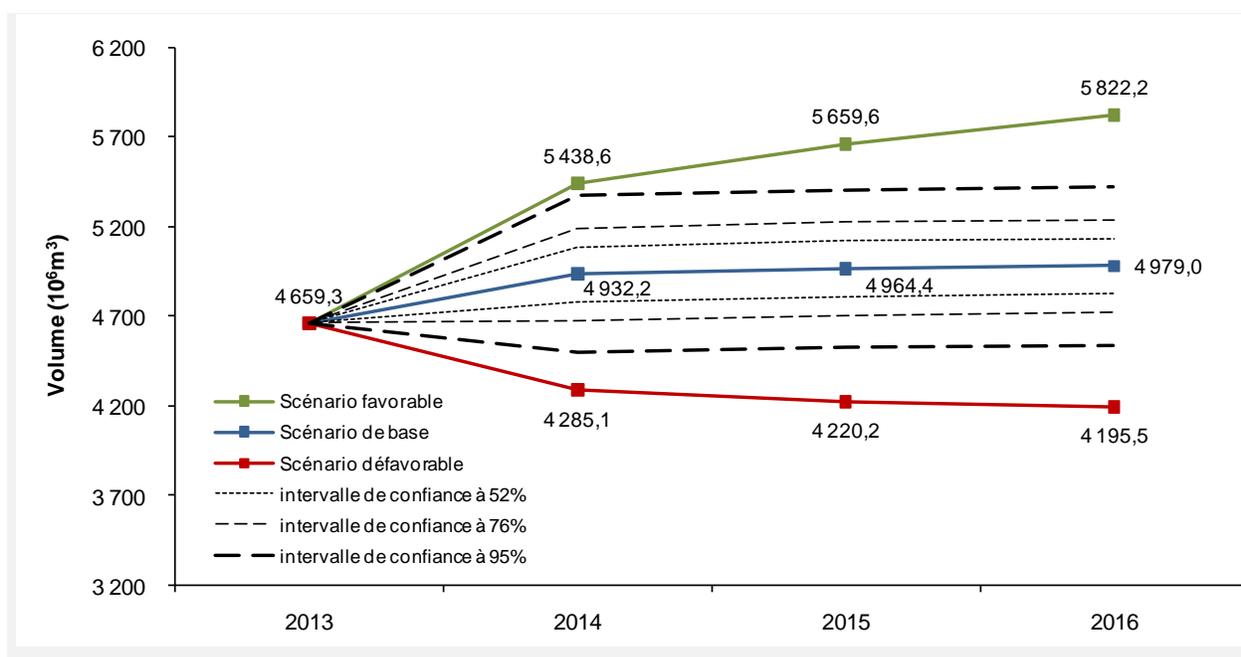


6.3. Aperçu sur trois ans

1 En combinant les probabilités calculées sur les trois années, 2014 à 2016, il est possible de
2 représenter graphiquement les trois scénarios de prévisions ainsi que les probabilités que
3 les livraisons réelles se trouvent dans un certain intervalle autour du scénario de base avec
4 différents niveaux de confiance.

Graphique 14

Intervalle de confiance autour des prévisions sur 3 ans



7. CONTEXTE ET STRATÉGIE D'APPROVISIONNEMENT – PLAN 2014-2016

5 L'objectif premier du plan d'approvisionnement est de s'assurer que les approvisionnements
6 soient suffisants tout en considérant son impact sur la fixation des tarifs afin que ceux-ci
7 demeurent justes et raisonnables.

8 Gaz Métro contracte les outils nécessaires pour rencontrer la demande continue des clients en
9 journée de pointe, la demande saisonnière des clients continus et, dans la mesure du possible,
10 celle des clients interruptibles. Ces outils doivent par ailleurs être suffisamment flexibles pour
11 s'adapter aux fluctuations de la demande dues au climat et à l'économie.

12 Gaz Métro optimise les coûts totaux d'approvisionnement en utilisant une combinaison d'outils :

1 des capacités de transport depuis l'Alberta et le sud de l'Ontario, du stockage dans son territoire
2 et hors de son territoire et des livraisons dans son territoire. Par cette combinaison d'outils,
3 Gaz Métro réitère que sa stratégie vise la mise en place d'un portefeuille d'outils variés et
4 échelonnés dans le temps.

5 Dans les sections suivantes, Gaz Métro abordera de façon plus explicite le contexte gazier qui
6 lui est propre, les orientations envisagées et les actions prises.

7.1. Transport

7 Le contexte gazier dans lequel évolue Gaz Métro a changé au cours des dernières années,
8 modifiant la vision de Gaz Métro relativement aux capacités de transport disponibles à court,
9 moyen et long terme pour répondre à ses besoins.

10 Dans les années antérieures, le contexte gazier était tel que Gaz Métro pouvait décontracter
11 le transport du marché primaire entre Empress et son territoire, avec la perception que si la
12 demande justifiait une augmentation des besoins, elle serait en mesure de se procurer le
13 transport additionnel requis. Cette perception se basait entre autres sur le fait qu'elle avait
14 elle-même libéré des capacités importantes de transport entre Empress et son territoire, soit
15 272 627 GJ/jour (7 195 10³m³/jour) entre le 1^{er} novembre 2007 et le 1^{er} novembre 2013.
16 D'autre part, une baisse des quantités renouvelées sur le tronçon de PNGTS permettait
17 également d'anticiper des capacités additionnelles disponibles pour GMIT EDA. TCPL ne
18 pouvait garantir que ces capacités seraient rendues disponibles jusqu'à GMIT EDA, mais
19 étant donné l'ampleur des capacités impliquées, le risque de la non-disponibilité avait été
20 jugé faible par Gaz Métro.

21 Aujourd'hui, le contexte est différent et évolue très rapidement.

22 À la Cause tarifaire 2013, Gaz Métro a présenté sa structure d'approvisionnement à plus
23 long terme qui considère un déplacement de ses approvisionnements vers Dawn à compter
24 du 1^{er} novembre 2015.

25 Ainsi, la stratégie d'approvisionnement peut se séparer en deux parties : avant et après le
26 1^{er} novembre 2015.

1 Stratégie avant le 1^{er} novembre 2015

2 Comme annoncé au sommaire de ce document et détaillé à la section 9.1.6, Gaz Métro doit
3 contracter des capacités additionnelles de transport, soit 3 157 10³m³/jour pour l'année
4 financière 2014 et 3 431 10³m³/jour pour l'année financière 2015.

5 L'étape suivante est d'identifier les capacités disponibles autant sur le marché secondaire
6 que sur le marché primaire.

7 La liste des clients qui possèdent des contrats fermes auprès de TCPL en date du 1^{er} avril
8 2013 montre qu'il y a peu de joueurs pouvant être approchés pour transiger du transport
9 ferme vers GMIT EDA :

Clients	Quantité GJ/jour
BP Canada Energy Group ULC	26 952
Domtar Inc.	1 500
J.P. Morgan Commodities Canada Corporation	13 048
TransCanada Energy Ltd.	100 000

10 Quant aux capacités de transport sur le marché primaire entre Empress et le territoire de
11 Gaz Métro, TCPL a effectué un appel d'offres qui devait initialement se terminer le 23 avril
12 2013 et qui a été prolongé jusqu'au 15 mai 2013. Dans cet appel d'offres de service FT-NR
13 (NR pour non renouvelable), des capacités de 213 000 GJ/jour sont disponibles pour le
14 segment « Eastern Delivery Area » du 1^{er} juin 2013 au 31 octobre 2015 seulement. Cette
15 capacité a une disponibilité limitée jusqu'au 31 octobre 2015 en raison du « Projet Oléoduc
16 Énergie Est » de TCPL qui consiste à convertir un pipeline de transport de gaz naturel en
17 pipeline de transport de pétrole vers l'est.

18 Si plus d'un client de TCPL demande de la capacité et que la demande totale excède les
19 capacités disponibles, une attribution par priorité est établie considérant le tarif applicable
20 actuellement et la durée contractuelle et, à soumission égale, un prorata des capacités
21 demandées est effectué.

1 En fonction du contexte gazier, Gaz Métro a décidé de sécuriser les besoins jusqu'au
2 31 octobre 2015.

3 L'appel d'offres de TCPL se terminant le 15 mai, Gaz Métro a commencé par valider les
4 options disponibles sur le marché secondaire. Les actions suivantes ont été prises auprès
5 de tiers :

- 6 • Fournisseur A : il serait peut-être ouvert à transiger avec Gaz Métro un contrat de
7 livraison de gaz naturel à GMIT EDA pour une partie de la capacité qu'il détient,
8 mais pas dans l'immédiat.
- 9 • Fournisseur B : la capacité détenue auprès de TCPL est déjà sous contrat avec
10 Gaz Métro. Gaz Métro a également vérifié la possibilité d'effectuer une transaction
11 d'échange entre Dawn et son territoire. Le fournisseur était prêt à analyser cette
12 option, mais pour qu'une telle transaction se réalise, il doit obtenir une confirmation
13 de TCPL que le transport pourra être détourné vers GMIT EDA sur une base ferme.
14 Cette confirmation de TCPL n'a pu être obtenue pour le moment.
- 15 • Fournisseur C : malgré le fait que ce fournisseur ne détient pas de capacité ferme,
16 Gaz Métro l'a contacté pour vérifier la possibilité d'une certaine disponibilité de
17 capacité. Le fournisseur n'était pas en mesure de fournir une livraison ferme
18 jusqu'au territoire de Gaz Métro.
- 19 • Hydro-Québec : Gaz Métro a entrepris des discussions avec Hydro-Québec
20 Distribution concernant l'utilisation attendue de la centrale de TCE à Bécancour au
21 cours des prochaines années et notamment à l'égard des capacités de transport
22 détenues par TCE. Pour le moment, ces discussions n'ont pas permis à Gaz Métro
23 de sécuriser des capacités de transport pour les deux prochaines années.

24 À la suite de ces vérifications, Gaz Métro a conclu que le marché secondaire ne pouvait pas
25 offrir de capacité ferme de transport vers son territoire à concrétiser avant le 15 mai 2013.
26 En conséquence, Gaz Métro a participé à l'appel d'offres de TCPL en demandant la totalité
27 de la capacité additionnelle requise pour répondre à ses besoins de l'année 2015, soit
28 130 000 GJ/jour ou 3 431 10³m³/jour, pour la période du 1^{er} octobre 2013 au 31 octobre
29 2015. Gaz Métro a jugé qu'elle ne pouvait limiter son offre aux besoins de 2014 et faire face
30 à un manque d'approvisionnement en 2015. Le risque que la capacité ne soit plus
31 disponible en 2015, considérant le contexte actuel, est trop élevé.

1 De plus, Gaz Métro a ajouté le mois d'octobre 2013 à sa soumission afin d'augmenter ses
2 chances d'obtenir la capacité totale demandée pour répondre à ses besoins.

3 Les résultats de l'appel d'offres ont été concluants et Gaz Métro s'est vu attribuer la totalité
4 de la capacité demandée.

5 Stratégie après le 1er novembre 2015

6 Le contexte gazier décrit précédemment ne s'améliorera pas en 2016. Au contraire, d'autres
7 événements viennent accentuer la non-disponibilité de capacités de transport vers le
8 territoire de Gaz Métro dans l'avenir.

- 9 1. L'ONÉ a statué à la page 42 des *Motifs de décision* dans le dossier RH-003-2011
10 que TCPL n'avait pas d'obligation de desservir les clients, n'étant pas un distributeur
11 de gaz.

12 « [...] Le réseau principal n'a pas de zone de desserte, et TransCanada n'est
13 pas tenue par la loi de desservir des clients dans une région donnée. Les
14 certificats d'utilité publique confèrent un droit à TransCanada, non pas une
15 obligation, de construire des installations pour le transport de gaz. [...] »

16 Ainsi, TCPL a toute la latitude pour décider de développer ou non son réseau gazier
17 sans considération de la demande actuelle ou future de ses clients.

- 18 2. La première répercussion à cette décision concerne la demande de capacités de
19 transport entre Parkway et le territoire de Gaz Métro qui lui permettait de déplacer
20 ses approvisionnements vers Dawn à compter du 1^{er} novembre 2015. Gaz Métro
21 avait d'ailleurs signé des « Precedent agreements » avec TCPL et Union Gas en
22 2012. Le 29 avril 2013, TCPL signifiait à Gaz Métro que le projet « Eastern Mainline
23 Expansion » pour 2015 n'était pas approuvé par le « Board of Directors » de TCPL à
24 la lumière de la récente décision de l'ONÉ et qu'à cet effet, elle suspendait le projet.
25 Dans cette lettre, TCPL précise toutefois qu'elle est disposée à explorer des
26 solutions ou alternatives avec Gaz Métro. Une copie de cette lettre est présentée à
27 l'annexe 15.

- 28 3. Le « Projet Oléoduc Énergie Est » de TCPL qui consiste, entre autres, à convertir un
29 pipeline de transport de gaz naturel en pipeline de transport de pétrole vers l'est.

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

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

12 En fonction de ces récents événements, Gaz Métro n'a pas toutes les réponses pour lui
13 permettre de statuer sur sa planification d'approvisionnement pour les années 2016 et
14 suivantes. Au cours des prochaines semaines ou mois, elle poursuivra ses discussions avec
15 TCPL et Union Gas pour identifier des pistes de solutions étant donné que l'objectif de
16 Gaz Métro de se rapprocher de son territoire demeure. Gaz Métro analysera toutes les
17 avenues possibles, réglementaires et légales, pour assurer la sécurité d'approvisionnement
18 de sa clientèle à long terme.

19 Pour le présent plan d'approvisionnement, Gaz Métro a maintenu le déplacement de ses
20 approvisionnements vers Dawn dès le 1^{er} novembre 2015.

7.2. Fourniture de gaz naturel

21 La stratégie d'acquisition de fourniture de Gaz Métro pour l'année financière 2013-2014 a
22 été adaptée pour refléter les mouvements de la structure d'approvisionnement.

23 Dans la décision D-2012-175, la Régie a ordonné à Gaz Métro de déposer une stratégie
24 complète de diversification des indices d'achats contractés d'avance. La pièce Gaz Métro-2,
25 Document 3 présente cette stratégie ainsi que les modifications qui doivent être intégrées à
26 la méthode de fonctionnalisation de ces achats et au rapport mensuel des prix des services
27 de fourniture de gaz naturel et du gaz de compression. De façon sommaire, la stratégie vise
28 une diversification des indices sur la base d'un tiers à l'indice AECO, un tiers à l'indice
29 NYMEX et un tiers à l'indice NGX Dawn.

1 La Régie demandait également de réaliser dès l'automne 2013 une première étape
2 significative de diversification des indices. La stratégie développée a été mise en place pour
3 la présente Cause tarifaire.

4 La projection des achats à Dawn en 2014 représente plus de 88 % des achats totaux de gaz
5 naturel. Considérant les achats déjà concrétisés les années antérieures sur la base de
6 l'indice AECO et les achats qui ne seront pas réalisés d'avance pour des raisons
7 opérationnelles et qui seront en partie réalisés sur la base de l'indice NGX Dawn, les achats
8 qui seront concrétisés avant le début de l'année 2014 le seront uniquement sur la base des
9 indices AECO et NYMEX.

10 Au cours des années antérieures, Gaz Métro procédait par invitation pour concrétiser
11 d'avance une partie de ses achats à Dawn. Pour l'année 2014, Gaz Métro a procédé par
12 appel d'offres pour les achats contractés d'avance. Elle a sélectionné les fournisseurs en
13 fonction des critères suivants : la prime demandée, la notation de crédit et l'expérience
14 passée. Gaz Métro s'est assurée de maintenir une diversité de fournisseurs.

15 Pour effectuer, le cas échéant, les transactions d'achats en bloc à Dawn en cours d'année,
16 Gaz Métro procédera par invitation. Les mêmes critères de sélection seront appliqués pour
17 choisir un fournisseur. Des achats sur la base « spot » seront également effectués.

18 Gaz Métro demeure prudente dans ses engagements afin de conserver toute la flexibilité
19 dont elle pourrait avoir besoin si le contexte gazier entraînait un changement des besoins à
20 Dawn. Considérant le contexte gazier actuel, Gaz Métro n'envisage pas contracter d'autre
21 achat de gaz naturel pluriannuel pour l'instant.

22 En ce qui concerne la projection d'achats à Empress en 2014, elle est en moyenne de
23 799 10³m³/jour et fluctuera au cours de l'année en fonction des livraisons réelles des clients
24 en achat direct. Étant donné la quantité quotidienne des achats prévus, Gaz Métro
25 effectuera ces achats quotidiennement, sur une base « spot ».

26 La section 8.1 décrit plus amplement les contrats existants.

7.3. Autres sources d'approvisionnement

27 Toujours dans la perspective d'une diversification de ses approvisionnements, Gaz Métro a
28 eu l'opportunité de contracter, pour la période du 1^{er} juin 2013 au 31 octobre 2015 pour une

1 capacité de 11 10³m³/jour, du gaz naturel auprès d'un producteur de biogaz directement
2 dans son territoire qui l'injecte dans le réseau de TQM (TCPL),

3 De plus, elle continue de suivre de près le développement de l'industrie du biométhane au
4 Québec. Toutefois, dans l'horizon du plan d'approvisionnement, aucun achat de biométhane
5 n'est prévu.

6 Gaz Métro suit également le développement du gaz de shale de l'Utica sur la rive sud du
7 Saint-Laurent, entre Québec et Montréal et s'intéresse, sur un horizon à plus long terme, au
8 développement des divers projets des terminaux méthaniers et espère pouvoir négocier
9 auprès d'éventuels fournisseurs afin d'être desservie en gaz naturel directement au Québec,
10 à partir d'un terminal méthanier. Sur l'horizon du plan 2014-2016, aucune source
11 d'approvisionnement provenant des ports méthaniers ou du bassin de gaz de shale de
12 l'Utica n'a été intégrée à la structure d'approvisionnement. Ces sources potentielles
13 d'approvisionnement, même si elles ne font pas directement partie de l'horizon du plan,
14 restent présentes dans la réflexion que Gaz Métro porte sur sa structure
15 d'approvisionnement futur.

16 Si de nouvelles sources d'approvisionnement deviennent disponibles dans l'horizon du plan,
17 Gaz Métro verra, le cas échéant, à réorganiser sa structure d'approvisionnement pour les
18 intégrer.

7.4. Équilibrage

19 Les besoins en équilibrage sont en partie comblés par les sites d'entreposage situés dans le
20 territoire de Gaz Métro. Ces sites sont composés de l'usine LSR et des deux sites
21 d'entreposage souterrain d'Intragaz (Saint-Flavien et Pointe-du-Lac).

22 L'usine LSR est un approvisionnement de pointe. Il est donc utilisé comme dernier outil
23 d'approvisionnement.

24 Les caractéristiques physiques du site de Saint-Flavien impliquent un profil de retrait
25 spécifique défini à l'avance. Une utilisation complète du gaz naturel entreposé à ce site est
26 prévue sur la période de l'hiver. Le début et la fin des retraits, ainsi que la période
27 d'interruption pour la période des fêtes, peuvent être modulés par Gaz Métro en fonction
28 des besoins découlant principalement des prévisions de température.

1 Les caractéristiques du site d'entreposage de Pointe-du-Lac permettent une modulation des
2 injections et des retraits en cours de journée, sur la période de l'hiver, avec une dernière
3 fenêtre de nominations trois heures avant la fin de la journée gazière. Ce site peut
4 également être cyclé, c'est-à-dire que le gaz peut être retiré et réinjecté par la suite,
5 permettant de maintenir un débit élevé de retrait et offrant un volume total de gaz sur la
6 période de l'hiver supérieur à la capacité physique du site. Il est le dernier outil utilisé avant
7 l'interruption, en partie ou en totalité, de la clientèle interruptible. Il est donc partiellement
8 utilisé pour répondre à la demande de pointe.

9 Les besoins d'équilibrage sont également comblés en utilisant le site d'entreposage
10 souterrain de Union Gas, situé à Dawn, au sud de l'Ontario. Ce site d'entreposage est un
11 outil très flexible en terme de débit de gaz journalier. Il permet une modulation aisée du
12 débit de gaz en cours de journée gazière par ses diverses fenêtres de nominations. Ainsi,
13 les capacités de retrait ou d'injection de ce site permettent de répondre aux fluctuations de
14 la demande de la clientèle tout au long de l'année.

15 Finalement, Gaz Métro couvre aussi les besoins d'équilibrage par des achats de gaz naturel
16 effectués directement à Dawn, les volumes afférents étant transportés sur des contrats de
17 transport FTSH et/ou STS.

18 La flexibilité opérationnelle des différents sites d'entreposage correspond à un besoin en
19 équilibrage. Ainsi, Gaz Métro prévoit maintenir l'ensemble de ses capacités d'entreposage
20 dans l'horizon du plan d'approvisionnement.

7.5. Conclusion

21 Sur l'horizon du plan 2014-2016, la structure d'approvisionnement de Gaz Métro en place
22 est maintenue avec toutefois une croissance des capacités de transport en provenance
23 d'Empress, étant donné la croissance des besoins et la non-disponibilité de transport entre
24 Dawn et le territoire de Gaz Métro.

25 Les sections 8 et 9 ci-après présentent plus spécifiquement les orientations prises dans la
26 planification des approvisionnements gaziers sur l'horizon 2014-2016.

27 Gaz Métro demeure à l'affût de toutes possibilités qui lui permettraient de diminuer les coûts
28 d'approvisionnement. Cette mission est d'autant plus importante que le contexte gazier dans

1 lequel Gaz Métro évolue semble rendre plus difficile sa stratégie de rapprochement des
2 approvisionnements près de son territoire.

8. CONTRATS D'APPROVISIONNEMENT EXISTANTS

3 Cette section porte principalement sur les différents contrats d'approvisionnement contractés
4 par Gaz Métro. La structure d'approvisionnement est présentée par composante : la fourniture
5 de gaz naturel, le transport et l'équilibrage.

8.1. Fourniture de gaz naturel

8.1.1. Clients en service de fourniture de gaz naturel de Gaz Métro

6 Gaz Métro achète le gaz retiré par les clients en service de fourniture de gaz naturel du
7 distributeur. Elle le fait à différents points de réception et auprès de différents
8 fournisseurs. De plus, Gaz Métro doit acheter et fournir le gaz de compression
9 nécessaire au transport du gaz naturel.

10 La majeure partie des achats de fourniture de gaz naturel par Gaz Métro est effectuée
11 au point Dawn. Une partie des quantités projetées pour l'année 2013-2014 est déjà
12 contractée, soit une partie des achats requis sur la période de l'hiver.

13 Les mois d'octobre et novembre sont des mois d'épaulement où la température peut
14 influencer de façon importante la consommation de la clientèle. De plus, pour ces mois,
15 Gaz Métro est interruptible en injection au site d'entreposage de Union Gas. Elle
16 effectuera les achats sur une base « spot » pour ces mois afin d'adapter les quantités
17 aux besoins spécifiques de la demande.

18 Pour la période de l'hiver, certains achats projetés n'ont pas été concrétisés d'avance
19 afin de conserver la flexibilité lors d'un hiver plus chaud que la normale.

20 Gaz Métro attendra la fin de l'hiver 2014 avant de contracter des achats en bloc pour les
21 mois d'avril à septembre afin de garder toute la flexibilité pour moduler les achats en
22 fonction des résultats de l'hiver et de la projection de la demande. Après l'hiver, elle
23 jugera à chaque mois si des achats en bloc peuvent être réalisés. De plus, selon les
24 quantités requises, les achats des mois d'août et septembre seront probablement
25 réalisés sur une base « spot » afin de moduler les achats en fonction des besoins
26 d'injection au site d'entreposage de Union Gas. En effet, la capacité d'injection chez

1 Union Gas est réduite pour cette période et les niveaux d'inventaire sont presque à
2 100 %, ce qui entraîne une gestion plus précise des injections à planifier sur cette
3 période et par le fait même, une gestion plus précise des achats de gaz naturel.

4 Cette approche permet de conserver toute la marge de manœuvre relativement au
5 niveau d'achats de fourniture à concrétiser à la suite du constat de la demande réelle
6 observée sur la période d'hiver.

7 Une portion du gaz naturel pour les clients en service de fourniture de Gaz Métro est
8 également achetée directement au point Empress. Sur l'horizon du plan, aucun contrat
9 d'achat à ce point n'a été signé d'avance.

10 Pour les volumes additionnels requis au cours de l'année, les achats seront effectués
11 sur le marché « spot » aux différents points d'acquisition.

12 Le portefeuille de contrats d'approvisionnement en fourniture de gaz naturel et en gaz de
13 compression de Gaz Métro est présenté à l'annexe 2. La date d'échéance, le point de
14 livraison, la période d'achat ainsi que les volumes quotidiens et annuels reliés à chacun
15 de ces contrats pour le plan d'approvisionnement 2014-2016 sont spécifiés. Le tableau
16 présente également les totaux visés au plan d'approvisionnement 2014 et le ratio qui est
17 contracté à ce jour par rapport à ces totaux.

18 Volume de fourniture requis pour l'année 2013-2014

19 Pour l'année 2013-2014, le volume total de la fourniture de gaz naturel et du gaz de
20 compression à acheter par Gaz Métro est estimé à $1\,968\,10^6\text{m}^3$. De cette quantité,
21 $1\,885\,10^6\text{m}^3$ sont attribués spécifiquement à la demande de fourniture de gaz naturel de
22 la clientèle. La différence est requise pour couvrir le restant de la demande (gaz perdu,
23 usage de la compagnie), la variation nette des retraits et injections d'inventaires ainsi
24 que le gaz de compression⁴ requis pour transporter la fourniture jusqu'au territoire de
25 Gaz Métro.

26 Un volume de fourniture de $920\,10^6\text{m}^3$ est déjà contracté. Gaz Métro a ainsi sécurisé
27 près de 47 % des achats totaux en service de fourniture de gaz naturel.

⁴ Les pourcentages de gaz de compression projetés sont indiqués à l'annexe 3, page 3.

1 Il est à noter qu'au volume total mentionné ci-dessus vient s'ajouter le volume contracté
2 pour les clients engagés auprès de Gaz Métro dans une entente de fourniture à prix fixe
3 approvisionnée par un fournisseur spécifique. Pour l'année 2013-2014, le volume annuel
4 est estimé à $353 \cdot 10^6 \text{m}^3$.

5 Prix du service de fourniture

6 Le prix moyen de référence pour la fourniture de gaz naturel pour l'année 2013-2014 est
7 de 13,451 ¢/m³ (3,55 \$/GJ). Ce prix est basé sur les prévisions de prix de la fourniture
8 de gaz naturel pour la période étudiée. Il inclut l'effet des dérivés financiers ainsi que les
9 coûts à transférer du service de fourniture au service d'équilibrage correspondant à
10 l'interfinancement relié au profil d'achat de la fourniture. La section 2.2 « Hypothèses
11 énergétiques » du présent document présente le détail de l'évaluation du prix.

12 Prix projetés pour les achats à Dawn

13 Les achats à Dawn contractés d'avance sont transigés en fonction de l'indice AECO ou
14 NYMEX auquel s'ajoute une prime. Les achats quotidiens « spot » sont transigés à prix
15 fixe.

16 La stratégie de diversification des indices d'achats de fourniture présentée à la pièce
17 Gaz Métro-2, Document 3 a pour effet d'utiliser différents indices, AECO, NYMEX et
18 NGX Dawn. En conséquence, la notion de différentiel de lieu est élargie et ne s'applique
19 plus uniquement en comparaison du point de livraison AECO.

20 La projection des prix d'achats à Dawn est établie en calculant le prix moyen, pondéré
21 par les volumes, des prix globaux pour les différents achats projetés à chacune des
22 années, selon les projections fournies par une tierce partie et les prix du gaz naturel
23 (indices) établis en fonction du marché financier et présentés au Tableau 3. Ces prix
24 moyens considèrent également les prix globaux des transactions déjà concrétisées sur
25 l'horizon du plan.

26 Sur l'horizon du plan d'approvisionnement 2014-2016, la projection des prix des achats
27 de gaz naturel à Dawn est la suivante :

Tableau 25

Année	Prix d'achat à Dawn	
	\$/GJ	¢/m ³
2013-2014	4,054	15,534
2014-2015	4,303	16,305
2015-2016	4,492	17,021

1 Les coûts des achats à Dawn sont par la suite fonctionnalisés entre les services de
2 fourniture, compression, transport et équilibrage. Gaz Métro propose d'adapter la
3 méthode de fonctionnalisation en appliquant la méthode approuvée dans la décision
4 D-2011-164 au prix global plutôt qu'au différentiel de lieu (réf. : Gaz Métro-2,
5 Document 3, section 5).

6 Ainsi, pour la Cause tarifaire 2014, le prix global est scindé entre les services comme
7 suit :

- 8 • Fourniture : prix annuel du gaz naturel à Empress établi sur la base des
9 « Futures » obtenus sur le marché financier en février précédant l'année financière
10 (réf. : Tableau 3) ;
- 11 • Compression : prix moyen de compression établi selon le ratio du marché entre
12 Empress et Dawn projeté par les tierces parties pour les différents achats ;
- 13 • Transport : prix de transport annuel du marché entre Empress et Dawn ; et
- 14 • Équilibrage : solde du différentiel de lieu.

15 Le Tableau 26 présente la répartition du prix moyen d'achats à Dawn pour l'année 2014
16 pour un volume projeté d'achats à Dawn de 1 673 10⁶m³.

Tableau 26

	Prix global	Fonctionnalisation par service				
		Fourniture	Compression	Transport & équilibrage	Transport annuel	Équilibrage
	(1)	(2)	(3)	(4) = (1)-(2)-(3)	(5)	(6) = (4)-(5)
\$/GJ	4,049	3,320	0,095	0,634	0,588	0,046
¢/m ³	15,340	12,579	0,359	2,402	2,228	0,174
(000 \$)	256 619	210 434	6 010	40 175	37 270	2 905

1 La valeur du transport annuel (colonne 5 du Tableau 26) est égale à la moyenne des
2 « Futures » publiés durant le mois de février 2013 par les deux sources de référence :

- 3
- o TD Energy Trading Inc. – Energy Daily
 - o BP Canada Energy Company – natural gas north american structured products end user newsletter.
- 4
5

6 Le Tableau 27 présente l'évaluation de ce prix de transport annuel.

Tableau 27

Période d'achat		"Future"	"Future"	Différentiel	Ratio de	Compression	Transport
début	fin	Empress	Dawn				
(1)	(2)	\$/GJ	\$/GJ	\$/GJ	\$/GJ	\$/GJ	\$/GJ
		(3)	(4)	(5) = (4)-(3)	(6)	(7) = (3)x(6)	(8) = (5)-(7)
2013-10-01	2014-09-30	3,389	4,039	0,650	1,84%	0,062	0,588

7 Le ratio de compression (colonne 6 du Tableau 27) n'étant pas inclus dans les
8 publications utilisées en référence, Gaz Métro a utilisé la moyenne des ratios de
9 compression entre Empress et Dawn établis par TCPL pour les 12 derniers mois
10 connus, soit mars 2012 à février 2013.

11 La pièce Gaz Métro-2, Document 3 présente plus amplement les modifications
12 proposées à cet effet.

13 Sécurité d'approvisionnement de la fourniture de gaz naturel

14 Empress et Dawn sont des points liquides et il est possible de s'y approvisionner en tout
15 temps. Le gaz naturel est transigé comme une commodité, les prix s'ajustent
16 automatiquement en fonction de l'offre et de la demande.

8.1.2. Clients en service de fourniture avec ou sans transfert de propriété

1 Les clients en service de fourniture avec ou sans transfert de propriété, incluant les
2 clients qui fournissent leur propre service de transport, s'approvisionnent directement
3 auprès de leur fournisseur. De son côté, le client en biogaz, desservi par un réseau
4 dédié, s'approvisionne directement dans le territoire de Gaz Métro.

5 Pour l'année 2013-2014, le volume annuel de tous ces clients est estimé à 3 385 10⁶m³,
6 dont 42 10⁶m³ proviennent des volumes projetés pour les clients en service de gaz
7 d'appoint concurrence.

8 Les clients en service de fourniture avec ou sans transfert de propriété fournissent leur
9 gaz de compression.

8.2. Transport

10 Les modalités relatives aux capacités quotidiennes et annuelles de transport inscrites dans
11 les différents contrats avec les transporteurs TCPL, Union Gas et les tierces parties sont
12 présentées à l'annexe 3, page 1. Ce document détaille les débits au 1^{er} novembre, ainsi que
13 les échéances des différents contrats de transport. Les modalités de renouvellement sont
14 également indiquées.

15 La Carte 1 présentée à la page 7 du présent document illustre les différents segments de
16 transport (items encadrés). Le portefeuille de contrats de transport que possède Gaz Métro
17 peut être décomposé en dix parties selon les segments parcourus, incluant les contrats de
18 transport par échange.

8.2.1. Services de transport du distributeur

19 La capacité totale de transport contractée auprès de TCPL entre Empress et GMIT EDA
20 (FTLH) a été modifiée comme suit entre les Causes tarifaires 2013 et 2014 :

21	Débits totaux FTLH – Cause tarifaire 2013	4 751 10 ³ m ³ /jour
22	1. Ajout au 1 ^{er} oct. 2013	3 431 10 ³ m ³ /jour
23	Débits totaux FTLH – Cause tarifaire 2014	8 182 10 ³ m ³ /jour

24 Comme mentionné à la section 7.1, Gaz Métro a participé à l'appel d'offres de TCPL
25 dans le but de contracter des capacités de transport entre Empress et GMIT EDA. La

1 capacité obtenue a été intégrée à l'annexe 3. Le détail des besoins est présenté à la
2 section 9.1.6 du présent document.

8.2.2. Services de transport et d'équilibrage fournis par le client

3 Pour l'année 2013-2014, 179 clients fournissant leur propre service de transport,
4 incluant le client en biogaz, détiendront une capacité journalière moyenne de
5 2 016 10³m³/jour en octobre 2013. La capacité journalière moyenne de novembre 2013
6 à septembre 2014 passe à 1 057 10³m³/jour. Le volume annuel total de la clientèle qui
7 fournit leur service de transport s'élève à 387 10⁶m³.

8 L'hypothèse que ce nombre de clients sera statique pour toute la durée du plan
9 d'approvisionnement est utilisée. Les modalités prévues aux *Conditions de service et*
10 *Tarif* pour les clients désirant contracter leur propre transport (cession ou préavis de
11 sortie) font en sorte que Gaz Métro sera tenue indemne des choix des clients.

12 Il est à noter que trois clients ont donné un avis à Gaz Métro en février 2013 qu'ils
13 choisissaient de revenir au service de transport du distributeur à partir du 1^{er} novembre
14 2013. À la Cause tarifaire 2013, la capacité journalière moyenne de ces trois clients
15 s'élevaient à 952 10³m³/jour.

16 Dans la décision D-2012-175, la Régie a ordonné de déposer de nouvelles modalités
17 touchant le préavis de sortie et la cession de la capacité de transport détenue par le
18 distributeur. Ce suivi est présenté à la section 6 de la pièce Gaz Métro-2, Document 4.
19 Les modalités d'entrée au service du distributeur seront également révisées.

20 Tous les clients qui utilisent leur propre service de transport ont opté pour le service
21 d'équilibrage de Gaz Métro. Seul le client en biogaz n'est pas assujetti au service
22 d'équilibrage ; étant sur un réseau dédié, Gaz Métro ne peut lui offrir le service
23 d'équilibrage.

8.2.3. Gaz d'appoint

24 Une demande de 42 10⁶m³ en service de gaz d'appoint concurrence est intégrée à la
25 Cause tarifaire 2014. La capacité de transport additionnelle requise pour desservir cette
26 clientèle a été intégrée au plan d'approvisionnement. Toutefois, la capacité de transport
27 sera effectivement contractée si la demande se concrétise et que les capacités requises
28 sont disponibles.

8.2.4. Coûts de transport

1 Les différents tarifs payés à TCPL et Union Gas pour l'utilisation du transport contracté
2 sur leur réseau sont présentés à l'annexe 3, page 2. Le 1^{er} mai 2013, TCPL a déposé à
3 l'ONÉ des tarifs qui seraient applicables au 1^{er} novembre 2013. Étant donné que la
4 décision de l'ONÉ n'est pas rendue au moment d'écrire ces lignes, les tarifs effectifs
5 depuis le 1^{er} mars 2011 ont été indiqués.

Gaz d'appoint concurrence

6
7 Les coûts de transport associés aux volumes de gaz d'appoint concurrence sont à un
8 prix unitaire moyen de 5,905 ¢/m³, correspondant à la moyenne pondérée des ententes
9 déjà réalisées et une projection de prix obtenue d'une tierce partie.

8.3. Équilibrage

10 Le portefeuille d'outils d'entreposage de Gaz Métro est constitué de quatre sites : les deux
11 sites d'Intragaz (Pointe-du-Lac et Saint-Flavien), le site de Union Gas et une usine de
12 liquéfaction (LSR) dont Gaz Métro est la propriétaire. La Carte 1 présentée à la page 7 du
13 présent document illustre les différents sites d'entreposage (items encerclés).

14 Le tableau de l'annexe 4, page 1 détaille les contrats actuellement détenus par Gaz Métro
15 avec chacune des parties. La pièce indique pour chaque contrat les volumes totaux
16 d'entreposage ainsi que les capacités de retrait et d'injection. L'échéance relative à chacun
17 des contrats y est également spécifiée.

18 Les contrats détenus auprès d'Intragaz venaient à échéance le 30 avril 2013. Le dossier a
19 été présenté à la Régie (R-3807-2012 et R-3811-2012). Le 17 mai 2013, la Régie a rendu la
20 décision D-2013-081 dans laquelle elle fixe les tarifs d'Intragaz pour une durée de 10 ans et
21 autorise Gaz Métro à récupérer, par l'intermédiaire de ses tarifs, les coûts associés à
22 l'utilisation des sites d'emmagasinement de Pointe-du-Lac et de Saint-Flavien pour la période
23 du 1^{er} mai 2013 au 30 avril 2023.

24 Au 1^{er} avril 2013, Gaz Métro a décontracté une capacité d'entreposage de 116 10⁶m³ chez
25 Union Gas et l'a remplacé par un contrat de « capacité de retrait et injection seulement ».
26 De plus, elle a contracté un contrat d'entreposage de 116 10⁶m³ qui sera effectif du 1^{er} avril
27 2017 au 31 mars 2019. La demande d'approbation quant aux paramètres contractuels reliés
28 à l'entente avec Union Gas a été déposée dans le cadre de la Cause tarifaire 2013

1 (R-3809-2012, B-0238, Gaz Métro-1, Document 17). La décision D-2013-035 approuvait la
2 proposition de Gaz Métro.

3 Lors de la mise en place du nouveau contrat de « capacité de retrait et injection
4 seulement », Gaz Métro a convenu d'un contrat administratif (Aggregated Storage
5 Nomination – ASN), effectif du 1^{er} avril 2013 au 31 mars 2015, qui permet une gestion
6 globale des nominations des quatre contrats d'entreposage. Aucun coût n'est relié à ce
7 contrat.

8 Les deux nouveaux contrats convenus avec Union Gas et effectifs au 1^{er} avril 2013 sont
9 déposés à l'annexe 14 de ce document. Le contrat effectif le 1^{er} avril 2017 n'a pas encore
10 été finalisé et n'est donc pas annexé.

11 Gaz Métro suppose le renouvellement de ces capacités d'entreposage dans l'établissement
12 de son plan d'approvisionnement.

8.3.1. Coûts d'entreposage

13 Les tarifs de Union Gas et d'Intragaz, pour les sites de Pointe-du-Lac et de
14 Saint-Flavien, apparaissent à l'annexe 4, page 2.

9. PLANIFICATION D'APPROVISIONNEMENTS

15 Cette section décrit les outils d'approvisionnement qui seront potentiellement requis pour les
16 trois années du plan. La première section présente la structure d'approvisionnement requise
17 pour la première année du plan d'approvisionnement, incluant la stratégie mise en place pour le
18 renouvellement des contrats de transport de Gaz Métro. Les autres sections présentent les
19 structures requises sur l'horizon du plan triennal et selon les différents scénarios : base,
20 favorable et défavorable.

21 Le plan d'approvisionnement présenté dans cette section est établi en incluant les différents
22 éléments relatifs au traitement des ventes de GNL. Le détail de ce traitement est abordé
23 spécifiquement à la pièce Gaz Métro-2, Document 2.

24 Comme mentionné à la section 7.1, Gaz Métro a participé à un appel d'offres « Existing
25 Capacity Open Season - ECOS » auprès de TCPL le 15 mai 2013 afin de se procurer les
26 capacités de transport additionnelles requises pour répondre à la demande. La capacité totale
27 demandée pour GMIT EDA a été accordée.

9.1. Planification pour l'année 2013-2014

9.1.1. Demande et sources d'approvisionnement gazier

1 L'annexe 5 présente la planification annuelle pour l'année 2014.

Hiver

2 La demande totale s'élève à 3 350 10⁶m³ pour la période d'hiver. L'approvisionnement
3 pour répondre à la demande totale avant interruption se chiffre à 3 308 10⁶m³, incluant
4 les retraits des inventaires. Ainsi, un volume d'interruption de 43 10⁶m³ est requis pour
5 répondre à la demande d'hiver durant les mois d'épaulement.

Été

6 Durant l'été, la demande totale prévue s'élève à 2 900 10⁶m³. L'approvisionnement défini
7 pour répondre à cette demande considère les différentes capacités de transport
8 disponibles, les volumes d'achat de gaz naturel à Dawn ainsi que les retraits des sites
9 d'entreposage.

10 Il est à noter qu'aucune capacité de transport FTLH non utilisée n'est prévue. Étant
11 donné que la structure d'approvisionnement requiert des achats à Dawn en été et que la
12 quantité prévue est significative, c'est cette quantité d'achats qui fluctuera. En effet, d'un
13 point de vue opérationnel, Gaz Métro utilisera la totalité de son transport FTLH (après la
14 vente des capacités excédentaires projetées) et modulera les achats « spot » à Dawn, le
15 cas échéant.

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

16 Gaz Métro propose de modifier la méthode d'évaluation de la demande continue en
17 journée de pointe relativement à la clientèle aux tarifs D₃ et D₄.

18 Actuellement, la contribution de cette clientèle à la journée de pointe est déterminée en
19 utilisant le maximum des volumes moyens des mois de décembre à mars, tel que
20 projeté pour l'année financière considérée. Cette approche suppose que les clients aux
21 tarifs D₃ et D₄ consomment selon un profil uniforme au cours du mois, sans influence de
22 la température.

1 Or, cette hypothèse s'avère inexacte. Dans les faits, la consommation de cette clientèle
2 est influencée par la température.

3 Gaz Métro a pu observer cet impact de la température sur la clientèle du tarif D₄ au
4 cours du mois de janvier 2013, plus spécifiquement le 23 janvier, journée où Gaz Métro
5 a desservi le volume de gaz naturel le plus élevé de son histoire, toute clientèle
6 confondue. Les conditions climatiques de cette journée (DJ_t 36,7, DJ_(t-1) 34,6 et
7 DJ x V 756,02) étaient inférieures aux paramètres de la journée de pointe (DJ_t 36,85,
8 DJ_(t-1) 39,5 et DJ x V 1272,35). Toutefois, lors de la planification de cette journée,
9 Gaz Métro ne détenait pas les approvisionnements pour répondre à la demande
10 projetée de la clientèle continue. Le tableau suivant présente la planification effectuée le
11 22 janvier et le constat de la journée du 23 janvier.

Demande et approvisionnement 23 janvier 2013

	Planification 22 janvier	Réel fin de journée
Degrés jours (t)	37	36,7
Degrés jours (t-1)	34	34,6
DJ x Vent	666	756,02
Demande franchise		
Continue	30 083	28 956
Interruptible (GAI *)	2 963	2 418
Total de la demande	33 046	31 375
Outils d'approvisionnement en franchise		
FTLH	4 363	4 363
FTSH	4 355	4 355
STS	5 705	5 705
Marché secondaire	4 572	4 985
Transport fourni par les clients	2 172	2 114
Gaz d'appoint (GAC)	115	115
Gaz d'appoint (GAI)	2 963 *	2 587
Retrait LSR	5 698	4 573
Retrait Pointe-du-Lac	932	1 039
Retrait St-Flavien	1 478	1 416
Linepack et écart de nominations	0	122
Total des approvisionnements	32 354	31 375
Excédent (déficiency)	-692	1 134

*Livraisons observées le 22 janvier 2013

1 Il est à noter que le 23 janvier était la septième journée consécutive d'une vague de froid
2 où tous les clients étaient interrompus. Un effritement des outils était entamé.

3 En fonction de la planification effectuée le 22 janvier, Gaz Métro ne détenait pas les
4 outils pour répondre à la demande, il manquait 692 10³m³ d'approvisionnement. Elle
5 avait décidé de contracter 1 056 10³m³/jour (40 000 GJ/jour) pour une période de sept
6 jours, soit la déficience d'approvisionnement plus une marge équivalente au besoin pour
7 un degré-jour. Dans les faits, elle n'a été en mesure de contracter que 413 10³m³/jour
8 pour la période visée, laissant ainsi une déficience projetée de 279 10³m³ pour la
9 journée du 23 janvier.

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

13 Le 23 janvier, à 09 h 00, la projection des degrés-jours pour la journée gazière du
14 23 janvier était passée à 38 DJ. Selon la règle du pouce d'une consommation de
15 528 10³m³/DJ (20 000 GJ/DJ), la déficience d'approvisionnement passait à 807 10³m³,
16 après ajout de capacité. Gaz Métro s'enlignait donc pour être en situation de déficience
17 auprès de TCPL et entraîner des frais de LBA « Load Balancing Agreement ».

18 La température de la journée a finalement été légèrement inférieure à la projection
19 initiale. Le constat des approvisionnements était qu'il restait 1 134 10³m³ d'outil à l'usine
20 LSR, mais les clients en GAI ont livré 169 10³m³ de gaz naturel de plus que le volume
21 total consommé de la clientèle interrompible. Sur une base nette, Gaz Métro avait donc
22 une marge de 965 10³m³, soit les approvisionnements pour 1,8 DJ.

23 À la suite de ces événements, Gaz Métro a analysé de façon plus spécifique la
24 consommation des clients du tarif D₄ en fonction des degrés-jours observés. Le tableau
25 suivant présente les résultats regroupés par journée.

Consommation Janvier 2013 - Tarif D4			
Jour	Date	DJ	Volume 10 ³ m ³
lundi	21	31,4	6 659
lundi	28	21,9	6 505
lundi	07	21,7	6 385
lundi	14	13,5	5 639
mardi	22	34,6	6 858
mardi	15	15,7	5 948
mardi	08	14,7	6 175
mardi	29	13,6	6 301
mercredi	23	36,6	6 822
mercredi	16	15,2	6 181
mercredi	09	11,2	5 859
mercredi	30	7,1	5 940
jeudi	24	32,2	6 951
jeudi	17	30,7	6 615
jeudi	03	27,1	6 294
jeudi	31	22,1	6 343
jeudi	10	14,0	6 141
vendredi	25	30,4	6 621
vendredi	18	23,1	6 493
vendredi	04	15,7	6 127
vendredi	11	11,8	6 037
samedi	26	28,0	6 362
samedi	05	23,0	6 225
samedi	19	14,2	6 099
samedi	12	9,8	5 722
dimanche	27	26,3	6 500
dimanche	20	25,9	6 323
dimanche	06	23,2	6 165
dimanche	13	8,8	5 671
férié	02	32,6	5 946
férié	01	27,6	4 867

- 1 Cette analyse démontre que pour des mêmes jours de la semaine ou pour des jours
2 fériés, le volume de gaz consommé a tendance à augmenter avec les degrés-jours.
- 3 Pour compléter l'analyse, des régressions linéaires sur les consommations observées
4 pour la clientèle aux tarifs D₃ et D₄ à lecture quotidienne pour les hivers 2009 à 2012 ont
5 été réalisées. Les résultats sont les suivants :

Hiver 2009

Paramètre	10 ³ m ³	Paramètre	10 ³ m ³	Paramètre	10 ³ m ³ /unité
Constante	3 152	Novembre	0	DJ (t)	23
		Décembre	-37	DJ (t-1)	9
Dimanche	67	Janvier	286	DJ x V	0,1
Lundi	297	Février	468		
Mardi	323	Mars	370		
Mercredi	266				
Jeudi	306				
Vendredi	148				
Samedi	0				

Hiver 2010

Paramètre	10 ³ m ³	Paramètre	10 ³ m ³	Paramètre	10 ³ m ³ /unité
Constante	3 860	Novembre	0	DJ (t)	22
		Décembre	11	DJ (t-1)	3
Dimanche	79	Janvier	132	DJ x V	-0,1
Lundi	305	Février	209		
Mardi	208	Mars	150		
Mercredi	201				
Jeudi	256				
Vendredi	192				
Samedi	0				

Hiver 2011

Paramètre	10 ³ m ³	Paramètre	10 ³ m ³	Paramètre	10 ³ m ³ /unité
Constante	3 560	Novembre	0	DJ (t)	19
		Décembre	4	DJ (t-1)	7
Dimanche	46	Janvier	210	DJ x V	0,3
Lundi	145	Février	194		
Mardi	206	Mars	223		
Mercredi	237				
Jeudi	222				
Vendredi	114				
Samedi	0				

Hiver 2012

Paramètre	10 ³ m ³	Paramètre	10 ³ m ³	Paramètre	10 ³ m ³ /unité
Constante	4 061	Novembre	0	DJ (t)	20
		Décembre	295	DJ (t-1)	0
Dimanche	56	Janvier	827	DJ x V	0,4
Lundi	200	Février	774		
Mardi	159	Mars	760		
Mercredi	192				
Jeudi	300				
Vendredi	185				
Samedi	0				

1 Les résultats démontrent clairement que la consommation de cette clientèle est
2 influencée par la température. Les valeurs de 19 à 23 10³m³/DJ peuvent sembler non
3 significatives, mais lorsque celles-ci s'appliquent à 40 DJ, cela représente une
4 fluctuation variant de 760 à 920 10³m³, ce qui devient alors significatif.

5 Ces diverses observations viennent appuyer l'hypothèse que la consommation de la
6 clientèle aux tarifs D₃ et D₄ est influencée par la température.

7 **En conséquence, Gaz Métro demande à la Régie d'approuver la modification à la**
8 **méthode d'évaluation de la journée de pointe de la clientèle aux tarifs D₃ et D₄ qui**
9 **consiste à appliquer la méthode déjà en place pour la clientèle au tarif D₁ et**
10 **approuvée par la Régie dans sa décision D-2009-156.**

11 Le plan d'approvisionnement 2014-2016 a été établi en considérant la modification à la
12 méthode d'évaluation de la journée de pointe pour la clientèle aux tarifs D₃ et D₄.

13 L'annexe 10, lignes 80 à 107, présente le détail de la projection de la demande continue
14 en journée de pointe pour la Cause tarifaire 2014 en fonction de la nouvelle méthode.

9.1.3. Établissement de la journée de pointe

15 La combinaison représentant la journée de pointe estimée historique des 20 dernières
16 années pour la demande continue est identifiée en appliquant les facteurs de la
17 régression linéaire (ci-après décrite) aux combinaisons « degrés-jours et vent » réels
18 réchauffés des 20 dernières années, évalués en base 13°C, distinctement pour :

- 19 • la clientèle au tarif D₁ et D₃ à lecture mensuelle ; et
- 20 • la clientèle aux tarifs D₃ et D₄ à lecture quotidienne.

21 La régression linéaire est établie en considérant les facteurs calorifiques (DJ_t et DJ_{t-1}), le
22 facteur croisé de la température et du vent (DJ x V) et le facteur de base maximal
23 journalier et mensuel, sous la base de référence 13°C, en fonction des volumes
24 quotidiens réels observés du 1^{er} novembre 2011 au 31 mars 2012. Un facteur
25 d'ajustement est par la suite appliqué pour refléter la demande de la Cause tarifaire
26 2014.

27 Le Tableau 28 présente les résultats de la régression ainsi que les combinaisons des
28 cinq journées historiquement les plus froides des 20 dernières années ; la journée du

1 15 janvier 2004 est identifiée comme la journée de pointe historique avec une valeur de
2 31 521 10³m³.

3 Dans la décision D-2012-158, la Régie demandait à Gaz Métro d'expliquer les écarts
4 entre la projection de la demande continue en journée de pointe de la cause tarifaire
5 projetée et celle de l'année précédente. L'annexe 10 présente les justifications de la
6 variation de la demande en journée de pointe.

Tableau 28

Élément	Paramètre de régression	Paramètre d'évaluation – 5 jours les plus froids Base 13 et températures réchauffées				
		15-01-04	15-01-94	06-02-95	14-01-04	16-01-94
Date		15-01-04	15-01-94	06-02-95	14-01-04	16-01-94
Base (10 ³ m ³ /jour)	12 786,50					
DJ _t (10 ³ m ³ /DJ)	327,69	36,80	39,94	36,88	39,48	37,26
DJ _{t-1} (10 ³ m ³ /DJ)	88,61	39,48	26,34	33,42	35,17	39,94
DJ x V (10 ³ m ³ / DJxkm/h)	2,51	1 268,33	1115,42	980,50	477,49	560,96
Volume projeté (10 ³ m ³)		31 521	28 671	27 328	28 309	27 455

9.1.4. Évaluation du volume pour une journée à 39 DJ et vent moyen à cette température

1 À titre informatif, le tableau suivant présente la projection de volume pour une journée
 2 comportant 39 DJ, 37 DJ pour le jour précédent et un vent moyen de 15 km/h sur la
 3 base des paramètres de la régression utilisée dans le calcul de la journée de pointe.

Tableau 29

Facteurs	Paramètres de régression 10 ³ m ³	Paramètres d'évaluation	Volume 10 ³ m ³
Base	12 787		12 787
DJ	328	39,0	12 780
DJ _{t-1}	89	37,0	3 279
DJ x Vent	3	585,0	1 466
Volume projeté			30 311

4 La modification à la méthode d'évaluation de la journée de pointe pour la clientèle aux
 5 tarifs D₃ et D₄ a été intégrée.

9.1.5. Débit quotidien pour répondre à l'hiver extrême

6 Certaines situations potentielles en cours d'hiver entraînent une incertitude sur la
 7 demande à approvisionner, telles que :

- 8 • la variabilité de la demande continue et interruptible ;
- 9 • l'incertitude des prévisions météorologiques ; et
- 10 • les conséquences de la gestion des interruptions et des pratiques commerciales de
 11 Gaz Métro, incluant le respect de la garantie de service au volet B.

12 Ces éléments ne peuvent être quantifiés pour permettre une évaluation précise des
 13 outils requis pour couvrir l'hiver extrême. Gaz Métro s'assure toutefois de sécuriser les
 14 outils d'approvisionnement nécessaires pour être en mesure de faire face à ces
 15 situations, c'est-à-dire de détenir les outils pour répondre à l'hiver extrême.

1 Dans la décision D-2009-156, la Régie approuvait la méthode d'évaluation suivante pour
2 l'hiver extrême :

Identification de l'hiver extrême

3 L'hiver historique le plus froid des 20 dernières années est identifié en appliquant :

- 4 • les facteurs sans ajustement de la régression linéaire obtenus pour l'établissement
5 de la journée de pointe de la demande continue ; et
- 6 • aux combinaisons « degrés-jours et vent » réchauffés des 20 dernières années,
7 évalués en base 13°C.

8 Le Tableau 30 présente les volumes projetés reliés à la température de la clientèle
9 continue pour les cinq hivers historiquement les plus froids ; l'hiver 1993-1994 est
10 identifié comme l'hiver historique extrême des 20 dernières années.

Tableau 30

Année	Volumes projetés 10³m³
1993-1994	5 470 123
2002-2003	5 453 714
1995-1996	5 385 901
2003-2004	5 379 356
2008-2009	5 330 388

11 Les volumes projetés pour la clientèle aux tarifs D₃ et D₄ ont été intégrés.

Établissement de la demande pour l'hiver extrême

12 La demande saisonnière de l'hiver extrême est établie en appliquant :

- 13 • les mêmes facteurs de régression linéaire que ceux prévus au plan, soit :
 - 14 ➤ les facteurs calorifiques (DJ_t et DJ_{t-1}), le facteur croisé de la température et du
15 vent (DJ_t x V), sous la base de référence 13°C, pour la clientèle continue, et

- 1 ➤ le facteur calorifique (DJ_i), sous la base de référence 13°C, pour la clientèle aux
2 tarifs D_5 ; et
- 3 • aux combinaisons « degrés-jours et vent » réchauffées de l'hiver extrême des 20
4 dernières années (1993-1994).

5 Considérant les degrés-jours de l'hiver 1993-1994 réchauffés, la demande saisonnière
6 de l'ensemble de la clientèle avant interruption, excluant les volumes de gaz d'appoint
7 concurrence, s'élève à $3\,393\,10^6\text{m}^3$.

Établissement du débit quotidien pour répondre à l'hiver extrême

8 Les outils d'approvisionnement pour répondre à l'hiver extrême sont établis de façon à
9 répondre à la totalité de la demande, et ce, pour chacune des journées de l'hiver
10 extrême, considérant les outils contractés par Gaz Métro, l'effritement des outils dans
11 son territoire (PdL et LSR) et le nombre maximal de jours d'interruption prévu aux
12 *Conditions de service et Tarif*.

13 Il est à noter que la capacité de l'usine LSR utilisée dans l'évaluation est réduite de la
14 capacité réservée aux ventes GNL. De plus, la capacité de liquéfaction en hiver à l'usine
15 LSR a été considérée.

16 Pour la Cause tarifaire 2014, le débit quotidien requis pour répondre à la demande en
17 hiver extrême est de $30\,689\,10^3\text{m}^3$.

18 Dans la décision D-2012-158, la Régie demandait à Gaz Métro d'expliquer les écarts
19 entre la prévision des besoins requis pour répondre à l'hiver extrême de la cause
20 tarifaire projetée et ceux de l'année précédente. L'annexe 10 présente certains éléments
21 justifiant la variation des besoins en hiver extrême.

9.1.6. Établissement des outils du plan d'approvisionnement 2014

23 Dans sa décision D-2009-156, la Régie approuvait que le débit quotidien des outils
24 d'approvisionnement pour sécuriser le plan d'approvisionnement soit fixé à la valeur
25 maximale entre :

- 26 • la journée de pointe de la demande continue, soit $31\,521\,10^3\text{m}^3$ évaluée à la
27 section 9.1.3 ; et

- 1 • les outils quotidiens d'approvisionnement requis pour répondre à la demande
2 saisonnaire de l'hiver extrême, soit 30 689 10³m³ évalués à la section 9.1.5.

3 Gaz Métro doit donc détenir un débit quotidien d'approvisionnement de 31 521 10³m³
4 pour l'année 2013-2014.

5 Le Tableau 31 répertorie les différents outils d'approvisionnement disponibles, la
6 moyenne de leur débit journalier respectif pour les mois de décembre 2013, janvier et
7 février 2014, ainsi que la capacité de transport qui doit être contractée pour combler les
8 besoins.

Tableau 31

Sources	10 ³ m ³ /jour
FTLH primaire (GMIT EDA et GMIT NDA)	5 155
FTLH secondaire (cessions d'optimisation)	396
Transport par échange (EMP-GMIT)	1 031
Transport fourni par les clients	1 065
FTSH (Dawn-GMIT EDA)	2 903
Transport par échange (Dawn-GMIT)	2 164
FTSH (Parkway-GMIT EDA)	1 715
STS (Parkway-GMIT EDA & NDA)	5 705
Pointe-du-Lac	1 196
Saint-Flavien	1 294
Usine LSR	5 729
Sous-total approvisionnements	28 363
Achat / (Vente) de transport	3 167
Total approvisionnements après achat / (vente) de transport	31 531

1 Comme mentionné à la section 7.1, Gaz Métro a contracté des capacités de transport
2 pour répondre aux besoins projetés pour l'année financière 2015. Toutefois, elle
3 effectuera des ventes de capacités excédentaires de transport sur le marché
4 secondaire. La valeur nette de ces deux actions est présentée à la ligne Achat / (Vente)
5 du Tableau 31.

6 À des fins d'illustration en mètres cubes, un facteur de conversion de 37,89 MJ/m³ pour
7 le pouvoir calorifique a été utilisé pour les outils d'entreposage Pointe-du-Lac (PdL),
8 Saint-Flavien et l'usine LSR alors que dans les faits, un pouvoir calorifique de
9 37,76 MJ/m³ s'applique. Par exemple, le débit contractuel de PdL est de
10 1 200 10³m³/jour. Le facteur de conversion en gigajoule est de 37,76 MJ/m³, amenant
11 ainsi le débit à 45 312 GJ/jour. Le plan d'approvisionnement est établi sur une base de
12 gigajoule et lorsqu'on présente l'information en mètres cubes à la cause tarifaire, il
13 devient requis d'utiliser un pouvoir calorifique équivalent pour l'ensemble des éléments
14 afin de maintenir l'exactitude des calculs, d'où l'utilisation du facteur de conversion de
15 37,89 MJ/m³. Ainsi, le débit contractuel de PdL présenté ci-dessus est de
16 1 196 10³m³/jour.

17 Outils de transport requis

18 Le total des approvisionnements requis pour l'année 2014 s'élève à 31 531 10³m³/jour et
19 des capacités additionnelles de 3 167 10³m³/jour sont requises.

20 Comme expliqué à la section 7.1, Gaz Métro a prévu participer à l'appel d'offres de
21 TCPL du 15 mai 2013. Une capacité de 3 431 10³m³ a été demandée pour la période du
22 1^{er} octobre 2013 au 31 octobre 2015 entre Empress et GMIT EDA, afin de sécuriser les
23 approvisionnements jusqu'au 31 octobre 2015.

24 Gaz Métro a obtenu la capacité qu'elle demandait, elle a été intégrée à l'annexe 3.
25 Gaz Métro se retrouve donc avec des excédents de capacités de transport pour l'année
26 2014. Une vente de transport FTLH de 264 10³m³/jour pour la période du 1^{er} octobre
27 2013 au 30 septembre 2014 a été intégrée au plan d'approvisionnement.

28 De plus, considérant la projection des besoins de la clientèle en achat direct, une vente
29 de 158 10³m³/jour pour la période d'été a également été projetée, soit du 1^{er} avril au
30 30 septembre 2014.

1 Ces ventes ne seront pas concrétisées d'avance afin de conserver toute la flexibilité
2 face à une variation de la demande projetée.

3 La provision additionnelle à la journée de pointe est établie comme suit :

Tableau 32

	10 ³ m ³ /jour
Total approvisionnements avant achat	28 363
Achat de transport	+ 3 167
Total approvisionnements après achat	<u>31 531</u>
Journée de pointe 2014	31 521
Provision additionnelle	10
% du total des approvisionnements	0,03 %

9.1.7. Stratégie d'approvisionnement et analyse de rentabilité

4 Comme mentionné à la section 7.1, Gaz Métro n'a pas eu d'option d'approvisionnement
5 pour définir sa structure pour l'horizon 2014 à 2016. Cette section n'est donc pas
6 développée.

9.1.8. Coefficient d'utilisation FTLH

7 Le coefficient d'utilisation du transport FTLH (Empress-GMIT EDA) anticipé pour
8 l'année 2013-2014, après la considération des ventes projetées au plan
9 d'approvisionnement, est de 100 %.

10 La structure d'approvisionnement fait en sorte que ce sont les achats à Dawn qui seront
11 modulés en fonction de la variation de la demande.

9.2. Plan d'approvisionnement 2014-2016 – scénarios de base, favorable et défavorable

9.2.1. Fourniture de gaz naturel

12 Gaz Métro prévoit acheter directement à Dawn des volumes similaires de gaz naturel
13 pour les années 2014 et 2015 et un niveau inférieur pour l'année 2016. Ces valeurs sont

1 présentées à l'annexe 6, ligne 18 pour les achats du distributeur, ligne 19 pour les
2 achats des clients et ligne 20 pour les achats du client GNL. Ces deux derniers étant
3 présents à Dawn à l'année 2016 seulement.

4 L'année 2016 se différencie de 2014 et 2015 par le déplacement des achats de gaz
5 naturel des clients en achat direct à Dawn à compter du 1^{er} novembre 2015.

6 Malgré la suspension du projet de développement de capacité entre Parkway et GMIT
7 par TCPL, Gaz Métro a maintenu ce déplacement dans son plan d'approvisionnement.

8 À des fins d'illustration, la totalité des volumes pour cette clientèle a été considérée
9 livrée à Dawn. Étant donné que Gaz Métro détient tout de même des contrats
10 d'Empress à son territoire, l'hypothèse qu'elle effectuera des achats à Empress pour
11 combler ces capacités a été utilisée. Dans les faits, pour une période transitoire, une
12 certaine quantité de gaz naturel devrait être livrée à Empress par les clients en achat
13 direct ayant des contrats de fourniture au-delà du 1^{er} novembre 2015. À terme, tous les
14 clients en achat direct livreront leur gaz naturel à Dawn ; les capacités de transport
15 détenues entre Empress et le territoire de Gaz Métro seront alors comblées par des
16 achats de fourniture de gaz naturel du distributeur.

9.2.2. Transport

17 Les outils déjà contractés ne permettent pas de répondre à la demande globale de gaz
18 naturel des scénarios de base. Aux lignes 33 à 50 de l'annexe 6, les débits quotidiens
19 envisagés pour les segments de transport qui composent le plan d'approvisionnement
20 de Gaz Métro pour la période concernée sont détaillés. Les capacités additionnelles de
21 transport requises sont indiquées à la ligne 47. L'information est présentée avant la
22 concrétisation de l'ajout de capacité auprès de TCPL au 1^{er} octobre 2013.

23 Pour l'année 2015, aucun achat additionnel n'est requis considérant que Gaz Métro a
24 contracté les capacités requises pour cette année, dès 2014.

25 Pour l'année 2016, année du déplacement des achats de gaz naturel des clients en
26 achat direct vers Dawn, en considérant la sécurisation de la capacité de transport courte
27 distance additionnelle déjà demandée et les besoins de la clientèle projetée pour cette
28 période, Gaz Métro pourrait alors décontracter une partie de la capacité de transport
29 entre Empress et son territoire.

9.2.3. Équilibrage

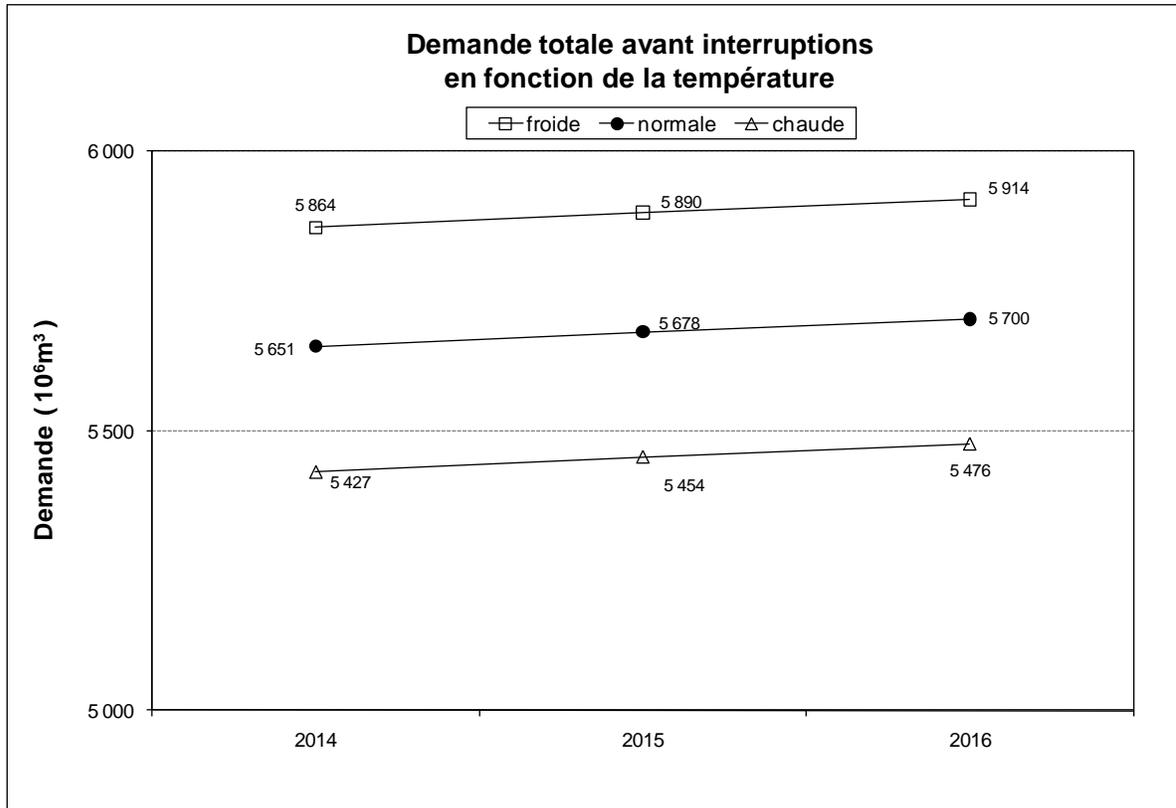
1 Gaz Métro prévoit maintenir sa capacité d'entreposage sur l'horizon du plan
2 d'approvisionnement. Le détail des volumes éventuellement entreposés par Gaz Métro
3 pour les périodes concernées se retrouve à l'annexe 6, lignes 25 à 29.

4 Le volume utile de l'usine LSR, indiqué à la ligne 25, est réduit de la capacité réservée
5 pour les ventes de GNL.

9.3. Impact de la température

6 Afin d'évaluer l'impact potentiel de la température, Gaz Métro utilise l'écart annuel total
7 maximal bas et haut observé entre les degrés-jours réels réchauffés des 20 dernières
8 années et les degrés-jours normaux pour l'année tarifaire 2014, évalués en base 13. Ces
9 écarts sont de -14,9 % pour une année chaude et +14,0 % pour une année froide. Les
10 variations potentielles de demande engendrées par ces écarts de température sont
11 illustrées au tableau suivant :

Graphique 15



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

9.4. Scénario favorable

5 L'annexe 8 présente le plan d'approvisionnement sur un horizon de trois ans dans le cas où
6 les livraisons globales de gaz naturel se situeraient au niveau du scénario favorable
7 présenté à la section 5.2.

8 Pour les trois années du plan d'approvisionnement, des achats de capacité de transport
9 seraient requis (ligne 47 du document). Des ventes de capacités de transport sur la période
10 de l'été ont été intégrées aux années 2014 et 2016. L'information est présentée avant la
11 concrétisation de l'ajout de capacités auprès de TCPL au 1^{er} octobre 2013.

9.5. Scénario défavorable

12 L'annexe 9 présente le plan d'approvisionnement dans le cas où les livraisons globales de
13 gaz naturel se situeraient au niveau du scénario défavorable présenté à la section 5.3.

14 Pour les années 2014 et 2015 du plan d'approvisionnement, l'impact d'un scénario
15 défavorable se mesure par une réduction des achats de transport entre Empress-
16 GMIT EDA. Pour l'année 2016, des ventes de capacités de transport seraient requises
17 (ligne 47 de l'annexe 9). L'information est présentée avant la concrétisation de l'ajout de
18 capacité auprès de TCPL au 1^{er} octobre 2013.

9.6. Risque découlant des différentes sources d'approvisionnement

19 Dans l'éventualité où un fournisseur ferait défaut de livrer le gaz qu'il s'était engagé à livrer,
20 Gaz Métro devrait se procurer du gaz de remplacement auprès d'autres fournisseurs actifs
21 dans le marché. Ce gaz de remplacement pourrait cependant devoir être acheté à un prix
22 supérieur au prix convenu avec le fournisseur initial. Les ententes en place prévoient
23 toutefois que le fournisseur fautif doit indemniser Gaz Métro pour les coûts additionnels
24 encourus pour l'acquisition de gaz de remplacement.

25 La liquidité des marchés fait en sorte qu'il est presque toujours possible de trouver du gaz
26 de remplacement. Le prix auquel le gaz de remplacement serait disponible dans le marché

1 peut cependant être influencé par la liquidité des sources d'approvisionnement au moment
2 de l'achat.

3 Le mécanisme d'indemnisation fait en sorte que les fournisseurs n'ont aucun intérêt
4 financier à faire défaut dans leurs obligations de livraison.

5 Le risque est donc essentiellement de nature financière et est lié à la solvabilité financière
6 des fournisseurs et ce, indépendamment de la source d'approvisionnement.

10. REVENUS D'OPTIMISATION PRÉVUS

7 À la Cause tarifaire 2014, deux types de revenus d'optimisation sont prévus, ceux résultant de
8 transactions opérationnelles prévues au plan d'approvisionnement et ceux résultant de
9 transactions financières potentielles. Les deux types de transactions sont présentés
10 distinctement dans cette section.

10.1. Transactions opérationnelles

12 Dans l'établissement de la Cause tarifaire, Gaz Métro se retrouve avec des capacités
13 excédentaires de transport. Afin de distinguer les types de transactions opérationnelles
14 requises au plan d'approvisionnement, les termes suivants sont définis :

15 Vente a priori : Vente de capacité de transport requise au plan d'approvisionnement afin de
16 ne pas détenir de capacité de transport excédentaire à la demande
17 continue en journée de pointe et à la provision additionnelle définie pour
18 répondre à la demande saisonnière en hiver extrême. Les ventes peuvent
19 être reliées au transport FTLH ou FTSH. Ces ventes seront normalement
20 réalisées avant le début de l'année financière ou au plus tard avant le début
21 de l'hiver.

22 Vente FTLH non utilisée : Vente de transport FTLH durant la période de l'été résultant
23 d'excédents de capacité une fois la demande annuelle et les besoins
24 d'injection aux sites d'entreposage rencontrés. De façon générale,
25 Gaz Métro attend la fin de la saison d'hiver pour vendre, le cas échéant, le
26 transport excédentaire.

27 Les revenus d'optimisation résultant des différentes transactions opérationnelles prévues à
28 la Cause tarifaire 2013 sont présentés dans les sous-sections ci-dessous.

1 **10.1.1. Vente de transport FTLH a priori**

2 Une capacité de transport de 263,9 10³m³/jour est à vendre sous cette catégorie.

3 Le tableau ci-dessous résume le prix moyen et les revenus prévus à la Cause tarifaire
4 pour cette transaction. La projection de prix a été obtenue auprès d'une tierce partie.

Période	Quantité 10 ³ m ³ /jour	Quantité totale 10 ³ m ³	Prix moyen de revente ¢/m ³	Revenus de revente 000 \$
1/10/2013 au 30/09/2014	263,9	96 331,5	6,100	5 877

5 **10.1.2. Vente de transport FTLH non utilisé**

6 Considérant la projection des besoins de la clientèle en achat direct, une vente de
7 158 10³m³/jour pour la période d'été a été projetée au plan d'approvisionnement, soit du
8 1^{er} avril au 30 septembre 2014.

9 Le tableau ci-dessous résume le prix moyen et les revenus prévus à la cause tarifaire
10 pour cette transaction. La projection de prix a été obtenue auprès d'une tierce partie.

Période	Quantité 10 ³ m ³ /jour	Quantité totale 10 ³ m ³	Prix moyen de revente ¢/m ³	Revenus de revente 000 \$
1/4/2014 au 30/09/2014	158,4	28 978,6	7,555	2 189

11 Après la considération de cette vente de FTLH sur la période de l'été, aucune autre
12 vente de FTLH non utilisé n'est projetée au plan d'approvisionnement. La structure
13 d'approvisionnement fait en sorte que ce sont les achats à Dawn qui seront modulés en
14 fonction de la variation de la demande.

1 **10.2.Transactions financières**

2 Chaque année, des opportunités de marché se présentent en fonction de la présence
3 contractuelle géographique de Gaz Métro qui saisit ces opportunités lorsqu'elle est tenue
4 opérationnellement indemne.

5 Gaz Métro propose de considérer à la cause tarifaire les revenus d'optimisation pour les
6 transactions financières qui ont déjà été concrétisées et dont les revenus générés sont fixes.
7 Au moment du dépôt de la phase 2 de la Cause tarifaire 2014, deux transactions de cession
8 d'optimisation étaient réalisées générant des revenus fixes pour l'année 2014 de 153 925 \$.
9 Ces revenus sont répartis entre les services de transport et d'équilibrage selon l'utilisation
10 de l'outil optimisé. Pour l'année 2014, la totalité des revenus projetés sera appliquée en
11 réduction des coûts de transport, le tout sous réserve d'une éventuelle décision de la Régie
12 dans le cadre de la Phase 1B du dossier R-3809-2012 qui portait sur l'indicateur à la
13 performance visant l'optimisation des outils d'approvisionnement.

CONCLUSION

14 Gaz Métro a présenté son plan d'approvisionnement, couvrant les années 2014 à 2016
15 conformément au *Règlement*. Elle a établi sa structure d'approvisionnement pour répondre à la
16 demande prévue sur l'horizon du plan et assurer la sécurité d'approvisionnement, tout en
17 veillant à ce que le coût d'utilisation du gaz naturel soit le plus bas possible pour la clientèle.
18 Les actions suivantes ont été réalisées.

19 Étant donné l'augmentation des besoins d'approvisionnement et du contexte gazier qui indique
20 une diminution importante des capacités de transport disponibles vers son territoire, Gaz Métro
21 a décidé de sécuriser ses besoins jusqu'au 31 octobre 2015. Pour l'approvisionnement des
22 années subséquentes, Gaz Métro poursuivra ses discussions avec TCPL et toute autre partie
23 prenante afin d'identifier des pistes de solution quant aux problématiques reliées au
24 développement de capacité dans l'est du Canada et analysera les options réglementaires et
25 légales pour assurer la sécurité d'approvisionnement de sa clientèle.

26 Gaz Métro juge que le rapprochement de l'approvisionnement gazier près de son territoire
27 demeure un objectif important.

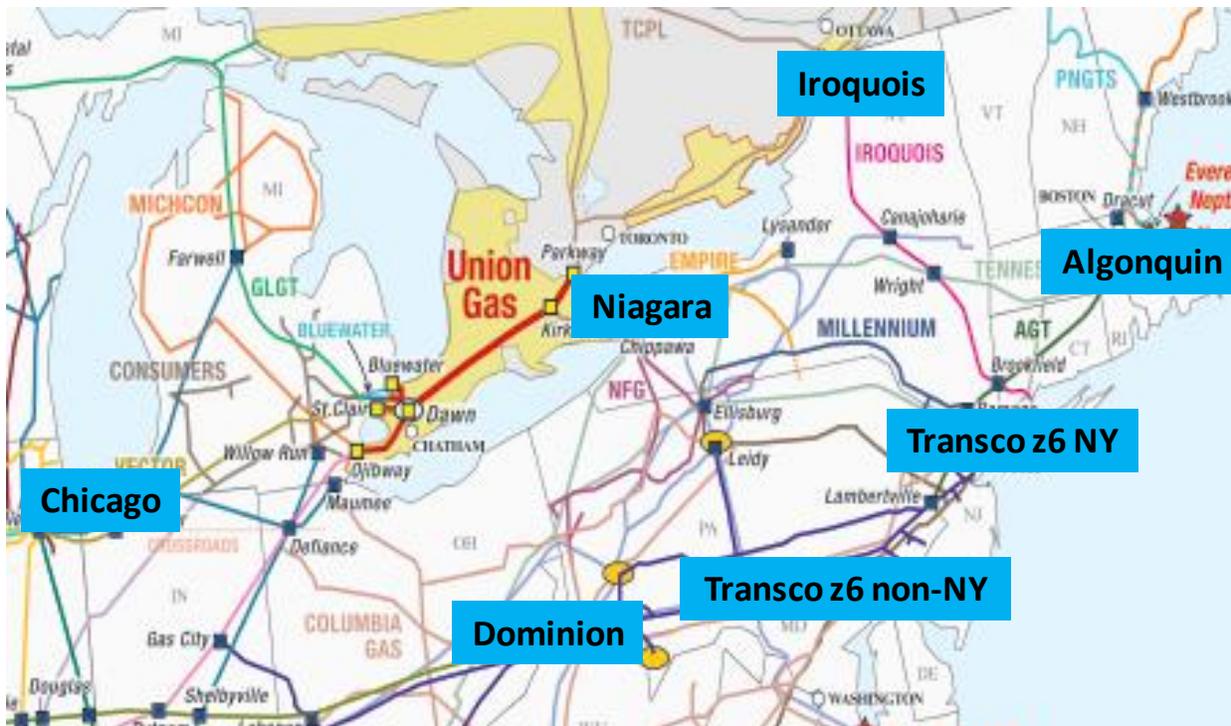
1 **Gaz Métro demande à la Régie d’approuver son plan d’approvisionnement pour l’année**
2 **2014, incluant les modifications à l’évaluation de la demande continue en journée de**
3 **pointe.**

ANNEXES

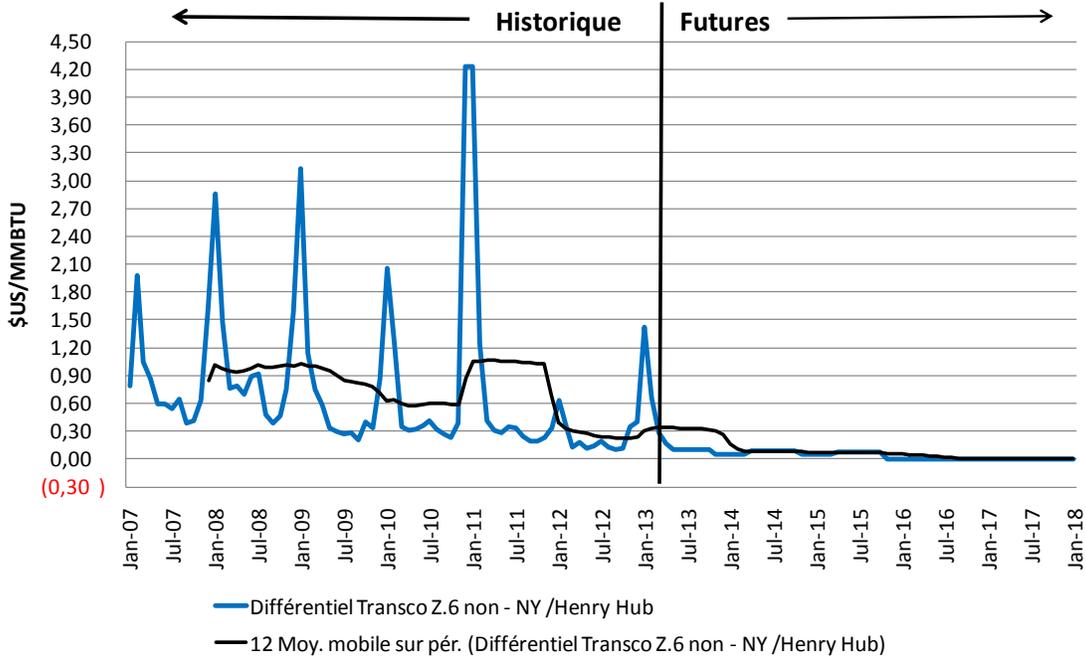
- 4 Annexe 1 : Prix régionaux
- 5 Annexe 2 : Contrats d’approvisionnement en fourniture de gaz naturel
- 6 Annexe 3 : Contrats d’approvisionnement existants - Transport
- 7 Annexe 4 : Contrats d’approvisionnement existants - Entreposage
- 8 Annexe 5 : Demande et sources d’approvisionnement - Année 2013-204
- 9 Annexe 6 : Plan d’approvisionnement 2014-2016
- 10 Annexe 7 : Plan d’approvisionnement 2014-2016 – Impact potentiel de température
- 11 Annexe 8 : Plan d’approvisionnement 2014-2016 – Scénario favorable
- 12 Annexe 9 : Plan d’approvisionnement 2014-2016 – Scénario défavorable
- 13 Annexe 10 : Évolution de la demande projetée en journée de pointe de la Cause tarifaire 2013
14 à la Cause tarifaire 2014
- 15 Évolution des besoins de l’hiver extrême de la Cause tarifaire 2013 à la Cause
16 tarifaire 2014
- 17 Annexe 11 : Comparaison des prévisions des ventes annuelles avec les données réelles
18 Comparaison des prévisions de la journée de pointe avec les données réelles
- 19 Annexe 12 : Historique des achats réels de Gaz Métro à Dawn
- 20 Annexe 13 : Étude externe – Review of Natural Gas Pipeline Market Activity around the Dawn
21 Hub
- 22 Annexe 14 : Contrat Union Gas LST068 - Enhanced Injection And Withdrawal Storage
23 Contract
- 24 Contrat Union Gas ASN001 - Aggregated Storage Nomination Services Contract
- 25 Annexe 15 : Lettre du 29 avril 2013 de TCPL

PRIX RÉGIONAUX

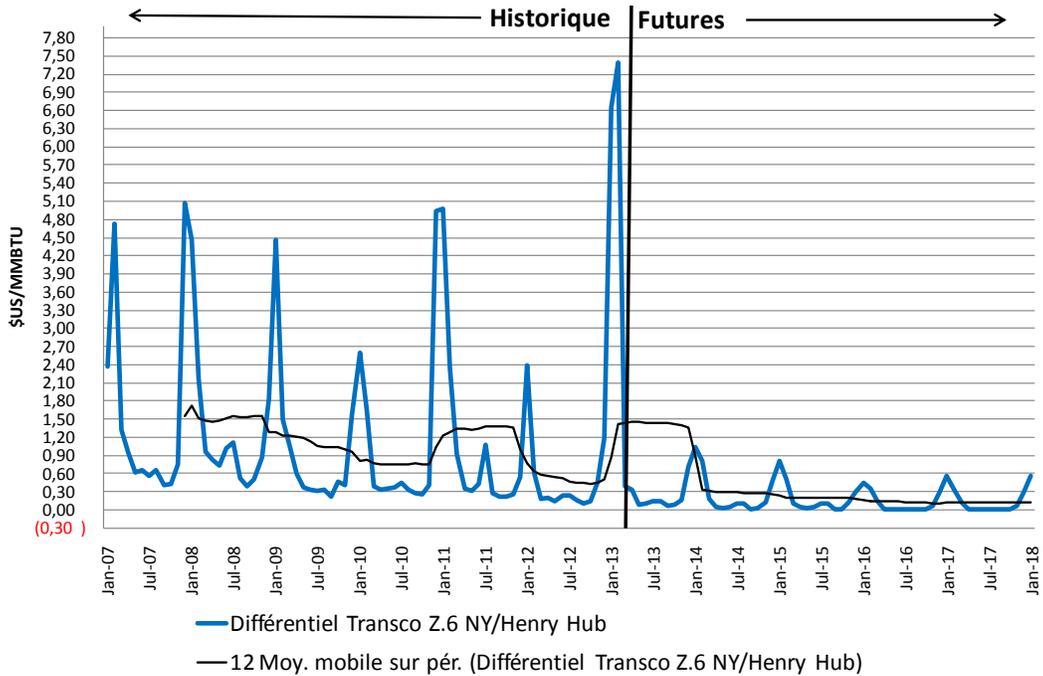
- 1 Cette annexe présente, sous forme graphique, l'évolution historique et la valeur des « Futures »
- 2 des différentiels de lieu par rapport à Henry Hub pour différents points d'échange du gaz naturel
- 3 dans le nord-est des États-Unis. L'historique de prix porte sur la période janvier 2007 à mars
- 4 2013 alors que la valeur des « Futures » porte sur la période avril 2013 à janvier 2018. Il est à
- 5 noter que Henry Hub est un carrefour d'échange situé en Louisiane où s'établit le prix des
- 6 contrats « Futures » sur le New York Mercantile Exchange (NYMEX).
- 7 Les différentiels ont été calculés aux points identifiés sur la carte ci-dessous. La base de
- 8 données a été fournie par une tierce partie.



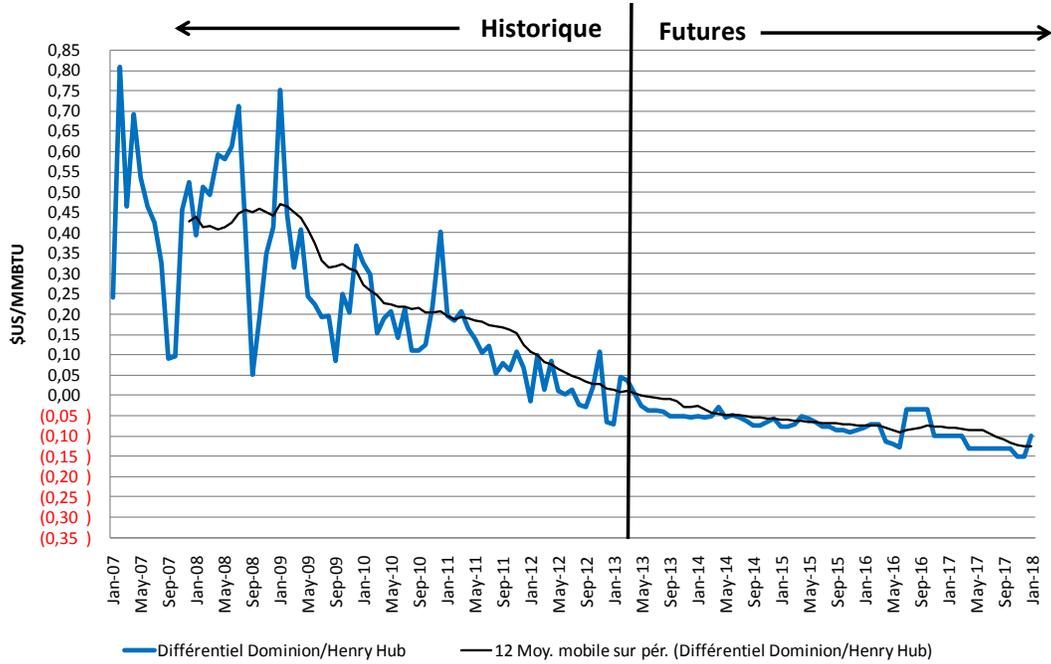
Différentiel Transco Z.6 non - NY / Henry Hub



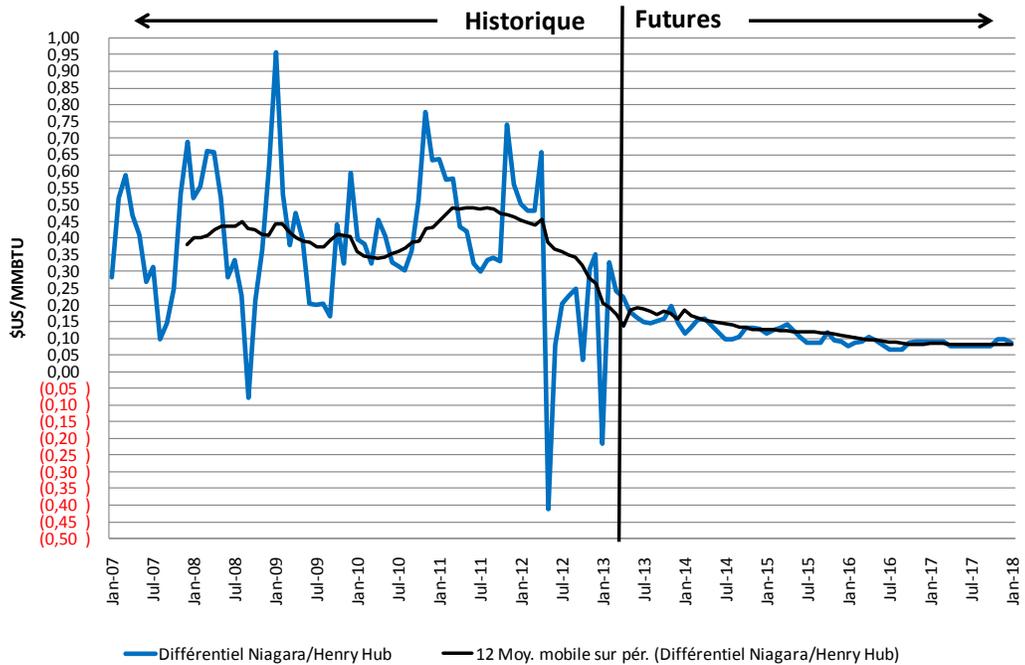
Différentiel Transco Z.6 NY / Henry Hub



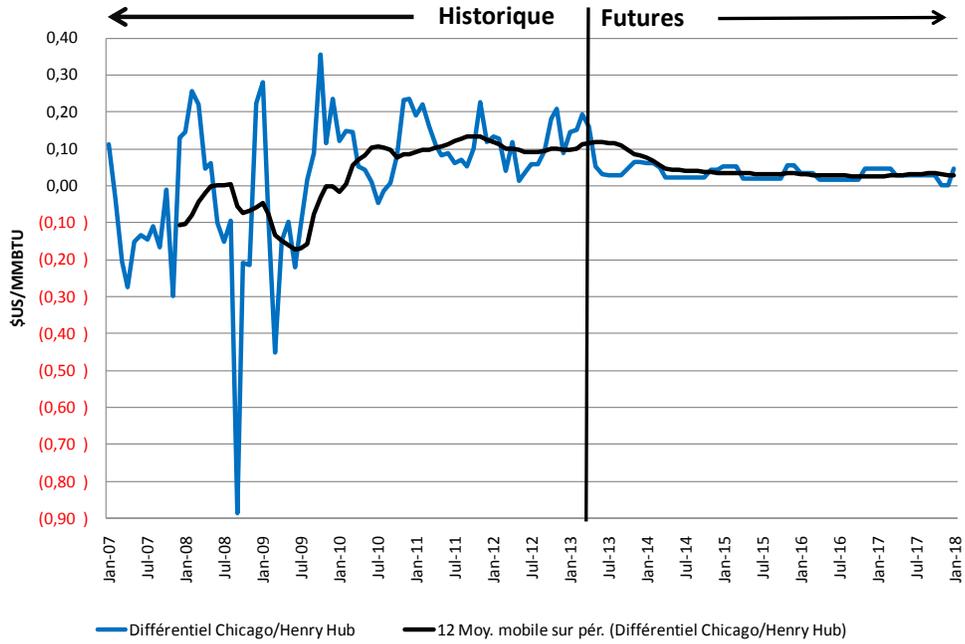
Différentiel Dominion / Henry-Hub



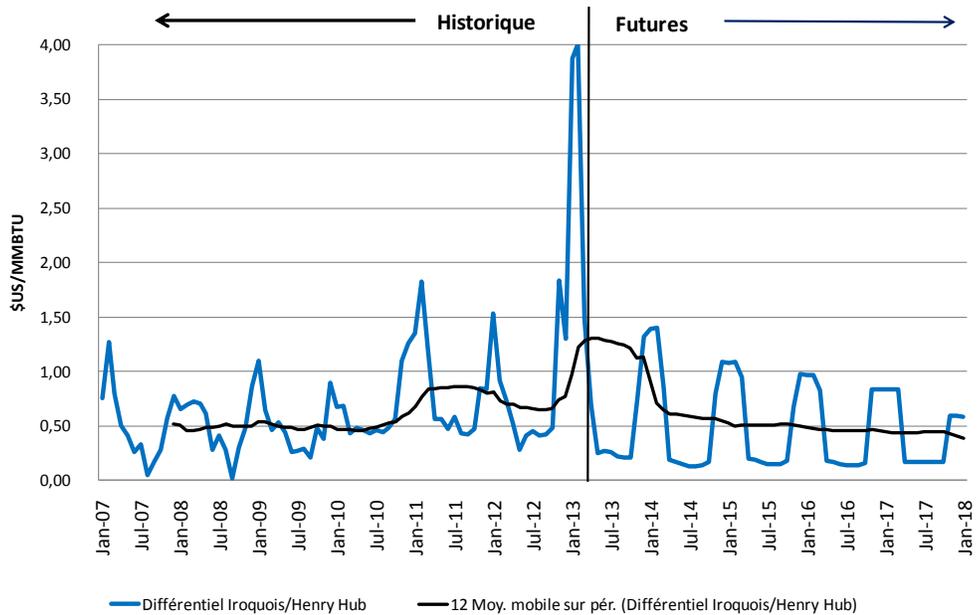
Différentiel Niagara / Henry-Hub



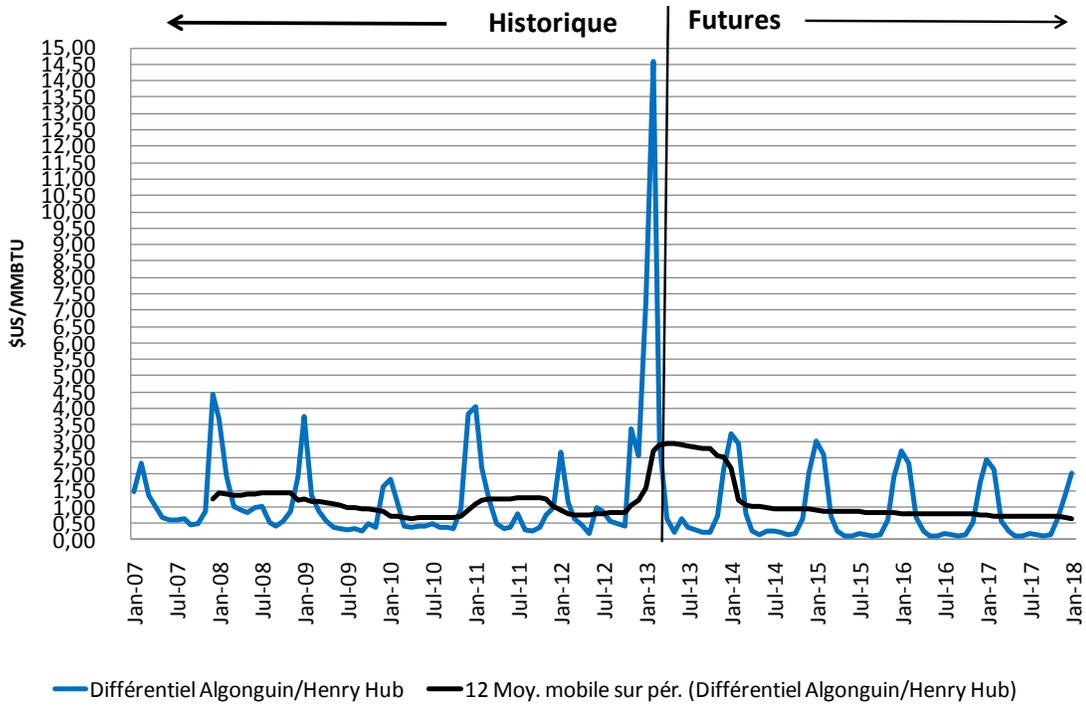
Différentiel Chicago / Henry Hub



Différentiel Iroquois / Henry Hub



Différentiel Algonquin / Henry Hub



CONTRATS D'APPROVISIONNEMENT EN FOURNITURE DE GAZ NATUREL

	Point de livraison	Échéance	Volume quotidien (10 ³ m ³ /jour)	Période d'achat		Indice d'achat	Volume annuel (10 ⁶ m ³)	Total contracté Qté / % du visé (10 ⁶ m ³)	Total visé Année 2014 (10 ⁶ m ³)
	(1)			(4)	(5)				
1	Empress						0	0 0,0%	292
2	Dawn	2015-03-31	343	01-déc	31-mars	AECO	42		
3	Dawn	2014-03-31	528	01-déc	31-mars	AECO	64		
4	Dawn	2014-03-31	132	01-déc	31-mars	AECO	16		
5	Dawn	2014-03-31	132	01-déc	31-mars	AECO	16		
6	Dawn	2014-03-31	132	01-déc	31-mars	AECO	16		
7	Dawn	2014-03-31	396	01-déc	31-mars	AECO	48		
8	Dawn	2014-02-28	845	01-janv	28-févr	NYMEX	50		
9	Dawn	2014-02-28	566	01-janv	28-févr	NYMEX	33		
10	Dawn	2014-02-28	278	01-janv	28-févr	NYMEX	16		
11	Dawn	2014-02-28	660	01-déc	28-févr	NYMEX	59	916	1 673
12	Dawn	2014-02-28	396	01-déc	28-févr	NYMEX	36	54,8%	
13	Dawn	2014-02-28	278	01-déc	28-févr	NYMEX	25		
14	Dawn	2014-02-28	528	01-déc	28-févr	NYMEX	48		
15	Dawn	2014-02-28	528	01-déc	28-févr	NYMEX	48		
16	Dawn	2014-02-28	264	01-déc	28-févr	NYMEX	24		
17	Dawn	2014-02-28	381	01-déc	28-févr	NYMEX	34		
18	Dawn	2014-03-31	924	01-déc	31-mars	AECO	112		
19	Dawn	2014-03-31	528	01-déc	31-mars	NYMEX	64		
20	Dawn	2014-03-31	278	01-déc	31-mars	NYMEX	34		
21	Dawn	2014-03-31	540	01-déc	31-mars	NYMEX	65		
22	Dawn	2014-03-31	396	01-déc	31-mars	NYMEX	48		
23	Dawn	2014-03-31	528	01-avr	15-avr	AECO	8		
24	Dawn	2014-04-15	528	01-avr	15-avr	AECO	8		
25	Franchise	2015-10-31	11	01-oct	30-sept		4	4	4
26								100,0%	
27	Volume total annuel (10⁶m³) :							920	1 968
28								46,7%	

Contrats d'approvisionnement existants
Transport

Segment (1)	Transporteur (service) (2)	Débits totaux (10 ⁶ m ³ /an) (3)	Débits totaux 2013-11-01 (10 ³ m ³ /jour) (4)	Échéance (5)	Débit 2013-10-01 (10 ³ m ³ /jour) (6)	Débit 2013-11-01 (10 ³ m ³ /jour) (8)	Modalité de renouvellement (9)	
1	TCPL (FTLH)	2 880	8 182	2014-10-31	4 751	4 751	1	
2				2015-10-31	3 431	3 431	2	
2	Tierce partie	180	396	2013-10-31	264	n/a	2	
3				2014-10-31	396	396		
4				2013-10-31	317	n/a		
5				2013-10-31	264	n/a		
6				2013-10-31	288	n/a		
6	TCPL (FTLH)	148	405	2014-10-31	327	327	1	
7				2014-10-31	77	77		
8	TCPL (STS)	2 082	5 705	2014-04-15	3 313	3 313	1	
9				2014-04-15	676	676		
10				2014-10-31	1 188	1 188		
11				2015-10-31	528	528		
12	TCPL (FTSH)	626	1 715	2017-10-31	1 715	1 715	1	
13				2025-10-31 ^A	n/a	n/a		
14	TCPL (FTSH)			2025-10-31 ^B	n/a	n/a	1	
15	Union (M12)	2 745	7 522	2016-03-31	1 381	1 381	4	
16				2016-03-31	605	605		
17				2016-03-31	2 342	2 342		
18				2016-10-31	924	924		
19				2027-10-31	1 715	1 715		
20				2016-10-31	555	555		3
21				2025-10-31 ^C	n/a	n/a	4	
22	Union (C1)	963	2 639	2016-03-31	2 639	2 639	4	
23	TCPL (FTSH)	1 060	2 903	2014-10-31	1 320	1 320	1	
24				2014-10-31	528	528		
25				2015-10-31	1 056	1 056		
26	Transport par échange Dawn-EDA ou Parkway	Tierce partie	723	2 164	2023-10-31	n/a	2 164	2
27	Transport par échange Empress-EDA ou Dawn	Tierce partie	366 522	1 004	2015-10-31	660	660	2
28					2015-10-31	344	344	
29	Transport par échange Empress-NDA ou Dawn	Tierce partie	9 633	26	2013-10-31	26	n/a	2
30					2015-10-31	0	26	

MODALITÉ DE RENOUVELLEMENT

1. Droit de renouvellement annuel avec préavis de 6 mois
2. Pas de modalité de renouvellement
3. Préavis de 2 ans pour ne pas renouveler, sinon renouvellement automatique 10 ans
4. Préavis de 2 ans pour ne pas renouveler, sinon renouvellement automatique 1 an
5. Retour automatique de la capacité à Gaz Métro

NOTES

- A. "Precedent agreement" avec TCPL, 6 312 10³m³/jour au 2015-11-01
- B. "Precedent agreement" avec TCPL, 405 10³m³/jour au 2015-11-01
- C. "Precedent agreement" avec Union Gas, 6 803 10³m³/jour au 2015-11-01

TARIFS DE TRANSPORT : TCPL ET UNION GAS

<u>TCPL</u>		<u>Au 1^{er} mars 2011</u>		
		<u>\$/10³m³/mois</u>	<u>\$/10³m³</u>	
		(1)	(2)	
1	FTLH Zone EST (GMI EDA)	Prime fixe	2 419,22	79,5359
2		Prime variable		5,4474
3		Total		<u>84,9833</u> Taux à CU 100 %
4	FTLH Zone NORD (GMI NDA)	Prime fixe	1 881,30	61,8509
5		Prime variable		4,1607
6		Total		<u>66,0116</u> Taux à CU 100 %
7	STS	Prime fixe	536,83	17,6491
8		Prime variable		1,1098
9		Total		<u>18,7589</u> Taux à CU 100 %
10	FTSH (Dawn-GMI EDA)	Prime fixe	712,86	23,4364
11		Surcharge point de réception Union Dawn	3,72	0,1224
12		Prime variable		1,5118
13		Total		<u>25,0706</u> Taux à CU 100 %
14	FTSH (Parkway-GMI EDA)	Prime fixe	540,56	17,7717
15		Prime variable		1,1159
16		Total		<u>18,8875</u> Taux à CU 100 %
 <u>UNION GAS</u>		 <u>Au 1^{er} janvier 2013</u>		
		<u>\$/10³m³/mois</u>	<u>\$/10³m³</u>	
		(1)	(2)	
17	Transport M12 (Dawn à Parkway)	Prime fixe	90,25	2,9673 Taux à CU 100 %
18		Prime variable pour excédent		2,9673
19	Transport C1 (Parkway à Dawn)	Prime fixe	21,94	0,7213 Taux à CU 100 %
20		Prime variable pour excédent		0,7213

RATIOS DE GAZ DE COMPRESSION

TCPL		Projection 2014	
1	FTLH Empress-GMI EDA	2,58%	
2	FTLH Empress-GMI NDA	1,98%	
3	FTLH Empress-Dawn	1,84%	
4	FTSH Dawn-GMI EDA	0,79%	
5	FTSH Parkway-GMI EDA	0,69%	
6	STS Parway-GMI EDA	0,69%	

Union Gas		Tarif M12	Tarif C1
		Dawn à Parkway	Parkway à Dawn
7	Octobre	0,697%	0,268%
8	Novembre	0,840%	0,153%
9	Décembre	0,945%	0,153%
10	Janvier	1,086%	0,153%
11	Février	1,033%	0,153%
12	Mars	0,972%	0,153%
13	Avril	0,802%	0,153%
14	Mai	0,567%	0,153%
15	Juin	0,463%	0,268%
16	Juillet	0,451%	0,268%
17	Août	0,355%	0,268%
18	Septembre	0,352%	0,268%

Contrats d'approvisionnement existants
Entreposage

Fournisseur (1)	Échéance (2)	Capacité (10 ³ m ³) (3)	Critère de retrait selon le niveau d'inventaire (4)	Capacité maximale Retrait (10 ³ m ³ /jour) (5)	Critère d'injection selon le niveau d'inventaire (6)	Capacité maximale Injection (10 ³ m ³ /jour) (7)
1	31/03/2015	Note 1	78 514			589
2				942		393
3	31/03/2015	Note 1	154 386			1 158
4				628		772
5	31/03/2017	Note 1	116 126			871
6				1 853		581
7	31/03/2019	Note 1	0			871
8				1 235		581
9	31/03/2015	Note 2	0			
10	Total		349 026	> 87 256	> 261 769	3 489
11				< 87 256	< 261 769	2 326
12	31/03/2019	Note 3	116 126	> 29 031	> 87 094	871
13				< 29 031	< 87 094	581
14	Intragaz PdL *	30/04/2023	22 700	> 15 500	> 10 000	2 400
15				< 15 500	< 10 000	variable
16	Intragaz St-Flavien *	30/04/2023	120 000	Décembre	Volume maximal	861
17				Janvier		
18				Février		
19				Mars		
20				Maximum disponible		
21	LSR *	Capacité totale:	58 591		Liquéfaction brute	342
22		Capacité utile:	56 600		Liquéfaction nette	288
23		Activité règlementée	52 218			
24		Client GNL	4 382			

* Pouvoir calorifique de 37,76 MJ/m³

Note

- 1 Étant donné l'ajout d'un contrat de capacité de retrait et injection uniquement, le niveau d'inventaire est évalué en fonction de la capacité totale d'entreposage détenue.
- 2 Contrat de regroupement des capacités de retrait et d'injection sous un seul contrat "Aggregates Storage Nomination Services - ASN"
- 3 Contrat effectif le 1^{er} avril 2017, décision D-2013-035 de la Régie de l'énergie

TARIFS D'ENTREPOSAGE : UNION GAS ET INTRAGAZ

		<u>Au 1^{er} avril 2013</u>		<u>Au 1^{er} avril 2014</u>	
		000 \$	\$/10 ³ m ³	000 \$	\$/10 ³ m ³
<u>UNION GAS</u>					
Prime fixe sur la capacité contractuelle					
1	LST 057		38,269		38,269
2	LST 064		31,070		31,070
3	LST 065		31,070		31,070
4	LST 068	792		792	
5	Prime variable (retrait et injection)		0,265		0,265
6	Prime variable (retrait et injection excédentaire)		1,553		1,553
Ratio de gaz de compression					
7	Retrait et injection		0,6%		0,6%
8	Retrait et injection excédentaire		Ratio variable		Ratio variable

Au 1^{er} mai 2013

<u>INTRAGAZ - POINTE-DU-LAC *</u>		\$/année
9	Prime fixe	4 172 400
10	Cavalier tarifaire	à être fixé ultérieurement
11	Gaz de compression maximum	4,0%

Au 1^{er} mai 2013

<u>INTRAGAZ - SAINT-FLAVIEN *</u>		\$/année
12	Prime fixe	12 927 600
13	Cavalier tarifaire	à être fixé ultérieurement

* Décision D-2013-081, tarif spécifique à venir

DEMANDE ET SOURCES D'APPROVISIONNEMENT GAZIER
ANNÉE 2013-2014

	Hiver (10 ⁶ m ³) (1)	Été (10 ⁶ m ³) (2)	Total (10 ⁶ m ³) (3)
<u>DEMANDE</u>			
1	Continue *	2 811	2 093
2	Interruptible	378	298
3	Client biogaz en réseau dédié	13	15
4	Gaz d'appoint concurrence	17	25
5	<i>Sous-Total Demande</i>	3 220	2 432
6	Gaz perdu, usage de la compagnie et autres	47	27
7	Ventes GNL	5	9
8	SOUS-TOTAL AVANT INJECTION	3 272	2 468
<u>INVENTAIRES INJECTIONS</u>			
9	Union Gas	43	301
10	LSR **	10	18
11	Pointe-du-Lac **	16	3
12	Saint-Flavien **	10	110
13	Échanges de gaz	0	0
14	SOUS-TOTAL INJECTIONS & ÉCHANGES	79	432
15	TOTAL DE LA DEMANDE	3 350	2 900
<u>APPROVISIONNEMENT</u>			
16	FTLH Empress - GMIT	1 257	1 752
17	Cessions d'optimisation	60	93
18	Transport par échange (EMP - GMIT)	156	247
19	Transport fourni par les clients	149	239
20	Gaz d'appoint	17	25
21	<i>Sous-Total Transports</i>	1 638	2 356
22	FT non utilisé	0	0
23	Cessions / ventes de transport	0	0
24	Achats dans le territoire	2	2
25	Achats à Dawn (GR)	1 214	459
26	Biogaz	13	15
27	Autres réceptions	0	0
28	SOUS-TOTAL TRANSPORT	2 866	2 833
<u>INVENTAIRES RETRAITS</u>			
29	Union gas	294	50
30	LSR **	10	16
31	Pointe-du-Lac **	17	2
32	Saint-Flavien **	120	0
33	Échanges de gaz	0	0
34	SOUS-TOTAL RETRAITS & ÉCHANGES	441	68
35	TOTAL APPROVISIONNEMENT	3 308	2 900
36	<u>INTERRUPTIONS BRUTES</u>	-43	0

* Incluant la demande des clients qui fournissent leur propre service de transport.

** Un pouvoir calorifique de 37,89 a été utilisé alors que le pouvoir calorifique prévu pour l'année tarifaire 2014 est 37,76 MJ/m³.

DÉFINITION DES RUBRIQUES DE LA PAGE 1

Demande

- 1 L.1 *Continue* : Demande projetée pour la clientèle au service continu, présentée au
2 tableau 16 de la pièce Gaz Métro-2, Document 1, excluant la demande du client
3 desservi en biogaz par un réseau dédié.
- 4 L.2 *Interruptible* : Demande projetée pour la clientèle au service interruptible sous
5 contrat régulier, présentée au tableau 16 de la pièce Gaz Métro-2, Document 1.
- 6 L.3 *Client biogaz en réseau dédié* : Demande projetée pour le client approvisionné en
7 biogaz par un réseau dédié.
- 8 L.4 *Gaz d'appoint concurrence* : Demande projetée pour la clientèle au service
9 interruptible sous contrat de gaz d'appoint, présentée au tableau 16 de la pièce
10 Gaz Métro-2, Document 1.
- 11 L.6 *Gaz perdu, usage de la compagnie et autres* : Somme des volumes de gaz naturel
12 projetés en gaz perdu, du gaz naturel utilisé par la compagnie dans ses
13 installations, du gaz requis aux fins d'injection dans les sites d'entreposage et du
14 gaz de compression requis pour transporter le gaz sur les différents pipelines
15 (excluant les pipelines longue distance entre Empress et le territoire de Gaz Métro).
- 16 Au rapport annuel, les éléments suivants s'ajoutent à cette rubrique : l'augmentation
17 du « linepack » du réseau de distribution, les écarts positifs entre les nominations
18 envoyées à TCPL et le mesurage des compteurs dans le territoire de Gaz Métro
19 ainsi que les écarts constatés en fonction du « Load Balancing Agreement - LBA ».
- 20 L.7 *Ventes GNL* : Volumes de gaz naturel liquéfié retirés de l'usine LSR pour le client
21 GNL.
- 22 L.9 à 12 *Inventaires injections* : Volumes de gaz naturel injectés dans les sites
23 d'entreposage.
- 24 L.13 *Échanges de gaz* : Quantités de gaz naturel livrées par Gaz Métro pour les
25 transactions financières d'optimisation réalisées au cours de l'année financière et

1 relatives aux prêts d'espace, aux échanges entre périodes et géographiques ainsi
2 qu'aux cessions de FTSH avec échange pour les quantités utilisées par Gaz Métro.

Approvisionnement

3 L.16 *FTLH Empress - GMIT* : Capacités de transport FTLH détenues par Gaz Métro
4 auprès de TCPL entre Empress et son territoire (GMIT EDA et GMIT NDA).

5 L.17 *Cessions d'optimisation* : Capacités de transport FTLH détenues par Gaz Métro
6 auprès de TCPL entre Empress et son territoire et cédées à des tierces parties, de
7 façon permanente ou temporaire, à des fins purement financières. Ces cessions
8 comportent une clause spécifique où la tierce partie s'engage à remettre dans le
9 territoire de Gaz Métro les quantités livrées par elle à Empress.

10 L.18 *Transport par échange (EMP - GMIT)* : Capacités de transport entre Empress et le
11 territoire de Gaz Métro (ou Dawn en été) requises pour répondre aux besoins
12 opérationnels et contractées sur le marché secondaire sous forme d'échange
13 géographique.

14 L.19 *Transport fourni par les clients* : Projection des capacités de transport fournies au
15 cours de l'année financière par les clients qui se sont retirés du service de transport
16 de Gaz Métro.

17 L.20 *Gaz d'appoint* : Capacités de transport déjà contractées ou projetées pour répondre
18 à la demande de gaz d'appoint concurrence.

19 L.22 *FTLH non utilisé* : Projection des excédents de capacité de transport FTLH au cours
20 de l'année financière.

21 L.23 *Cessions/ventes de transport FTLH* : Excédents de capacité de transport FTLH
22 effectivement cédés ou vendus sur le marché secondaire au cours de l'année
23 financière.

24 L.24 *Achats dans le territoire* : Achats de fourniture de gaz naturel par Gaz Métro
25 directement dans son territoire.

26 L.25 *Achats à Dawn (GR)* : Achats de fourniture de gaz naturel par Gaz Métro à Dawn.

27 L.26 *Biogaz* : Approvisionnement fourni par un site d'enfouissement via un réseau dédié
28 relié directement au client.

- 1 L.27 *Autres réceptions* : Somme des éléments suivants utilisés au cours de l'année
2 financière : l'utilisation du « linepack » du réseau de distribution, les écarts négatifs
3 entre les nominations envoyées à TCPL et le mesurage des compteurs dans le
4 territoire de Gaz Métro ainsi que les écarts constatés en fonction du « Load
5 Balancing Agreement - LBA ».
- 6 L.29 à 32 *Inventaires retraits* : Volumes de gaz naturel retirés des sites d'entreposage.
- 7 L.33 *Échanges de gaz* : Quantités de gaz naturel reçues par Gaz Métro pour les
8 transactions financières d'optimisation réalisées au cours de l'année financière et
9 relatives aux prêts d'espace, aux échanges entres périodes et géographiques ainsi
10 qu'aux cessions de FTSH avec échange pour les quantités utilisées par Gaz Métro.
- 11 L.36 *Interruptions* : Niveau des interruptions prévues pour l'année financière.

PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2014-2016

	2014			2015			2016		
	Hiver (1)	Été (2)	Total (3)	Hiver (4)	Été (5)	Total (6)	Hiver (7)	Été (8)	Total (9)
DEMANDE (10⁶ m³)									
1 Continue	2 811	2 093	4 904	2 836	2 101	4 936	2 861	2 090	4 951
2 Interruptible	378	298	676	374	297	671	378	301	678
3 Gaz d'appoint	17	25	42	17	25	42	17	25	42
4 Client biogaz en réseau dédié	13	15	28	13	15	28	13	15	28
5 <i>Sous-total</i>	3 220	2 432	5 651	3 239	2 438	5 678	3 269	2 431	5 700
6 Interruptions	-43	0	-43	-36	0	-36	-36	0	-36
7 Autres	47	27	74	47	28	75	64	42	106
8 Ventes GNL	5	9	15	13	22	34	19	26	45
9 TOTAL	3 229	2 468	5 697	3 263	2 488	5 751	3 315	2 499	5 815
APPROVISIONNEMENT (10⁶ m³)									
10 Transport									
11 FTLH (primaire & secondaire)	1 316	1 845	3 161	1 356	1 884	3 240	515	526	1 041
12 Transport par échange de Empress	156	247	403	156	221	376	0	142	142
13 Transport fourni par les clients	149	239	387	143	197	340	144	197	341
14 Transport gaz d'appoint	17	25	42	17	25	42	17	25	42
15 FTLH non utilisé	0	0	0	0	0	0	0	0	0
16 <i>Transport Emp-GMI</i>	1 638	2 356	3 994	1 672	2 326	3 998	676	891	1 566
17 Achats dans le territoire	2	2	4	2	2	4	0	0	0
18 Achats à Dawn (GR)	1 214	459	1 673	1 225	499	1 724	925	188	1 113
19 Achats à Dawn (AD)	0	0	0	0	0	0	1 325	1 740	3 065
20 Achats à Dawn (client GNL)	0	0	0	0	0	0	19	23	41
21 Biogaz	13	15	28	13	15	28	13	15	28
22 Autres	0	0	0	0	0	0	0	0	0
23 Retraits - injections	363	-365	-2	352	-355	-3	359	-358	1
24 TOTAL	3 229	2 468	5 697	3 263	2 488	5 751	3 315	2 499	5 815
ENTREPOSAGE									
		Capacité (PJ)	Capacité (10 ⁶ m ³)		Capacité (PJ)	Capacité (10 ⁶ m ³)		Capacité (PJ)	Capacité (10 ⁶ m ³)
25 LSR		2,0	52,2		1,8	46,6		1,8	46,6
26 Pointe-du-Lac		0,9	22,7		0,9	22,7		0,9	22,7
27 Saint-Flavien		3,7	97,0		3,7	97,0		3,7	97,0
28 Union		13,2	349,0		13,2	349,0		13,2	349,0
29 TOTAL		19,7	520,9		19,5	515,3		19,5	515,3
DÉBIT QUOTIDIEN D'APPROVISIONNEMENT									
		(TJ/j)	(10 ³ m ³ /j)		(TJ/j)	(10 ³ m ³ /j)		(TJ/j)	(10 ³ m ³ /j)
30 Journée de pointe - continue		1 194	31 521		1 203	31 748		1 206	31 830
31 Besoins hiver extrême		1 163	30 689		1 174	30 985		1 178	31 091
32 Maximum		1 194	31 521		1 203	31 748		1 206	31 830
Approvisionnement									
33 FTLH (primaire & secondaire)		210	5 551		210	5 551		210	5 551
34 Transport par échange (EMP - GMIT)		39	1 031		39	1 031		0	0
35 Achats dans le territoire		0	11		0	11		0	0
36 Transport clients & biogaz		40	1 065		39	1 026		39	1 025
37 FTSH (Dawn - EDA)		110	2 903		110	2 903		110	2 903
38 Transport par échange (Dawn - EDA)		82	2 164		82	2 164		82	2 164
39 FTSH (Parkway - EDA)		65	1 715		65	1 715		319	8 432
40 STS		216	5 705		216	5 705		216	5 705
41 Pointe-du-Lac *		45	1 196		45	1 196		45	1 196
42 Saint-Flavien *		49	1 294		49	1 294		49	1 290
43 LSR *		217	5 729		217	5 729		217	5 729
44 TOTAL approvisionnements avant achat / (vente)		1 075	28 363		1 073	28 325		1 288	33 995
45 Provision additionnelle avant achat / (vente)		-120	-3 157		-130	-3 424		82	2 165
46 % du total approvisionnements avant achat / (vente) (1.45/ 1.44)		-11,1%	-11,1%		-12,1%	-12,1%		6,4%	6,4%
47 Achat / (vente) de transport a priori		120	3 167		130	3 431		-82	-2 165
48 TOTAL approvisionnements après achat / (vente)		1 195	31 531		1 203	31 756		1 206	31 830
49 Provision additionnelle après achat / (vente)		0	10		0	7		0	0
50 % du total approvisionnements après achat / (vente) (1.49/ 1.48)			0,0%			0,0%			0,0%

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

PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2014-2016
IMPACT POTENTIEL DE TEMPÉRATURE

	2014 (1)	2015 (2)	2016 (3)	
DEMANDE (10⁶ m³)				
1 Continue	[4 712 ; 5 087]	[4 744 ; 5 119]	[4 758 ; 5 136]	
2 Interruptible	[644 ; 707]	[639 ; 700]	[647 ; 708]	
3 Gaz d'appoint	42	42	42	
4 Client biogaz en réseau dédié	28	28	28	
5 <i>Sous-total</i>	[5 427 ; 5 864]	[5 454 ; 5 890]	[5 476 ; 5 914]	
6 Interruptions	[-13 ; -99]	[-11 ; -93]	[-12 ; -95]	
7 Autres	[70 ; 77]	[71 ; 77]	[103 ; 109]	
8 Ventes GNL	15	34	45	
9 TOTAL	[5 499 ; 5 856]	[5 549 ; 5 909]	[5 612 ; 5 974]	
APPROVISIONNEMENT (10⁶ m³)				
10 Transport				
11 FTLH (primaire & secondaire)	3 161	3 240	1 041	
12 Transport par échange de Empress	403	376	142	
13 Transport fourni par les clients	387	340	341	
14 Transport gaz d'appoint	42	42	42	
15 FTLH non utilisé	0	0	0	
16 <i>Appro total utilisé</i>	[3 994 ; 3 995]	3 998	1 566	
17 Achats dans le territoire	4	4	0	
18 Achats à Dawn (GR)	[1 475 ; 1 831]	[1 522 ; 1 882]	[950 ; 1 264]	
19 Achats à Dawn (AD)	0	0	3 026	
20 Achats à Dawn (client GNL)	0	0	41	
21 Biogaz	28	28	28	
22 Autres	0	0	0	
23 Retraits - injections	-2	-3	[0 ; 1]	
24 TOTAL	[5 499 ; 5 856]	[5 549 ; 5 909]	[5 612 ; 5 974]	
ENTREPOSAGE				
	Capacité (PJ)	Capacité (10 ⁶ m ³)	Capacité (PJ)	Capacité (10 ⁶ m ³)
25 LSR	2,0	52	1,8	47
26 Pointe-du-Lac	0,9	23	0,9	23
27 Saint-Flavien	3,7	97	3,7	97
28 Union	13,2	349	13,2	349
29 TOTAL	19,7	521	19,5	515
DÉBIT QUOTIDIEN D'APPROVISIONNEMENT				
	(TJ/j)	(10 ³ m ³ /j)	(TJ/j)	(10 ³ m ³ /j)
30 Journée de pointe - continue	1 194	31 521	1 203	31 748
31 Besoins hiver extrême	1 163	30 689	1 174	30 985
32 Maximum	1 194	31 521	1 203	31 748
Approvisionnement				
33 FTLH (primaire & secondaire)	210	5 551	210	5 551
34 Transport par échange (EMP - GMIT)	39	1 031	39	1 031
35 Achats dans le territoire	0	11	0	11
36 Transport clients & biogaz	40	1 065	39	1 026
37 FTSH (Dawn - EDA)	110	2 903	110	2 903
38 Transport par échange (Dawn - EDA)	82	2 164	82	2 164
39 FTSH (Parkway - EDA)	65	1 715	65	1 715
40 STS	216	5 705	216	5 705
41 Pointe-du-Lac *	45	1 196	45	1 196
42 Saint-Flavien *	49	1 294	49	1 294
43 LSR *	217	5 729	217	5 729
44 TOTAL approvisionnements avant achat / (vente)	1 075	28 363	1 073	28 325
45 Provision additionnelle avant achat / (vente)	-120	-3 157	-130	-3 424
46 % du total approvisionnements avant achat (vente) (1.45/ 1.44)	-11,1%	-11,1%	-12,1%	-12,1%
47 Achat / (vente) de transport a priori	120	3 167	130	3 431
48 TOTAL approvisionnements après achat / (vente)	1 195	31 531	1 203	31 756
49 Provision additionnelle après achat / (vente)	0	10	0	7
50 % du total approvisionnements après achat / (vente) (1.49/ 1.48)	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%

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

PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2014-2016
SCÉNARIO FAVORABLE

	2014 (1)		2015 (2)		2016 (3)	
DEMANDE (10⁶ m³)						
1	Continue	5 411	5 632	5 632	5 794	5 794
2	Interruptible	675	672	672	683	683
3	Gaz d'appoint	49	49	49	49	49
4	Client biogaz en réseau dédié	28	28	28	28	28
5	<i>Sous-total</i>	6 162	6 381	6 381	6 554	6 554
6	Interruptions	-31	-31	-31	-27	-27
7	Autres	75	77	77	112	112
8	Ventes GNL	15	34	34	45	45
9	TOTAL	6 221	6 462	6 462	6 685	6 685
APPROVISIONNEMENT (10⁶ m³)						
10	Transport					
11	FTLH (primaire & secondaire)	3 367	4 034	4 034	1 513	1 513
12	Transport par échange de Empress	444	376	376	155	155
13	Transport fourni par les clients	695	622	622	625	625
14	Transport gaz d'appoint	49	49	49	49	49
15	FTLH non utilisé	0	0	0	0	0
16	<i>Transport Emp-GMI</i>	4 556	5 080	5 080	2 342	2 342
17	Achats dans le territoire	4	4	4	0	0
18	Achats à Dawn (GR)	1 635	1 353	1 353	822	822
19	Achats à Dawn (AD)	0	0	0	3 450	3 450
20	Achats à Dawn (client GNL)	0	0	0	41	41
21	Biogaz	28	28	28	28	28
22	Autres	0	0	0	0	0
23	Retraits - injections	-2	-4	-4	1	1
24	TOTAL	6 221	6 462	6 462	6 685	6 685
ENTREPOSAGE						
		Capacité (PJ)	Capacité (10⁶m³)	Capacité (PJ)	Capacité (10⁶m³)	Capacité (PJ)
25	LSR	2,0	52	1,8	47	1,8
26	Pointe-du-Lac	0,9	23	0,9	23	0,9
27	Saint-Flavien	3,7	97	3,7	97	3,7
28	Union	13,2	349	13,2	349	13,2
29	TOTAL	19,7	521	19,5	515	19,5
DÉBIT QUOTIDIEN D'APPROVISIONNEMENT						
		(TJ/j)	(10³m³/j)	(TJ/j)	(10³m³/j)	(TJ/j)
30	Journée de pointe - continue	1 326	34 983	1 369	36 124	1 401
31	Besoins hiver extrême	1 285	33 923	1 323	34 905	1 353
32	Maximum	1 326	34 983	1 369	36 124	1 401
Approvisionnements						
33	FTLH (primaire & secondaire)	210	5 551	210	5 551	210
34	Transport par échange (EMP - GMIT)	39	1 031	39	1 031	0
35	Achats dans le territoire	0	11	0	11	0
36	Transport clients & biogaz	130	3 433	126	3 325	126
37	FTSH (Dawn - EDA)	110	2 903	110	2 903	110
38	Transport par échange (DAWN - EDA)	82	2 164	82	2 164	82
39	FTSH (Parkway - EDA)	65	1 715	65	1 715	319
40	STS	216	5 705	216	5 705	216
41	Pointe-du-Lac *	45	1 196	45	1 196	45
42	Saint-Flavien *	49	1 294	49	1 294	49
43	LSR *	217	5 729	217	5 729	217
44	TOTAL approvisionnements avant achat / (vente)	1 164	30 732	1 160	30 624	1 375
45	Provision additionnelle avant achat / (vente)	-161	-4 251	-208	-5 500	-26
46	% du total approvisionnements avant achat / (vente) (I.45/ I.44)	-13,8%	-13,8%	-18,0%	-18,0%	-1,9%
47	Achat / (vente) de transport a priori	161	4 252	208	5 500	26
48	TOTAL approvisionnements après achat / (vente)	1 326	34 984	1 369	36 124	1 401
49	Provision additionnelle après achat / (vente)	0	0	0	0	0
50	% du total approvisionnements après achat / (vente) (I.49/ I.48)	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%

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

PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2014-2016
SCÉNARIO DÉFAVORABLE

	2014 (1)		2015 (2)		2016 (3)	
DEMANDE (10⁶ m³)						
1 Continue	4 285		4 192		4 167	
2 Interruptible	727		712		718	
3 Gaz d'appoint	1		1		1	
4 Client biogaz en réseau dédié	0		28		28	
5 <i>Sous-total</i>	5 012		4 933		4 914	
6 Interruptions	-61		-62		-64	
7 Autres	76		73		102	
8 Ventes GNL	15		34		45	
9 TOTAL	5 042		4 978		4 996	
APPROVISIONNEMENT (10⁶ m³)						
10 Transport						
11 FTLH (primaire & secondaire)	2 282		2 134		322	
12 Transport par échange de Empress	444		376		146	
13 Transport fourni par les clients	353		334		335	
14 Transport gaz d'appoint	1		1		1	
15 FTLH non utilisé	0		0		-5	
16 <i>Transport Emp-GMI</i>	3 080		2 844		799	
17 Achats dans le territoire	4		4		0	
18 Achats à Dawn (GR)	1 960		2 106		1 661	
19 Achats à Dawn (AD)	0		0		2 465	
20 Achats à Dawn (client GNL)	0		0		41	
21 Biogaz	0		28		28	
22 Autres	0		0		0	
23 Retraits - injections	-2		-4		1	
24 TOTAL	5 042		4 978		4 996	
ENTREPOSAGE						
	Capacité (PJ)	Capacité (10⁶m³)	Capacité (PJ)	Capacité (10⁶m³)	Capacité (PJ)	Capacité (10⁶m³)
25 LSR	2,0	52	1,8	47	1,8	47
26 Pointe-du-Lac	0,9	23	0,9	23	0,9	23
27 Saint-Flavien	3,7	97	3,7	97	3,7	97
28 Union	13,2	349	13,2	349	13,2	349
29 TOTAL	19,7	521	19,5	515	19,5	515
DÉBIT QUOTIDIEN D'APPROVISIONNEMENT						
	(TJ/j)	(10³m³/j)	(TJ/j)	(10³m³/j)	(TJ/j)	(10³m³/j)
30 Journée de pointe - continue	1 099	28 999	1 084	28 601	1 075	28 360
31 Besoins hiver extrême	1 077	28 437	1 070	28 236	1 068	28 181
32 Maximum	1 099	28 999	1 084	28 601	1 075	28 360
Approvisionnements						
33 FTLH (primaire & secondaire)	210	5 551	210	5 551	210	5 551
34 Transport par échange (EMP - GMIT)	39	1 031	39	1 031	0	0
35 Achats dans le territoire	0	11	0	11	0	0
36 Transport clients & biogaz	36	960	38	1 008	38	1 008
37 FTSH (Dawn - EDA)	110	2 903	110	2 903	110	2 903
38 Transport par échange (Dawn - EDA)	82	2 164	82	2 164	82	2 164
39 FTSH (Parkway - EDA)	65	1 715	65	1 715	319	8 432
40 STS	216	5 705	216	5 705	216	5 705
41 Pointe-du-Lac *	45	1 196	45	1 196	45	1 196
42 Saint-Flavien *	49	1 294	49	1 294	49	1 290
43 LSR *	217	5 729	217	5 729	217	5 729
44 TOTAL approvisionnements avant achat / (vente)	1 071	28 259	1 073	28 307	1 287	33 978
45 Provision additionnelle avant achat / (vente)	-28	-740	-11	-294	213	5 618
46 % du total approvisionnements avant achat / (vente) (I.45/ I.44)	-2,6%	-2,6%	-1,0%	-1,0%	16,5%	16,5%
47 Achat / (vente) de transport a priori	28	742	11	296	-213	-5 617
48 TOTAL approvisionnements après achat / (vente)	1 099	29 000	1 084	28 603	1 075	28 361
49 Provision additionnelle après achat / (vente)	0	1	0	2	0	1
50 % du total approvisionnements après achat / (vente) (I.49/ I.48)	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%

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

ÉVOLUTION DE LA DEMANDE PROJETÉE EN JOURNÉE DE POINTE
DE LA CAUSE TARIFAIRES 2013 À LA CAUSE TARIFAIRES 2014

1 - Cause 2013 - Dépôt à la Régie					Commentaire
	Décembre	Janvier	Février	Mars	
Demande normale projetée (10³m³)					
1 D ₁	366 530	429 794	370 310	324 130	
2 D ₃ -D ₄	188 780	201 153	185 251	195 380	
3 Autres	3 118	3 512	3 109	2 927	Autres : Gaz perdu, gaz utilisé par la compagnie
4 Client biogaz en réseau dédié	2 100	2 700	2 600	2 800	
<hr/>					
5 Année de régression	2010-2011				Année utilisée à la Cause 2013
6 Paramètres de régression D ₁ (10 ³ m ³ /unité)	Décembre	Janvier	Février	Mars	
7 Base	5 163	5 567	5 472	5 220	
8 DJ t	303	303	303	303	
9 DJ t-1	95	95	95	95	
10 DJxDV	2	2	2	2	
11 Paramètres journée de pointe					Paramètres utilisés à la Cause 2013
12 DJ t	36,85				
13 DJ t-1	39,50				
14 DJxDV	1 272,35				
Calcul de la demande en journée de pointe (10³m³)					
15 Pointe D ₁ selon formule de régression	22 868	23 273	23 178	22 926	
16 Ajustement pour la demande 2013	0,960	0,960	0,960	0,960	
17 Pointe D ₁	21 959	22 347	22 257	22 015	
18 Pointe D ₃ -D ₄	6 090	6 489	6 616	6 303	Demande mensuelle / # jours du mois
19 Autres	101	113	111	94	Demande mensuelle / # jours du mois
20 Client biogaz en réseau dédié	68	87	93	90	Demande mensuelle / # jours du mois
21 Journée de pointe = maximum	28 217	29 037	29 077	28 502	
<hr/>					
2 - Cause 2013 - changement de l'année référence pour la régression					
22 Année de régression	2011-2012				Année utilisée à la Cause 2014
23 Paramètres de régression D ₁ (10 ³ m ³ /unité)	Décembre	Janvier	Février	Mars	
24 Base	4 946	5 507	5 260	4 699	
25 DJ t	309	309	309	309	
26 DJ t-1	92	92	92	92	
27 DJxDV	2	2	2	2	
28 Paramètres journée de pointe					Paramètres utilisés à la Cause 2013
29 DJ t	36,85				
30 DJ t-1	39,50				
31 DJxDV	1 272,35				
Calcul de la demande en journée de pointe (10³m³)					
32 Pointe D ₁ selon formule de régression	22 447	23 008	22 762	22 200	
33 Ajustement pour la demande 2013	0,980	0,980	0,980	0,980	
34 Pointe D ₁	22 008	22 558	22 317	21 766	
35 Pointe D ₃ -D ₄	6 090	6 489	6 616	6 303	Demande mensuelle / # jours du mois
36 Autres	101	113	111	94	Demande mensuelle / # jours du mois
37 Client biogaz en réseau dédié	68	87	93	90	Demande mensuelle / # jours du mois
38 Journée de pointe = maximum	28 266	29 247	29 137	28 253	
39 Variation de la pointe vs Cause 2013	171				Impact année de régression
<hr/>					
3 - Cause 2013 - changement de l'année référence pour la régression et des paramètres de la journée de pointe					
40 Année de régression	2011-2012				Année utilisée à la Cause 2014
41 Paramètres de régression D ₁ (10 ³ m ³ /unité)	Décembre	Janvier	Février	Mars	
42 Base	4 946	5 507	5 260	4 699	
43 DJ t	309	309	309	309	
44 DJ t-1	92	92	92	92	
45 DJxDV	2	2	2	2	
46 Paramètres journée de pointe					Paramètres utilisés à la Cause 2014
47 DJ t	36,80				
48 DJ t-1	39,48				
49 DJxDV	1 268,33				
Calcul de la demande en journée de pointe (10³m³)					
50 Pointe D ₁ selon formule de régression	22 421	22 981	22 735	22 173	
51 Ajustement pour la demande 2013	0,980	0,980	0,980	0,980	
52 Pointe D ₁	21 982	22 532	22 291	21 740	
53 Pointe D ₃ -D ₄	6 090	6 489	6 616	6 303	Demande mensuelle / # jours du mois
54 Autres	101	113	111	94	Demande mensuelle / # jours du mois
55 Client biogaz en réseau dédié	68	87	93	90	Demande mensuelle / # jours du mois
56 Journée de pointe = maximum	28 240	29 221	29 111	28 227	
57 Variation de la pointe vs Cause 2013	145				Impact année de régression et paramètres

4 - Cause 2014 - avant modification au tarif D₃-D₄						
		Décembre	Janvier	Février	Mars	
Demande normale projetée (10³m³)						
58	D ₁	360 364	425 811	364 122	318 498	
59	D ₃ -D ₄	221 257	234 870	215 221	223 754	
60	Autres	4 548	5 186	4 570	4 295	Autres : Gaz perdu, gaz utilisé par la compagnie
61	Client biogaz en réseau dédié	2 100	2 700	2 600	2 800	Client biogaz en réseau dédié
<hr/>						
62	Année de régression	2011-2012				Année utilisée à la Cause 2014
63	Paramètres de régression D ₁ (10 ³ m ³ /unité)	Décembre	Janvier	Février	Mars	
64	Base	4 946	5 507	5 260	4 699	
65	DJ t	309	309	309	309	
66	DJ t-1	92	92	92	92	
67	DJxDV	2	2	2	2	
68	Paramètres journée de pointe					Paramètres utilisés à la Cause 2014
69	DJ t	36,80				
70	DJ t-1	39,48				
71	DJxDV	1 268,33				
Calcul de la demande en journée de pointe (10³m³)						
72	Pointe D ₁ selon formule de régression	22 421	22 981	22 735	22 173	
73	Ajustement pour la demande 2014	0,972	0,972	0,972	0,972	
74	Pointe D ₁ et Autres	21 787	22 332	22 093	21 547	
75	Pointe D ₃ -D ₄	7 137	7 576	7 686	7 218	Demande mensuelle / # jours du mois
76	Client biogaz en réseau dédié	68	87	93	90	Demande mensuelle / # jours du mois
77	Journée de pointe = maximum	28 992	29 995	29 872	28 855	
78	Variation de la pointe vs Cause 2013		919			
79	Variation de la pointe vs Cause 2013 calcul 3		774			Impact de la variation de la demande 2014 vs 2013
<hr/>						
5 - Cause 2014 - après modification au D₃-D₄						
80	Année de régression	2011-2012				Année utilisée à la Cause 2014
81	Paramètres de régression D ₁ (10 ³ m ³ /unité)	Décembre	Janvier	Février	Mars	
82	Base	4 946	5 507	5 260	4 699	
83	DJ t	309	309	309	309	
84	DJ t-1	92	92	92	92	
85	DJxDV	2	2	2	2	
86	Paramètres de régression D ₃ -D ₄ (10 ³ m ³ /unité)					
87	Base	4 657	5 189	5 136	5 121	
88	DJ t	20	20	20	20	
89	DJ t-1	-0,3	-0,3	-0,3	-0,3	
90	DJxDV	0,4	0,4	0,4	0,4	
91	Paramètres journée de pointe					Paramètres utilisés à la Cause 2014
92	DJ t	36,80				
93	DJ t-1	39,48				
94	DJxDV	1 268,33				
Calcul de la demande en journée de pointe (10³m³)						
95	Pointe D ₁ selon formule de régression	22 421	22 981	22 735	22 173	
96	Ajustement pour la demande 2014	0,972	0,972	0,972	0,972	
97	Pointe D ₁ et autres	21 787	22 332	22 093	21 547	
98	Pointe D ₃ -D ₄ selon formule de régression	5 895	6 427	6 374	6 359	
99	Ajustement pour la demande 2014	1,416	1,416	1,416	1,416	
100	Pointe D ₃ -D ₄	8 348	9 102	9 027	9 006	Évaluation suite à une régression
101	Client biogaz en réseau dédié	68	87	93	90	Demande mensuelle / # jours du mois
102	Journée de pointe = maximum	30 203	31 521	31 212	30 643	
103	Variation de la pointe vs Cause 2013 (10³m³)		2 444			variation de la demande et
104	Variation de la pointe vs Cause 2014 calcul 4 (10³m³)		1 525			Impact de la méthode de calcul au tarif D ₃ -D ₄
Sommaire des variations (10³m³)						
105	Impact année de régression et paramètres		145			
106	Impact de la variation de la demande 2014 vs 2013		774			
107	Impact de la méthode de calcul au tarif D ₃ -D ₄		1 525			

ÉVOLUTION DES BESOINS DE L'HIVER EXTRÊME
DE LA CAUSE TARIFAIRES 2013 À LA CAUSE TARIFAIRES 2014

Données de l'hiver extrême		Cause 2013	Cause 2014 avant modif.		Cause 2014 après modif.		
		Volume (1)	Volume (2)	var. vs 2013 (3) = (2) - (1)	Volume (4)	var. vs 2013 (5) = (4) - (1)	var. vs 2014 avant modif. (6) = (4) - (2)
Demande totale (10⁶m³)							
1	Continue	2 843	2 979	136	2 989	147	10
2	Interruptible volet A	300	305	4	305	4	0
3	Interruptible volet B	102	98	-4	98	-4	0
4	Total	3 246	3 382	137	3 393	147	10
Demande moyenne (10³m³/jour)							
5	Continue	18 827	19 730	903	19 798	971	68
6	Interruptible volet A	1 990	2 018	28	2 018	28	0
7	Interruptible volet B	677	652	-25	652	-25	0
8	Total	21 493	22 400	907	22 468	974	68
Demande maximale (10³m³/jour)							
9	Continue	27 995	28 513	518	29 350	1 355	837
10	Interruptible volet A	3 047	3 044	-3	3 044	-3	0
11	Interruptible volet B	1 007	1 027	19	1 027	19	0
12	Total	32 049	32 583	535	33 420	1 372	837
13	Besoins d'approvisionnement (10³m³/jour)	29 441	30 324	884	30 689	1 248	364
				Note 1		Note 2	Note 3

Note

1 Variation résultant de la fluctuation de la demande 2013 à 2014

2 L'augmentation des besoins d'approvisionnement pour l'hiver extrême (1 248 10³m³) se situe entre la variation de la valeur moyenne (974 10³m³) et celle de la valeur maximale (1 372 10³m³) de la demande continue.

3 Variation résultant de la modification à la projection de la demande 2014 en considérant l'effet climatique aux clients des tarifs D₃ et D₄.

COMPARAISON DES PRÉVISIONS DES VENTES ANNUELLES AVEC LES DONNÉES RÉELLES
(Volumes normalisés)

Dossier tarifaire (1)	Livraisons globales (avant interruptions)									
	Livraisons prévues			Livraisons réelles			Variation			
	Service continu 10 ⁶ m ³ (2)	Service interruptible 10 ⁶ m ³ (3)	Total 10 ⁶ m ³ (4)	Service continu 10 ⁶ m ³ (5)	Service interruptible 10 ⁶ m ³ (6)	Total 10 ⁶ m ³ (7)	Service continu 10 ⁶ m ³ (8)	Service interruptible 10 ⁶ m ³ (9)	Total	
									10 ⁶ m ³ (10)	% (11)
2003	4 378	895	5 272	4 366	1 147	5 513	-11	252	241	4,56
2004	4 490	898	5 388	4 516	1 042	5 558	27	144	170	3,16
2005	4 816	801	5 617	4 496	848	5 344	-320	47	-273	-4,86
2006	4 953	769	5 722	4 480	1 011	5 491	-473	242	-231	-4,04
2007	5 236	627	5 863	5 307	979	6 286	71	352	423	7,22
2008	5 191	704	5 895	4 634	1 195	5 829	-557	491	-66	-1,13
2009	4 453	802	5 255	4 112	1 037	5 149	-341	235	-106	-2,02
2010	4 046	739	4 785	4 205	1 243	5 449	159	505	663	13,87
2011	4 100	988	5 088	4 251	1 209	5 459	151	221	371	7,30
2012	4 090	1 253	5 343	4 341	1 074	5 415	250	-179	72	1,34
2013*	4 633	871	5 504	4 659	867	5 526	26	-4	22	0,40

* Les livraisons réelles pour l'année 2013 sont basées sur la révision budgétaire 5/7.

COMPARAISON DES PRÉVISIONS DE LA JOURNÉE DE POINTE AVEC LES DONNÉES RÉELLES

Dossier tarifaire (1)	Demande clientèle continue										
	Journée de pointe prévue			Observation réelle				Volume estimé			
	Facteur base 10 ³ m ³ /jour (2)	Facteur calorifique 10 ³ m ³ /DJ/jour (3)	Pointe à 44 DJ 10 ³ m ³ /jour (4)	Volume réel de pointe 10 ³ m ³ /jour (5)	Date (6)	Degrés-jours réels Dj (7)	Variation de DJ Dj (9)	Ajustement de volume 10 ³ m ³ /jour (10)	Volume estimé à 44 DJ 10 ³ m ³ /jour (11)	Écart 10 ³ m ³ /jour (12)	
Base de référence 18											
2003	7 026	479	28 089	26 915	Mardi	2003-01-21	40,50	3,50	1 677	28 593	504
2004	6 987	485	28 309	28 940	Jeudi	2004-01-15	42,23	1,77	859	29 799	1 490
2005	7 606	515	30 279	27 337	Mardi	2005-01-18	38,92	5,08	2 615	29 953	-327
2006	8 359	489	29 883								
2006 ajustée ⁽¹⁾	7 544	522	30 524	22 638	Lundi	2006-02-27	31,37	12,63	6 594	29 233	-1 291
2007	9 013	510	31 457	28 526	Lundi	2007-02-05	35,77	8,23	4 199	32 725	1 268
2008	9 074	485	30 428	24 767	Mardi	2007-12-18	29,93	14,07	6 828	31 595	1 168
2008 ajustée ⁽²⁾	6 573	485	27 927	23 929	Jeudi	2008-01-24	34,20	9,80	4 756	28 685	758
2009	6 844	503	28 970	26 620	Jeudi	2009-01-15	42,02	1,98	998	27 618	-1 353
2010	6 821	462	27 160	24 207	Vendredi	2010-01-29	37,16	6,84	3 161	27 368	207

Dossier tarifaire	Paramètre de régression	Paramètre d'évaluation	Pointe 10 ³ m ³ /jour	Volume réel de pointe 10 ³ m ³ /jour	Date	Paramètre réels	Variation des paramètres	Ajustement de volume 10 ³ m ³ /jour	Volume estimé 10 ³ m ³ /jour	Écart vs prévision 10 ³ m ³ /jour
Base de référence 13 avec effet croisé du vent										
2011			27 628	Volume réel de poi	Lundi	2011-01-24		10 ³ m ³ /jour	10 ³ m ³ /jour	10 ³ m ³ /jour
Base (10 ³ m ³ /jour)	10 116,69									
DJ t (10 ³ m ³ /DJ)	294,44	36,93				32,51	4,4			
DJ t-1 (10 ³ m ³ /DJ)	91,72	39,64				36,89	2,8			
DJ x V (10 ³ m ³ /DJxkm/h)	2,36	1273,74				400,46	873,3			
2012			27 489	24 153	Dimanche	2012-01-15		4 056	28 209	720
Base (10 ³ m ³ /jour)	10 008,43									
DJ t (10 ³ m ³ /DJ)	300,08	36,88				30,68	6,2			
DJ t-1 (10 ³ m ³ /DJ)	104,58	39,52				33,07	6,4			
DJ x V (10 ³ m ³ /DJxkm/h)	1,79	1272,40				423,45	848,9			
2013			29 077	28 917	Mercredi	2013-01-23		1 584	30 501	1 424
Base (10 ³ m ³ /jour)	12 074,88									
DJ t (10 ³ m ³ /DJ)	291,20	36,85				36,64	0,2			
DJ t-1 (10 ³ m ³ /DJ)	91,38	39,50				34,63	4,9			
DJ x V (10 ³ m ³ /DJxkm/h)	2,09	1272,35				756,70	515,6			

(1) Ajustement pour refléter la mise en production en avril 2006 de TCE

(2) Ajustement pour exclure TCE qui a baissé sa production à compter du 1^{er} janvier 2008

HISTORIQUE DES ACHATS RÉELS DE GAZ MÉTRO À DAWN

Mois (1)	Achats réels à Dawn			Prix moyen des achats ¢/m ³ (5)	Indice NGX à Dawn ¢/m ³ (6)	Écart de prix	
	d'avance 10 ³ m ³ (2)	spot 10 ³ m ³ (3)	totaux 10 ³ m ³ (4)			¢/m ³ (7)=(5)-(6)	000 \$ (8)=(4) x (7)
nov-07	0	35 497	35 497	0,000	25,669	-25,669	-9112
déc-07	127 633	40 548	168 180	27,810	27,002	0,808	1359
janv-08	165 268	0	165 268	30,470	29,583	0,888	1467
févr-08	169 913	35 497	205 410	32,628	31,721	0,908	1864
mars-08	156 268	76 537	232 805	35,137	35,496	-0,359	-837
avr-08	72 842	6 598	79 440	37,410	38,861	-1,451	-1153
mai-08	16 363	0	16 363	41,779	41,941	-0,162	-26
juin-08	15 835	0	15 835	45,981	46,836	-0,855	-135
juil-08	0	0	0	0,000	41,932	-41,932	0
août-08	0	1 584	1 584	33,154	31,803	1,351	21
sept-08	0	9 765	9 765	28,683	28,592	0,091	9
2007-2008	724 122	206 027	930 149	31,512	32,216	-0,703	-6 543
oct-08	0	0	0	0,000	29,252	-29,252	0
nov-08	0	0	0	0,000	29,822	-29,822	0
déc-08	124 360	0	124 360	28,571	27,802	0,769	956
janv-09	157 086	0	157 086	25,967	25,915	0,051	81
févr-09	141 884	20 190	162 074	23,013	21,951	1,061	1720
mars-09	140 723	20 322	161 045	20,150	19,296	0,854	1376
avr-09	55 424	0	55 424	18,720	17,106	1,613	894
mai-09	0	0	0	0,000	17,081	-17,081	0
juin-09	0	0	0	0,000	15,979	-15,979	0
juil-09	0	1 320	1 320	14,065	14,384	-0,320	-4
août-09	0	13 566	13 566	13,552	12,818	0,734	100
sept-09	0	26 128	26 128	13,536	11,812	1,724	450
2008-2009	619 477	81 525	701 003	23,111	22,316	0,795	5 572
oct-09	7 918	0	7 918	22,971	16,570	6,401	507
nov-09	0	21 906	21 906	16,501	14,632	1,869	410
déc-09	119 451	0	119 451	24,087	21,815	2,272	2714
janv-10	161 177	10 908	172 085	24,278	22,532	1,746	3004
févr-10	145 579	0	145 579	23,028	21,168	1,860	2708
mars-10	139 905	0	139 905	18,947	16,954	1,993	2788
avr-10	31 671	0	31 671	17,931	15,877	2,054	650
mai-10	0	0	0		16,770		
juin-10	0	0	0		19,016		
juil-10	0	0	0		18,227		
août-10	0	0	0		17,287		
sept-10	0	6 598	6 598	15,478	15,892	-0,414	-27
2009-2010	605 701	39 412	645 112	22,122	20,146	1,977	12 753

Mois (1)	Achats réels à Dawn			Prix moyen des achats ¢/m ³ (5)	Indice NGX à Dawn ¢/m ³ (6)	Écart de prix	
	d'avance 10 ³ m ³ (2)	spot 10 ³ m ³ (3)	totaux 10 ³ m ³ (4)			¢/m ³ (7)=(5)-(6)	000 \$ (8)=(4) x (7)
oct-10	0	0	0		14,343		
nov-10	0	16 546	16 546	16,489	16,051	0,438	72
déc-10	166 495	0	166 495	17,585	16,833	0,752	1252
janv-11	210 676	13 156	223 831	17,597	17,379	0,218	488
févr-11	171 074	28 240	199 314	16,597	16,009	0,588	1172
mars-11	190 222	43 547	233 769	16,579	15,601	0,979	2288
avr-11	62 549	80 364	142 914	16,069	15,833	0,236	337
mai-11	48 271	42 650	90 921	16,752	16,258	0,494	449
juin-11	30 879	33 386	64 265	17,590	16,924	0,665	428
juil-11	31 908	14 252	46 160	16,398	15,951	0,447	206
août-11	16 363	6 070	22 433	15,727	15,353	0,373	84
sept-11	0	0	0		15,121		
2010-2011	928 438	278 210	1 206 648	16,892	16,330	0,562	6 776
oct-11	0	0	0		14,028		
nov-11	0	0	0		14,299		
déc-11	214 357	0	214 357	14,245	13,316	0,930	1993
janv-12	249 129	0	249 129	12,600	11,277	1,323	3295
févr-12	233 056	0	233 056	11,464	10,657	0,807	1882
mars-12	218 448	0	218 448	10,211	9,169	1,042	2276
avr-12	106 888	0	106 888	9,447	8,181	1,266	1353
mai-12	77 725	26 656	104 381	10,496	9,527	0,970	1012
juin-12	75 218	0	75 218	10,505	9,531	0,974	733
juil-12	77 725	0	77 725	11,917	11,359	0,558	434
août-12	32 726	0	32 726	11,306	10,944	0,362	118
sept-12	0	4 223	4 223	11,031	10,960	0,071	3
2011-2012	1 285 273	30 879	1 316 152	11,650	10,655	0,995	13 099

Note : L'indice Platts à Dawn utilisé l'année dernière a été remplacé par l'indice NGX étant un indice Dawn plus utilisé qui sera potentiellement appliqué dans certains achats contractés d'avance à Dawn.

Review of Natural Gas Pipeline Market Activity around the Dawn Hub

May 2013

Submitted to:

Gaz Métro
1717 du Havre
Montreal (Quebec)
H2K 2X3



Submitted by:
ICF International
9300 Lee Highway
Fairfax, VA USA

ICF Contacts

Bruce Henning
Bruce.Henning@icfi.com
(703)218-2739

Michael Sloan
Michael.Sloan@icfi.com
(703)218-2758



Warranties and Representations. ICF endeavors to provide information and projections consistent with standard practices in a professional manner. ICF MAKES NO WARRANTIES, HOWEVER, EXPRESS OR IMPLIED (INCLUDING WITHOUT LIMITATION ANY WARRANTIES OR MERCHANTABILITY OR FITNESS FOR A PARTICULAR PURPOSE), AS TO THIS MATERIAL. Specifically but without limitation, ICF makes no warranty or guarantee regarding the accuracy of any forecasts, estimates, or analyses, or that such work products will be accepted by any legal or regulatory body.

Waivers. Those viewing this Material hereby waive any claim at any time, whether now or in the future, against ICF, its officers, directors, employees or agents arising out of or in connection with this Material. In no event whatsoever shall ICF, its officers, directors, employees, or agents be liable to those viewing this Material.

Table of Contents

List of Exhibits.....	iv
1 Introduction and Summary of Conclusions	1
1.1 Overview of Shifting Natural Gas Markets.....	1
1.2 Summary of Conclusions.....	4
2 Role of the Dawn Hub in Central Canadian Natural Gas Markets.....	7
2.1 Overview of the Dawn Hub.....	7
2.1.1 Historical and Projected Data on Pipeline Flows and Storage Capacity	9
2.1.2 Sources of Supply at the Dawn Hub	10
2.2 Pipeline Capacity and Natural Gas Flows Into and Out of the Dawn Hub.....	10
2.2.1 TransCanada Mainline Pipeline	12
2.2.2 Panhandle Eastern Pipeline	14
2.2.3 MichCon at St. Clair	15
2.2.4 Bluewater Gas.....	16
2.2.5 Vector Pipeline	17
2.2.6 Great Lakes Gas Transmission.....	18
2.2.7 ANR.....	20
2.2.8 Pipeline Flows between Ontario and New York on the Niagara Peninsula.....	20
2.3 Natural Gas Storage around Dawn	21
2.3.1 Independent Storage Pools.....	24
2.4 Ontario Export Paths	24
2.5 Pipeline Flows, Receipts and Deliveries at points inside of Ontario.....	27
3 Review of Pipeline Expansion Proposals Likely to Impact the Dawn Hub and Central Canadian Gas Markets	31
3.1 Changes in North American Pipeline Flows	31
3.2 Overview of Recent Natural Gas Pipeline Expansions in the Northeast and Midwest	33
3.3 Review of Major Planned Gas Pipeline Expansion Projects.....	34
3.3.1 Pipeline Expansion Projects in Ontario	37
3.3.2 Pipeline Expansion Projects In the U.S. that Would/Could Increase Market Activity in Ontario and at Dawn	39
3.3.3 Other Pipeline Expansion Projects in the U.S. Northeast that Impact Gas at Dawn	41

3.4	Pipeline Projects Included in the ICF Base Case Forecast	44
4	Outlook for Future Gas Market Activity around the Dawn Hub	47
4.1	Ontario and Quebec Natural Gas Market Outlook.....	50
4.2	Changes in Natural Gas Prices	51
4.3	Changes in Natural Gas Supply to the Dawn Hub for Key Pipelines.....	53
4.4	Natural Gas Exports to the United States.....	55
4.5	Ontario Natural Gas Storage Activity.....	57
5	Supply Uncertainties Potentially Impacting Gas Market Activity and Liquidity at the Dawn Hub	58
5.1	TransCanada Mainline Uncertainties	58
5.1.1	Parkway-Maple Pipeline Capacity Constraints.....	58
5.1.2	TransCanada Response to Market Changes	58
5.1.3	Impact of TCPL Mainline Tolls on Producers	59
5.2	Natural Gas Pipeline Capacity into New England	59
5.3	Economic Pressure to Maintain U.S. Gas Production	61
5.4	Environmental Concerns and Impact on Natural Gas Supply	61
6	Conclusions	63
	Appendix A: Pipeline Capacity and Flow Data.....	66
A-1	Overview of Pipeline and Storage Capacity and Flow Data	67
	General Notes.....	67
	Notes on Key Data Series	67

List of Exhibits

Exhibit 1: Natural Gas Receipts on the TransCanada Mainline at Empress.....	2
Exhibit 2: ICF Forecast of Natural Gas Receipts on the TransCanada Mainline at Empress	3
Exhibit 3: Decline in WCSB Exports Offset by Growth in Marcellus Shale Gas.....	4
Exhibit 4: Change in Regional Marcellus Production Growth Impact.....	5
Exhibit 5: Dawn Operations Center Storage Pools and Pipelines	7
Exhibit 6: Major Pipeline Interconnects with the Dawn Hub.....	8
Exhibit 7: Eastern Zone of TransCanada Mainline System	9
Exhibit 8: Natural Gas Exports to the U.S. from Eastern Ontario and Quebec.....	11
Exhibit 9: Natural Gas Flows into Central Canada.....	11
Exhibit 10: Pipeline Interconnects Around Dawn	12
Exhibit 11: Natural Gas Flows East on the TransCanada Mainline from North Bay	13
Exhibit 12: Natural Gas Receipts on the TransCanada Mainline at Empress.....	13
Exhibit 13: Historical Pipeline Flows from Ojibway to Dawn	14
Exhibit 14: Historical Pipeline Flows from MichCon at St. Clair to Dawn.....	15
Exhibit 15: Bluewater Pipeline Flows to Dawn.....	16
Exhibit 16: Historical Vector Pipeline Deliveries to St. Clair.....	17
Exhibit 17: Net TransCanada Receipts from Great Lakes at St. Clair	18
Exhibit 18: Projected Net TransCanada Receipts from Great Lakes at St. Clair	19
Exhibit 19: Great Lakes Deliveries to TransCanada at St. Clair	19
Exhibit 20: Great Lakes Receipts from TransCanada at St. Clair	20
Exhibit 21: Historical Net Pipeline Flows into Ontario at Niagara and Chippawa.....	21
Exhibit 22: Ontario Storage Connected to the Dawn Hub.....	22
Exhibit 23: Average Monthly Withdrawals / (Injections) from Union Gas Storage at Dawn	23
Exhibit 24: Average Monthly Withdrawals / (Injections) from Enbridge Storage at Tecumseh ..	23
Exhibit 25: Pipeline Flows To / (From) Dawn from Independent Storage Facilities	24
Exhibit 26: TransCanada Deliveries to Iroquois at Waddington.....	26
Exhibit 27: TransCanada Deliveries to PNGTS at East Hereford	26
Exhibit 28: TransCanada Receipts at Kirkwall	27
Exhibit 29: TransCanada Deliveries at Kirkwall	28

Exhibit 30: TransCanada Receipts at Parkway.....	28
Exhibit 31: TransCanada Deliveries at Parkway.....	29
Exhibit 32: Pipeline Flows from Dawn to Parkway on the Union System	29
Exhibit 33: Pipeline Flows from St. Clair to Dawn on the Union System	30
Exhibit 34: Projected Change in Interregional Pipeline Flows from 2012 to 2025	32
Exhibit 35: Projects Going into Service in 2011	33
Exhibit 36: Projects Going into Service in 2012	34
Exhibit 37: Western Marcellus/Utica/Ontario Planned Expansions.....	35
Exhibit 38: Other Northeast Planned Expansions.....	36
Exhibit 39: Northeast Pipeline Expansions Map	37
Exhibit 40: Northeast and Midwest U.S. Generic Expansions	45
Exhibit 41: ICF Forecast of Natural Gas Flows on the TransCanada Mainline to Ontario.....	48
Exhibit 42: ICF Forecast of Natural Gas Flows from New York to Ontario	49
Exhibit 43: ICF Forecast of Natural Gas Flows from Michigan to Ontario.....	49
Exhibit 44: Central Canadian Natural Gas Consumption by End Use	51
Exhibit 45: Average Annual Natural Gas Prices	52
Exhibit 46: Pipeline Basis to Dawn	52
Exhibit 47: Projected TransCanada Flows East from North Bay	53
Exhibit 48: Projected Net TransCanada Receipts from Great Lakes at St. Clair	54
Exhibit 49: Projected Vector Pipeline Flows to St. Clair.....	54
Exhibit 50: ICF Forecast of Net Pipeline Flows into Ontario at Niagara and Chippawa.....	55
Exhibit 51: ICF Forecast of TransCanada Deliveries to Iroquois	56
Exhibit 52: TransCanada Deliveries to PNGTS at Waddington	56
Exhibit 53: ICF Forecast of Ontario Storage Activity.....	57
Exhibit 54: Natural Gas Delivery into New England.....	60
Exhibit 55: Change in Regional Marcellus Production Growth Impact.....	64

1 Introduction and Summary of Conclusions

Gaz Métro retained ICF to conduct a study of natural gas market changes in and around the Dawn Hub. The objective of the study is to determine whether the Dawn Hub would remain a viable and attractive source of natural gas supply for Gaz Métro for the foreseeable future in view of the requirements of Gaz Métro for reliable gas supply and the recent and continuing changes in North American natural gas markets. To complete this study, ICF conducted a detailed review of natural gas pipeline flows in and around the Dawn Hub and Ontario, projected future pipeline expansions, and future pipeline flows for the region through 2025.

1.1 Overview of Shifting Natural Gas Markets

Gaz Métro's location in Quebec is the defining factor influencing natural gas supply options. There is no significant local natural gas production or storage located in Quebec. While there are some shale deposits associated with the Utica shale located in Quebec, currently there is significant public opposition to the use of exploration and production technologies, most notably high volume multi-stage hydraulic fracturing, that constrain access to the resources in the province.¹

Traditionally, the majority of natural gas supplies delivered to Quebec were sourced from the Western Canadian Sedimentary Basin (WCSB), and transported through Ontario to Quebec on the TransCanada Pipeline (TCPL) and Trans Quebec and Maritime (TQM) pipeline. Gaz Métro has also purchased natural gas at Dawn.² The gas purchased at Dawn is typically transported to Quebec via Union Gas and TransCanada Pipelines.

However, two major natural gas market trends are changing this pattern. The first major trend is the declining availability of natural gas available from the WCSB. The second is the rapid growth in natural gas production in the Eastern U.S. from the Marcellus and Utica shale formations.

The conventional gas formations in Western Canada that have provided the majority of gas production transported into Quebec are maturing and incapable of maintaining the production levels of the last decade. In addition, the development of unconventional resources in Western Canada has lagged compared to the development of unconventional resources in other locations including those in the Eastern United States. Moreover, the development of these resources is increasingly tied to the growth in gas requirements in other markets, notably the growing requirements in Western Canada, including the requirements for oil sands projects and the market for LNG produced in Canada and sold into the Pacific Rim markets. The decline in flows on the TransCanada Mainline system has also led to increases in the cost of shipping gas

¹ While two LNG import terminals have been proposed for locations in Quebec, changes in the North American natural gas market environment make it extremely unlikely that either facility will be completed in the near future.

² The natural gas available for purchase at Dawn includes gas originally produced in Canada, as well as the Gulf Coast, Rocky Mountains, Marcellus shale, and other sources in the U.S.

from Western Canada to markets in Quebec, which has further reduced flows on the TransCanada Mainline to Eastern markets.

The second major trend has been the increase in unconventional natural gas production in the U.S. due to improvements in shale gas recovery technologies. In the last four years, the Marcellus shale gas basin in the Eastern U.S. has become the largest natural gas producing region in the U.S., with more than 7 billion cubic feet per day (Bcf per day) of natural gas production in 2012. Natural gas produced from the Marcellus is displacing natural gas from the WCSB, as well as natural gas from the Gulf Coast, Mid-continent, Rocky Mountains and other traditional supply basins in Eastern U.S. and Central Canadian markets. The unprecedented growth in gas production in the eastern United States in the Marcellus and other formations has also moderated expectations for future gas commodity prices throughout North America, reducing economic incentives to develop conventional natural gas resources.

The combined impact of these shifts can be seen in the examination of the movement of gas on the TransCanada Mainline. In the past four years, the amount of natural gas flowing east from Alberta on the TransCanada Mainline has dropped precipitously (Exhibit 1). ICF is expecting this decline to continue through 2014 before leveling off between 2015 and 2019 (Exhibit 2).

Exhibit 1: Natural Gas Receipts on the TransCanada Mainline at Empress

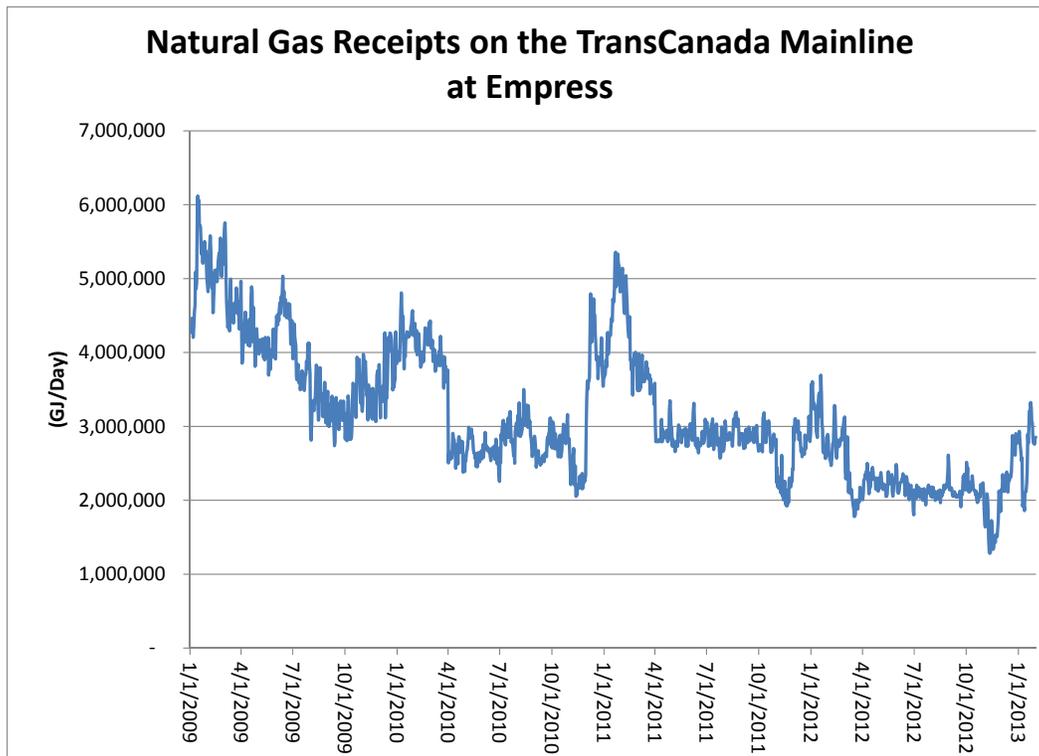
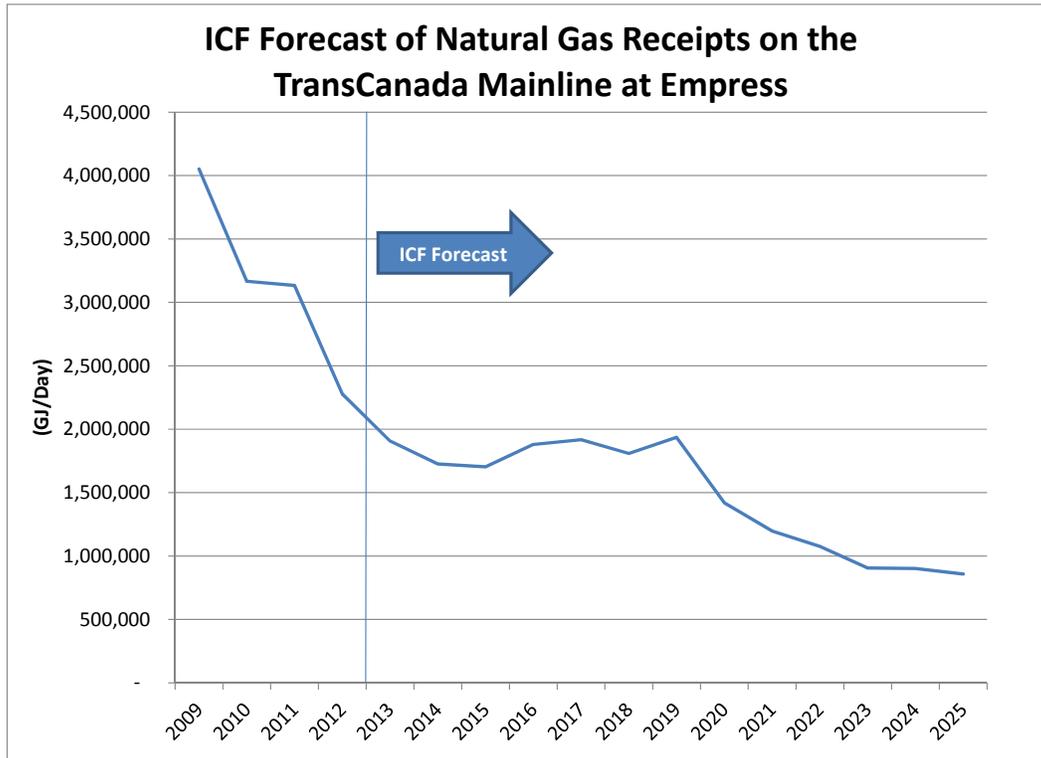


Exhibit 2: ICF Forecast of Natural Gas Receipts on the TransCanada Mainline at Empress

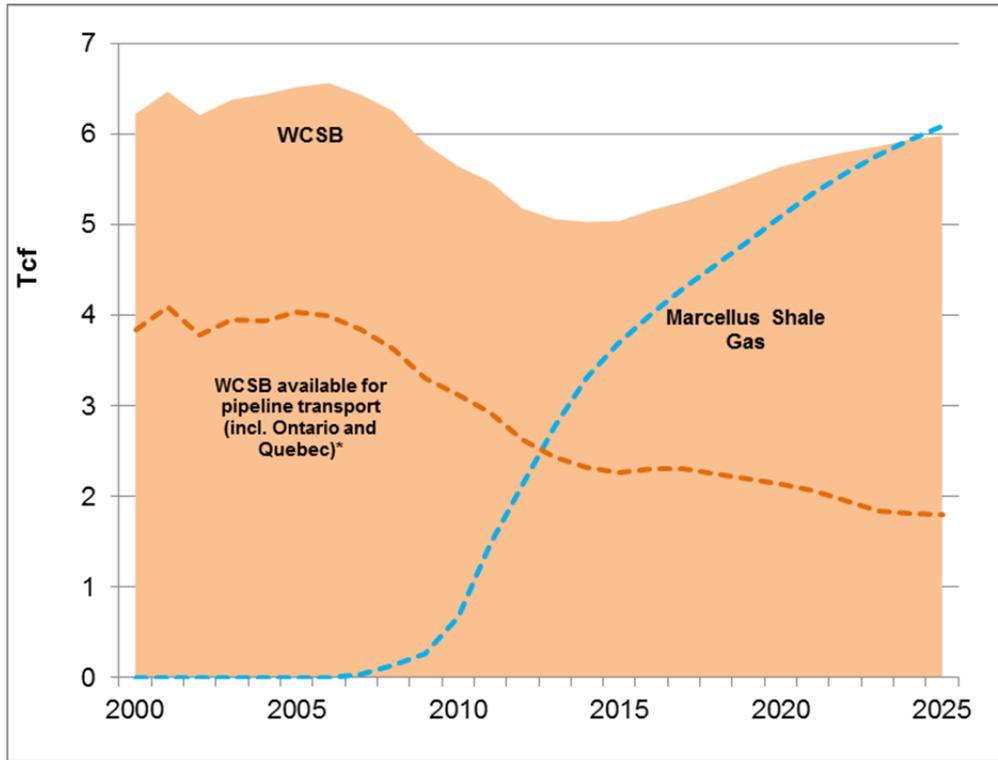


During the period from 2015 through 2019, growth in WCSB production, driven by higher prices and development of new shale gas resources, is expected to be greater than growth in Western Canadian natural gas demand, including initial LNG exports from Kitimat. After 2019, growth in LNG exports from British Columbia and other Western Canadian demand is expected to exceed growth in WCSB natural gas production, leading to a long-term decline in TransCanada receipts at Empress. The decline in flows on the TransCanada Mainline will be offset by continued growth in production from the Marcellus and Utica shales in the Northeastern United States (Exhibit 3).³

The decline in available natural gas supplies from the WCSB, combined with growth in alternative sources of natural gas in the Northeastern U.S. represents a fundamental shift in natural gas markets, leading to a reassessment of future natural gas supply plans by the utilities that have in the past relied on natural gas sourced from the WCSB.

³ In Exhibit 3, WCSB production available for pipeline export includes all WCSB production that is not consumed in Alberta, British Columbia, and Saskatchewan, or exported by LNG from British Columbia.

Exhibit 3: Decline in WCSB Exports Offset by Growth in Marcellus Shale Gas



1.2 Summary of Conclusions

Based on our review of the expected changes in natural gas markets between 2012 and 2025, ICF expects the Dawn Hub to continue to be a major natural gas market center, with sufficient supply availability and market liquidity to ensure its viability as a reliable source of natural gas supply.

For the past few years, the total volume of natural gas supply utilizing the Dawn Hub has been declining due to the decrease in flows through Ontario, including the decline in supply from the WCSB and the decline in exports to the Northeastern U.S. However, any future declines in exports from Central Canada to U.S. markets will be offset by growth in demand in Ontario and Quebec, and the decline in WCSB gas supply will be offset by imports from the Marcellus via Niagara and Dawn, leading to slow growth in natural gas market activity around the Dawn hub.

The impact of the decline in annual volumes has been offset by an increase in the seasonality of the gas market activity around the Dawn Hub, leading to continuing utilization of the Ontario storage facilities tied into the Dawn Hub. Going forward, imports of Marcellus gas from Niagara will be concentrated during the summer, while exports on Iroquois and PNGTS will become increasingly concentrated in the peak winter months. The change in seasonality is expected to lead to a continuation of high utilization of existing storage facilities around Dawn, as well as moderate growth in future storage capacity and storage capacity utilization around Dawn.

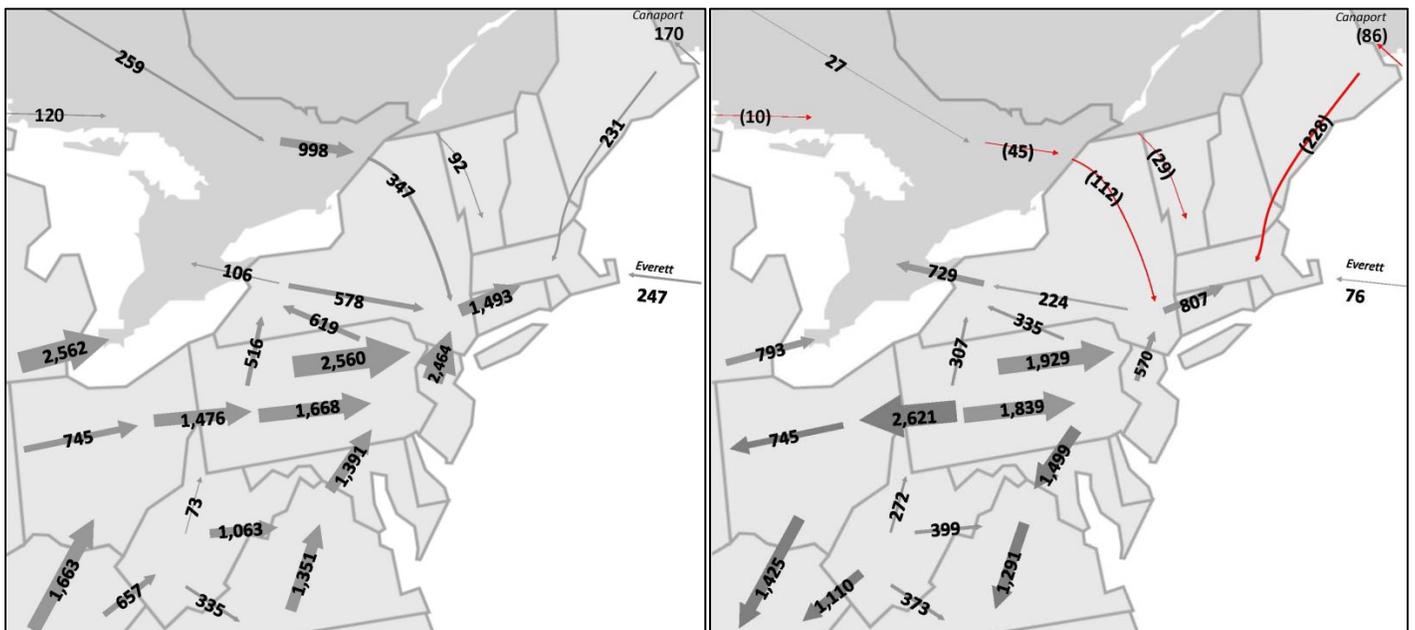
The ICF conclusion concerning the Dawn Hub is based on our assessment of the impact of the changes in natural gas markets on activity in and around the Dawn Hub. As shown in Exhibit 4, ICF is projecting annual flows into Dawn from Michigan to increase by 793 million cubic feet per day (MMcfd) from 2562 MMcfd in 2012 to 3,355 MMcfd in 2025. The Dawn Hub will also benefit from the increase in annual flows into Ontario from New York. Annual flows into Ontario along this path are projected to increase by 729 MMcfd, from 106 MMcfd in 2012 to 835 MMcfd in 2025.

Along both paths to Dawn, the majority of the incremental gas supply is expected to come from growth in Marcellus and Utica production. However, ICF also projects an increase in gas flowing into Dawn along the Vector Pipeline corridor, as Marcellus production displaces natural gas from the Mid-continent and Gulf Coast supply basins into East Coast markets, increasing gas supply availability into the Chicago market.

Exhibit 4: Change in Regional Marcellus Production Growth Impact

2012 Average Annual Flows (MMcfd)

2012-2025 Change in Average Annual Flows (MMcfd)



Source: ICF GMM@ Jan 2013

The increase in flows from Marcellus into Ontario, both via Niagara and Michigan are expected to be seasonal in nature, peaking during the summer. The regional demand markets in the U.S Northeast and Middle Atlantic are highly seasonal, with demand peaking in the winter. Marcellus production will directly serve much of this regional demand. As a result, the end-use market for Marcellus production will drop substantially during the remainder of the year, and the demand for storage capacity with pipeline access to the Marcellus is expected to remain robust. Producers and consumers are expected to continue to utilize the storage capacity in and around Dawn to take advantage of the seasonal gas supplies.

The expected growth in readily available natural gas supply, access to a wide and increasing variety of both upstream and downstream markets, and the availability of significant natural gas storage capacity in a storage-constrained market is expected to lead to continuing health of the natural gas market at Dawn, and Dawn should continue to provide sufficient liquidity to provide the required level of reliability for Gaz Métro.

However, continued growth of the Dawn market is contingent on continuing investment in the natural gas transportation system to increase capacity to Dawn from the Marcellus and Utica basins, and to address pipeline constraints downstream of Dawn, including the Parkway-to-Maple constraint on the TCPL system.

TCPL is expanding capacity from Parkway to Maple, including both pipeline looping and compression projects to meet contracted demand. TCPL can also move gas “around the horn” from Dawn back along the Great Lakes Gas Transmission (GLGT) line to Emerson, and then along the Northern Mainline system to Maple to bypass the Parkway to Maple constraint as an alternative to flowing gas from the Dawn Hub to Maple. However, ICF is projecting that growth in gas supply into Dawn will exceed the available capacity to transport gas from Dawn to Quebec via the TCPL Northern Mainline if the capacity on the TransCanada system from Parkway to Maple is not further expanded.

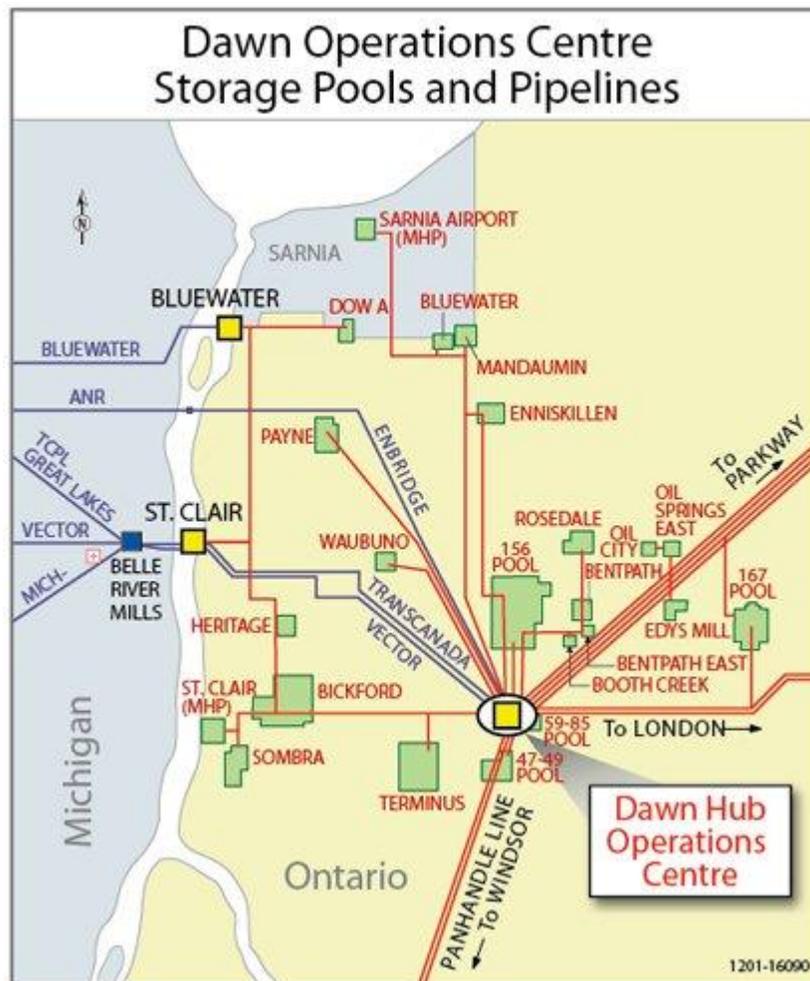
In addition, major pipeline projects from the Marcellus to Dawn via both Michigan and New York at Niagara will be required to achieve the expected level of activity at Dawn.

2 Role of the Dawn Hub in Central Canadian Natural Gas Markets

2.1 Overview of the Dawn Hub

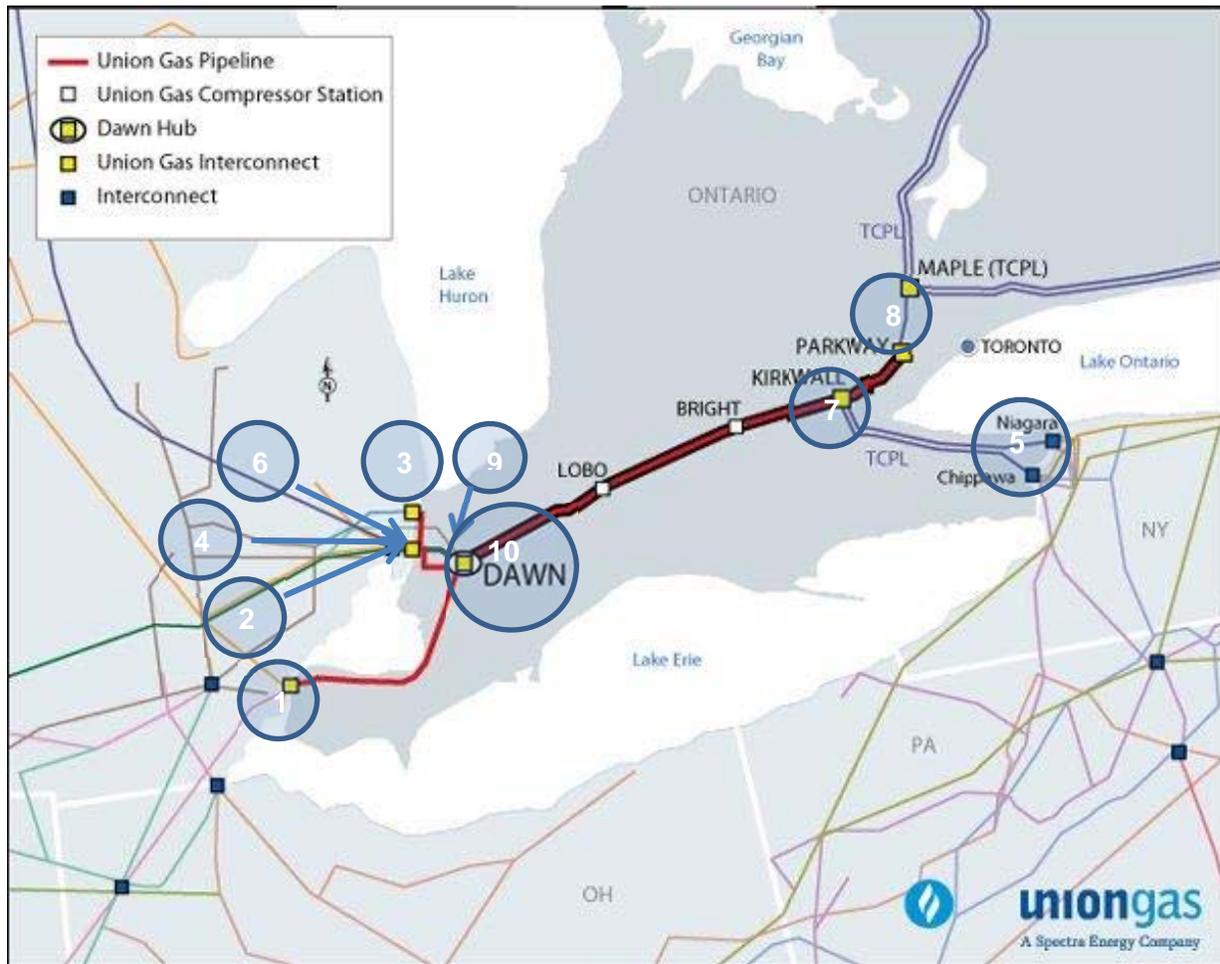
The facilities at Dawn (Exhibit 5) are well integrated into the North American supply and transportation system. Ten major pipelines have interconnections in the Dawn area, providing upstream access to most of the major supply basins in North America. The major pipelines and interconnects providing natural gas supply to Ontario and the Dawn Hub are shown in Exhibit 6 below.

Exhibit 5: Dawn Operations Centre Storage Pools and Pipelines



The Dawn Hub is built around a series of major storage facilities. Storage fields in Ontario directly tied into the Dawn Hub provide 293 PJs of physical storage with more than 6 PJs per day of peak deliverability. More than 600 PJ's of physical storage capacity in Michigan is also accessible from the Dawn Hub.

Exhibit 6: Major Pipeline Interconnects with the Dawn Hub



Map Index to Pipeline Interconnects with the Dawn Hub:

- 1) Panhandle Eastern Pipeline at Ojibway
- 2) MichCon at St-Clair
- 3) Bluewater Gas at Bluewater
- 4) Vector
- 5) TCPL at Niagara and Chippawa (TGP, NFGSC, Empire)
- 6) Great Lakes Gas Transmission
- 7) TCPL at Kirkwall
- 8) TCPL at Parkway
- 9) Enbridge at Dawn (Tecumseh) and Dawn (TSLE)
- 10) Dawn Hub/Union Gas Storage

The Dawn Hub and Union Gas system is integrally linked to the TransCanada Eastern System for both receipts and deliveries. TransCanada delivers gas transported from the WCSB to the Union system at Parkway, and gas transported from the U.S. at Niagara at Kirkwall. During the

summer, much of this gas flows south on the Union System from Parkway/Kirkwall to Dawn for injection into storage. During the winter months, gas is withdrawn from storage at Dawn and delivered to the TransCanada Eastern System at Parkway, or transported through Michigan back to Emerson and then on the TransCanada Mainline system to Maple for delivery to consumers in Ontario and Quebec as well as exports to U.S. consumers. In addition, gas purchased at the Dawn Hub for transport to markets downstream of Ontario is delivered to TransCanada at Parkway or Kirkwall.

Exhibit 7: Eastern Zone of TransCanada Mainline System



Source: TransCanada Pipelines Limited. "Mainline System – Sales & Marketing Map / Tariffs." TransCanada, 2012: Calgary, Alberta. http://www.transcanada.com/customerexpress/docs/ml_system_maps/delivery_export.pdf

2.1.1 Historical and Projected Data on Pipeline Flows and Storage Capacity

ICF has evaluated the pipeline capacity and pipeline flows on the pipelines flowing into and out of Ontario and the Dawn Hub using publicly available data. The evaluation includes a comparison of pipeline load factor over the historical time period starting January 2009, subject to availability of public data. The historical flow data on pipeline imports from the U.S. to Canada on the major interstate pipelines and on TransCanada is available for the full time

period. Flows on pipelines into and out of the Dawn Hub are generally available starting in June of 2010. Flow data on pipelines within the Dawn Hub, including Enbridge at Dawn (Tecumseh) and Dawn (TSLE), and Union from storage site at Dawn are not generally available. Where data is not publicly available, ICF has estimated flows and capacity based on publicly available aggregate data, and on ICF's analysis of gas market activity.

ICF then evaluated the expected impact of changes in natural gas market conditions on each pipeline for the period from 2013 through 2025, and projected pipeline flows on each major pipeline corridor. On certain corridors, where ICF's gas market model aggregates more than one pipeline, the projections capture the major regional flows, rather than flows at the specific points. For example, the ICF forecast of flows between Ontario and New York at Niagara reflect total flows on Tennessee Gas Pipeline and National Fuel Gas Supply Corporation through Niagara, and Empire Gas Transmission flows at Chippawa.

The pipeline flow and capacity data is described further in Appendix A.

2.1.2 Sources of Supply at the Dawn Hub

Gas flowing through the Dawn Hub serves end-use markets in Ontario and Quebec, as well as U.S. markets in the Northeastern U.S. As shown in Exhibit 8, annual exports to U.S. Markets in the Northeastern U.S. have been declining, although peak period exports have remained relatively constant for the past four years.

2.2 Pipeline Capacity and Natural Gas Flows Into and Out of the Dawn Hub

Currently, there is no significant natural gas production in Central Canada. The Central Canada natural gas markets, including both Ontario and Quebec are served by three major sources of natural gas supply. Historically, the majority of natural gas delivered to Ontario has been transported from the Western Canadian Supply Basin (WCSB) to Ontario on the TransCanada Pipeline System. In addition, several pipelines deliver Canadian WCSB and U.S. natural gas supplies to Central Canada through Michigan into the Dawn market hub in Ontario. Since November of 2012, significant quantities of natural gas produced from Marcellus and Utica shales in the Northeastern U.S. have been delivered to Ontario via Niagara.

Exhibit 9 shows the changes in natural gas flows into Central Canada along each of the three paths for the last four years. As indicated in this exhibit, total flows into Central Canada have been declining as exports to the U.S. Northeast have been displaced by Marcellus production. The decline in flows has been concentrated on the TransCanada Mainline. Flows into Ontario from Michigan through the Dawn Hub have been increasing slowly. Imports from New York through Niagara, which started in November of 2012, are expected to continue to grow over time.

Exhibit 8: Natural Gas Exports to the U.S. from Eastern Ontario and Quebec

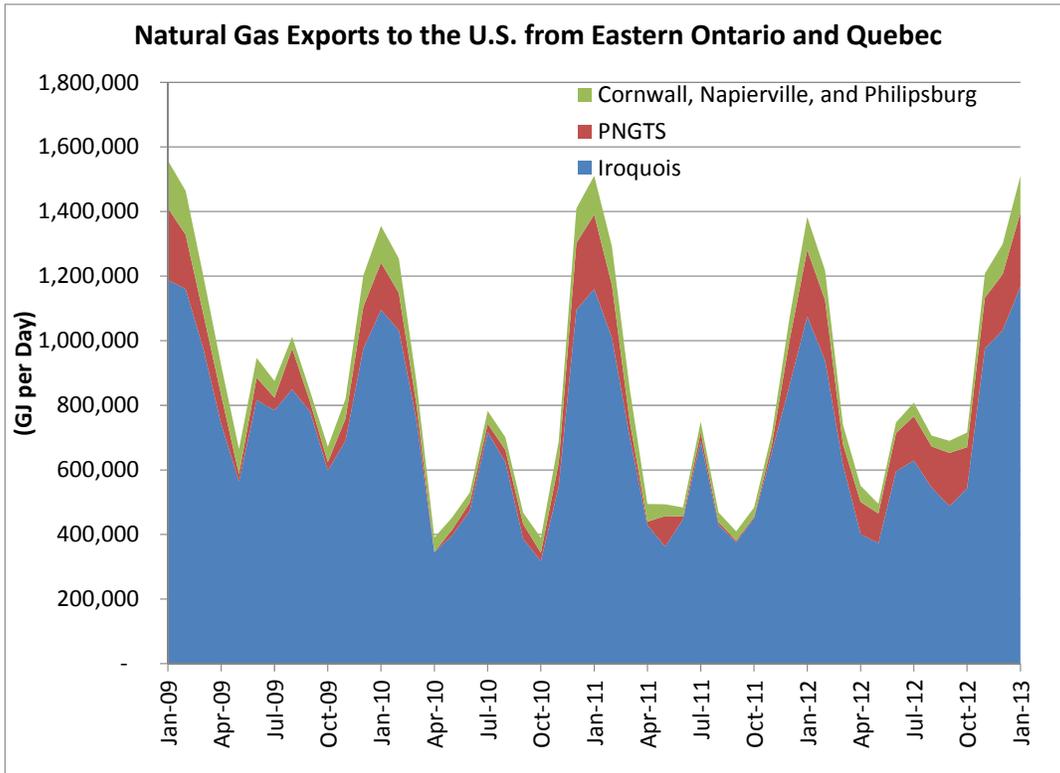
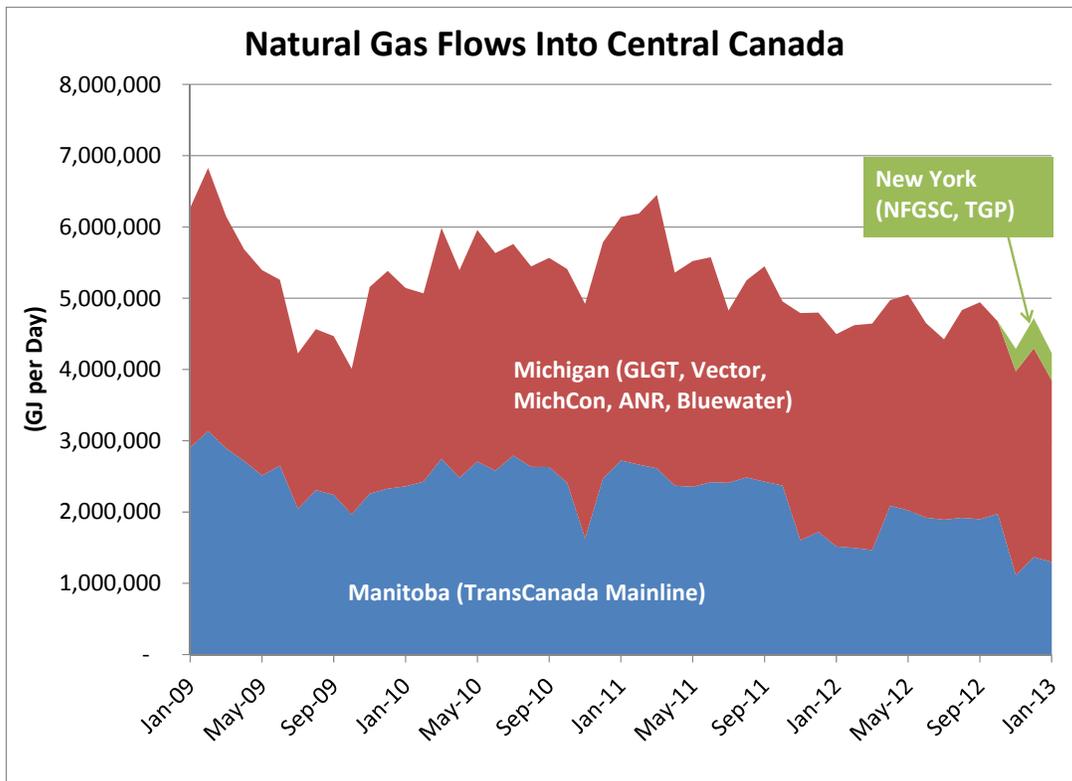


Exhibit 9: Natural Gas Flows into Central Canada



Pipeline capacity, flow, and capacity utilization for the major pipeline interconnects for 2012 are shown in Exhibit 10. The location, capacity, sources of supply and historical flows along each of these pipelines are discussed below.

Exhibit 10: Pipeline Interconnects Around Dawn

	2012 Average Flows into Ontario (GJ/Day)	2012 Capacity into Ontario (GJ/Day)	2012 Peak Month Flows into Ontario (GJ/Day)	2012 Peak Month Capacity Utilization (%)
TransCanada Mainline	1,722,665	4,213,894	2,063,566	49.0%
Pipelines Into Dawn From Michigan				
Panhandle Eastern Pipeline at Ojibway	147,304	160,778	176,180	99.5%
MichCon at St-Clair	212,586	298,530	350,219	87.5%
Bluewater Gas at Bluewater	72,154	222,843	206,077	92.0%
Vector at St-Clair	1,429,728	1,646,626	1,664,362	101.1%
Great Lakes at St. Clair	662,433	3,063,883	1,030,218	33.6%
ANR at Corunna	na	215,231	na	na
Pipelines Into Ontario From New York				
TransCanada Receipts at Niagara	59,803	439,000	410,950	93.6%
NFGS Deliveries to TransCanada at Niagara		370,981		
TGP Deliveries to TransCanada at Niagara		477,392		

2.2.1 TransCanada Mainline Pipeline

Historically, the TransCanada Mainline has been the largest source of natural gas supply into Ontario. TransCanada mainline capacity exceeds 7,000,000 GJ per day at Empress, with 4,213,894 GJ per day of capacity into Ontario and 1,311,701 GJ per day of capacity at the Northern Ontario flow-in at Barrie.⁴ Natural gas flows on the Mainline into Ontario have been declining over time due to decline in natural gas shipments on the Mainline from Empress.

⁴ Section 3.0: Economics: Supply, Market and Alternatives, Appendix 3-4, 2012 Eastern Mainline Expansion s.58 Application, TransCanada Pipelines Limited, November 1, 2011.

Exhibit 11: Natural Gas Flows East on the TransCanada Mainline from North Bay

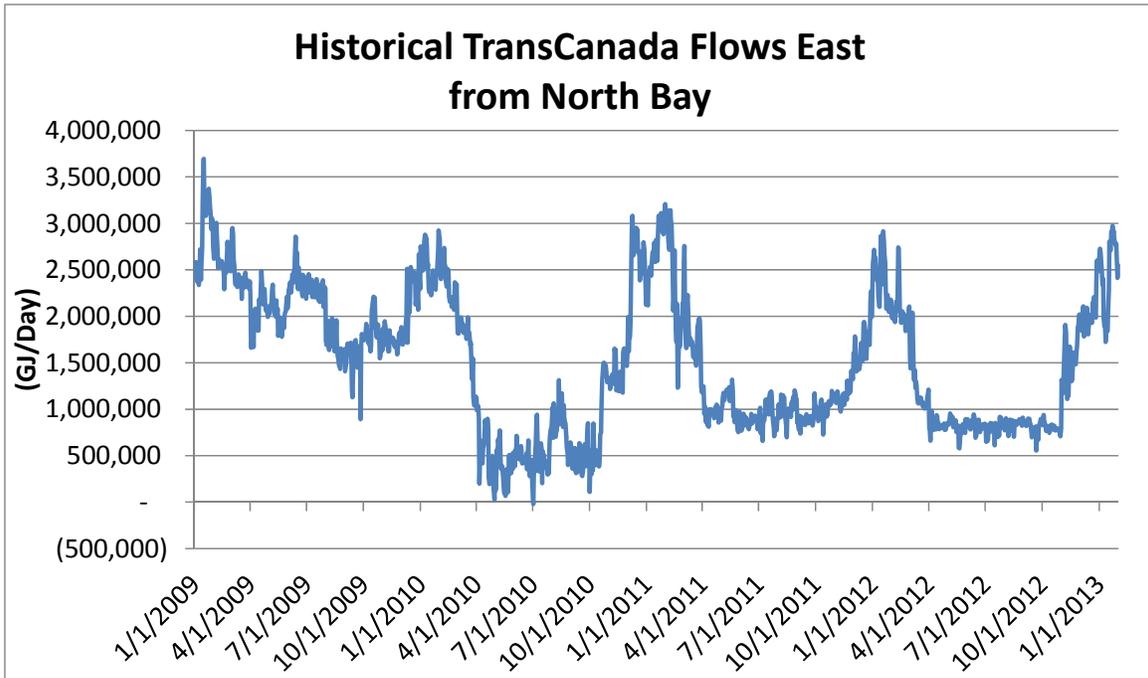
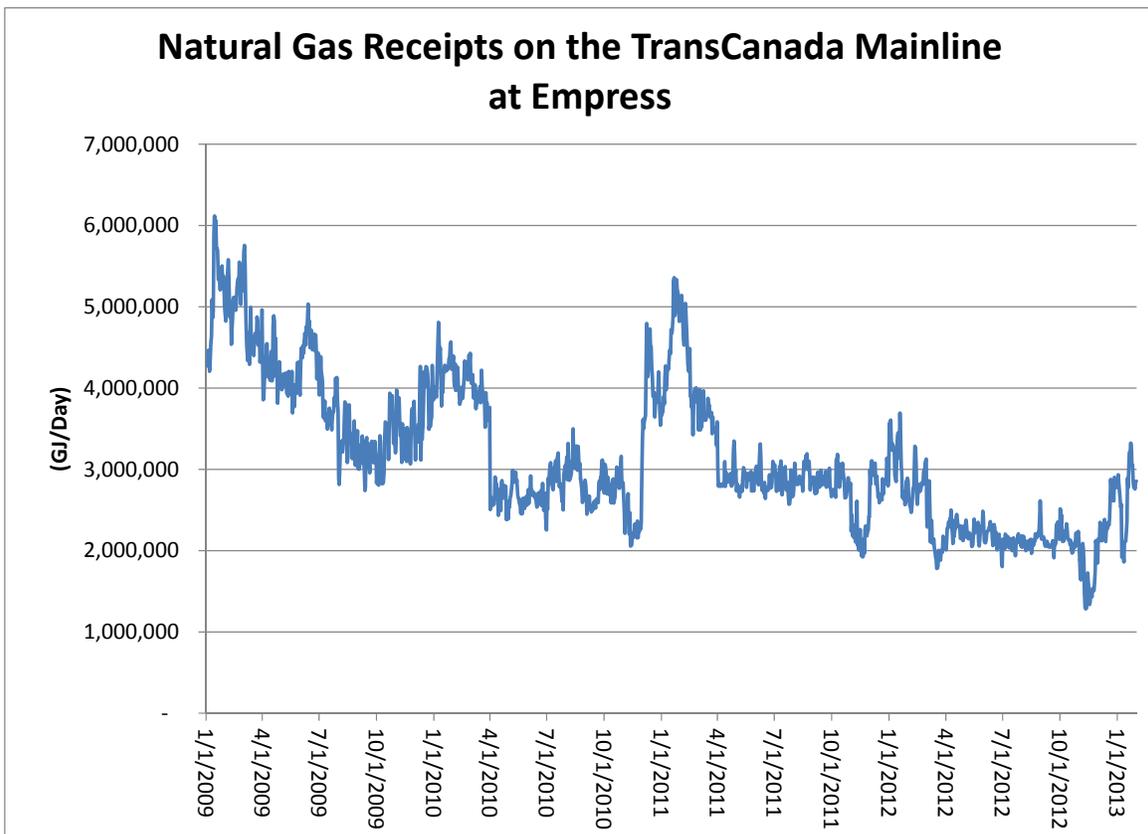


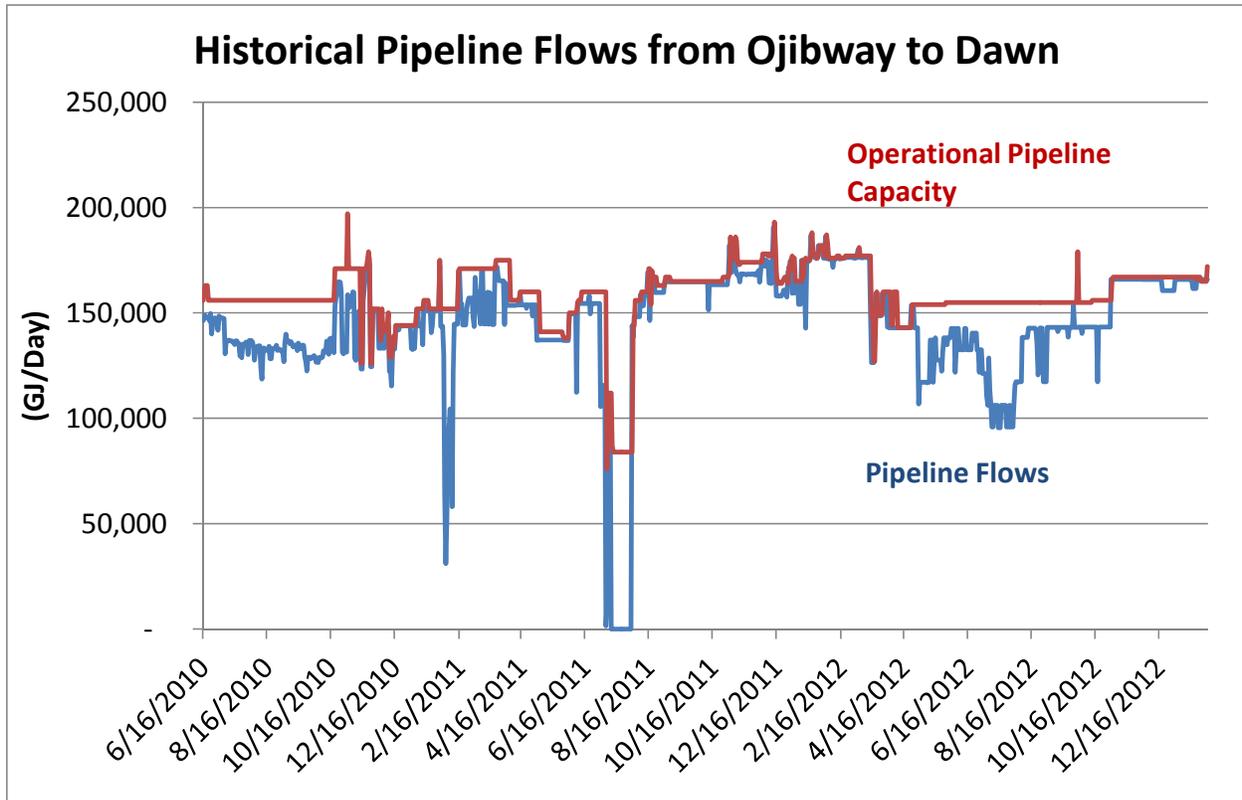
Exhibit 12: Natural Gas Receipts on the TransCanada Mainline at Empress



2.2.2 Panhandle Eastern Pipeline

The Panhandle Eastern Pipeline enters Ontario at Ojibway, where it interconnects with the Union Gas system. Panhandle Eastern provides access to Mid-continent natural gas supplies from Oklahoma and Northwestern Texas. The Panhandle Eastern capacity into Ontario is currently highly utilized, with peak month flows exceeding 99 percent of operational capacity.

Exhibit 13: Historical Pipeline Flows from Ojibway to Dawn

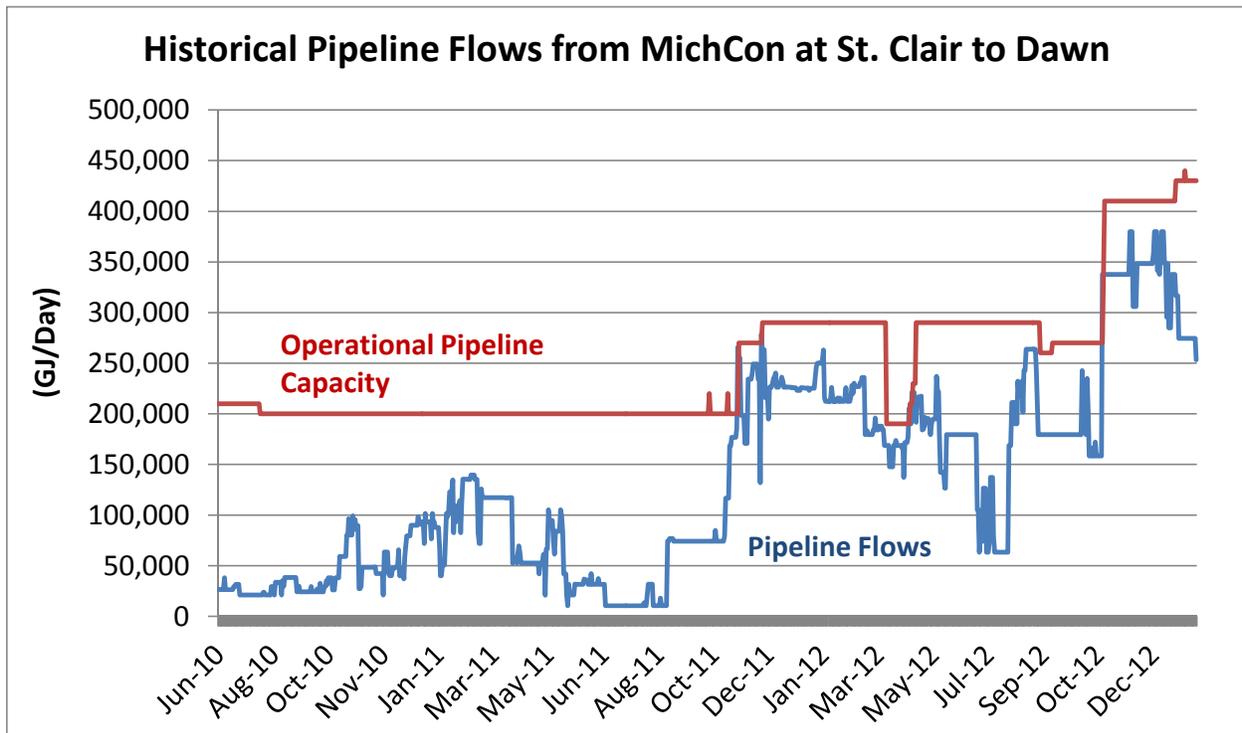


2.2.3 MichCon at St. Clair

The Belle River to St. Clair Pipeline, owned by MichCon Gas, connects the MichCon system in Michigan to the Union Gas system just west of Dawn at the St. Clair river crossing. During 2012, this pipeline interconnect provided nearly 300,000 GJ per day of pipeline capacity into Ontario. The capacity is highly utilized with peak month capacity utilization exceeding 87 percent of operational capacity.

The MichCon system connects with more than 124 Bcf (131 PJ) of working storage gas capacity owned by MichCon/DTE, as well as ANR Pipeline, Panhandle Pipeline, Great Lakes Gas Transmission, Consumers Energy, Union Gas, Vector Pipeline, Washington 10, and Blue Water Gas Storage, providing access to natural gas sourced from a variety of locations including the U.S. Mid-continent, Gulf Coast, U.S. Rocky Mountains, and the Western Canadian Supply Basin in Canada.

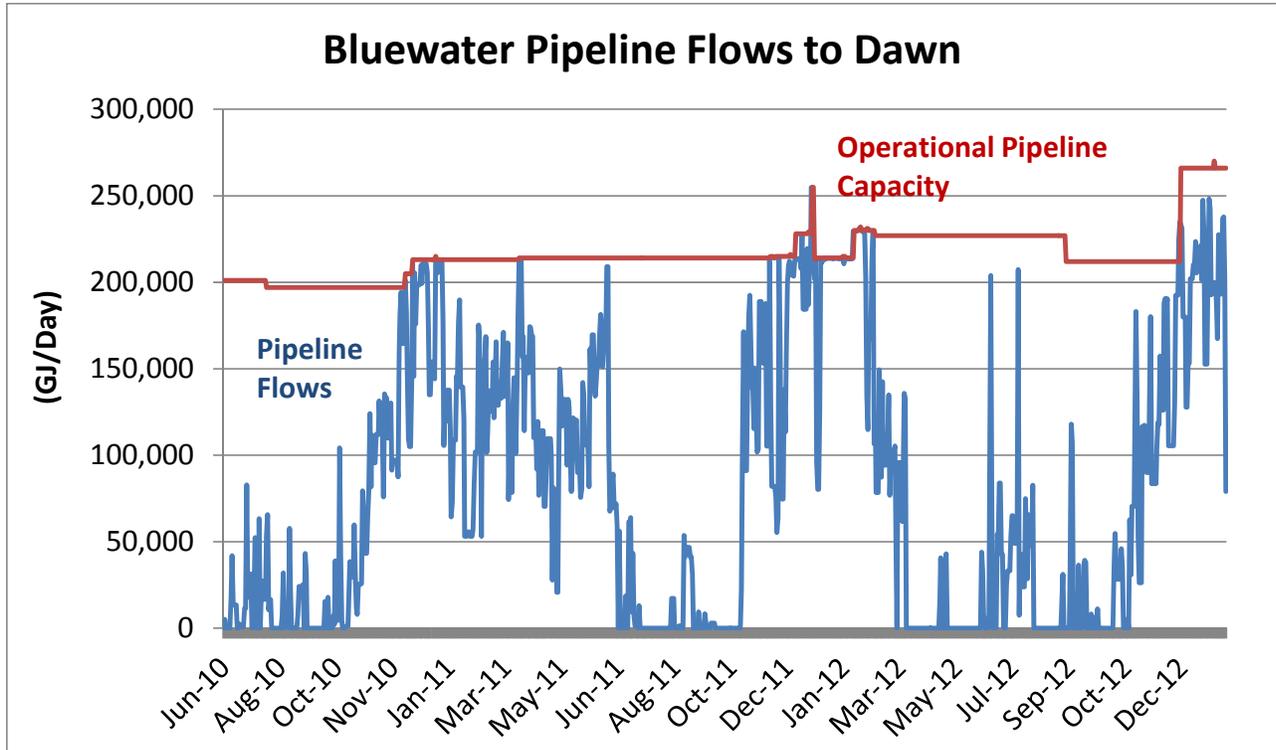
Exhibit 14: Historical Pipeline Flows from MichCon at St. Clair to Dawn



2.2.4 Bluewater Gas

Bluewater Gas Storage owns the Bluewater pipeline header system that connects with the Union Gas system near Marysville, Ontario. The Bluewater system provides more than 220,000 GJ per day of pipeline capacity from Michigan into Ontario, as well as providing access to 26 Bcf (27 PJ) of natural gas storage. Flows into Ontario from Bluewater are highly seasonal, with peak flows approaching 100 percent of capacity.

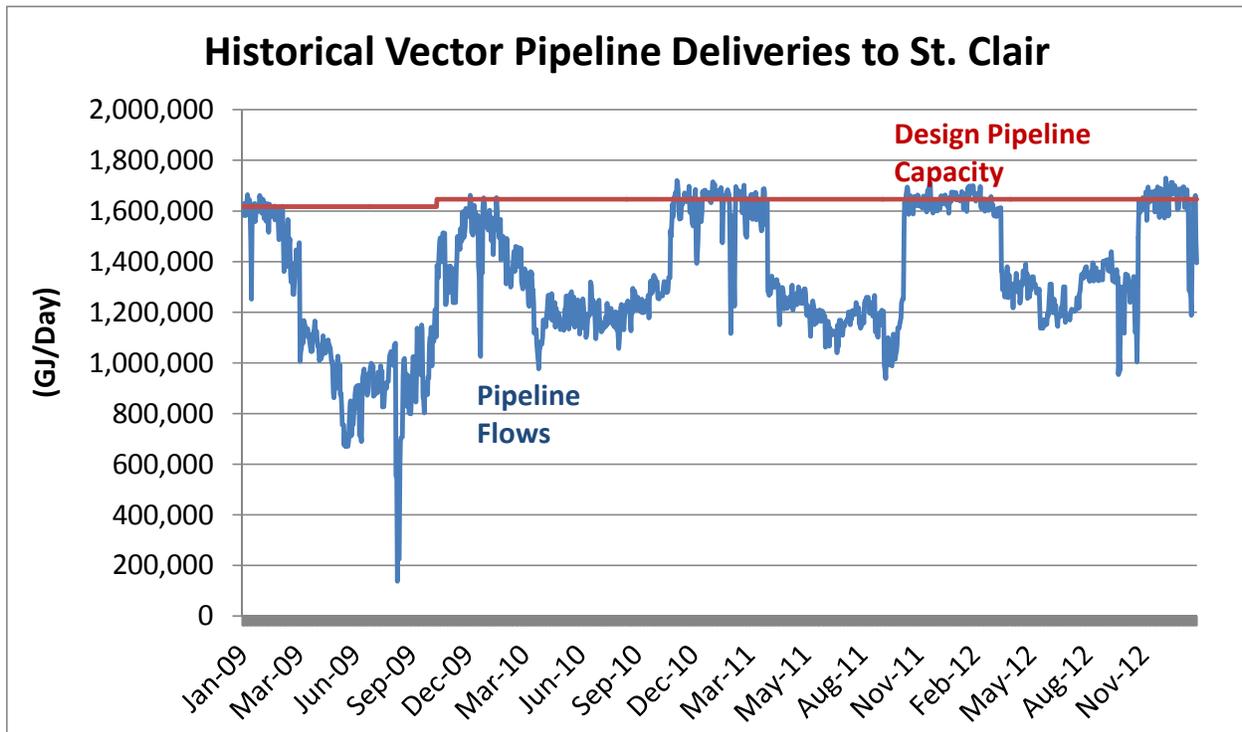
Exhibit 15: Bluewater Pipeline Flows to Dawn



2.2.5 Vector Pipeline

The Vector Pipeline provides a major natural gas transportation link between the Union Gas Hub at Dawn and the Chicago natural gas markets. Vector currently has capacity to deliver more than 1,600,000 GJ per day of natural gas into Ontario, and operates at about 85 percent annual capacity utilization, and near to 100 percent of operational capacity during the winter. The reported operational capacity on the Vector system often exceeds design capacity. While firm capacity is limited by the design capacity, changes in pipeline receipt and delivery points nominated by firm customers, as well as availability of gas delivered at higher than design pressure, and additional compression capacity above design compression capacity allows the pipeline to offer non-firm service above the design capacity of the pipeline. The Vector Pipeline provides Ontario access to natural gas delivered to Chicago from a variety of sources including the U.S. mid-continent, Rocky Mountains, and the Canadian WCSB via Alliance and Northern Border Pipelines.

Exhibit 16: Historical Vector Pipeline Deliveries to St. Clair



2.2.6 Great Lakes Gas Transmission

GLGT system extends from an interconnection with TransCanada Pipelines Limited at the Manitoba/Minnesota border, and traverses northern Minnesota and northern Wisconsin, and the upper and lower peninsulas of Michigan to reconnect with TransCanada at St. Clair, Michigan. The TransCanada system at St. Clair interconnects directly with the Union Gas system at the Dawn Hub. GLGT capacity at the border is more than 3,000,000 GJ per day. GLGT provides direct access to Ontario for WCSB gas delivered to GLGT at Emerson at the Manitoba/Minnesota border, as well as access to additional storage capacity in Michigan, and U.S. sources of natural gas supply.

GLGT both delivers natural gas to TransCanada and takes receipt of natural gas from TransCanada. Prior to the 2012/2013 winter, deliveries exceeded receipts, and GLGT was a net exporter of natural gas from Michigan to Ontario. During the 2012/2013 winter, GLGT reversed flow and transported natural gas from the Ontario border back to Emerson. GLGT delivery capacity to Emerson is 707,000 GJ per day.

Exhibit 17: Net TransCanada Receipts from Great Lakes at St. Clair

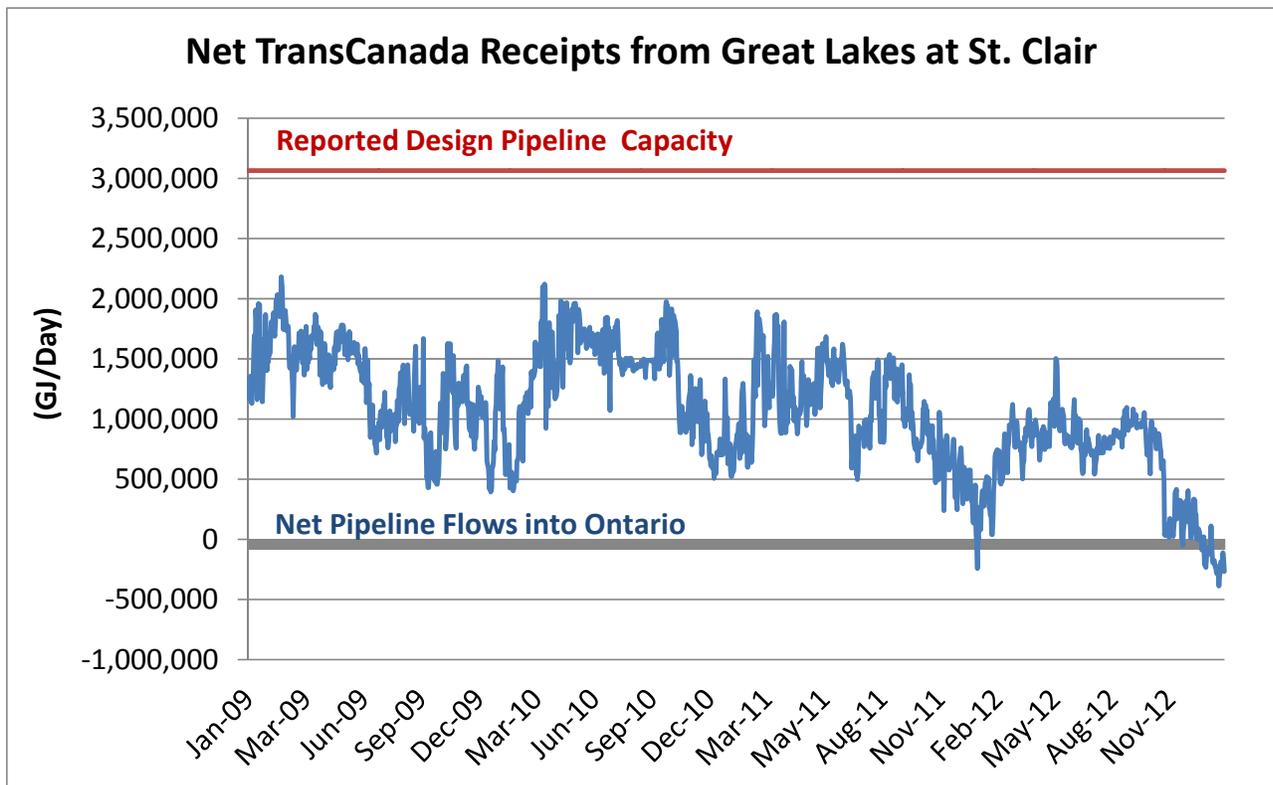


Exhibit 18: Projected Net TransCanada Receipts from Great Lakes at St. Clair

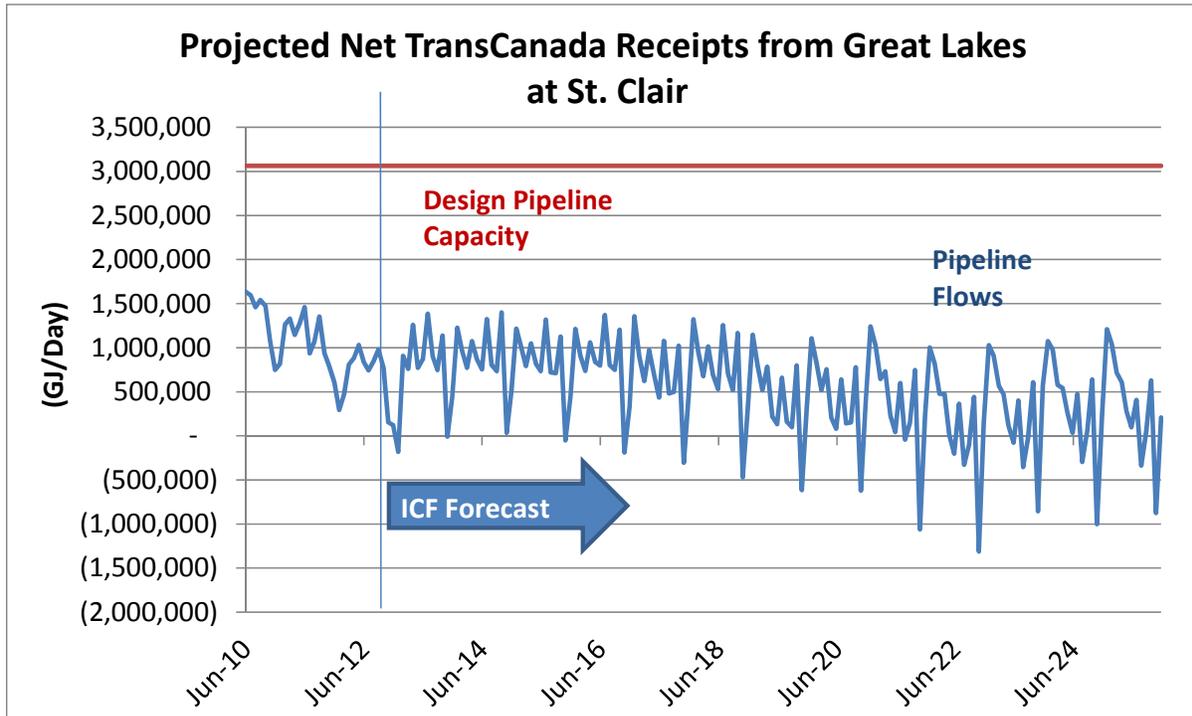


Exhibit 19: Great Lakes Deliveries to TransCanada at St. Clair

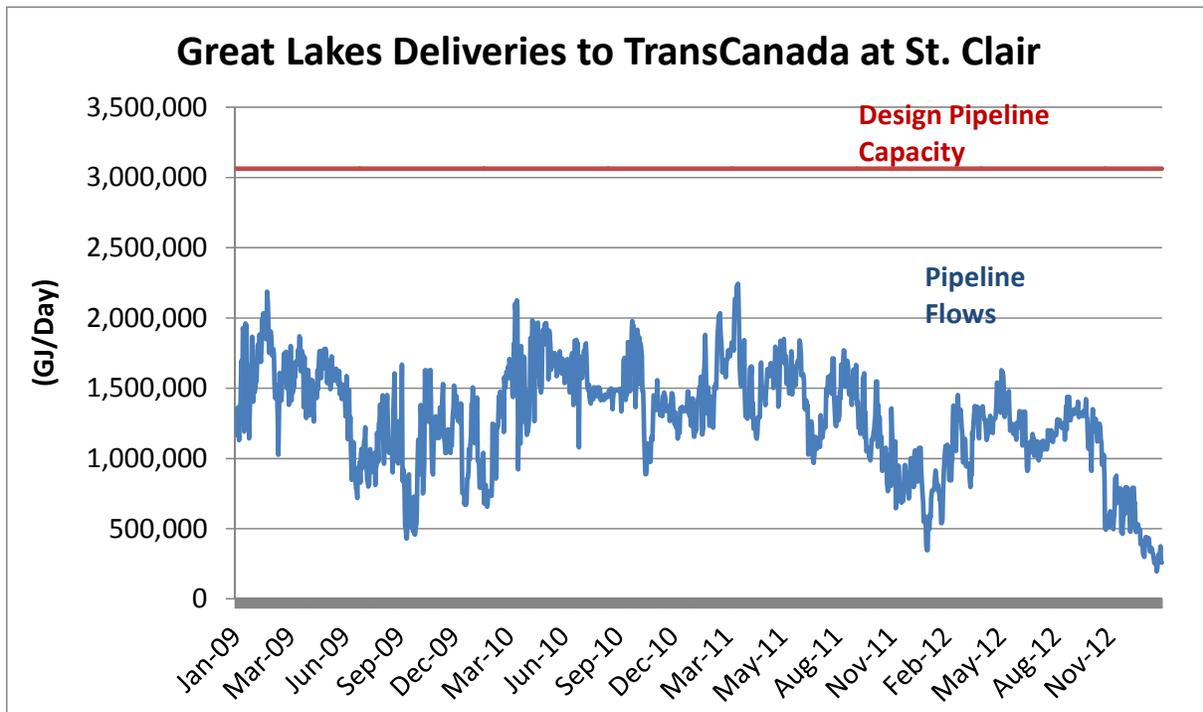
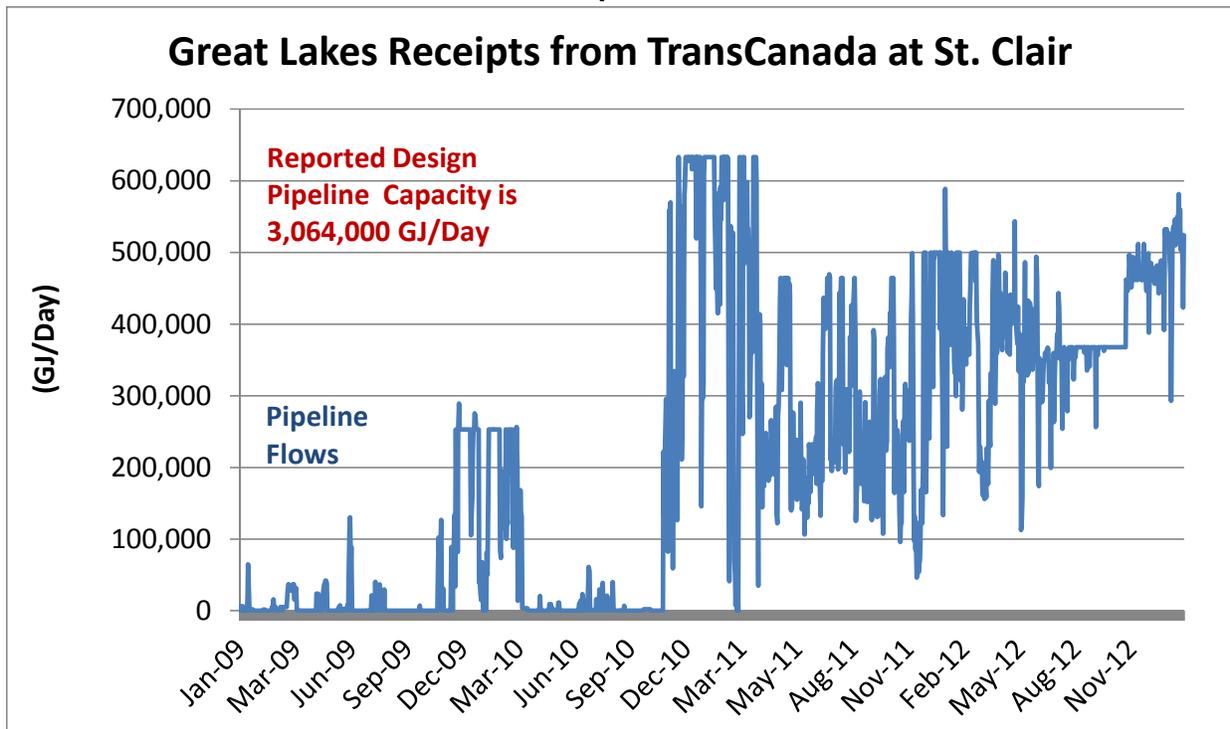


Exhibit 20: Great Lakes Receipts from TransCanada at St. Clair



2.2.7 ANR

The ANR Pipeline delivers natural gas to Ontario at the interconnect with Niagara Gas Link Pipeline at Corunna, just north of the St. Clair Pipeline crossing. ANR has 215,000 GJ per day of pipeline delivery capacity to the border at Corunna. Niagara Gas Link, a wholly owned subsidiary of Enbridge Gas Transmission, runs from the international border to the Enbridge storage facilities at Tecumseh. The Enbridge Tecumseh storage facilities interconnect directly with the Union Gas system at Dawn. ANR delivery capacity to Corunna provides access to gas from the WCSB as well as U.S. natural gas sources from the Mid-continent for the Enbridge storage facilities at Tecumseh. The design maximum deliverability from Enbridge Tecumseh storage to Dawn is about 2,700,000 GJ per day. Average flows from Tecumseh storage to Dawn exceeded 900,000 GJ per day in January of 2010. Great Lakes Gas Transmission LP has proposed a system expansion that would allow GLGT shippers to deliver gas to Niagara Gas Transmission.

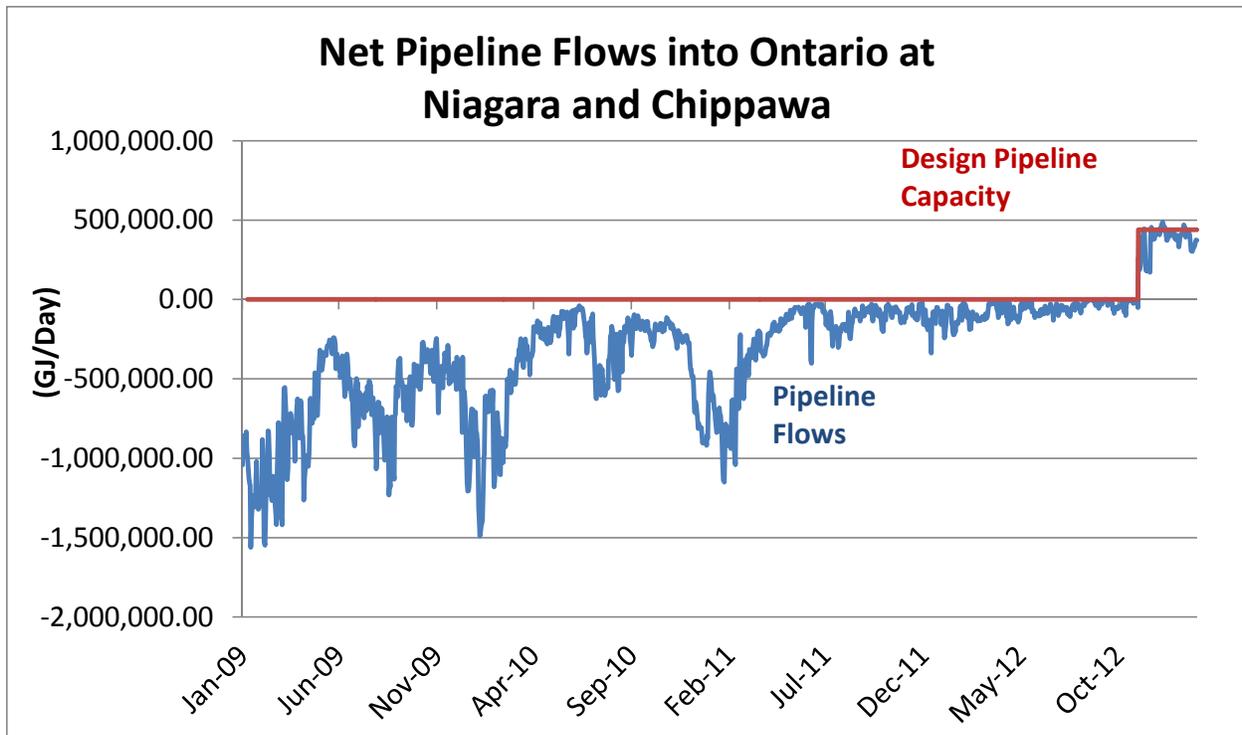
2.2.8 Pipeline Flows between Ontario and New York on the Niagara Peninsula

Currently, there are three pipeline interconnects between the U.S. and Ontario on the Niagara Peninsula. TransCanada connects with Tennessee Gas Pipeline and National Fuel Gas Supply at Niagara, and with the Empire Pipeline at Chippawa. Historically, each of these interconnects was designed to export natural gas from Ontario to New York State. However, exports from Ontario have dropped rapidly as growth in Marcellus gas supply has displaced imports from

Ontario in much of the Northeastern U.S. In 2012, TransCanada spent \$130 million to reverse and expand the pipelines running from the Niagara interconnect with TGP and NFGSC to the Union Gas system at Kirkwall and Union Gas/TransCanada interconnect at Parkway. The project created capacity of 439,000 GJ per day to flow from the New York and Ontario border at Niagara into Ontario on the TransCanada system with 418,000 GJ per day flow to Kirkwall. TGP has 477,000 GJ per day of capacity to Niagara and NFGSC has 371,000 GJ per day of capacity to Niagara. The available pipeline capacity into the Niagara region, and 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.

TransCanada also interconnects with the Empire Pipeline at Chippawa, just south of Niagara. Currently, the Chippawa interconnect does not allow physical flows from New York to Ontario, although Empire Gas Pipeline offers 40,000 GJ per day of delivery to Chippawa on a backhaul contractual basis that would be served by displacement as long as up to 40,000 GJ per day is contracted for delivery from Ontario to the Empire Pipeline at Chippawa.

Exhibit 21: Historical Net Pipeline Flows into Ontario at Niagara and Chippawa



2.3 Natural Gas Storage around Dawn

The Central Canadian natural gas market relies heavily on the use of natural gas storage facilities located around the Dawn Hub. During the summer months, much of the natural gas flowing into Ontario is put into storage. During the winter months, much of the gas supply for

Central Canada is withdrawn from these storage facilities. The facilities include storage facilities owned and operated by Union Gas, and Enbridge, as well as several small independently operated storage fields, including St. Clair Storage, Airport Storage, and Tipperary Storage.⁵ ICF is projecting total growth in storage working gas capacity in Ontario of about 32 PJ's between 2012 and 2025.

Exhibit 22: Ontario Storage Connected to the Dawn Hub

Region	Working Gas Capacity (GJ)	Design Day Withdrawal Capability (GJ per day)	Design Day Injection Capability (GJ per day)
Union Gas	166,000,000	3,245,000	1,230,000
Enbridge Tecumseh	117,390,000	2,700,000	1,600,000
SASLP (Airport)	5,600,000	56,000	42,000
MHP (St. Clair)	1,285,000	12,000	9,000
HTLP (Tipperary)	3,100,000	25,000	18,750
Total	293,375,000	6,038,000	2,899,750

Source: OEB Storage and Transportation Access Rule ("STAR") reports from each storage provider.

Neither Union Gas, nor Enbridge publish daily injection or withdrawal data for their storage fields. However, all of the storage facilities in Ontario are required by the Ontario Energy Board to publish monthly storage inventory reports, as well as biannual storage capacity reports. We have used this data to estimate monthly average storage injections and withdrawals for Union Gas storage and for Enbridge Tecumseh storage. Exhibit 23 and Exhibit 24 below show the monthly average injection and withdrawals from storage for Union Gas and Enbridge Tecumseh. It is important to note that the monthly averages mask large daily swings in storage activities at these facilities.

⁵ The St. Clair and Sarnia Airport storage pools are owned by Market Hub Partners, which is a subsidiary of Spectra Energy, which also owns Union Gas. The Tipperary storage pool is owned by the Huron Tipperary Limited Partnership, which is jointly owned by Union Gas Limited and Tribute Resources Inc.

Exhibit 23: Average Monthly Withdrawals / (Injections) from Union Gas Storage at Dawn

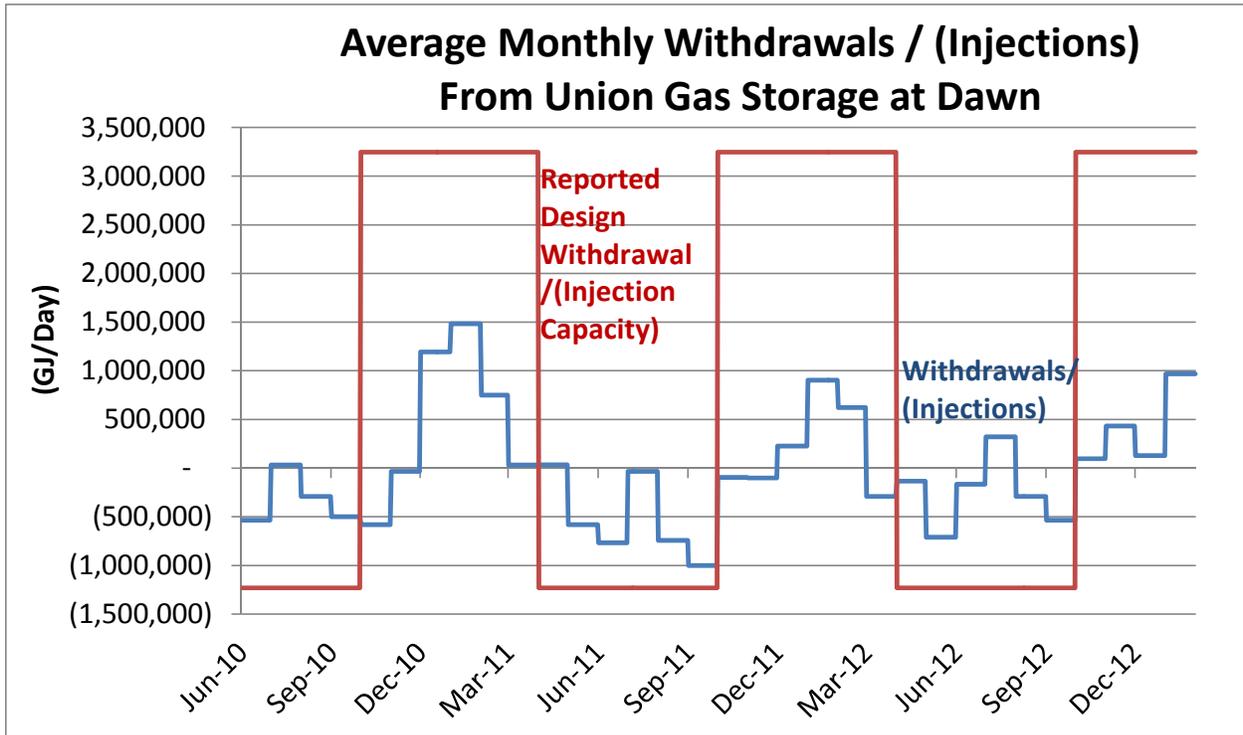
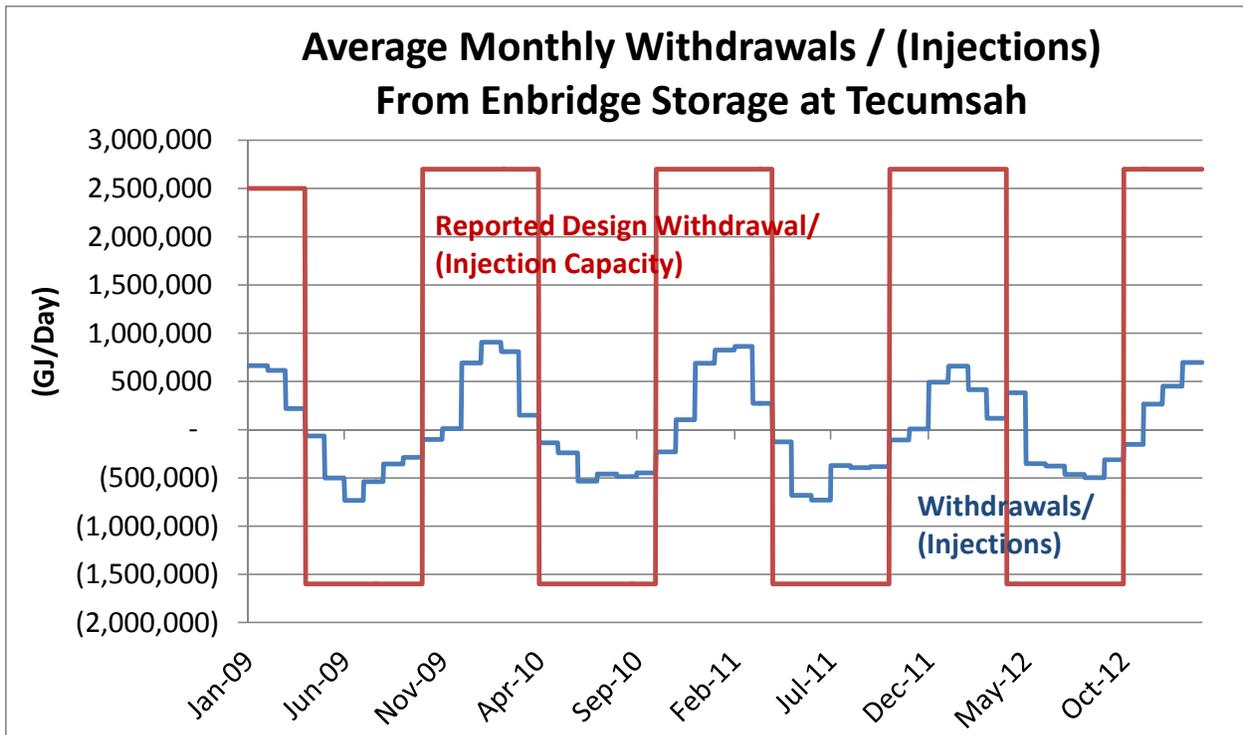


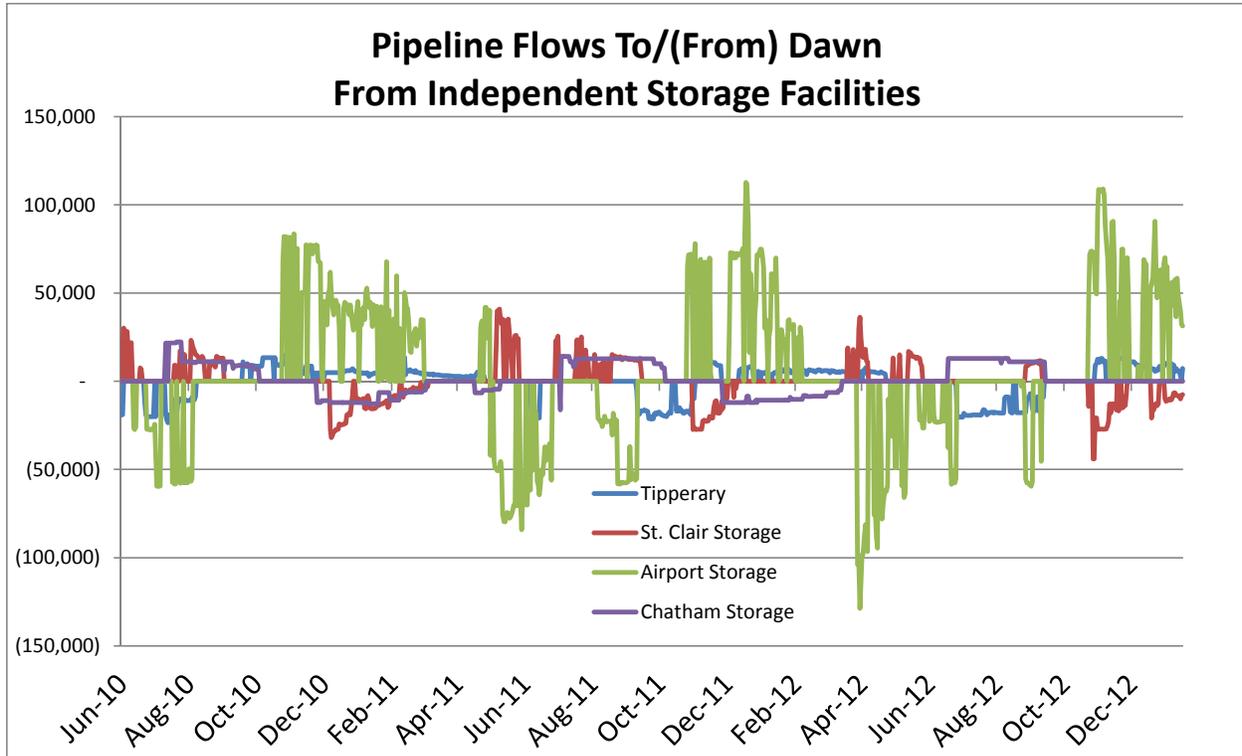
Exhibit 24: Average Monthly Withdrawals / (Injections) from Enbridge Storage at Tecumseh



2.3.1 Independent Storage Pools

In addition to the Union Gas and Enbridge storage facilities around Dawn, there are several smaller storage fields, including St. Clair Storage, Airport Storage, Tipperary Storage, and Chatham Storage. The daily flows between Dawn and St. Clair Storage, Airport Storage, Tipperary Storage, and Chatham storage are shown in Exhibit 25 below. ICF is not currently projecting any new independent storage pools to be developed in Ontario before 2025.

Exhibit 25: Pipeline Flows To / (From) Dawn from Independent Storage Facilities



2.4 Ontario Export Paths

Ontario has also been a major exporter of natural gas to the U.S. at a variety of points including:

- 1) Exports to Michigan from Dawn
- 2) Exports to New York State at Niagara and Chippawa
- 3) Deliveries to the Iroquois Pipeline at Waddington
- 4) Deliveries to PNGTS at East Hereford
- 5) Deliveries to several small U.S pipelines serving local markets in New York and Vermont, including:
 - a. Deliveries from Niagara Gas Transmission to St. Lawrence Gas Company near Cornwall, Ontario

- b. Deliveries to Vermont Gas Systems at Phillipsburg
- c. Deliveries to North Country Pipeline at Napierville

With the exception of the Great Lakes Gas Transmission system, the exports to Michigan from Dawn are seasonal in nature and generally act to improve the efficiency of the Dawn Hub and the storage facilities in Ontario and Michigan rather than serving demand in the United States. Since November 1, 2011, TransCanada has delivered significant flows of natural gas to GLGT. TransCanada is using GLGT to transport natural gas from Dawn to the TransCanada system at Emerson, and then to eastern markets along the Northern Mainline in order to move around the Parkway to Maple constraint. Prior to November 1, 2012, forward haul deliveries from GLGT to TransCanada at the Ontario Michigan border exceeded the deliveries from TransCanada to GLGT, hence these flows represented contractual backhaul flows rather than physical flows. Starting November 1, 2012, GLGT receipts from TransCanada have regularly exceeded TransCanada receipts from GLGT, and physical pipeline flows on the GLGT system have reversed all the way to Emerson, with average January 2013 TransCanada receipts at Emerson from GLGT exceeding 500,000 GJ per day.

The other export points, including TCPL deliveries to the Iroquois Pipeline at Waddington, TCPL deliveries to PNGTS at East Hereford, and TCPL deliveries at Cornwall, Napierville and Phillipsburg to other smaller pipelines continue to serve U.S. demand. However, exports have become increasingly seasonal. Peak exports on these pipelines during the winter are often at the operational capacity of the pipelines. During January 2013, Iroquois Pipeline receipts at Waddington (Exhibit 26) were at 93 percent of pipeline design capacity, and PNGTS receipts at East Hereford (Exhibit 27) averaged 128 percent of the design capacity of the pipeline.

Exhibit 26: TransCanada Deliveries to Iroquois at Waddington

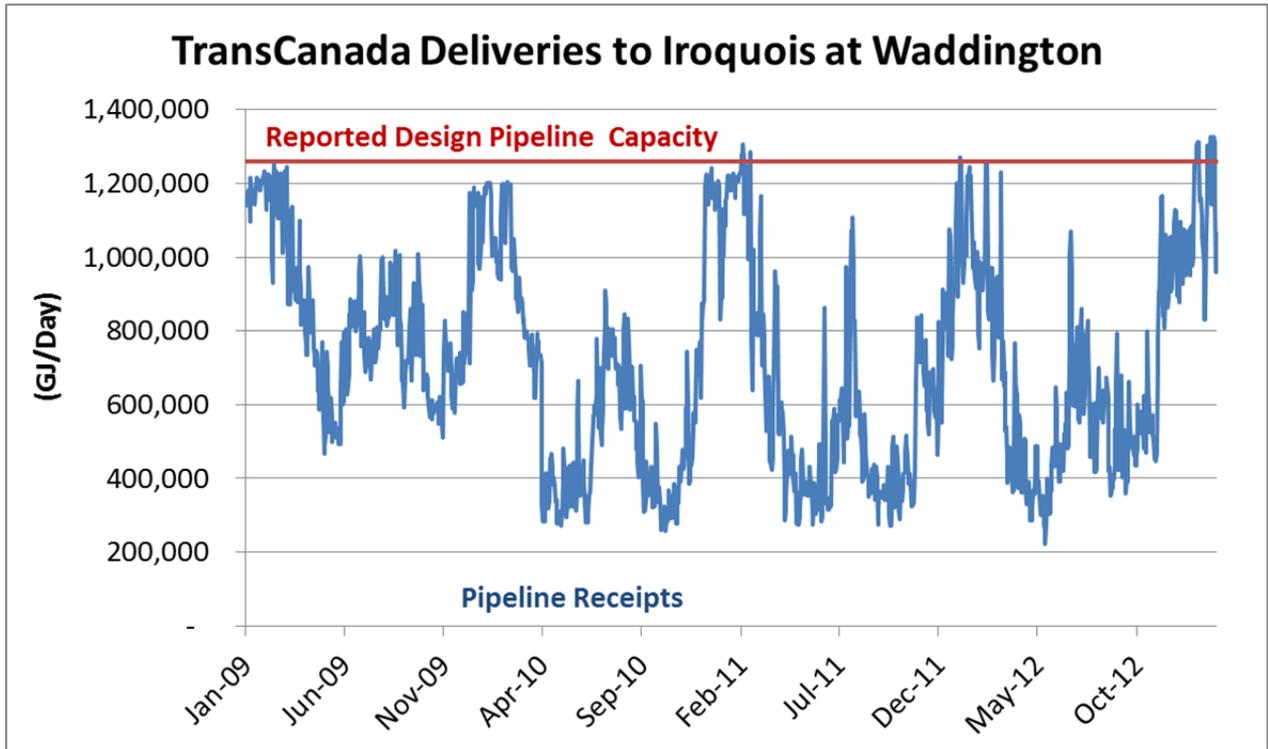
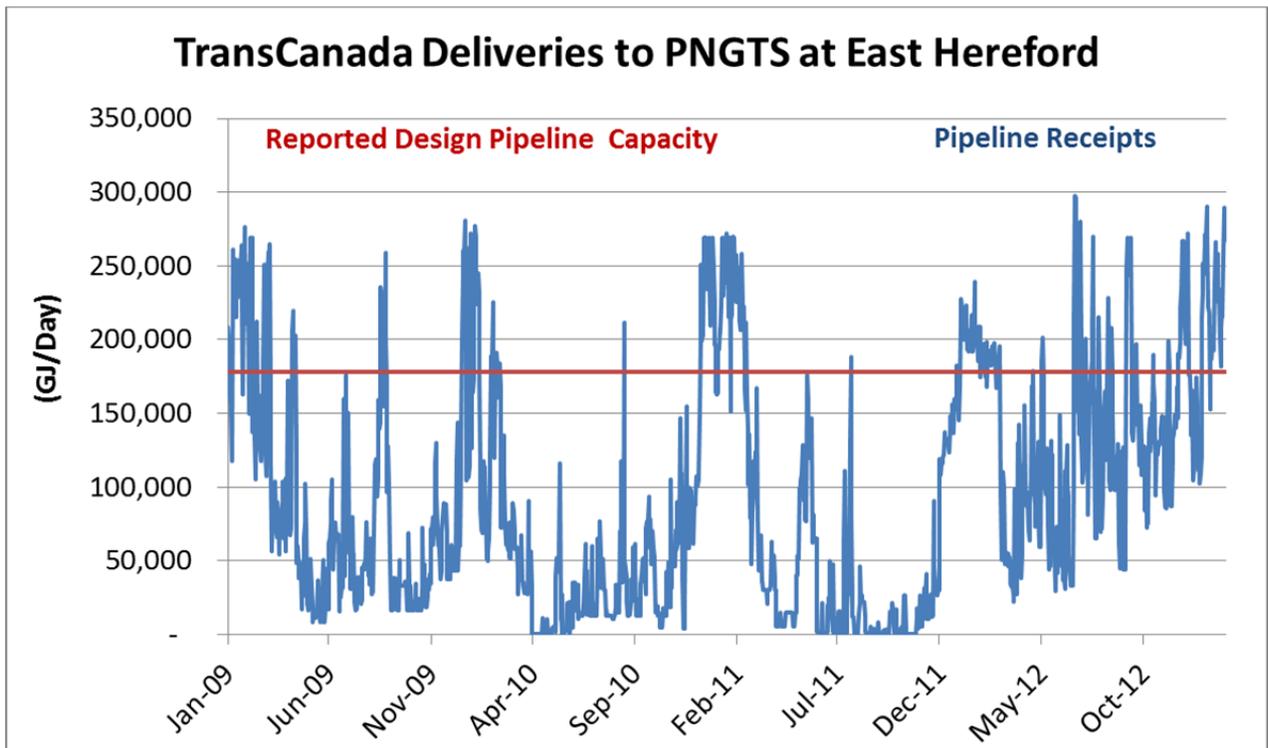


Exhibit 27: TransCanada Deliveries to PNGTS at East Hereford



2.5 Pipeline Flows, Receipts and Deliveries at points inside of Ontario

The change in natural gas market flows into and out of Ontario is also changing the operational characteristics of the pipeline systems within the province. The change from exports to imports at Niagara has shifted TransCanada receipts and deliveries at both Kirkwall and Parkway, (Exhibit 28 through Exhibit 31), as well as activity on the Union Gas system (Exhibit 32 and Exhibit 33).

Exhibit 28: TransCanada Receipts at Kirkwall

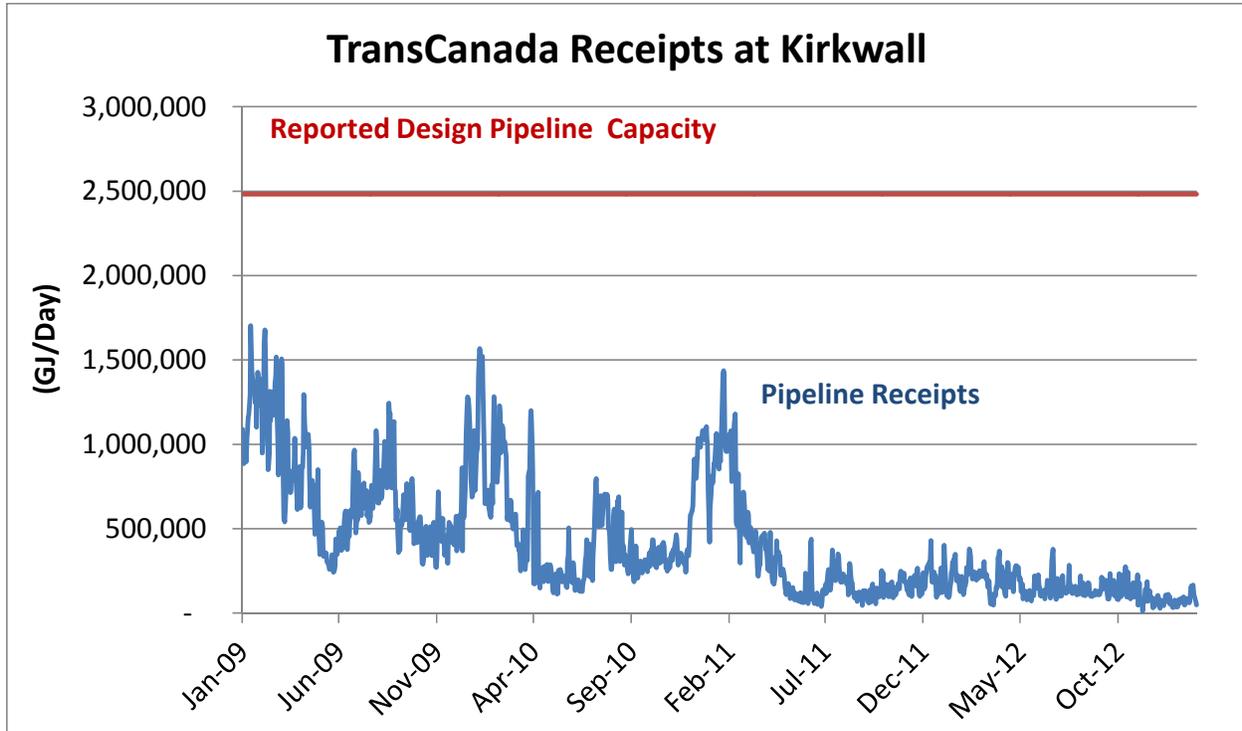


Exhibit 29: TransCanada Deliveries at Kirkwall

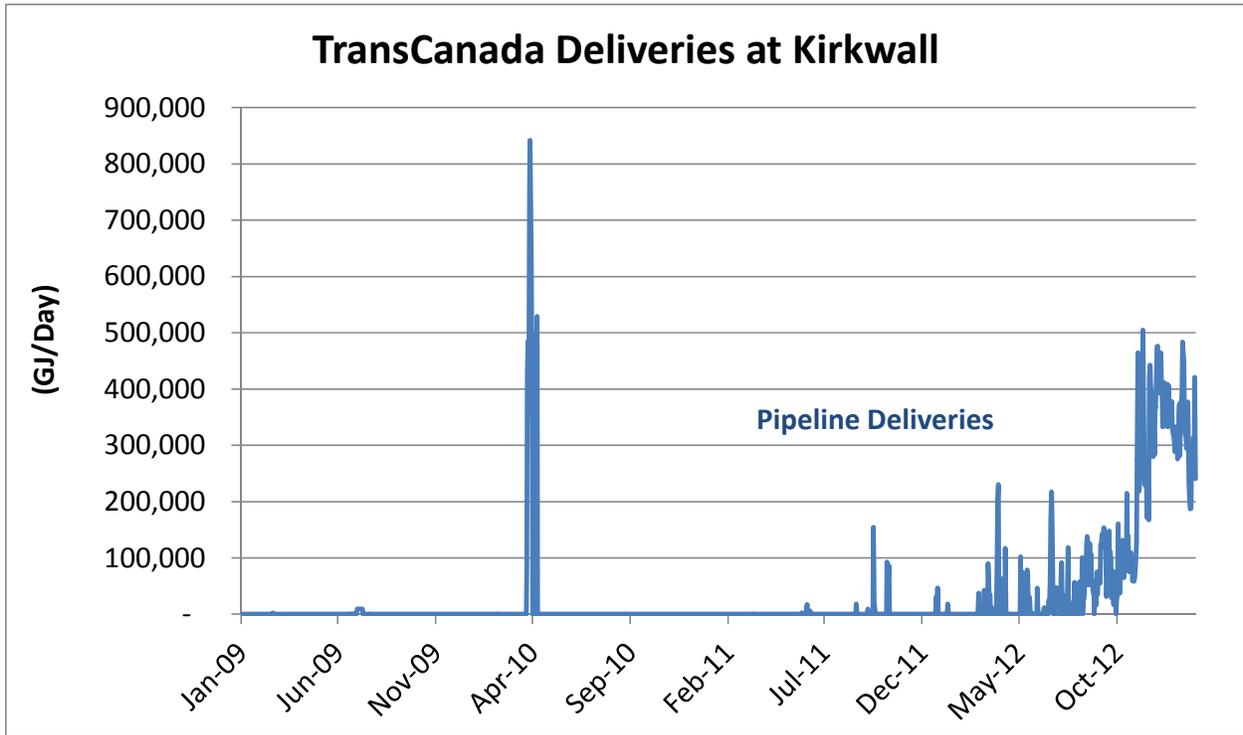


Exhibit 30: TransCanada Receipts at Parkway

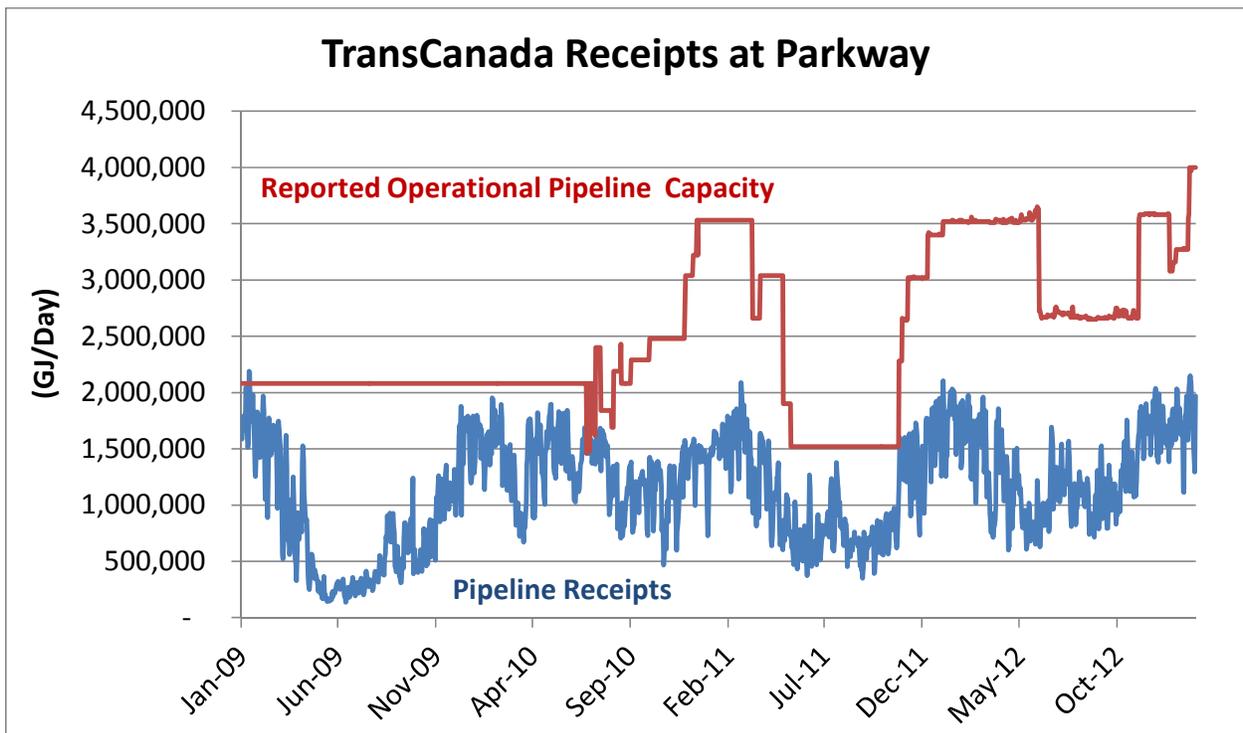


Exhibit 31: TransCanada Deliveries at Parkway

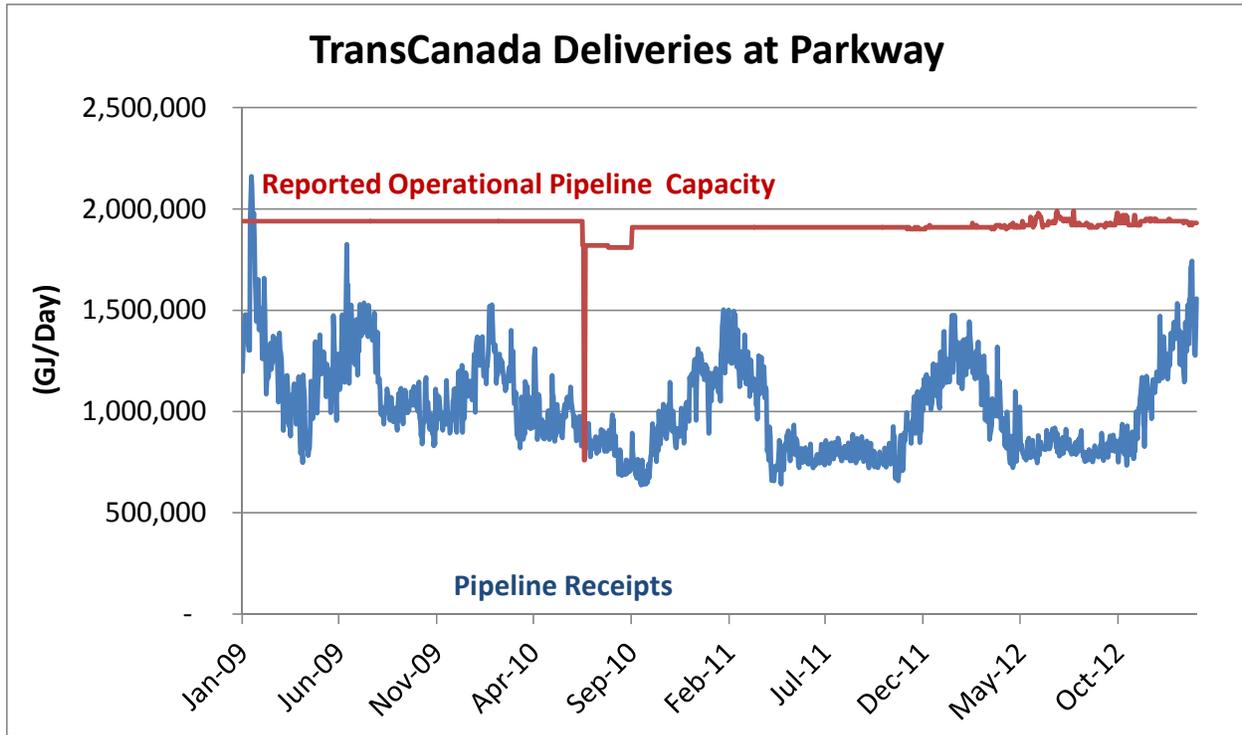


Exhibit 32: Pipeline Flows from Dawn to Parkway on the Union System

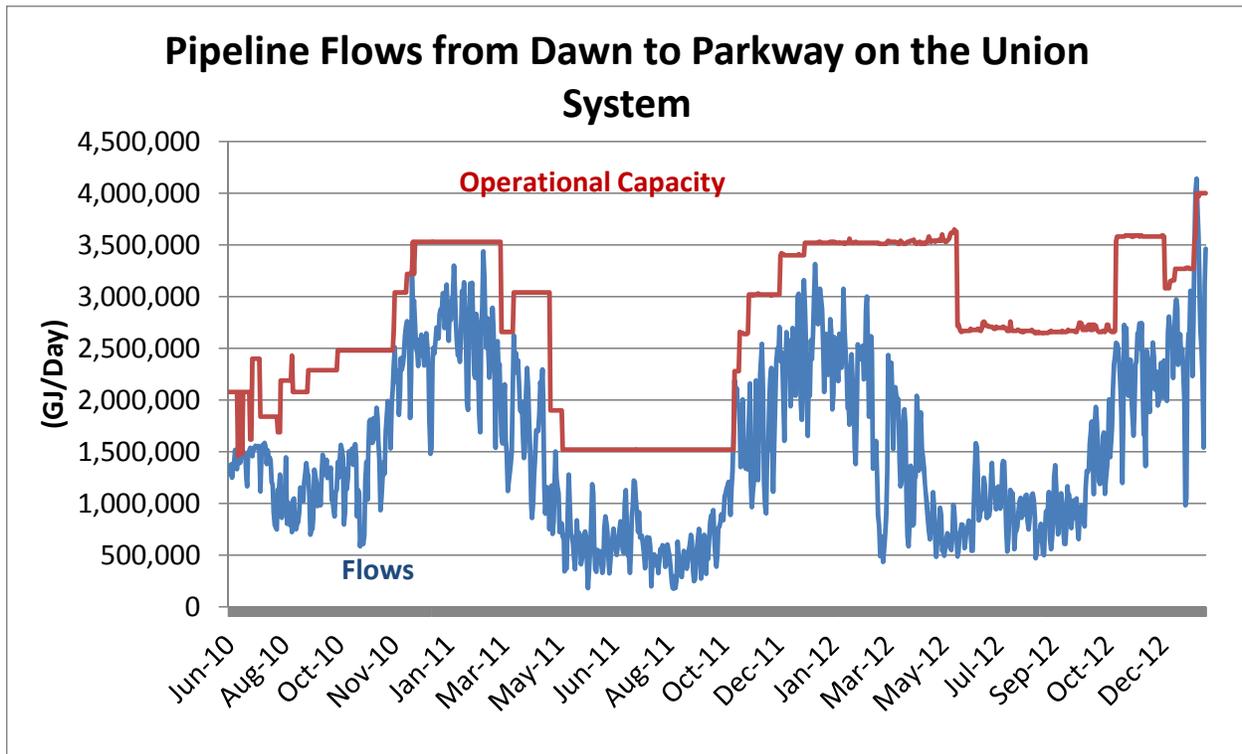
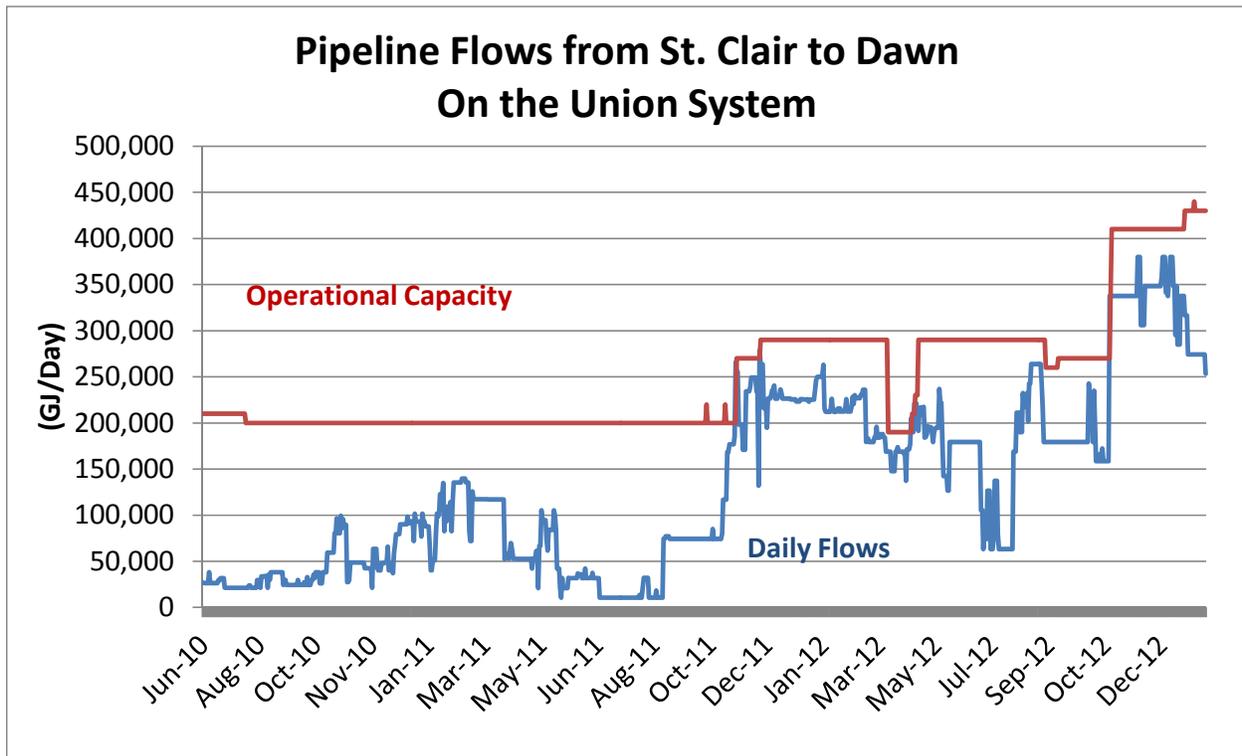


Exhibit 33: Pipeline Flows from St. Clair to Dawn on the Union System



3 Review of Pipeline Expansion Proposals Likely to Impact the Dawn Hub and Central Canadian Gas Markets

The changes in natural gas supply, particularly the growth in natural gas production from the Marcellus and Utica shales in the Northeastern United States will have a major impact on natural gas transportation patterns, leading to development of new pipelines, the expansion of existing pipelines in some markets, and the under-utilization of pipeline capacity in some traditional transportation corridors. We used the ICF Gas Markets Model (GMM) to forecast the changes in natural gas flows and associated changes in natural gas pipeline requirements. This section of the report provides an assessment of the pipeline capacity additions that will be required to meet the changing market needs.

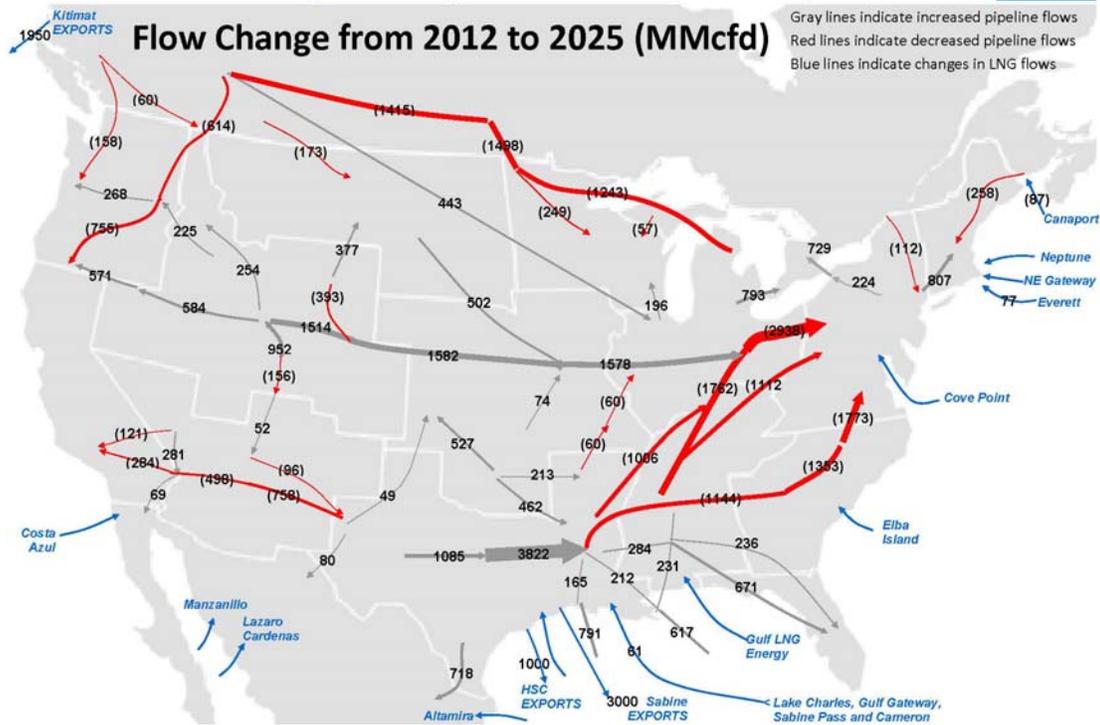
3.1 Changes in North American Pipeline Flows

The changes in the location of natural gas production, particularly the growth in production from the Marcellus and Utica supply basins will result in significant changes in interregional pipeline flows. Exhibit 34 shows the projected changes in interregional pipeline flows from 2012 to 2025 projected by ICF in the January 2013 ICF Base Case. The arrows show the changes in gas flows over the pipeline corridors between regions; the gray arrows indicate increases in flows and red arrows indicate decreases. The blue lines indicate changes in LNG flows.

This map illustrates in broad terms how gas supply developments will drive major changes in North American gas flows. Of particular importance to Gaz Métro, the growth in Marcellus Shale gas production in the Middle Atlantic region will displace gas that once was imported into that region from other regions, hence the red arrows entering the Middle Atlantic Region from points north (Canada), Midwest (Ohio), and South Atlantic (North Carolina). In effect, the Middle Atlantic region becomes a major producer of gas and supplies gas to consumers throughout the East Coast. The flow of natural gas from Alberta through eastern Canada to the eastern U.S. will decline as Marcellus production displaces both imports from Canada and flow from the U.S. Gulf Coast.

Marcellus natural gas developments are expected to increase gas supply at Dawn along two different paths. ICF expects continuing growth in Marcellus gas imports to Ontario through Niagara. In addition, we expect Marcellus gas to displace gas flows into the Middle Atlantic from the Gulf Coast, Mid-continent and Rocky Mountains, leading to additional natural gas supply into the Midwest and then to Dawn.

Exhibit 34: Projected Change in Interregional Pipeline Flows from 2012 to 2025



Source: ICF GMM© Jan 2013

Other developments will decrease natural gas available to flow into Dawn. Gas flows out of Western Canada are projected to decrease. Growth in production from shale gas resources in BC and Alberta will be more than offset by declines in conventional gas production in Alberta, as well as growth in natural gas demand in Western Canada. Strong industrial demand growth in Western Canadian for producing oil from oil sands will keep more gas in the western provinces. The planned LNG export terminals in British Columbia also will draw off gas supply once exports of LNG begin. The combination of declining conventional WCSB production and Western Canadian demand sources such as LNG exports and oil sands development will mean declining supply access for Dawn.

ICF also projects that a total of five North American LNG export facilities will be built during the period of 2016 and 2021. Two of these facilities will be in Canada (Kitimat and BC LNG) and three facilities will be along the Gulf Coast. By 2020 North American LNG exports will total to 5 Bcf per day. Changes in LNG imports into the Gulf Coast, as well as into Cove Point, Maryland; Elba Island, Georgia; and New England will also change gas flow patterns. Declining LNG imports into Cove Point, Maryland, as well as increasing gas-fired power generation in New England, will put increasing demands on Marcellus production, limiting flows out of the region (to Dawn, among other locations).

3.2 Overview of Recent Natural Gas Pipeline Expansions in the Northeast and Midwest

Gas pipeline expansions in the northeast US have been driven over the past several years by the desire to connect and deliver increased natural gas production from Marcellus Shale development in Pennsylvania and West Virginia. The drivers for the construction of new pipe and the need to reconfigure and modify existing pipelines to handle changing sources of supply are expected to continue over the coming years.

Market demand growth has also driven the need for pipeline expansions, but this has been a secondary factor. Increased gas-fired power generation has been the primary source of gas demand growth over the past decade. In the Northeast United States, however, generators have largely limited the contract support for construction of new infrastructure to the laterals to bring gas from the mainline to the plant.

Exhibit 35 and Exhibit 36 present a list of the projects completed in 2011 and 2012 respectively in the Northeast United States, which are affecting the supply dynamics in eastern Canada.

Exhibit 35: Projects Going into Service in 2011

The Following Projects Went Into Service in 2011				
Northeast US Planned Expansions				
Pipeline - Expansion Name	Area	Capacity (MMcfd)	Planned In Service	Status
Texas Eastern - TIME III	Oakford PA to Transco	60	Nov-11	In-Service
Texas Eastern - TEMAX	Clarrington to Transco	395	Nov-11	In-Service
National Fuel - Line N Expansion	Along Western PA border	160	Sep-11	In-Service
National Fuel/Empire - Tioga County Extension	Tioga PA to Corning NY	350	Nov-11	In-Service
Tennessee Gas Pipeline - Line 300 Line Upgrade	Line 300 across northern PA & NJ	350	Nov-11	In-Service
Columbia Gas Transmission - Line 1570/Line K Replacement	Northeast Pennsylvania and Eastern New York	0	Oct-11	In-Service
Inergy Midstream - North-South Project	Tioga NY (Millennium) to Bradford PA (Tenn/Transco)	325	Nov-11	Completed
Laser Marcellus Midstream - Marcellus Gathering	Susquehanna PA to Millennium (NY)	1300	2011	In-Service
Williams / Cabot Oil - Susquehanna Gathering	Susquehanna PA to Luzerne PA (Transco) 33.5 miles of 24"	300	Nov-11	In-Service
Springville Pipeline				
PVR Midstream - AMI Gathering	Lycoming PA, Tioga PA, and Bradford PA	700	Nov-10	In-Service
National Fuel Gas Supply - Covington Gathering Expansion	Tioga Co PA	75	Nov-11	In-Service

These pipeline expansion projects have predominantly been “supply access” projects, with significant contractual support coming from producers that want to ensure that growth production is not “bottleneck” into the supply region. When such “bottlenecks” are created by such growth, the entire amount of production, not just the incremental growth in production, is subjected to pressure that reduces the “net back” price received by the producers. As a result, these projects are often designed to move gas into a broader market area, but are not directly designed to bring gas to a particular market destination. From the producer’s perspective, a pipeline path has less optionality when the path targets a specific end use market. In general, the producer looks to minimize the long-term pipeline commitments to those that are needed to debottleneck the local supply area constraints rather than extend pipeline expansions to markets, such as New England, where the need for additional market area pipeline capacity is evident.

Exhibit 36: Projects Going into Service in 2012

Northeast US Planned Expansions		Capacity	Planned In	
Pipeline - Expansion Name	Area	(MMcfd)	Service	Status
<i>Williams Transcontinental - Bayonne Lateral</i>	<i>14" lateral and conversion of a pipeline to the power plant from oil to gas</i>	250	Apr-12	<i>In-Service</i>
<i>National Fuel - Northern Access</i>	<i>Potter Co PA to Niagara</i>	320	Dec-12	<i>In-Service</i>
<i>Dominion Transmission - Northeast Expansion</i>	<i>SW PA to Leidy</i>	200	Sep-12	<i>In-Service</i>
<i>Dominion Transmission (For Tenn NSD Project) - Ellisburg-to-Craigs</i>	<i>Ellisburg PA to Craigs NY</i>	150	Nov-12	<i>In-Service</i>
<i>Central New York Oil & Gas - Marc I Hub Line</i>	<i>Bradford PA (Tenn) to Lycoming Co PA (Transco)</i>	550	Nov-12	<i>In-Service</i>
<i>Dominion Transmission - Appalachia Gateway</i>	<i>West Virginia to Oakford PA</i>	484	Sep-12	<i>In-Service</i>
<i>Texas Eastern - TEAM2012</i>	<i>Interconnects OH, WV, PA</i>	200	Nov-12	<i>In-Service</i>
<i>National Fuel - Northern Access</i>	<i>Potter Co PA to Niagara</i>	320	Nov-12	<i>In-Service</i>
<i>National Fuel - Line N 2012 Expansion</i>	<i>Along Western PA border</i>	163	Oct-12	<i>In-Service</i>
<i>National Fuel Gas Supply - Trout Run Gathering</i>	<i>Lycoming Co PA</i>	466	Jun-12	<i>In-Service</i>
<i>Tennessee Gas Pipeline - Northeast Supply Diversification</i>	<i>Lycoming Co PA</i>	466	Jun-12	<i>In-Service</i>
<i>TransCanada - Eastern Mainline Expansion</i>	<i>Niagara to Kirkwall Flow Reversal</i>	439 PJ	Nov-12	<i>In-Service</i>

Examining the projects that have been completed in the past two years indicates that projects that are successfully brought to market are generally those that can leverage existing facilities and right of ways in the design of the projects. This is particularly important in the Northeast United States, where population densities are relatively high and siting of “green field” project is difficult. In addition, the practice of allowing for the “re-purposing” of some existing assets can reduce costs and create a competitive advantage over competing projects. Finally, the supply area projects that have been constructed can be integrated in a successful manner with the required gas processing requirements for the “liquid rich” gas streams that provide superior economics for producers in the current environment.

The concentration of projects that originate in Pennsylvania is important and understandable. The performance of the Marcellus formation in terms of the growth in gas production has been remarkable, particularly with the low gas price environment that has existed for the last several years. By the end of 2012, production increased to more than 7 Bcf per day. Importantly, ICF analysis of this data indicates that the growth in deliverability can continue with relatively few (less than 150) well completions per year.

3.3 Review of Major Planned Gas Pipeline Expansion Projects

Exhibit 37 and Exhibit 38 provide lists of projects that have been announced in the northeastern United States and Canada. Exhibit 37 lists the projects that would be expected to directly or indirectly impact the amount of capacity available to users of the Dawn Hub, while Exhibit 38 lists other projects that are designed to increase capacity to east coast or more southern markets. ICF identifies the projects listed are in a variety of stages varying from “Announced” to “Under Construction”. ICF does not believe that all of the projects listed will ultimately be constructed. In some cases, two or more projects are competing to fill the same market need. The list of potential and proposed projects, nevertheless, shows the degree of project development activity that is underway.

Exhibit 37: Western Marcellus/Utica/Ontario Planned Expansions

Western Marcellus/Utica/Ontario Planned Expansions				
Pipeline - Expansion Name	Route	Capacity (MMcfd)	Planned In Service	Status
TransCanada - Eastern Mainline Expansion 2012	Park way Project - 42" Loops at Brampton and Vaughan in Central Ontario	286 PJ	Jun-13	Under Construction
TransCanada - Eastern Mainline Expansion 2013	Maple Compression	130 PJ	Nov-13	Announced
Dominion Transmission - Marcellus 404 Project	West Virginia	300	Mar-13	Plant Under Construction
Dominion Transmission - Tioga Area Expansion	Tioga, Potter, Clinton, and Greene Counties	270	Nov-13	Filed with FERC
Dominion Transmission - Sabinsville-to-Morrisville Project	Expand Sabinsville interconnect w/ Tennessee	92	Jun-14	Announced
Texas Eastern - Ohio Pipeline Energy Network (OPEN)	Utica shale and backhaul to Ohio.	1000	Nov-15	Potential Expansion
Spectra - NEXUS Gas Transmission	NE Ohio to Michigan and Ontario	1000+	Nov-16	Potential Expansion
National Fuel - Mercer Expansion Project	Deliveries to Tennessee Pipeline in western PA	105	Sep-13	Announced
National Fuel - West Side Expansion	Production receipts in western PA	95	~2014	Announced
Empire Pipeline - Central Tioga County or (TCE2)	Tioga PA Interconnect to TGP	260	Sep-15	Potential Expansion
National Fuel - West to East Phase 1 & 2	Overbeck PA to Leidy	425	~2015	Filed with FERC
Tennessee Gas Pipeline - Rose Lake Expansion Project	Line 300 Reverse flow back to St. 313	230	Nov-14	Pre-File w Open Season
Columbia Gulf Transmission - West Side Exp - Columbia Gulf Bi-Directional	Leach KY to Rayne LA	540	Apr-13	Planned Expansion

Exhibit 38 lists projects proposed by pipeline transmission operators to expand pipeline capacity in the areas which include western New York, western Pennsylvania, West Virginia, Ohio, Michigan, and Ontario. Most of those listed are projects to expand existing corridors, but others like the NEXUS project by Spectra would build a new “green field” pipeline.

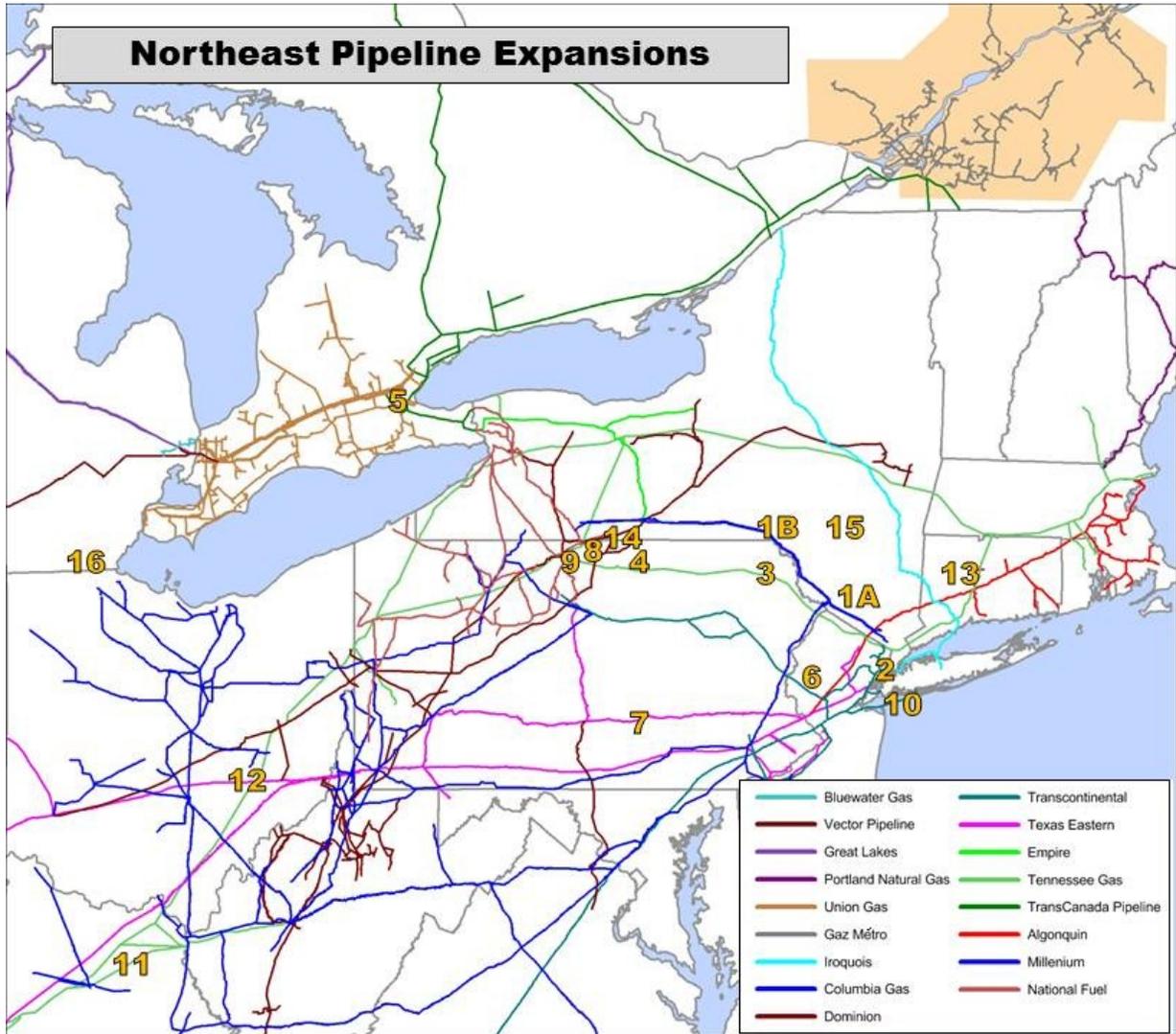
Exhibit 38: Other Northeast Planned Expansions

Other Northeast Planned Expansions		Capacity	Planned In	
Pipeline - Expansion Name	Route	(MMcfd)	Service	Status
Dominion Transmission - Natrium-to-Market	WV Gas Plant and upgraded interconnect with TETCO in Greene Co PA	185	Jun-14	Announced
Spectra -TETCO - Algonquin - NJ-NY Expansion	Linden NJ to Staten Island NY and new connection to ConEd in Manhattan	800	Nov-13	Under Construction
Texas Eastern - TEAM2014	OH, WV, PA Looping & Compression	600	Nov-14	Pre-File Review
Algonquin - AIM Project	Algonquin compression	TBD	Nov-16	Potential Expansion
Tennessee Gas Pipeline - MPP Project	Z4 with backhaul to Z1-Z3	240	Nov-13	FERC Approved
Tennessee Gas Pipeline - Northeast Upgrade Project	Line 300 to Interconnects with NJ Pipelines	636	Nov-13	FERC Approved
Iroquois Gas Transmission - Wright Interconnect Project	Expand Wright Interconnect to accomdate Constitution Pipeline	650	Mar-15	Announced
Columbia Gas Transmission - West Side Exp - Smithfield III	Waynesburg PA and Smithfield WV to Leach KY	444	Nov-14	Planned Expansion
Columbia Gas Transmission - East Side Exp	Increased receipt capacity in NY from Millenium and NJ from Tennessee	310	Dec-15	Announced
Columbia Gas Transmission - Quick Link	Utica Shale connections in East Ohio	500	Nov-15	Announced
Millennium Pipeline - Minisink Compression	Coming to Ramapo mainline	120	Jan-13	Under Construction
Millennium Pipeline - Hancock Compression	Coming to Ramapo mainline	150	Nov-13	FERC Approved
Millennium Pipeline - Neversink Compression Replacement	Coming to Ramapo mainline	525	-2014	Potential Expansion
Williams Transcontinental - Northeast Connector	St195 SE PA to Rockaway Deliv Lateral - National Grid NYC	100/647*	2014	Waiting FERC
Williams Transcontinental - Northeast Supply Link	Northern NJ and Leidy Line looping and compression	250	Nov-13	Under Construction
Williams - Atlantic Access	SW PA Marcellus to Transco St195	1800	Dec-15	Potential Expansion
Williams Transcontinental - Leidy Southeast	Looping and compression along Leidy line with backhaul along Transco mainline to Alabama	800	Dec-15	Potential Expansion
Williams/Cabot Oil/Piedmont Nat Gas - Constitution Pipeline	Susquehanna PA to Schoharie NY	650	Mar-15	Potential Expansion
Williams Transcontinental - Virginia Southside Expansion	Backhaul to VA	TBD	Sep-15	Potential Expansion
Commonwealth Pipeline - Inergy Midstream, UGI, and WGL	Lycoming Co PA to Charles Co MD	1200	Dec-15	Potential Expansion

Exhibit 38 lists projects for the Northeast with a strong Marcellus eastward focus, eastern market hub connection, or gulf coast “backhaul” or reverse flow capacity targeting southern and southeastern markets. This again includes a mix of proposed new pipeline or existing pipeline expansions.

Exhibit 39 presents a map identifying planned expansions for the northeast U.S. and Canada over the next four years. The orange numbers show the approximate locations for planned pipeline expansion projects. Each of the identified projects is discussed in the next section of this report.

Exhibit 39: Northeast Pipeline Expansions Map



Source: ICF using Ventyx software.

3.3.1 Pipeline Expansion Projects in Ontario

TransCanada Pipeline – 2012 Eastern Mainline Expansion (5)

The TransCanada Eastern Mainline Expansion Project is designed to allow increased flow of gas from the Union Gas system to the TransCanada Eastern Mainline by increasing capacity on the southern Ontario system between Parkway and Maple, as well as enabling TransCanada to transport imports of Marcellus gas through Niagara to the Union Gas system at Kirkwall.

The flow reversal on the Kirkwall to Niagara section of the pipeline included modifications at several compressor and metering stations to provide bidirectional flow. This component of the expansion project was completed and in-service on November 1, 2012.

As part of the 2012 Eastern Mainline Expansion Project, TransCanada also received approval from the NEB to increase TransCanada pipeline capacity on the Eastern Mainline from Parkway to Maple. The project includes a partial looping of this pipeline section, including looping 12.9 km of the existing pipeline between these two points with new NPS 42 inch pipeline. The project will enable TransCanada to increase winter design day capacity from Parkway to Maple by 286,000 GJ per day, from 2,046,000 GJ per day to 2,332,000 GJ per day to meet incremental pipeline capacity contracts. The additional capacity is expected to be in service by June 2013.

TransCanada Pipeline – 2013 Eastern Mainline Expansion (5)

TransCanada has proposed an additional \$65 million project to add pipeline compression at the Maple Station in order to meet incremental firm service transportation contracts of approximately 130,000 GJ per day. Without the proposed modifications, there would be a capacity shortfall during a design day of 152,000 GJ per day. The additional capacity is expected to be in-service by November 1, 2013.

Future TransCanada Eastern Mainline Expansion

ICF is projecting that growth in Marcellus gas production will continue to create additional demand for transportation services on the TransCanada Mainline, including additional capacity from Parkway to Maple.

TransCanada has two alternative approaches to providing the increased service. The most direct approach is to continue to loop the existing pipeline capacity from Parkway to the Maple compressor station. This expansion represents a relatively expensive project due to the proximity of the construction project to through a densely populated region in the greater Toronto area.

The TransCanada Parkway Project TransCanada has discussed building such facilities, but also has the option of shipping additional gas supplies west from Dawn on Great Lakes Gas Transmission to Emerson, and then bringing the gas eastward on the TransCanada mainline and then south at North Bay Junction to Toronto to bypass the Parkway to Maple constraint. This “around the horn” approach results in gas transportation of more than 2500 kilometers as opposed to the very short distance from Parkway to Maple. The “around the horn” approach has raised significant concerns from TransCanada shippers due to concerns about the allocation of fuel costs and access to backhaul capacity.

ICF expects that TransCanada will delay additional physical expansion of the system from Parkway to Maple as long as expansions of “around the horn” capacity remain feasible, but that TransCanada will eventually be forced to make the physical pipeline expansion, either due to

competitive threat from Union Gas or other pipelines, or due to constraints on around the horn capacity, including potential conversion of mainline pipeline capacity from natural gas to crude oil. The date for additional physical expansion is uncertain, and will depend in part on the market for new services. Based on continuing growth in Marcellus supply, we expect annual growth in the requests for service on this section of the TransCanada system. As a result, additional expansion may occur as early as 2014.

Union Gas Extension – Parkway to Maple Loop (5)

Union Gas has proposed to extend the Union Gas system from Parkway to Maple to relieve the constraint on TransCanada pipeline capacity from Parkway to Maple. This proposal was withdrawn after TransCanada agreed to provide additional pipeline services from Parkway to Maple. Union Gas may propose this project in the future if TransCanada does not build additional capacity on this section of the TransCanada system.

Enbridge Gas Distribution (EGD) - Greater Toronto Area (GTA) Reinforcement Project

The GTA reinforcement project has an estimated capital budget of approximately \$600 million (Cd). The project is designed to address the growing requirements with EGD's Toronto service territory. It represents the first major expansion of the EGD infrastructure within the GTA in approximately 20 years.

The project includes approximately 48 KM of 36 inch pipe operating at transmission pressure and related facilities. The project includes an interconnection with Union Gas facilities at Parkway. As described by EGD, the project will allow service to a growing customer base, enhance system reliability and provide for additional flexibility in terms of sourcing gas supplies.

The project is divided into eastern and western sections. The eastern portion of the project is planned to be in-service in 2014 while the western section anticipates an in-service date in 2015.

3.3.2 Pipeline Expansion Projects In the U.S. that Would/Could Increase Market Activity in Ontario and at Dawn

The growth in Marcellus production is creating significant demand for new pipeline services, including a variety of projects that provide the opportunity to move gas through Ontario and the Dawn Hub. These projects include major new pipelines to transport gas from Appalachia to the Dawn Hub through Ohio and Michigan, as well as projects that will increase capacity to deliver Marcellus gas to Ontario through Niagara. These projects are summarized below.

Texas Eastern - TEAM 2014 (7)

The Texas Eastern Appalachia to Market (TEAM) 2014 expansion will expand capacity on the TETCO pipeline across Pennsylvania by 600 MMcfd, and also allow for gas flow westward out of southeast PA with possible backhauls to the Midwest and Gulf Coast. This will be achieved by 34 miles of 36" pipeline loops and 80,000 HP of compression additions. The project has been pre-filed with FERC with plans for early 2014 construction. This project could positively

impact the Dawn Hub by allowing more Marcellus gas to flow westward and reach Ontario through Ohio and Michigan.

Dominion - Tioga Area Expansion (8)

The Tioga Area Expansion calls for the construction of 15 miles of 24-inch diameter pipeline in Tioga County, PA, and minor modifications to several existing Dominion facilities to provide a total of up to 270 MMcfd of capacity for new production into the Leidy storage area and a new interconnect with Texas Eastern at Dominion's Crayne Compressor Station in Greene County, PA, south of Pittsburgh. The project has a favorable environmental assessment from FERC and could begin construction by the spring of 2013 with completion by the end of 2013. This project could indirectly impact the Dawn Hub as it increases the interconnect ability of Dominion Transmission in western Pennsylvania and provides increased flexibility to supply other projects that seek to move Marcellus gas westward to Ohio, Michigan, and Ontario.

Tennessee Gas Pipeline - Rose Lake Expansion (9)

The Rose Lake Expansion on Tennessee Gas Pipeline is similar to the Tennessee MPP in that it will add capacity for growing Marcellus production to back flow along Line 300 from Bradford County, PA to interconnections with other pipelines, such as National Fuel Gas Supply at Station 313 Rose Lake. Three compressor stations will undergo significant modifications to provide 230 MMcfd of incremental capacity for pipeline deliveries around Rose Lake in Tioga County, PA. This project has a late 2014 target in-service date. This project will indirectly impact the Dawn Hub by increasing gas supply available to National Fuel Gas. A portion of the increase in supply is likely to flow into Ontario and the Dawn Hub through the National Fuel Gas interconnect with TransCanada at Niagara.

Texas Eastern – Ohio Pipeline Energy Network (12)

The Ohio Pipeline Energy Network (OPEN) project on Texas Eastern Transmission proposes providing additional receipt and delivery capacity in Ohio for Utica shale producers and for AEP subsidiary Ohio Power Company. The project proposes adding 1 Bcf per day of capacity in Ohio, but details are yet to be determined. The OPEN Project is targeting a 2015 in-service date. This project likely would increase market activity at the Dawn Hub by providing interconnects for Utica producers who may be interested in reaching storage fields in Michigan and Ontario in addition to delivering to Ohio power providers.

NEXUS Gas Transmission (16)

Spectra Energy is teaming with DTE Energy and Enbridge to develop a major new pipeline project that would increase pipeline capacity from Appalachia to Dawn by more than 1 Bcf per day. The NEXUS project would include a new 250 mile long pipeline from northeastern Ohio into Michigan that connects to the Vector pipeline delivering gas into Michigan and Ontario. The

results of the late 2012 open season have not been released, and the exact details of the size and cost of the project have not been announced. The current plan proposes construction of the pipeline with an in-service date of November 2016. This project likely would lead to a substantial expansion of capacity into the Dawn Hub, and provide a new path for Marcellus gas to reach Ontario.

3.3.3 Other Pipeline Expansion Projects in the U.S. Northeast that Impact Gas at Dawn

The growth in Marcellus production is creating significant demand for new pipeline services, including a variety of projects that provide the opportunity to move gas to alternative markets. By accessing alternative markets, these projects have the potential to divert Marcellus gas that otherwise might flow through the Dawn Hub. The current pipeline proposals are summarized below.

Millennium Pipeline Expansions – Minisink and Hancock Compression (1)⁶

The Millennium Pipeline which runs across southern New York from Corning, NY to Ramapo, NY was put into service in 2008 to transport gas from Ontario to the downstate New York market. Upon startup Millennium received gas from the Empire Pipeline. The Empire Pipeline receives gas from TransCanada at the Canadian border at Chippawa, near Niagara.

The role of Millennium Pipeline has changed with rapid Marcellus shale growth in central New York and northeast Pennsylvania. The pipeline now transports primarily Marcellus gas, and since late 2011 has delivered gas to, rather than received gas from, the Empire Pipeline. Millennium is expanding the original 30 inch mainline by adding two new compressor stations near the towns of Minisink and Hancock in New York. Despite protests by local Minisink residents the first project is expected to enter service in early 2013 and add 120 MMcfd to the mainline capacity. The applied, but not yet approved, Hancock Project is expected to enter service by the end of 2013 and add an additional 150 MMcfd to Millennium mainline capacity. The focus of these expansions is to push more gas eastward from the Marc I hub which connects in south central New York. These two projects do not directly impact the Dawn Hub, but may facilitate future projects on Millennium that would send northeast Pennsylvania gas westward.

Texas Eastern Transmission & Algonquin Gas Transmission– NY-NJ Expansion (2)

This project, currently under construction by Spectra Energy, will add a new pipeline connection into New York City. Texas Eastern Transmission has an existing connection into NYC utility Brooklyn Union d/b/a National Grid on Staten Island. This project will add a new connection to utility Consolidated Edison in Manhattan as well as adding connections in Hudson County, NJ

⁶ Following each project name, the numbers in parentheses reference the numbered project locations in the Northeast Planned Expansion map.

around Bayonne and Jersey City, NJ. The project adds 800 MMcfd of capacity from 20 miles of new 30" and 42" pipes requiring at least 7 different directional drills. The project appears to be on schedule to be completed by the end of 2013. The NY-NJ project also includes a compressor station modification on Algonquin Gas Transmission to flow gas southward into New Jersey. This project does not directly impact the Dawn Hub, although it facilitates flows of Marcellus gas to east coast U.S. markets without increasing utilization of the Dawn Hub.

Tennessee Gas Pipeline- Northeast Upgrade Project (3)

The Northeast Upgrade project by Tennessee Gas Pipeline will expand TGP Line 300 across northeastern Pennsylvania through the addition of five looping segments of 30" pipeline totaling about 40 miles. The project will add 636 MMcfd along Line 300 from Bradford County, PA into New Jersey where Tennessee interconnects with other pipelines. This project has received FERC approval and construction is expected in 2013. This project does not directly impact the Dawn Hub, although it facilitates flows of Marcellus gas to east coast U.S. markets without increasing utilization of the Dawn Hub.

Tennessee Gas Pipeline - MPP Project (4)

Tennessee Gas Pipeline is implementing compressor station modifications and adding new pipe to transport Marcellus gas produced and delivered into Zone 4 on Tennessee Line 300 and backhaul it along the TGP mainline to Zones 1, 2, and 3. Zone 1 includes delivery points in Mississippi, Alabama, and Tennessee. This project will add 240 MMcfd of reverse capacity on Line 300 which could potentially be delivered anywhere in Zones 1 to 3 via gas exchange. This project should be completed by the end of 2013. This project does not directly impact the Dawn Hub. However, any reverse capacity on Tennessee Line 300 would reduce the amount of Marcellus gas that might otherwise flow through Dawn.

Transcontinental Pipeline - Northeast Supply Link (6)

The Northeast Supply Link project by Williams Transcontinental Pipeline will expand the Transco Leidy Line and Transco Mainline in Pennsylvania and New Jersey and increase capacity from central Pennsylvania into the NYC area by 250 MMcfd. The project involves 12 miles of looping pipe and a new 25,000 HP compression station in Essex County NJ. The project has a planned in-service date at the end of 2013. This project does not directly impact the Dawn Hub.

Transco Northeast Connector w/Rockaway Delivery Lateral (10)

This project involving both the Williams Transcontinental Pipeline and NYC utility Brooklyn Union d/b/a National Grid would add a new connection to the distribution company that will deliver gas from the 26" Lower NY Bay Lateral and passes through Jacob Riis Park. The 30" connection pipe is already under construction by National Grid, but the project was delayed as

environmental groups attempted to block it in Congress as the pipe would cross national park land. Congress gave go ahead on the project in November 2012 and it has been signed by President Obama, and is now waiting for final FERC approval. The project would add a 647 MMcfd city gate for National Grid but would share capacity going to Long Island on the Lower NY Bay Lateral. The project is expected to add incremental capacity of about 100 MMcfd to NYC through a compressor modification upstream of the lateral. If approved, the Northeast Connector project could begin construction by late 2013 with completion in early 2014. This project does not impact the Dawn Hub.

NiSource Columbia - West Side Expansions (11)

The Columbia Pipeline Group which consists of Columbia Gas Transmission (TCO) and Columbia Gulf Transmission (CGT) are expanding the capability of the pipelines to move Marcellus gas production from southeast Pennsylvania and West Virginia to the Gulf coast. Bi-directional or southward flow from Leach, KY on CGT of 540 MMcfd is planned for mid-2013 start. Southward flow from Waynesburg, PA to Leach, KY of 444 MMcfd is planned for a late 2014 in-service date. This project does not impact the Dawn Hub positively, but may impact it negatively as it provides a route for Marcellus shale gas to move southward from southwestern Pennsylvania.

Algonquin – Algonquin Incremental Market Project (13)

The Algonquin Incremental Market (AIM) expansion is a Spectra Energy project created to expand capacity into New England markets on Algonquin Gas Transmission. The AIM open season has been listed for a year, but there have been no subsequent announcements of shipper commitments. The project's start date is now listed as late 2016, but there have been no announcements of how much capacity would be added or how the pipeline's capacity would be expanded. Spectra investor documents list the company as planning to spend over \$2 billion on this project. This fact suggests a major looping or parallel line for AGT. This project does not appear to impact the Dawn Hub, but could have potential negative impacts to Ontario by adding capacity to move gas east to the gas hungry New England market.

Empire Pipeline - Central Tioga Extension (14)

This proposed project by Empire Pipeline would further extend the pipeline's southernmost receipt point from the NY/PA border another 25 miles into Tioga County, PA to a new interconnection with Tennessee Gas Pipeline. This expansion further allows the pipeline to offer Marcellus production as an alternate source of gas supply and a possible substitute for imported gas from Canada. This project has not yet been filed with the FERC and has a late 2015 expected start date.

Constitution Pipeline (15)

Constitution Pipeline is a new green field transmission line to receive Marcellus gas produced in northeast Pennsylvania around Susquehanna County and deliver it to interconnections with

Iroquois Gas Transmission and Tennessee Gas Pipeline in Schoharie, NY. The project will be funded by Williams Partners, Cabot Oil, and Piedmont Natural Gas using a Williams affiliate to build and operate the new 121 mile, 30 inch pipeline. Constitution Pipeline will have a capacity of 650 MMcfd, and a planned start date of March 2015. This project appears to have replaced other projects such as Iroquois NYMarc, which proposed transporting natural gas across eastern New York. This project is considered active in the current GMM build stack as the most likely to move forward. This project does not appear to impact the Dawn Hub, but could have indirect impact by providing an alternate delivery source to Iroquois Gas Transmission which brings gas south from Ontario through an interconnect with TransCanada at Waddington.

3.4 Pipeline Projects Included in the ICF Base Case Forecast

ICF regularly reviews gas pipeline projects planned for the US and Canada for inclusion into the ICF Base Case Forecast. Not all of the projects that have been proposed by the various pipeline companies will be developed. Certain projects represent competing options proposed by different companies to serve the same shipper requirements. Some of these projects will be merged with other projects, or dropped if the market determines the competing option to be more attractive. Other projects may not receive sufficient market support to justify continued development.

The ICF Base Case Forecast includes the projects that we believe will be developed. ICF includes specific projects in the forecast after project development has advanced to the point where the specific project has received the request for contractual support or momentum to receive a Certificate from the FERC. If multiple projects are proposed that target the same market with similar size and path, and if ICF concludes that sufficient market support will exist to support one or more of the projects, ICF will include a “generic” project in the forecast, rather than pick a “winner” from the various competing projects. Similarly, in for the period that is four or more years in the future, ICF will examine the likely developments that may support projects that have not yet been announced. ICF will include pipeline expansions when demand for additional pipeline capacity indicates that expansion would be economic.

The named projects included in the ICF Base Case natural gas market forecast are listed below by expected year of completion:

Projects expected to be completed and likely enter service in 2013 include:

- Millennium Pipeline - Minisink Compression (1A) and Hancock Compression (1B)
- Texas Eastern & Algonquin – NY-NJ Expansion (2)
- Tennessee Gas Pipeline - Northeast Upgrade Project (3)
- Tennessee Gas Pipeline - MPP Project (4)
- TransCanada Pipeline - Eastern Mainline Expansion –Parkway Project Loops (5)

- Transcontinental Pipeline - Northeast Supply Link (6)
- Dominion Tioga Area Expansion (8)

Projected expected to be completed and likely enter service in 2014 include:

- Texas Eastern Transmission - TEAM 2014 (7)
- Tennessee Gas Pipeline - Rose Lake Expansion (9)
- Transcontinental Pipeline - Northeast Connector w/Rockaway Delivery Lateral (10)
- NiSource companies Columbia Gas and Columbia Gulf - West Side Expansions (11)

Projects expected to be completed and likely enter service in 2015 include:

- Constitution Pipeline (15)

Beyond 2014, ICF also includes a number of generic pipeline projects in our Base Case forecast. Generic projects include pipeline expansions in markets where more than one proposal is currently active and it is not possible to determine which project will proceed, as well as in markets where our projections indicate that new pipeline capacity will be required, but the time frame is too far into the future for companies to have developed any specific project proposals. The generic projects often resemble actual proposed projects that have yet to receive construction approval.

The following exhibit lists generic expansions included in the ICF January 2013 Base Case that are likely to impact gas markets at the Dawn Hub and in Ontario and Quebec.

Exhibit 40: Northeast and Midwest U.S. Generic Expansions

Northeast and Midwest US Generic Expansions		Capacity	Planned In
Pipeline - Expansion Name	Area	(MMcfd)	Service
Generic - Marcellus/Utica to Midwest	Marcellus/Utica to Lower Midwest	350	Nov-15
Generic - Marcellus to South Atlantic	Marcellus/Utica to South Atl (Western Route)	650	Nov-15
Generic - Marcellus to Ontario	Marcellus/Utica to Upper Midwest and Ontario	1000	Nov-16
Generic - Marcellus to South Atlantic	Marcellus to South Atl (Eastern Route)	700	Nov-17
Generic - Chicago-Michigan-Dawn	Vector Corridor - Chicago through Michigan to Dawn	500	Nov-18
Generic - Marcellus to Mid-Atlantic	Marcellus WV to Mid-Atlantic	200	Jun-20
Generic - Chicago-Michigan-Dawn	Vector Corridor - Chicago through Michigan to Dawn	500	Nov-21
Generic - Marcellus to Mid-Atlantic	Marcellus WV to Mid-Atlantic	500	Jan-25

The generic pipeline expansion projects included in the ICF Base Case include several pipelines to provide backhaul capacity or new pipe to deliver Marcellus and Utica gas from western Pennsylvania and eastern Ohio to markets in Ohio and Indiana. The Marcellus to Lower Midwest Generic project represents projects like Spectra's OPEN project or Quick Link by NiSource.

Marcellus gas is also expected to replace gulf supplies in the south Atlantic markets around Virginia and the Carolinas. Projects like Commonwealth Pipeline, Atlantic Access and Virginia

Southside by Williams, and the Columbia's East Side Expansion are all seeking to move eastern Pennsylvania gas southward.

Gas produced in the Marcellus and Utica formations is also projected to move northward out of Ohio through Michigan to Ontario. The ICF Base Case includes construction in 2016 of a generic project similar to the proposed Spectra NEXUS project to transport gas from Ohio to Toronto. The Marcellus to Ontario generic project is built as a 1 Bcf per day of capacity from Ohio to Michigan and a 500 MMcfd of capacity into Ontario.

The current ICF Base Case also includes two generic expansions across Michigan from Chicago to Ontario in 2018 and 2021 of 500 MMcfd each. These expansions facilitate movement of gas coming to Chicago from the northern Rockies or Western Canada shale formations, as well as mid-continent gas displaced from eastern markets by Marcellus projection, to markets further downstream in Ontario or Quebec. These projects will increase capacity into Ontario in addition to what is planned coming from Ohio.

The ICF Base Case also includes construction of sufficient additional capacity between Parkway and Maple by TransCanada to match the increase in demand facilitated by the additional capacity into Dawn from these projects as well as expansion of receipt point capacity and other associated facilities needed to increase capacity on the TransCanada system from Niagara to Kirkwall sufficient to meet demand.

4 Outlook for Future Gas Market Activity around the Dawn Hub

Traditionally, the majority of natural gas supplies delivered to Quebec were sourced from the Western Canadian Sedimentary Basin, and transported through Ontario to Quebec on the TransCanada Pipeline and TQM pipeline. Gaz Métro has also purchased natural gas at Dawn. Gas purchased at Dawn includes a mix of gas originally produced in Canada as well as locations in the United States, including gas from the Gulf Coast, Rocky Mountains, Marcellus shale and other sources. The gas purchased at Dawn is typically transported to Quebec via Union Gas and TransCanada Pipelines.

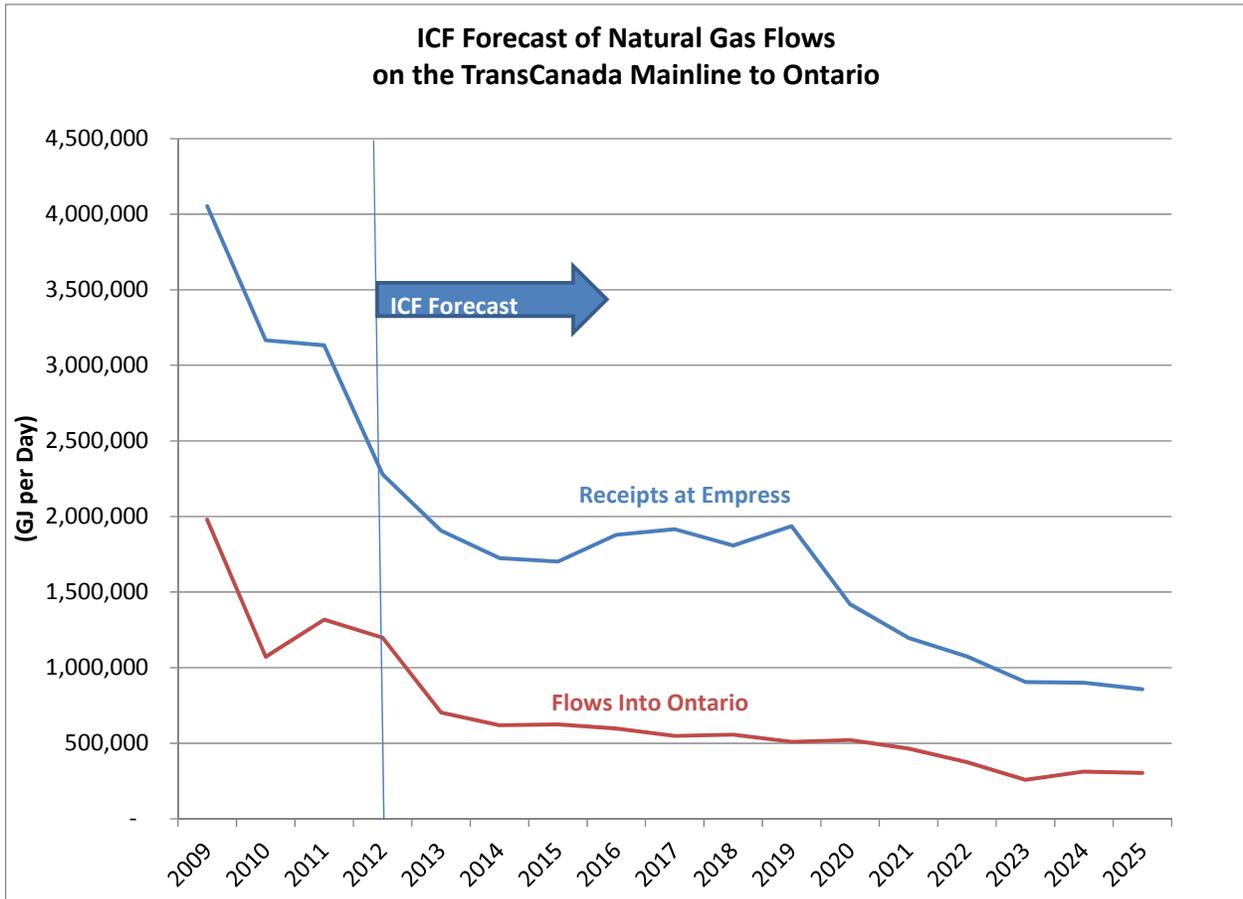
However, two major natural gas market trends are changing this pattern. The first major trend is the declining availability of natural gas available from the Western Canadian Sedimentary Basin. The second is the rapid growth in natural gas production in the Eastern U.S. from the Marcellus and Utica shale formations.

The conventional gas formations Western Canada that have provided the majority of gas production transported into Quebec are maturing and incapable of maintaining the production levels of the last decade. In addition, the development of unconventional resources in Western Canada has lagged compared to the development of unconventional resources in other locations including those in the Eastern United States. Moreover, the development of these resources is increasingly tied to the growth in gas requirements in other markets, notably the growing requirements in Western Canada, including the requirements for oil sands projects and the market for LNG produced in Canada and sold into the Pacific Rim markets. The decline in flows on the TransCanada system has also led to increases in the cost of shipping gas from Western Canada to markets in Quebec, which has further reduced flows on the TransCanada Mainline to Eastern markets.

The second major trend has been the increase in unconventional natural gas production in the U.S. due to improvements in shale gas recovery technologies. In the last four years, the Marcellus shale gas basin in the Eastern U.S. has become the largest natural gas producing region in the U.S., with more than 7 Bcf per day of natural gas production in 2012. Natural gas produced from the Marcellus is displacing natural gas from the WCSB as well as natural gas from the Gulf Coast, Mid-continent, Rocky Mountains and other traditional supply basins in Eastern U.S. and Central Canadian markets. The unprecedented growth in gas production in the eastern United States in the Marcellus and other formations has also moderated expectations for future gas commodity prices throughout North America, reducing economic incentives to develop conventional natural gas resources.

The combined impact of these shifts can be seen in the examination of the movement of gas on the TransCanada Mainline. In the past four years, the amount of natural gas flowing east from Alberta on the TransCanada Mainline has dropped precipitously. ICF is expecting this decline to continue through 2014 before leveling off between 2015 and 2019 (Exhibit 41).

Exhibit 41: ICF Forecast of Natural Gas Flows on the TransCanada Mainline to Ontario



During the period from 2015 through 2019, growth in WCSB production, driven by higher prices and development of new shale gas resources, is expected to be greater than growth in Western Canadian natural gas demand, including initial LNG exports from Kitimat.

After 2019, growth in LNG exports from British Columbia and Western Canadian demand is expected to exceed growth in WCSB natural gas production, leading to a long term decline in TransCanada receipts at Empress.

The decline in flows on the TransCanada mainline will be offset in part by continuing growth in production from the Marcellus and Utica shales in the northeastern United States, leading to a short term increase in imports from New York through Niagara (Exhibit 42), and a longer term increase in imports from Michigan through Dawn (Exhibit 43).

Exhibit 42: ICF Forecast of Natural Gas Flows from New York to Ontario

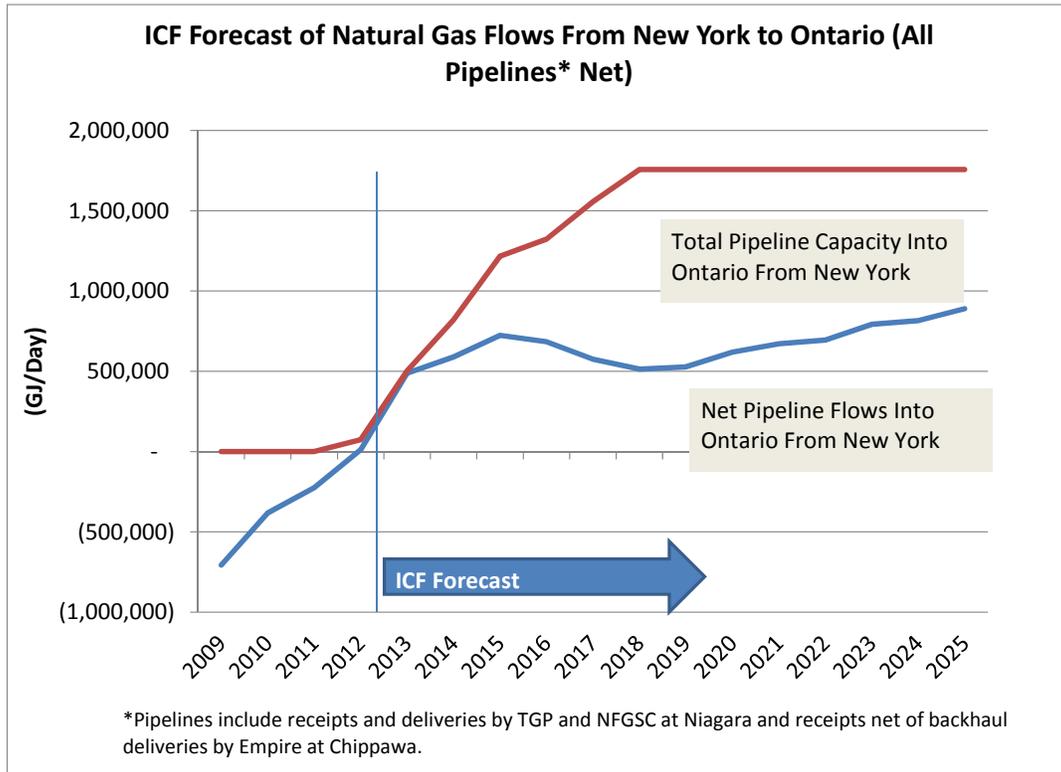
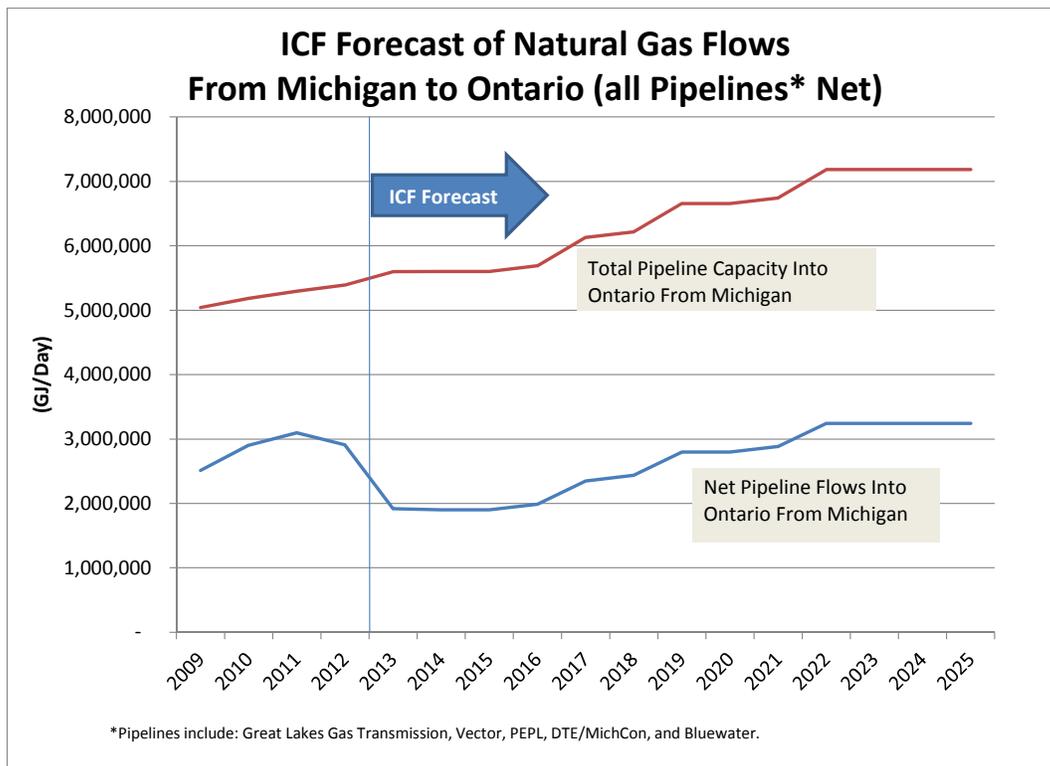


Exhibit 43: ICF Forecast of Natural Gas Flows from Michigan to Ontario



The decline in available natural gas supplies from the WCSB, combined with growth in alternative sources of natural gas in the Northeastern U.S. represents a shift in natural gas markets, leading to a reassessment of future natural gas supply plans by the utilities that have in the past relied on natural gas sourced from the WCSB.

Overall, the decrease in flows to Ontario from the WCSB will be greater than the increase in flows into Ontario from the Marcellus and other sources of U.S. supply, leading to a moderate decline in annual natural gas market flows and activity in Ontario and around the Dawn Hub.

In addition, the flows to Ontario from the WCSB will be impacted by any potential changes to the rates and tariffs on the TransCanada system. However, the nature of any potential changes remain uncertain. On March 27, 2013 the National Energy Board of Canada (NEB) issued the Reasons for Decision in docket RH-003-2011, TransCanada Pipeline's (TCPL) Business and Services Restructuring Proposal and Mainline Final Tolls for 2012 and 2013. The order outlines a fundamental change to the toll setting process for establishing tolls by creating a multi-year fixed toll for service on the mainline. As part of the order, the NEB required TCPL to submit a Compliance Filing by May 1, 2013. TCPL's compliance filing consisted of a Compliance Filing and Application for Review and Variance of the NEB decision (CFARV).

At this time, there is still considerable uncertainty regarding the tolls on TCPL for the next 5 years and beyond. The NEB has been presented with a number of issues within the CFARV. It is not possible at this time to accurately anticipate the decision of the NEB or the outcome of future proceedings and market response to the changes in the regulatory framework. That said, ICF believes that the projections and analysis presented in this report remain an accurate depiction of the gas market fundamentals and options available to meet gas requirement in Québec and Ontario.

4.1 Ontario and Quebec Natural Gas Market Outlook

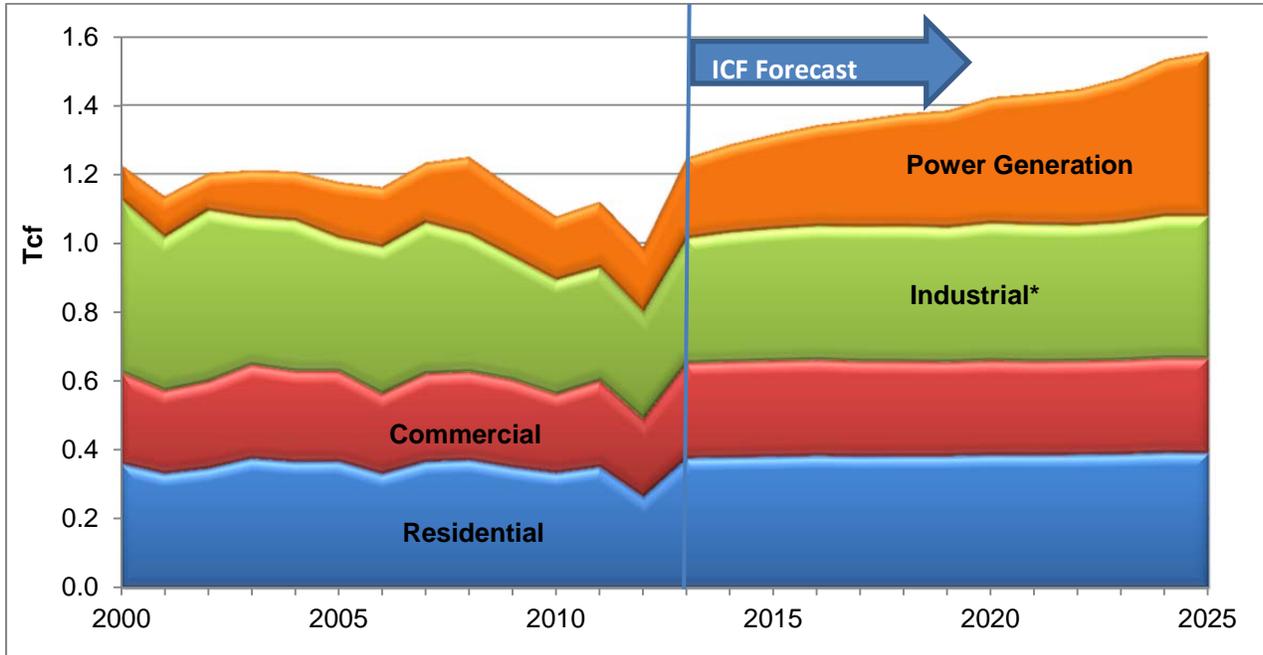
In 2012, about 77 percent of the total natural gas supply entering Central Canada is consumed in Ontario and Quebec (as well as another 9 percent for storage injections), and continuing growth in Ontario and Quebec natural gas demand is expected to support natural gas market activity at Dawn.

Most of the growth is expected to occur in the Ontario power sector (Exhibit 44). Ontario electricity prices are expected to see a rise over the coming decade, adversely impacting the region's energy-intensive industry, but driving some additional growth in natural gas demand, primarily in the industrial sector.⁷ Growth in other market areas is modest as demand growth

⁷ The Conference Board of Canada. "The Role of Natural Gas in Powering Canada's Economy." December 2012: Ottawa, Ontario. P. 7.

from growth in GDP and growth in the number of residential households using natural gas is offset by improvements in equipment efficiency.

Exhibit 44: Central Canadian Natural Gas Consumption by End Use



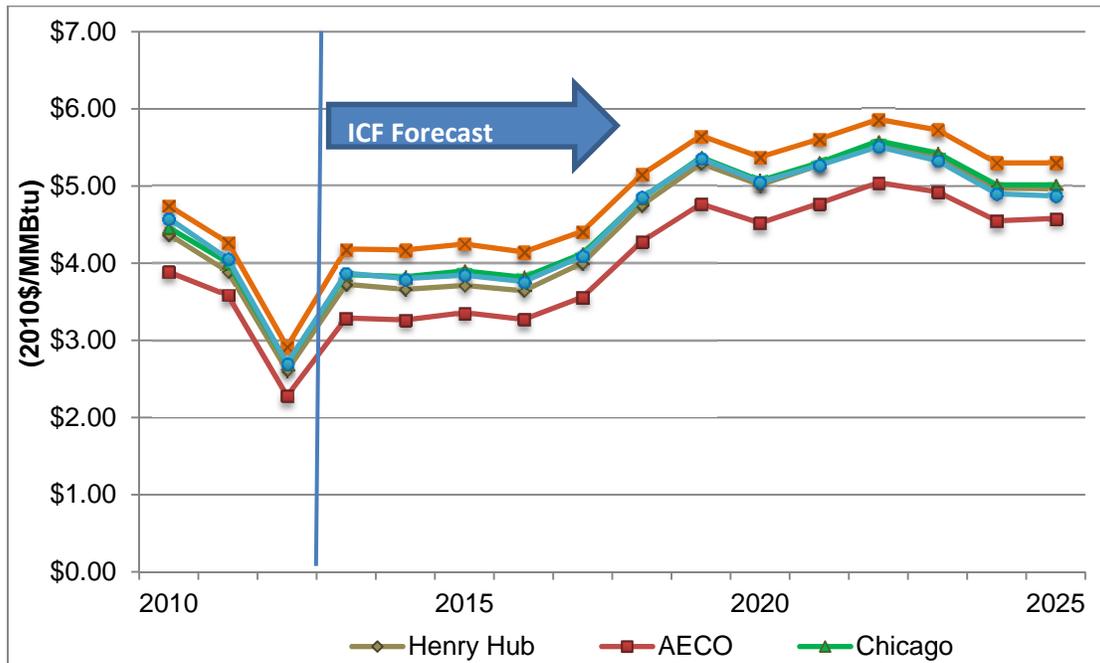
Source: ICF GMM@ Jan 2013

* Includes lease & plant and pipeline fuel

4.2 Changes in Natural Gas Prices

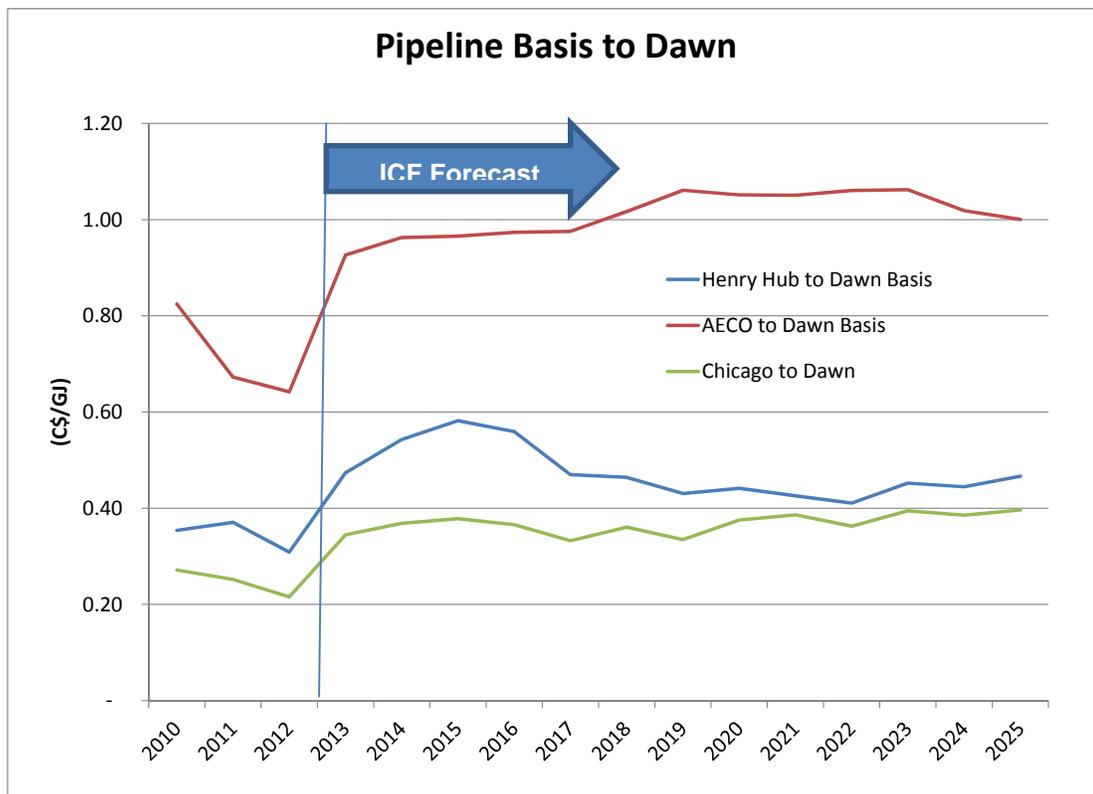
The Dawn Hub is also expected to benefit from changes in North American natural gas price relationships. Prices at Dawn are expected to average \$0.39/MMBtu higher prices than those seen at Henry Hub (in real prices) between 2012 and 2025. This price differential is expected to peak in 2015 at \$0.51/MMBtu, stabilizing at around \$0.30-\$0.33/MMBtu) in the early 2020s. These price differentials reflect declining prices around Henry Hub as Marcellus gas displaces Gulf Coast gas in Northeastern and Mid-Atlantic markets. As infrastructure development into Dawn catches up to recent supply gains, the Dawn price differential with Henry Hub and other hubs will stabilize (Exhibit 45).

Exhibit 45: Average Annual Natural Gas Prices



Source: ICF GMM® Jan 2013

Exhibit 46: Pipeline Basis to Dawn



Source: ICF GMM® Jan 2013

The decline in U.S. Northeast prices, due to Marcellus production, is expected to be reflected in Dawn Canadian prices, as well. As a result Marcellus shale gas will remain cheaper than importing from Alberta, given the market prices in different regions and the transportation costs associated with moving natural gas from the production region into Central Canada. In addition, the region’s ability to improve access to Marcellus product will limit price fluctuations.

4.3 Changes in Natural Gas Supply to the Dawn Hub for Key Pipelines

The projected decline in natural gas flows into the Dawn Hub is concentrated on the TransCanada Mainline (Exhibit 47). In the longer term, after completion of pipeline expansion projects to bring Marcellus gas to Dawn, and to expand capacity along the Vector pipeline corridor, ICF is also projecting a moderate decline in flows on GLGT (Exhibit 48 through Exhibit 50).

Exhibit 47: Projected TransCanada Flows East from North Bay

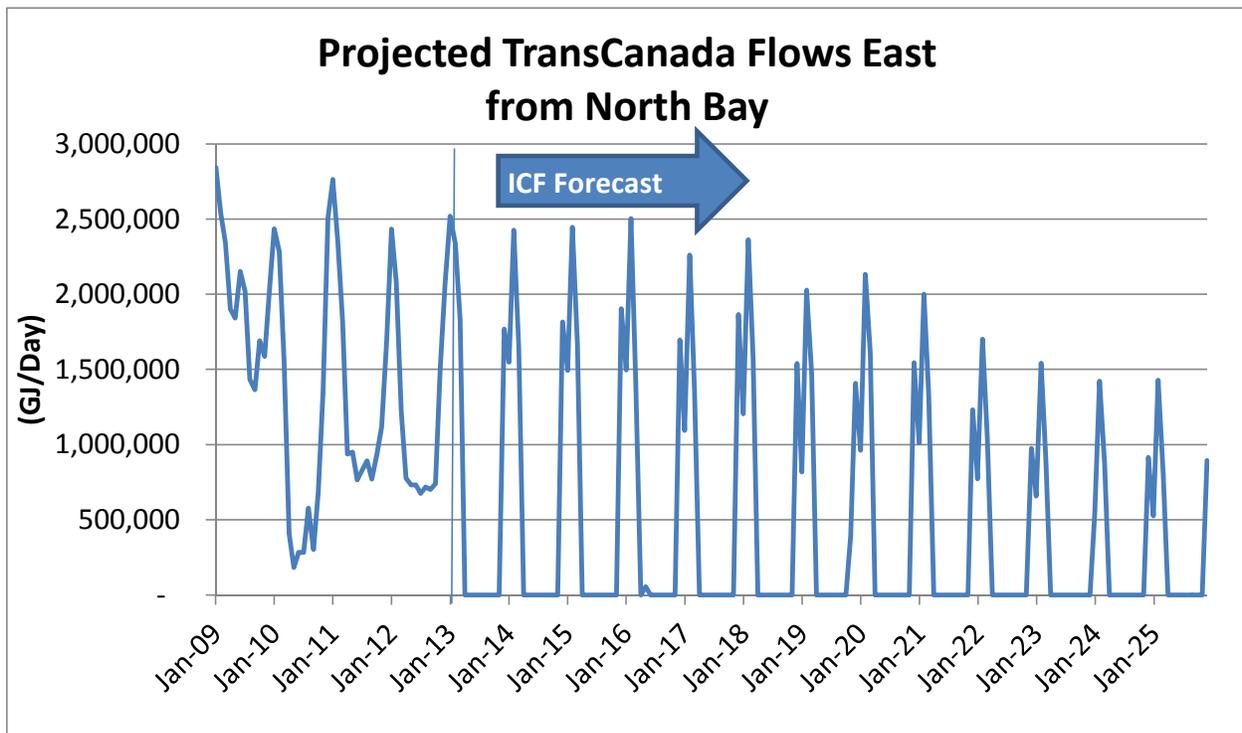


Exhibit 48: Projected Net TransCanada Receipts from Great Lakes at St. Clair

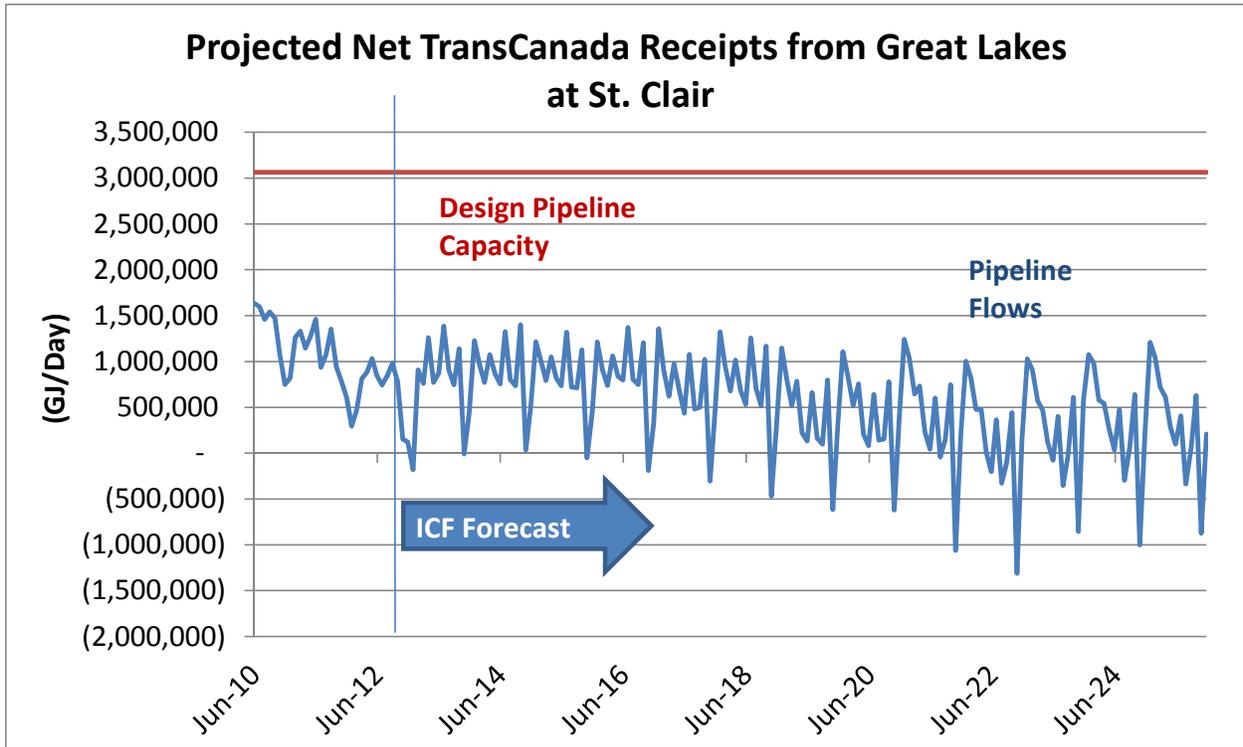


Exhibit 49: Projected Vector Pipeline Flows to St. Clair

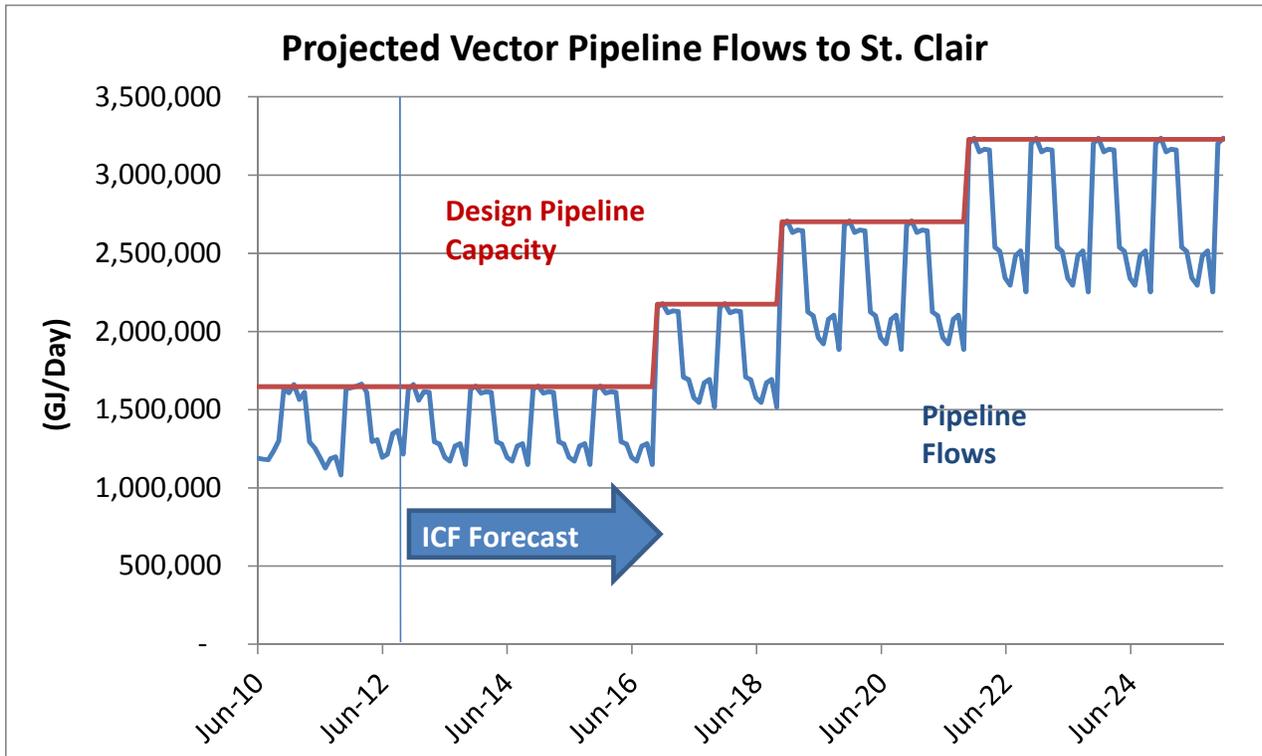
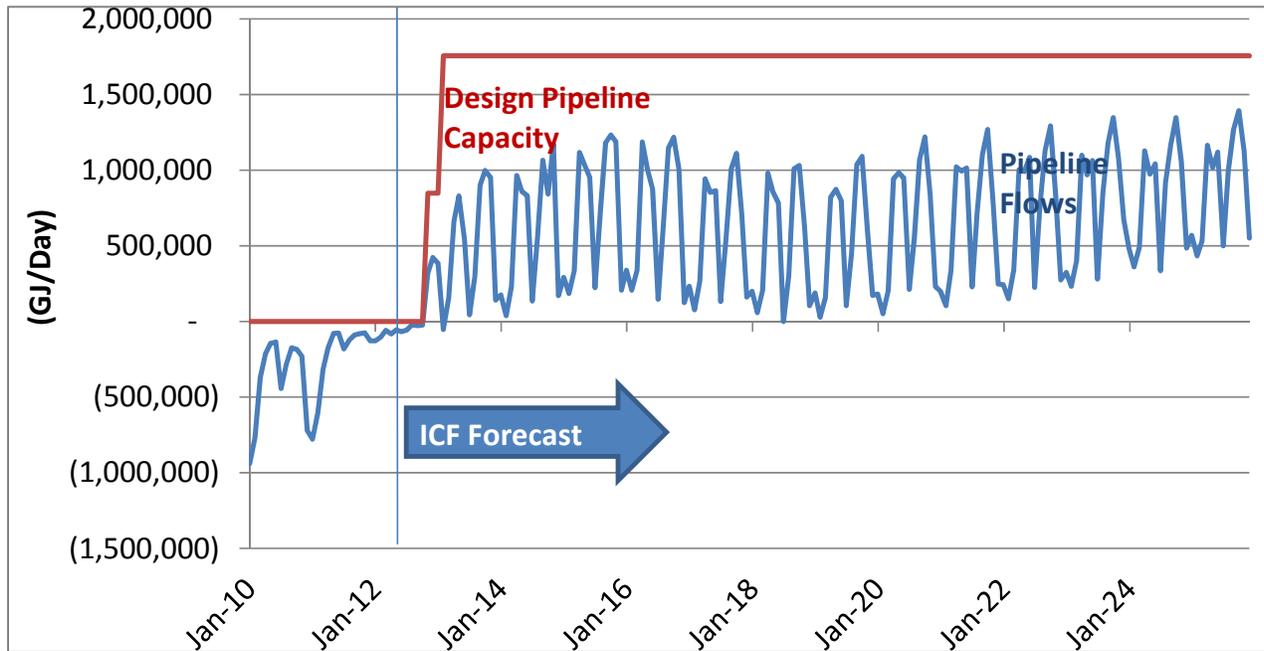


Exhibit 50: ICF Forecast of Net Pipeline Flows into Ontario at Niagara and Chippawa



4.4 Natural Gas Exports to the United States

Prior to 2007, about 40 percent of the total natural gas delivered to Ontario was exported to the U.S. Northeast. However, as conventional natural gas production in Western Canada has declined, and as natural gas production in the Northeastern U.S. has increased, exports have declined substantially. The majority of the decline in exports has been seasonal. Peak winter flows have not changed significantly.

ICF is projecting these trends to continue. The total volume of exports on both Iroquois and PNGTS is expected to continue to decline. However, peak period exports on PNGTS are expected to remain at capacity. Exports on the Iroquois pipeline during peak periods are expected to decline somewhat as pipeline capacity expansions from the Marcellus interconnect with the Iroquois Pipeline downstream of the international border at Waddington, reducing effective export capacity. For both pipelines, exports will become more seasonal, with only limited flows during the summer.

ICF is forecasting no export volumes through Niagara in the future. Instead, net imports to Ontario through Niagara will continue to increase over time as Marcellus production increases and new pipeline capacity additions increase the ability to move gas from the Marcellus to Niagara. The imports through Niagara are expected to be highly seasonal, peaking in the summer due to limited demand for Marcellus gas exists in the Northeast and when storage capacity is available in Ontario.

Exhibit 51: ICF Forecast of TransCanada Deliveries to Iroquois

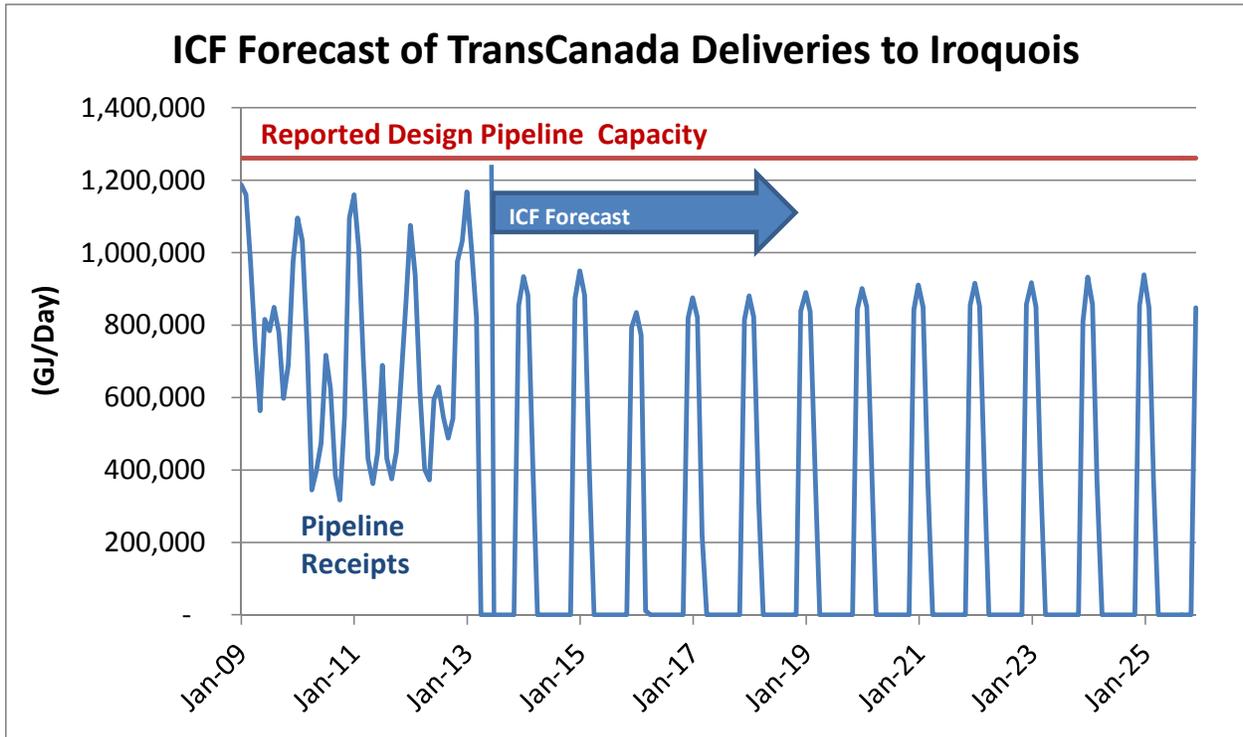
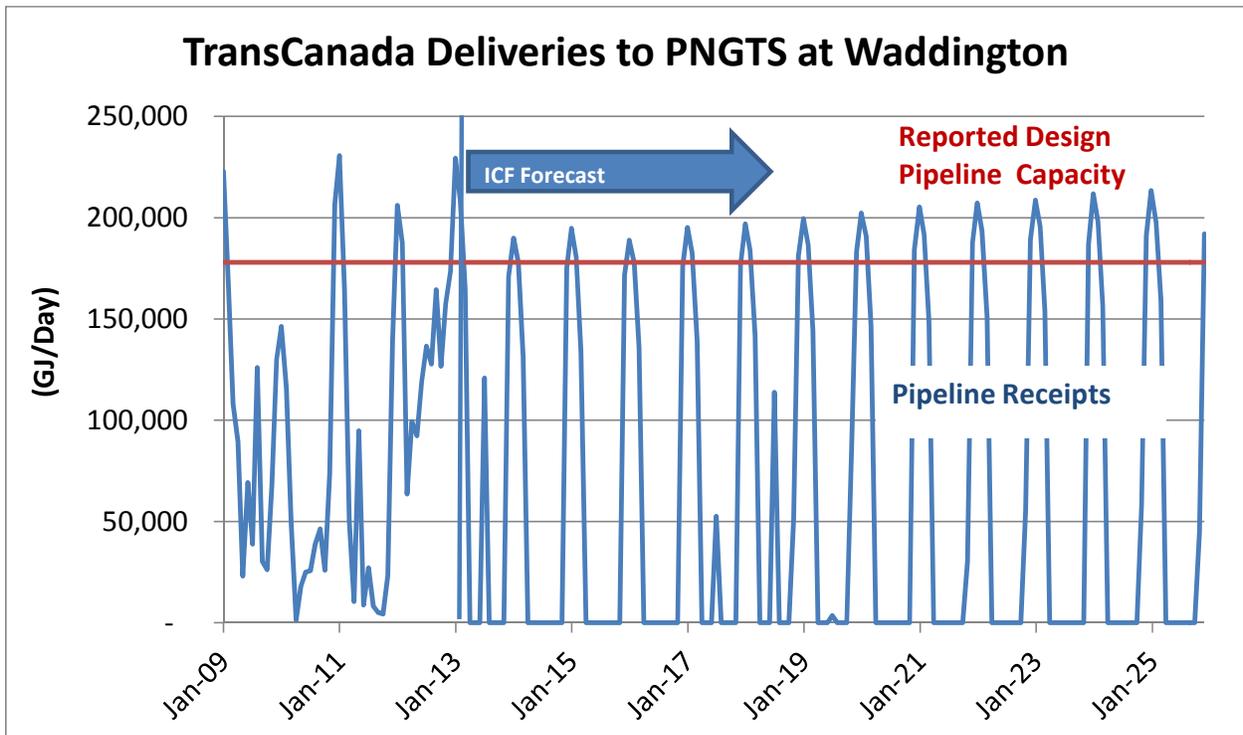


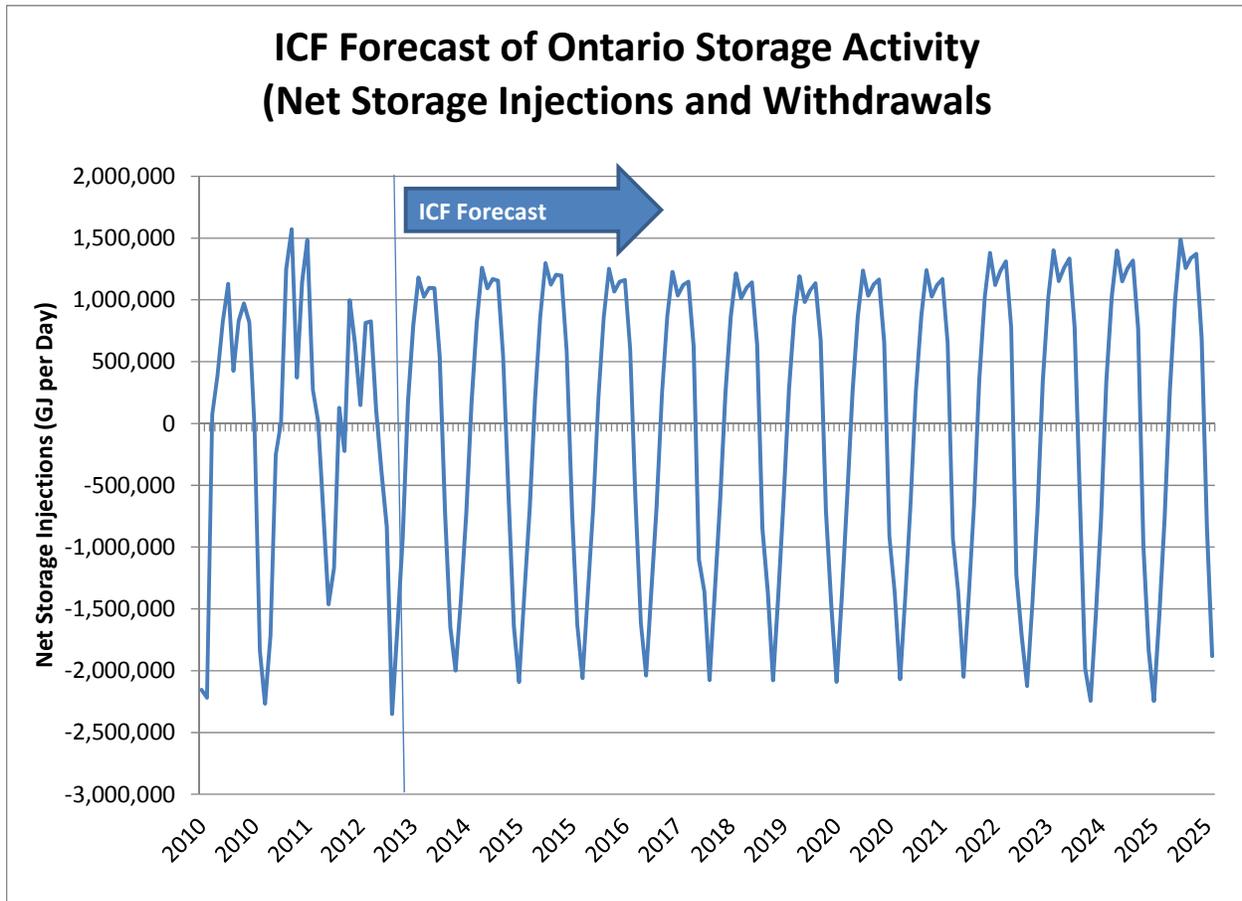
Exhibit 52: TransCanada Deliveries to PNGTS at Waddington



4.5 Ontario Natural Gas Storage Activity

The natural gas storage capacity located in and around the Dawn Hub is one of the defining characteristics of the Dawn market. The decline in flows into Ontario from the WCSB has not significantly affected natural gas storage activity in the province. The impact of the decline in annual volumes has been offset by an increase in the seasonality of the gas market activity around the Dawn Hub, leading to continuing utilization of the Ontario storage facilities tied into the Dawn Hub. In addition, imports of Marcellus gas from Niagara will be concentrated during the summer, while exports on Iroquois and PNGTS will become increasingly concentrated in the peak winter months. The change in seasonality is expected to lead to a continuation of high utilization of existing storage facilities around Dawn, as well as moderate growth in future storage capacity and storage capacity utilization around Dawn.

Exhibit 53: ICF Forecast of Ontario Storage Activity (Net Storage Injections and Withdrawals)



5 Supply Uncertainties Potentially Impacting Gas Market Activity and Liquidity at the Dawn Hub

This chapter discusses the various uncertainties associated with gas supply availability and liquidity at the Dawn Hub. These uncertainties include WCSB production as well as competing demand sources, such as oil sands development and LNG exports in Western Canada. In addition, changes in tolling and movements on the TCPL Mainline, as well as potential Parkway-Maple obstructions, and New England natural gas demand and infrastructure development have the potential to impact gas markets served by the Dawn Hub, including Gaz Métro.

5.1 TransCanada Mainline Uncertainties

5.1.1 Parkway-Maple Pipeline Capacity Constraints

The NEB recently approved TransCanada to expand the eastern Mainline from Parkway to Maple. The project which includes additional compressor capacity at Maple, as well as a partial looping of the Parkway to Maple pipeline adds sufficient capacity to meet near term requirements. However, additional capacity from Parkway to Maple is expected to be required in the future to meet growing market requirements. A complete looping of the Parkway to Maple pipeline is a difficult construction project, with a construction needed near downtown Toronto. Citing these construction difficulties, TransCanada has proposed that it obtain Marcellus gas supplies, then ship them westward from Dawn to Winnipeg, Manitoba before shipping eastward to Central Canadian markets on the Mainline as an alternative to construction if required to meet requirements.

However, ICF's projections indicate that the "around –the-horn" option will be insufficient to meet future market growth, particularly if TransCanada converts some mainline pipeline assets from natural gas to crude oil transportation as has been proposed by the Company. Failure to increase Parkway to Maple capacity likely would constrain future market growth at Dawn.

5.1.2 TransCanada Response to Market Changes

The projected declines in mainline throughput create significant challenges for TCPL and shippers on the pipeline. In the past three years, TCPL Mainline tolls have almost doubled, from \$1.19 per GJ to \$2.24 per GJ 100-percent load factor rate for transportation from Empress to the Eastern Delivery Zone. Over this period, TCPL and its shippers have participated in an intensive effort to develop acceptable tolls that address the threat that TCPL service is not competitive. Despite this effort, a settlement has not yet been reached. On September 1, 2011, TCPL proposed modifications in the toll structure to increase the competitiveness of gas transported east on the Mainline. The modifications proposed by TransCanada included deferral of costs and adjustment of depreciation in order to attempt to restrain the toll increases that accompany reductions in contract and throughput volumes. TransCanada also proposed to extend the Alberta System to the east, effectively shifting some of the costs of the mainline

pipeline system to the Alberta System, and increasing rates to Alberta shippers and customers on the NGTL system.

TransCanada policies designed to maintain Mainline flows could increase the difficulty of market transactions at Dawn, reducing liquidity and market activity.

5.1.3 Impact of TCPL Mainline Tolls on Producers

The resolution of the issue of the TCPL Mainline tolls is a critical uncertainty that will affect the balance of supply and demand in Alberta and British Columbia, including production levels and the amount of gas available to be transported via TCPL and other pipelines to markets outside of the province.

Lower tolls on the TCPL Mainline would result in a higher “netback” price for gas production in the WCSB, making development of the Canadian shale resource more economic. Conversely, if a resolution to the TCPL tolls proceeding does not result in sustainable and competitive tolls, prices in Alberta can be expected to decrease relative to prices in other North American supply basins, leading to lower overall production levels.

Higher tolls on the TransCanada Mainline will also increase the incentive for producers to look for markets that do not rely on the TransCanada Mainline system, including Alliance Pipeline, and world LNG markets through exports from the Pacific coast.

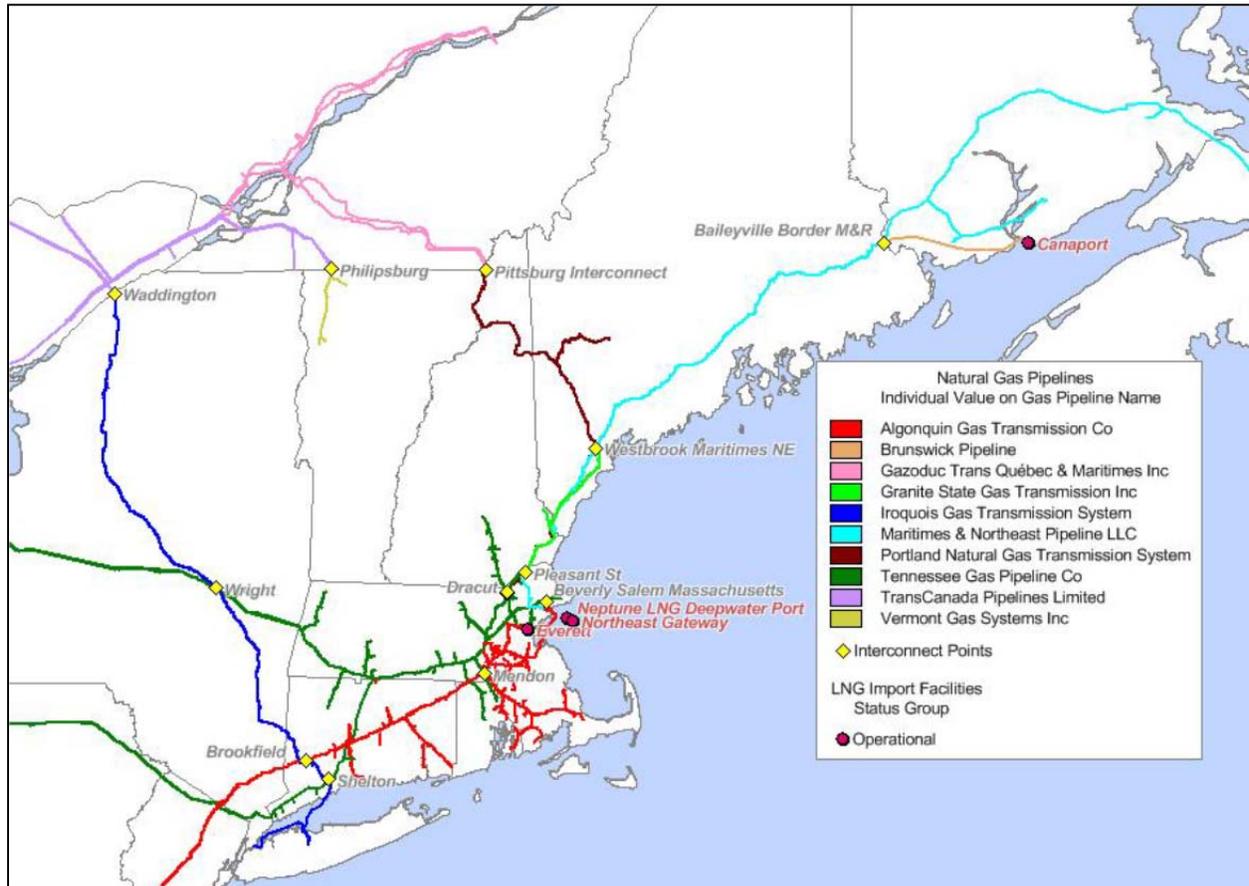
5.2 Natural Gas Pipeline Capacity into New England

New England receives pipeline imports from the U.S. Gulf Coast and more recently the neighboring Marcellus Shale via the Algonquin Gas Transmission (AGT) and Tennessee Gas Pipelines (TGP) (see exhibit below). In addition, the region also depends on pipeline gas imports from Canada on the Iroquois Gas Transmission (IGT), the Portland Natural Gas Transmission (PNGTS), and the Maritime Northeast Pipeline (M&N).⁸

While New England has maintained pipeline imports from Canada through the PNGTS and Iroquois pipelines, the region’s supply access issues have been compounded by the decline in offshore Sable Island production (connected to the M&N pipeline), as well as the continued delays in Encana’s Deep Panuke gas project off the coast of Nova Scotia.

⁸ Flows on the M&N Pipeline are partially dependent on imports into the Canaport LNG import facility.

Exhibit 54: Natural Gas Delivery into New England



Source: Assessment of New England’s Natural Gas Pipeline Capacity to Satisfy Short and Near-Term Electric Generation Needs, ICF

Although the U.S. Northeast is seeing tremendous growth in gas supply, due largely to the Marcellus and Utica shales, the region remains short of power generation capacity, despite the recent and forecasted significant growth. Even including all pipeline capacity on the Iroquois pipeline and the Portland (PNGTS) transmission system, the market in New England does not have sufficient capacity to meet the simultaneous requirements of the local gas distribution companies (LDCs) and the gas-fired generators in the New England states. There will be tremendous competitive pressure to draw gas supply into New England during peak periods, which has the potential to draw gas from Ontario and Quebec and increase gas prices in the region.

Because of structure of the electric market in the New England Independent System Operator (ISO-NE), the electric generators on peak/constrained day have been willing to pay extremely high prices (up to \$74/MMBtu). To the extent that Central Canada accesses more gas supply to deliver through PNGTS and Iroquois, the pipelines in eastern Canada (i.e., TCPL – TQM system extension), could achieve higher utilization rates. With higher utilization, the rates paid by Central Canadian consumers could decrease.

The alternative for New England would be new pipeline capacity directly from Marcellus. In this instance, the throughput on TCPL in the eastern zone and TQM would decline further, placing even greater upward pressure on the tolls.

In addition, given the high volatility in New England's gas prices, as well as precarious nature of current supply, coal, oil, and hydro imports are seen during peak-shaving times to reduce the amount of gas-fired generation needed, in an effort to keep gas prices low. Even with these load-shedding mechanisms, gas prices remain high in the region. While these gas prices reflect the need for additional pipeline capacity, paradoxically, the high gas prices have led to an underutilization in pipelines such as PNGTS, which in turn affect prices at Dawn (and in turn, Gaz Métro).

5.3 Economic Pressure to Maintain U.S. Gas Production

Dry gas production in the Marcellus Shale has grown exponentially since the mid-2000s, a trend that ICF expects will continue over the foreseeable future. Indeed, ICF's own projections for Marcellus dry gas production for 2025 was raised over 50 percent the third and fourth quarters of 2012, illustrating the uncertain yet increasing trend in shale gas production forecasts. Although unconventional gas production is still an emerging industry, there is a growing understanding that Marcellus natural gas will displace gas flowing from other locations (such as the declining conventional WCSB production areas) into both Central Canada and the U.S. Northeast.

Despite the tremendous growth in Marcellus production over the past five years, however, some uncertainty remains as to actual production rates over the next decade. The timing of the development of the infrastructure, including gas processing and natural gas liquids pipelines, are the factor rate at which dry gas production continues to grow.

While high Marcellus production would lead to greater potential flows to Central Canada, thereby backing out supply sources from other areas (such as WCSB), an increase in Marcellus flows also would result in lower volumes on the TransCanada Mainline, accelerating a potential "toll spiral" that would increase pipeline costs to consumers and decrease the competitiveness of gas supplies from Western Canada.

5.4 Environmental Concerns and Impact on Natural Gas Supply

Environmental concerns related to unconventional natural gas production techniques (i.e., hydraulic fracturing, horizontal drilling) add to the natural gas supply uncertainty from all unconventional gas supplies, including resources in Western Canada.

Unconventional production technologies are now widely applied and allow wells to follow the shale beds, allowing greater contact with the shale rock layers. Horizontal drilling allows the

well bore to access thousands of feet of gas-producing rock. Advanced techniques for hydraulic fracturing of the shale create pathways for the gas to migrate to the well bore. Sand, along with small amounts of chemicals added to in the fracturing water help to facilitate the flow of gas into the well bore. When combined, these technologies can produce extremely large volumes of gas from a single well.

The main contention is related to water issues, including groundwater protection, fracking fluids content, chemical use, and disclosure in fracking fluids, as well as air emissions and seismic activity (of underground wastewater disposal, rather than fracking itself). There is fairly widespread public concern that shale gas production lacks effective environmental regulation. While shale gas production will continue to see additional governmental oversight as regulation catches up with the nascent technology, shale gas is still subject to the legislation and regulations governing conventional oil and gas production. The most stringent shale-specific regulations will likely be adopted at the provincial level first, given the region-specific nature of shale gas drilling. While regulatory action may result in some limitations on drilling in some sensitive areas and added costs of production in certain areas, these effects are factored into the GMM baseline.

The environmental uncertainty related to shale gas development creates several different types of uncertainty in the market. A potential ban on drilling in Pennsylvania would dramatically reduce natural gas availability from the Marcellus, leading to higher gas prices and additional supply uncertainty for Central Canadian consumers. While such an event is unlikely, given the relatively new stage of shale gas production, concerns over the production technique and long-term implications persist, limiting production in such areas as New York and Quebec, among others.

A more likely outcome will be stronger shale-specific regulatory measures to address these environmental concerns. These regulations may increase production costs, though not prohibitively (according to ICF's estimates). As the public learns more about the shale gas development process, it is also possible that the bans in New York and Quebec may be lifted, leading to an increase in natural gas supply and lower prices.

6 Conclusions

Based on our review of the expected changes in natural gas markets between 2012 and 2025, ICF expects the Dawn Hub to continue to be a major natural gas market center, with sufficient supply availability and market liquidity to ensure its viability as a reliable source of natural gas supply.

For the past few years, the total volume of natural gas supply utilizing the Dawn Hub has been declining due to the decrease in flows through the Province, including the decline in supply from the WCSB and the decline in exports to the Northeastern U.S. However, any future declines in exports from Central Canada to U.S. markets will be offset by growth in demand in Ontario and Quebec, and the decline in WCSB gas supply will be offset by imports from the Marcellus via Niagara and Dawn, leading to slow growth in natural gas market activity around the Dawn hub.

The impact of the decline in annual volumes has been offset by an increase in the seasonality of the gas market activity around the Dawn Hub, leading to continuing utilization of the Ontario storage facilities tied into the Dawn Hub. Going forward, imports of Marcellus gas from Niagara will be concentrated during the summer, while exports on Iroquois and PNGTS will become increasingly concentrated in the peak winter months. The change in seasonality is expected to lead to a continuation of high utilization of existing storage facilities around Dawn, as well as moderate growth in future storage capacity and storage capacity utilization around Dawn.

The ICF conclusion concerning the Dawn Hub is based on our assessment of the impact of the changes in natural gas markets on activity in and around the Dawn Hub. As shown in Exhibit 55, ICF is projecting annual flows into Dawn from Michigan to increase by 793 MMcfd from 2,562 MMcfd in 2012 to 3,355 MMcfd in 2015. The Dawn Hub will also benefit from the increase in annual flows into Ontario from New York. Annual flows into Ontario along this path are projected to increase by 729 MMcfd, from 106 MMcfd in 2012 to 835 MMcfd in 2025.

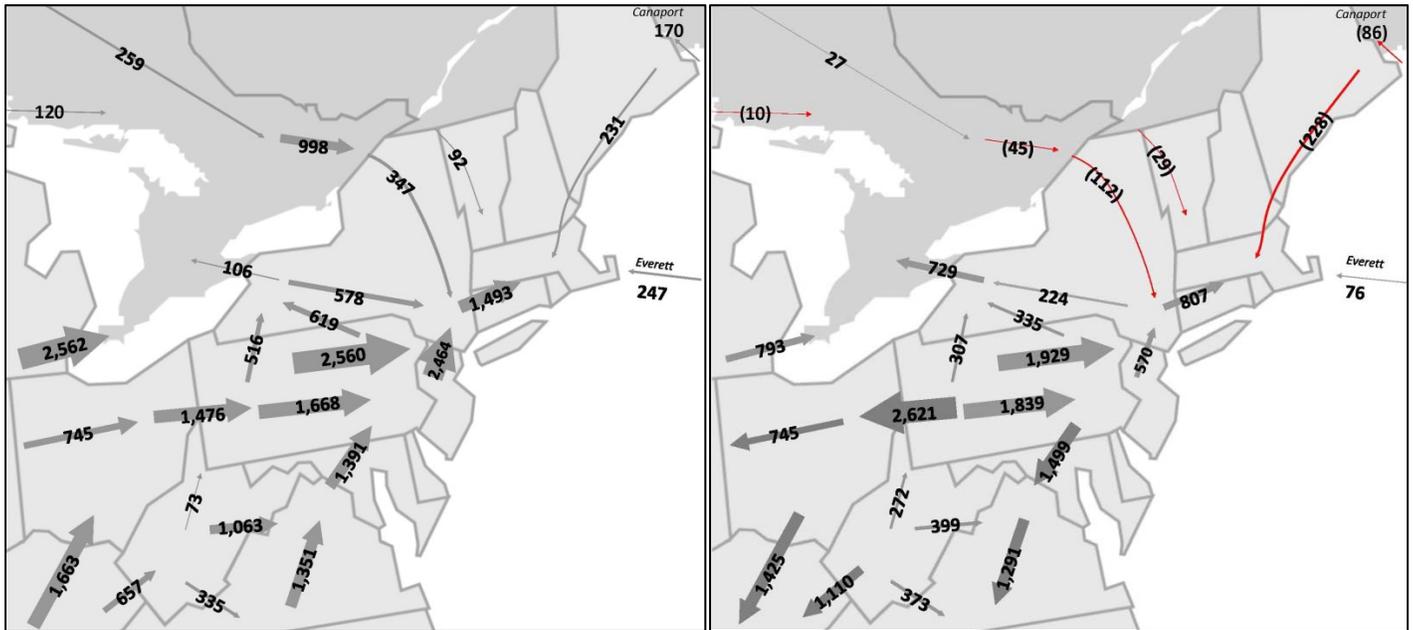
Along both paths to Dawn, the majority of the incremental gas supply is expected to come from growth in Marcellus and Utica production. However, ICF also projects an increase in gas flowing into Dawn along the Vector Pipeline corridor, as Marcellus production displaces natural gas from the Mid-continent and Gulf Coast supply basins into East Coast markets, increasing gas supply availability into the Chicago market.

The increase in flows from the Marcellus into Ontario, both via Niagara and Michigan are expected to be seasonal in nature, peaking during the summer. The regional demand markets in the U.S Northeast and Middle Atlantic are highly seasonal, with demand peaking in the winter. Marcellus production will directly serve much of this regional demand. As a result, the end-use market for Marcellus production will drop substantially during the remainder of the year, and the demand for storage capacity with pipeline access to the Marcellus is expected to remain very robust. Producers and consumers are expected to continue to utilize the storage capacity in and around Dawn to take advantage of the seasonal gas supplies.

Exhibit 55: Change in Regional Marcellus Production Growth Impact

2012 Average Annual Flows (MMcfd)

2012-2025 Change in Average Annual Flows (MMcfd)



Source: ICF GMM@ Jan 2013

The expected growth in readily available natural gas supply, access to a wide and increasing variety of both upstream and downstream markets, and the availability of significant natural gas storage capacity in a storage-constrained market is expected to lead to continuing health of the natural gas market at Dawn, and Dawn should continue to provide sufficient liquidity to provide the required level of reliability for Gaz Métro.

As increasing volumes of Marcellus gas and other sources of unconventional gas are made available to the market, shippers will review and may adjust contract portfolios to access these supplies. Some of the pattern changes have already taken place, a trend that will likely continue. With these changing patterns, it is highly likely that shippers will continue to make adjustments in transportation contract portfolios as current contract obligations expire.

However, continued growth of the Dawn market is contingent on continued investment in the natural gas transportation system needed to increase capacity to Dawn from the Marcellus and Utica basins, and to address pipeline constraints downstream of Dawn, including the Parkway-to-Maple constraint on the TCPL system.

TCPL is expanding capacity from Parkway to Maple, including both pipeline looping and compression projects to meet contracted demand. TCPL can also move gas “around the horn” from Dawn back along GLGT to Emerson, and then along the Northern Mainline system to Maple to bypass the Parkway-to-Maple constraint as an alternative to flowing gas from the Dawn Hub to Maple. However, ICF is projecting that growth in gas supply into Dawn will exceed the available capacity to transport gas from Dawn to Quebec via the TCPL Northern

Mainline if the capacity on the TransCanada system from Parkway to Maple is not further expanded. Failure by TransCanada to address the Maple constraint would significantly limit the expected growth in the value of Dawn as a gas market center to consumers downstream of the constraint.

In addition, New England's gas delivery system has not yet caught up to the region's supply, meaning that New England will see continued price volatility, particularly in the power sector, over the next several years. This volatility will reverberate through the gas network, affecting prices at Dawn and other markets, as well.

Other uncertainties around ongoing environmental concerns associated with hydraulic fracturing and economic pressures in the U.S. to maintain low gas prices and supply could mean less access to U.S. natural gas supplies for Central Canada.

Appendix A: Pipeline Capacity and Flow Data

ICF has evaluated the pipeline capacity and pipeline flows on the pipelines flowing into and out of Ontario and the Dawn Hub using publicly available data. These pipelines include:

- 1) Panhandle Eastern Pipeline at Ojibway
- 2) MichCon at St-Clair
- 3) Bluewater Gas at Bluewater
- 4) Vector
- 5) TCPL at Niagara and Chippawa (TGP, NFGSC, Empire)
- 6) Great Lakes
- 7) TCPL at Kirkwall
- 8) TCPL at Parkway
- 9) Enbridge at Dawn (Tecumseh) and Dawn (TSLE)
- 10) Union – from storage site at Dawn

The evaluation includes a comparison of pipeline load factor over the historical time period starting January 2009, subject to availability of public data. The historical flow data on pipeline imports from the U.S. to Canada on the major interstate pipelines and on TransCanada is available for the full time period. Flows on pipelines into and out of the Dawn Hub are generally available starting in June of 2010. Flow data on pipelines within the Dawn Hub, including Enbridge at Dawn (Tecumseh) and Dawn (TSLE), and Union from storage site at Dawn are not generally available. Where data is not publicly available, ICF has estimated flows and capacity based on publicly available aggregate data, and on ICF's analysis of gas market activity.

ICF then evaluated the expected impact of changes in natural gas market conditions on each pipeline for the period from 2013 through 2025, and projected pipeline flows on each major pipeline corridor. On certain corridors, where ICF's gas market model aggregates more than one pipeline, the projections capture the major regional flows, rather than flows at the specific points. For example, the ICF forecast of flows between Ontario and New York at Niagara reflect total flows on Tennessee Gas Pipeline and National Fuel Gas Supply Corporation through Niagara, and Empire Gas Transmission flows at Chippawa.

We have also included storage inventory and storage capacity data for all of the Ontario storage companies including Union Gas and Enbridge. This data is publicly available in response to the OEB STAR proceeding on a monthly basis. The monthly storage inventory data has been used to estimate average daily storage injections and withdrawals on a monthly basis.

A-1 Overview of Pipeline and Storage Capacity and Flow Data

General Notes

- 1) Except where noted, all flow and capacity data included in this report is publicly available from the pipeline bulletin boards on a daily basis and was collected by ICF, or is based on ICF forecasts of pipeline capacity and flows from the ICF January 2013 Base Case gas market forecast.
- 2) Where no public pipeline flow data is available, ICF has estimated pipeline flow and capacity data based on available information. Estimated flow data is based on available flow data from other periods and ICF forecasts of flows using the ICF GMM. Estimated capacity data is based on industry presentations, open season announcements, and ICF evaluation of pipeline flows.
- 3) Where multiple sources of data exist, (for example, Great Lakes receipts and deliveries at St. Clair are reported by both GLGT and TransCanada), we have compared the available data to ensure consistency.
- 4) Where multiple sources of data exist, we have used the data source that ICF deemed as being most consistent with the rest of the data in order to minimize data inconsistencies and data conversion issues.
 - a. If TransCanada reports the data series, we have used the TransCanada data.
 - b. Otherwise if Union reports the data series, we have used the Union Gas data.

Notes on Key Data Series

- 1) **Panhandle Eastern Pipeline Deliveries at Ojibway**: We have used Union Gas Pipeline receipt data and capacity data at Ojibway. This data is available from June 16, 2010 through the end of the assessment period.
- 2) **MichCon Deliveries at St. Clair**: We have used Union Gas Pipeline receipt data and capacity data for receipts from MichCon at St. Clair. MichCon deliveries at St. Clair are reported only by Union Gas, and are available only since June 16, 2010. The Union Gas series is labeled “St. Clair to Dawn” and reflects DTE flows from Bell River Mills delivered to Dawn.
- 3) **Bluewater Gas at Bluewater**: We have used Union Gas Pipeline receipt data and capacity data for receipts from Bluewater at Dawn. This data is available from June 16, 2010 through the end of the assessment period.
- 4) **Vector Pipeline Deliveries to St. Clair**: Vector pipeline deliveries and capacity to St. Clair are reported by Vector Pipeline and are converted from MMBtu to GJ. Vector

Pipeline reports both operational and design capacity values. Operational capacity generally exceeds design capacity.

- 5) **Niagara**: Three pipelines provide service between Ontario and New York in the region around Niagara. These include the Tennessee Gas Pipeline (TGP) interconnect with TransCanada at Niagara, the National Fuel Gas Supply Corporation (NFGSC) interconnect with TransCanada at Niagara, and the Empire Gas Transmission (Empire) interconnect with TransCanada at Chippawa. We have used TransCanada Pipeline receipt and delivery for each of these three interconnects. Capacity data is from the operational capacity postings for the points by TGP, NFGSC, and Empire. Until November of 2012, the Niagara interconnect between TCPL and TGP and NFGSC was used primarily to export natural gas from Ontario to New York. New facilities brought online in November 2012 allowed up to 482,000 GJ per day of natural gas to be imported to Ontario from New York at Niagara from TGP and 371,000 GJ per day of natural gas to be imported to Ontario from New York at Niagara from NFGSC.
- 6) **Great Lakes Gas Transmission (GLGT) at St. Clair**: We have used TransCanada Pipeline flow data and GLGT capacity data for receipts and deliveries of natural gas between GLGT and TCPL at St. Clair. TransCanada began delivering significant volumes of natural gas to GLGT at St. Clair in November of 2011. GLGT reports the same capacity at St. Clair for both receipts and deliveries.
- 7) **TCPL at Kirkwall**: TCPL at Kirkwall flows are based on TransCanada receipt and delivery data for Kirkwall. TransCanada does not report pipeline capacity.
- 8) **TCPL at Parkway**: TCPL at Parkway flows are based on TransCanada receipt and delivery data for Parkway. TransCanada does not report pipeline capacity. We have used Dawn to Parkway capacity reported by Union Gas for the period from June 16, 2010 through January 31, 2013. The June 16, 2010 capacity reported by Union Gas is used as a proxy for capacity between January 1, 2009 and June 15, 2010.
- 9) **Enbridge at Dawn (Tecumseh) and Dawn (TSLE)**: No data on pipeline flows or capacity for Enbridge at Dawn (Tecumseh) and Dawn (TSLE) is publicly available. ICF has used data on storage inventories posted by Enbridge to meet Ontario Energy Board STAR requirements to calculate monthly storage injections and withdrawals from Enbridge Tecumseh storage at Dawn.
- 10) **Union – From storage site at Dawn**: No comprehensive data on pipeline flows or capacity from the storage sites at Dawn is publicly available. ICF has used data on monthly storage inventories posted by Union Gas to meet Ontario Energy Board STAR requirements to calculate monthly storage injections and withdrawals from Union Gas storage facilities at Dawn.

Union does provide flow and capacity data for flows to/from Dawn from several independent storage facilities, including St. Clair Storage, Bluewater Storage, Airport Storage, and Tipperary Storage. The Union flow and capacity data for these interconnects are included in the Flow and Capacity database provided to Gaz Métro.

Contract No. ASN001

AGGREGATED STORAGE NOMINATION SERVICES CONTRACT dated as of the 21st day of March, 2013,

UNION GAS LIMITED, a company existing under the laws of the Province of Ontario,
(hereinafter referred to as "**Union**")

- and -

GAZ MÉTRO LIMITED PARTNERSHIP, a limited partnership organized under the laws of the Province of Quebec, acting by its General Partner, Gaz Métro Inc.,
(hereinafter referred to as "**Shipper**")

WHEREAS, Union owns and operates a natural gas storage system in south-western Ontario, through which Union offers storage services;

AND WHEREAS Shipper has entered into, and may enter into, one or more long term storage contracts with Union;

AND WHEREAS Shipper wishes to aggregate Storage Accounts with respect to the Participating Storage Contracts into one storage account for the purposes of simplified nominations (the "**Aggregated Storage Nomination Services**") as defined in Article II herein;

AND WHEREAS, Shipper wishes to retain Union to provide such Aggregated Storage Nomination Services, as set out herein, and Union has agreed, subject to the terms and conditions of this Contract, to provide the Aggregated Storage Nomination Services requested;

NOW THEREFORE, this Contract witnesses that, in consideration of the mutual covenants and agreements herein contained and for other good and valuable consideration, the receipt and sufficiency of which is hereby acknowledged, the parties hereby agree as follows:

ARTICLE I - INTERPRETATION AND DEFINITIONS

1.01 Divisions, Headings and Index: The division of this Contract into Articles, Sections and Subsections, and the insertion of headings and any table of contents or index provided are for convenience of reference only, and shall not affect the construction or interpretation hereof.

1.02 Industry Usage: Words, phrases or expressions which are not defined herein and which, in the usage or custom of the business of the transportation, storage, and distribution or sale of natural gas have an accepted meaning shall have that meaning.

1.03 Extended Meaning: Unless the context otherwise requires, words importing the singular include the plural and vice versa, and words importing gender include all genders. The words "herein" and "hereunder" and words of similar import refer to the entirety of this Contract, including the Schedules incorporated into this Contract, and not only to the Section in which such use occurs.

1.04 Conflict: In the event of any conflict between the provisions of this Contract (including Schedule 1 and 2) and those of the MPSS, the provisions of this Contract shall prevail over the MPSS. In the event of any conflict between the provisions of this Contract and any of the Participating Storage Contracts, this Contract will prevail.

1.05 Currency: All reference to dollars in this Contract shall mean Canadian dollars.

1.06 Schedules: Refers to the schedules attached hereto which are specifically included as part of this Contract, and include:

Schedule 1 - Contract Parameters

Schedule 2 - Pricing Provisions

1.07 Measurements: Units set out in SI (metric) measurement are the governing units for the purpose of this Contract. Units set out in Imperial measurement in parentheses beside their SI (metric) equivalent are for reference only and in the event of a conflict between SI (metric) and Imperial measurement herein, SI (metric) shall prevail.

1.08 Price Schedules: "Market Price Service Schedule" or "Union's MPSS" or "MPSS" shall mean Union's Market Price Service Schedule, including the Market Price Service Schedule prices, Schedule "A" (General Terms and Conditions) and Schedule "B" (Nominations), or such other replacement schedule as last adopted by Union and posted to Union's website with at least 30 days prior notice, and shall apply hereto, as amended from time to time, as if incorporated into this Contract.

1.09 Definitions: Capitalized terms and certain other terms used in this Contract and not specifically defined shall have the meaning set forth in the MPSS or the Participating Storage Contract unless the context hereof otherwise clearly requires. In the event of any conflict between capitalized terms in this Contract and capitalized terms in any of the Participating Storage Contracts, the definition given to the capitalized terms in this Contract shall govern. In the event of any conflict between capitalized terms in this Contract and capitalized terms in the MPSS, the definition given to the capitalized terms in this Contract shall govern. The following definitions apply to this Contract:

(a) "ASN Storage Account" means, on any Day, the sum of all gas balances held by Union for Shipper under the Participating Storage Contracts and shall equal the total quantity of gas received by Union for Shipper's accounts pursuant to the Participating Storage Contracts minus the total quantity of gas delivered to Shipper by Union pursuant to the Participating Storage Contracts. Where the ASN Storage Account is zero or a positive number, Union is deemed to be providing Storage Services to Shipper.

(b) "Daily Firm Quantity" shall, on any Day, mean the firm portion of the ASN Maximum Daily Injection Demand if Shipper has nominated injections into the ASN Storage Account for that Day, or the firm portion of the ASN Maximum Daily Withdrawal Demand if Shipper has nominated withdrawals from the ASN Storage Account for that Day.

(c) "Participating Storage Contracts" means all long term storage contracts that Shipper:

Contract No. ASN001

- i. holds as at the Commencement Date with Union; and
- ii. enters into with Union after the Commencement Date during the duration of the term of this Contract, that both Union and Shipper agree, in their sole discretion, shall be subject to the terms of this Contract.

ARTICLE II – AGGREGATED STORAGE NOMINATION SERVICES

2.01 Aggregated Storage Nomination Services: For the duration of this Contract, Union and Shipper agree that all Shipper's rights considering the Storage Services and nominations with respect to the Storage Accounts under the Participating Storage Contracts shall be suspended and that all of Shipper's other rights and obligations, and Union's rights and obligations, under each of the Participating Storage Contracts shall continue, including Shipper's obligation to pay the Monthly Demand Charge under each of the Participating Storage Agreements. Shipper shall not be able to nominate injection or withdrawal of gas into or from the applicable Storage Account under any of the Participating Storage Contracts for the duration of this Contract. Instead, as at the Commencement Date, all inventory under each Participating Storage Contract shall be deemed to have been transferred to the ASN Storage Account, without incurring any Variable Storage Charges, and Shipper shall nominate, and shall receive, its Storage Services pursuant to this Contract. For greater certainty, the existence of this Contract shall not operate to extend the term of any Participating Storage Contract and upon expiry of a Participating Storage Contract, such contract shall no longer be subject to this Contract. Shipper agrees to the terms and conditions set out herein upon nomination to Union for the provision of the following services (collectively, the "Storage Services"):

(a) ASN Maximum Storage Balance, ASN Late Season Balance, ASN Early Season Balance, ASN Maximum Daily Injection Demand, ASN Maximum Daily Withdrawal Demand, Receipt Points and Delivery Points and Fuel Requirements shall be as set out in Schedule 1.

(b) Gas Stored by Union:

i) Union agrees, on any Day to either receive a quantity of gas from Shipper at the Receipt Point and credit the ASN Storage Account, or to deliver a quantity of gas to Shipper at the Delivery Point and debit the ASN Storage Account, such quantity of gas as Shipper may nominate and Union has authorized for Storage Services; and,

ii) Under no circumstances shall Union be obligated to receive a quantity of gas in excess of the ASN Maximum Daily Injection Demand; and Union agrees that it shall, upon the request of Shipper, use reasonable efforts to accept receipt of greater daily quantities, on an interruptible basis, if present or possible future operating conditions permit in Union's sole discretion; and

iii) Union shall under no circumstances be obligated to deliver a quantity of gas in excess of the ASN Maximum Daily Withdrawal Demand; and Union agrees that it shall, upon the request of Shipper, use reasonable efforts to deliver greater daily quantities, on an interruptible basis, if present or possible future operating conditions permit in Union's sole discretion.

2.02 Accounting for Storage Services: All quantities of gas handled by Union shall be accounted for on a daily basis.

Contract No. ASN001

2.03 Commingling: Union shall have the right to commingle the quantity of gas referenced herein with gas owned by Union or gas being stored and/or transported by Union for third parties.

2.04 Termination: The ASN Storage Account shall be zero as of the date the Contract terminates (the "**Termination Date**"). If Shipper has more than one Participating Storage Contract that continues beyond the Termination Date, Shipper shall provide notice to Union no later than ten (10) days before the Termination Date as to how to re-allocate the remaining inventory in the ASN Storage Account to the various remaining Participating Storage Contracts. If Shipper has more than one Participating Storage Contract that continues beyond the Termination Date and Shipper fails to provide notice to Union as to how to re-allocate the remaining inventory, then Union shall allocate any remaining quantities to the Participating Storage Contracts in proportion to their respective Maximum Storage Balances. The re-allocation of inventory to any Participating Storage Contract will not result in any Variable Storage Charges. If Shipper does not have a Participating Storage Contract that continues beyond the Termination Date, then any gas remaining in the ASN Storage Account as of the Termination Date shall be immediately forfeited to Union without further recourse, unless transferred to an additional storage service that Shipper has contracted for with Union.

ARTICLE III - CHARGES AND RATES

Except as otherwise stated herein, the charges to be billed by Union and paid by Shipper for the Storage Services will be those specified in Schedule 2, plus applicable Taxes.

ARTICLE IV - PRESSURES

4.01 All gas tendered by or on behalf of Shipper to Union shall be tendered at the Receipt Point(s) at Union's prevailing pressure at that Receipt Point, or at such pressure as per operating agreements between Union and the applicable Interconnecting Pipeline as amended or restated from time to time.

4.02 All gas tendered by or on behalf of Union to Shipper shall be tendered at the Delivery Point(s) at Union's prevailing pressure at that Delivery Point or at such pressure as per agreements between Union and the applicable Interconnecting Pipeline as amended or restated from time to time.

4.03 Under no circumstances shall Union be obligated to receive or deliver gas hereunder at pressures exceeding the maximum allowable operating pressures prescribed under any applicable governmental regulations; nor shall Union be required to make any physical deliveries or to accept any physical receipts which its existing facilities cannot accommodate.

ARTICLE V - NOMINATIONS

5.01 Services provided hereunder shall be in accordance with the prescribed nominations procedure set out in Schedule "B" of Union's MPSS.

ARTICLE VI - CONDITIONS PRECEDENT

Intentionally blank.

Contract No. ASN001

ARTICLE VII - MISCELLANEOUS PROVISIONS

7.01 Assignment: Shipper may not assign this Contract unless:

- (a) all of the Participating Storage Contracts are assigned concurrently to the same party taking assignment of this Contract;
- (b) the written consent of Union is obtained, such consent not to be unreasonably delayed or withheld; and
- (c) any financial assurances as required by Union are provided to Union.

7.02 Notices: All communications provided for or permitted hereunder shall be in writing, personally delivered to an officer or other responsible employee of the addressee or sent by registered mail, charges prepaid, or by facsimile or other means of recorded electronic communication, charges prepaid, to the applicable address or to such other address as either party hereto may from time to time designate to the other in such manner, provided that no communication shall be sent by mail pending any threatened, or during any actual, postal strike or other disruption of the postal service. Shipper contact information, as provided to Union, shall be found on the secured portion of Union's website (the secured portion of Union's website is known as "*Unionline*"). Union's contact information shall be displayed on the unsecured portion of Union's website. Any communication personally delivered shall be deemed to have been validly and effectively received on the date of such delivery. Any communication so sent by facsimile or other means of electronic communication shall be deemed to have been validly and effectively received on the Business Day following the day on which it is sent. Any communication so sent by mail shall be deemed to have been validly and effectively received on the seventh Business Day following the day on which it is postmarked.

Notwithstanding the above, nominations shall be made by facsimile or other recorded electronic means, subject to execution of an agreement for use of *Unionline*, or such other agreement, satisfactory to Union, and will be deemed to be received on the same Day and same time as sent. Each party may from time to time change its address for the purpose of this Section by giving notice of such change to the other party in accordance with this Section.

7.03 Law of Contract: Union and Shipper agree that this Contract is made in the Province of Ontario and that, subject to Article X of Schedule "A" of the MPSS, the courts of the Province of Ontario shall have exclusive jurisdiction in all matters contained herein. The parties further agree this Contract shall be construed exclusively in accordance with the laws of the Province of Ontario.

7.04 Entire Contract: This Contract (including Schedule 1 and Schedule 2), all applicable rate schedules and price schedules and the Participating Storage Contracts constitutes the entire agreement between the parties hereto pertaining to the subject matter hereof. This Contract supersedes any prior or contemporaneous agreements, understandings, negotiations or discussions, whether oral or written, of the parties in respect of the subject matter hereof.

7.05 Time of Essence: Time shall be of the essence hereof.

7.06 Counterparts: This Contract may be executed in any number of counterparts, each of which when so executed shall be deemed to be an original but all of which together shall constitute one and the same agreement. This Contract may be executed by facsimile or other electronic communication and this procedure shall be as effective as signing and delivering an original copy.

Contract No. ASN001

7.07 Severability: If any provision hereof is invalid or unenforceable in any jurisdiction, to the fullest extent permitted by law: (a) the other provisions hereof shall remain in full force and effect in such jurisdiction and shall be construed in order to carry out the intention of the parties as nearly as possible and (b) the invalidity or unenforceability of any provision hereof in any jurisdiction shall not affect the validity or enforceability of any provision in any other jurisdiction.

7.08 General Liability: The liability of the parties hereunder is limited to direct damages only and all other remedies or damages are waived. In no event shall either party be liable for consequential, incidental, punitive, or indirect damages, in tort, contract or otherwise.

[signature page follows]

Contract No. ASN001

Page 6

THIS CONTRACT SHALL BE BINDING UPON and shall enure to the benefit of the parties hereto and their respective successors and permitted and lawful assigns.

IN WITNESS WHEREOF this Contract has been properly executed by the parties hereto by their duly authorized officers as of the date first above written.

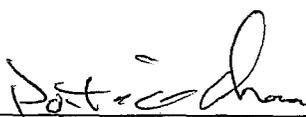
UNION GAS LIMITED

Per: 
Authorized Signatory

Mark J. Isherwood

Vice-President, Business Development, Storage & Transmission

GAZ MÉTRO LIMITED PARTNERSHIP, acting by its General Partner, Gaz Métro Inc.

Per: 
Authorized Signatory

Per: 
Authorized Signatory

 **GazMétro**

Initiales
540-00256
No. Dossier

CONTRACT PARAMETERS

ASN Maximum Storage Balance

- (a) The quantity of gas in the ASN Storage Account shall not exceed the sum of the Maximum Storage Balances of all Participating Storage Contracts (the “ASN Maximum Storage Balance”); and
- (b) On or between October 1st and November 1st of each year, the quantity of gas in the ASN Storage Account must be at or above 75% of the ASN Maximum Storage Balance at the end of at least one Day (the highest balance in the ASN Storage Account on any Day during such period to be referred to as the “ASN Late Season Balance”); and
- (c) On or between March 31st and April 30th of each year, the quantity of gas in the ASN Storage Account must be at or below 45% of the ASN Maximum Storage Balance at the end of at least one Day (the lowest balance in the ASN Storage Account on any Day during such period to be referred to as the “ASN Early Season Balance”).

ASN Maximum Daily Injection Demand

The ASN Maximum Daily Injection Demand means, on any Day, the sum of the Maximum Daily Injection Demands of all Participating Storage Contracts on such Day.

In addition to the ASN Maximum Daily Injection Demand, from October 1 through and including November 30, Shipper shall be entitled to nominate for injection, on an interruptible basis, a daily quantity equal to the aggregate of the interruptible amounts provided under the Participating Storage Contracts.

ASN Maximum Daily Withdrawal Demand

The ASN Maximum Daily Withdrawal Demand means, on any Day, the sum of the Maximum Daily Withdrawal Demands of all Participating Storage Contracts on such Day.

In addition to the ASN Maximum Daily Withdrawal Demand, Shipper shall be entitled to nominate for withdrawal, on an interruptible basis:

- (a) from April 1 through and including May 31, a daily quantity equal to the aggregate of the interruptible amounts provided under the Participating Storage Contracts for those dates; and
- (b) from June 1 through and including March 31, and provided that the current balance in the ASN Storage Account is less than 25% of the ASN Maximum Storage Balance, a daily quantity equal to the aggregate of the interruptible amounts provided under the Participating Storage Contracts for those dates.

Receipt Points and Delivery Points

(a) A “**Receipt Point**” shall mean the point(s) where Union shall receive gas from Shipper as follows:

- Dawn (Facilities)
- Dawn (TCPL)

which points are more particularly described below.

(b) A “**Delivery Point**” shall mean the point(s) where Union shall deliver gas to Shipper as follows:

- Dawn (Facilities)

which point is more particularly described below.

DAWN (Facilities): Union’s Compressor Station site situated in the northwest corner of Lot Twenty-Five (25), Concession II, in the Township of Dawn-Euphemia, in the County of Lambton. This point is applicable for quantities of gas that have been previously transported or stored under other contracts that Shipper may have in place with Union.

DAWN (TCPL): At the junction of Union’s and TCPL’s facilities, at or adjacent to Dawn (Facilities).

F24-S Service

Intentionally blank.

Fuel Requirements

Fuel charges shall be as per Schedule 2 Pricing Provisions.

Term

This Contract shall be effective as of the date of execution hereof; however, the Storage Services obligations, terms, and conditions hereunder shall commence April 1, 2013 (the “**Commencement Date**”) and shall continue in full force and effect until March 31, 2015 (the “**Initial Term**”) and will continue in full force and effect beyond the Initial Term, automatically renewing for a period of one (1) year, and every one (1) year thereafter, subject to notice in writing by Shipper or Union of termination at least two (2) months prior to the expiration of the then current term of this Contract.

Without limiting the generality of the foregoing, this Contract may be terminated in accordance with Article XII of Schedule “A” of the MPSS.

Conditions Date

Intentionally blank.

Special Provisions

Intentionally blank.

PRICING PROVISIONS

Shipper agrees to pay Union the following for the Storage Services:

- (a) **Monthly Demand Charge:** \$0.00. For greater certainty, Shipper shall continue to pay the Monthly Demand Charge under each Participating Storage Contract as invoiced by Union.
- (b) **Demand Charge Escalation:** *Intentionally blank.*
- (c) **Variable Storage Charges:**
 - (i) **Firm:** For each GJ of gas withdrawn from or injected into the ASN Storage Account on a firm basis, a charge equal to a "**Commodity Charge**" of \$0.007/GJ;
 - (ii) **Interruptible:** For each GJ of gas withdrawn from or injected into the ASN Storage Account on an interruptible basis, a charge equal to the price set out under the heading 'Commodity Charge Price/GJ' in the 'Authorized Overrun' section of the MPSS;
 - (iii) **Authorized Overrun:** For each GJ of gas withdrawn from or injected into the ASN Storage Account on an authorized overrun basis, a charge equal to the price set out under the heading 'Commodity Charge Price/GJ' in the 'Authorized Overrun' section of the MPSS; and
 - (iv) **Dehydration:** Not Applicable.
- (d) **Fuel:**
 - (i) **Firm and Interruptible:** For each GJ of gas withdrawn from or injected into the ASN Storage Account on a firm or interruptible basis, an amount of fuel in kind equal to the fuel ratio set out under the heading 'If Shipper supplies fuel', in the 'Storage Service' section of the MPSS.
 - (ii) **Authorized Overrun:** For each GJ of gas withdrawn from or injected into the ASN Storage Account on an authorized overrun basis, an amount of fuel in kind equal to the fuel ratio set out under the heading 'If Shipper supplies fuel', in the 'Authorized Overrun' section of the MPSS.
- (e) **ASN Late Season Balance Charge and ASN Early Season Balance Charge:**

For each period between October 1 and November 1 of each year, for each GJ by which the ASN Late Season Balance is less than 75% of the ASN Maximum Storage Balance, a charge equivalent to the price payable for a Drafted Storage Balance, excluding Extension Period charges, as per the MPSS shall apply.

For each period between March 31 and April 30 of each year, for each GJ by which the ASN Early Season Balance exceeds 45% of the ASN Maximum Storage Balance, a charge equivalent to the

price payable for Overrun of Maximum Storage Balance, excluding Extension Period charges, as per the MPSS shall apply.

- (f) **Shortfall Charge:** *Intentionally blank.*
- (g) **Other Charges:** Any and all other charges as may be set out in this Contract, and any charges relating to Unauthorized Overrun, Drafted Storage Balance and Overrun of Maximum Storage Balance as set out in the MPSS.

ENHANCED INJECTION AND WITHDRAWAL STORAGE CONTRACT

BETWEEN

UNION GAS LIMITED

AND

GAZ MÉTRO LIMITED PARTNERSHIP

DATED March 21, 2013

Schedule 1 Pricing Provisions

STORAGE CONTRACT

CONTENTS

ARTICLE I	INTERPRETATION AND DEFINITIONS
ARTICLE II	<i>Intentionally blank</i>
ARTICLE III	CONDITIONS PRECEDENT
ARTICLE IV	TERM OF CONTRACT
ARTICLE V	STORAGE SERVICES
ARTICLE VI	FORCE MAJEURE
ARTICLE VII	SERVICE CURTAILMENT
ARTICLE VIII	CHARGES AND RATES
ARTICLE IX	<i>Intentionally blank</i>
ARTICLE X	QUALITY AND MEASUREMENT
ARTICLE XI	NOMINATIONS
ARTICLE XII	SHIPPER'S REPRESENTATIONS AND WARRANTIES
ARTICLE XIII	MISCELLANEOUS PROVISIONS
SCHEDULE 1	PRICING PROVISIONS

THIS ENHANCED INJECTION AND WITHDRAWAL STORAGE CONTRACT dated as of the 21st day of March, 2013,

BETWEEN:

UNION GAS LIMITED, a company existing under the laws of the Province of Ontario,
(hereinafter referred to as "**Union**")

- and -

GAZ MÉTRO LIMITED PARTNERSHIP, a limited partnership organized under the laws of the Province of Québec, and acting by its General Partner, Gaz Métro Inc.
(hereinafter referred to as "**Shipper**")

WHEREAS, Union owns and operates a natural gas storage system in south-western Ontario;

AND WHEREAS, Union and Shipper have entered into various Storage Agreements;

AND WHEREAS, Union and Shipper wish to provide for revised Maximum Daily Injection Demand and Maximum Daily Withdrawal Demand under specified Storage Agreements as provided herein (the "**Storage Services**");

AND WHEREAS, Shipper wishes to retain Union to provide such Storage Services, as set out herein, and Union has agreed, subject to the terms and conditions of this Contract, to provide the Storage Services requested;

NOW THEREFORE, this Contract witnesses that, in consideration of the mutual covenants and agreements herein contained and for other good and valuable consideration, the receipt and sufficiency of which is hereby acknowledged, the parties hereby agree as follows:

ARTICLE I - INTERPRETATION AND DEFINITIONS

1.01 Divisions, Headings and Index: The division of this Contract into Articles, Sections and Subsections, and the insertion of headings and any table of contents or index provided are for convenience of reference only, and shall not affect the construction or interpretation hereof.

1.02 Industry Usage: Words, phrases or expressions which are not defined herein and which, in the usage or custom of the business of the transportation, storage, and distribution or sale of natural gas, have an accepted meaning shall have that meaning.

1.03 **Extended Meaning:** Unless the context otherwise requires, words importing the singular include the plural and vice versa, and words importing gender include all genders. The words "herein" and "hereunder" and words of similar import refer to the entirety of this Contract, including the Schedules and MPSS incorporated into this Contract, and not only to the Section in which such use occurs.

1.04 **Conflict:** In the event of any conflict between the provisions of this Contract and those of the MPSS, the provisions of this Contract shall prevail over the MPSS.

1.05 **Measurements:** Units set out in SI (metric) measurement are the governing units for the purpose of this Contract. Units set out in Imperial measurement in parentheses beside their SI (metric) equivalent are for reference only and in the event of a conflict between SI (metric) and Imperial measurement herein, SI (metric) shall prevail.

1.06 **Currency:** All reference to dollars in this Contract shall mean Canadian dollars, unless stated otherwise.

1.07 **Schedules:** Refers to the schedules attached hereto which are specifically included as part of this Contract, and include:

Schedule 1 Pricing Provisions

1.08 **Price Schedule:** "MPSS" shall mean Union's Market Price Service Schedule, including Schedule "A" (General Terms and Conditions) and Schedule "B" (Nominations), as last adopted by Union from time to time and posted to Union's website with at least 30 days' prior notice. The MPSS shall apply hereto as amended from time to time, as if incorporated into this Contract.

1.09 **Definitions:** Capitalized terms and certain other terms used in this Contract and not specifically defined shall have the meaning set forth in the MPSS unless the context hereof otherwise clearly requires. The following definitions shall be read and interpreted as though included in the aforementioned:

- (a) **"Storage Agreement"** means all long term storage contracts that Shipper:
- i. holds with Union (except for the Facilitating Agreement) as at the Commencement Date; and
 - ii. enters into with Union after the Commencement Date during the duration of the term of this Contract, that both Shipper and Union agree, in their sole discretion, shall be subject to the terms of this Contract.

ARTICLE II - Intentionally blank

ARTICLE III - CONDITIONS PRECEDENT

3.01 The obligations of Union to provide Storage Services hereunder are subject to the following conditions precedent, which are for the sole benefit of Union and which may be waived or extended in whole or in part in the manner provided for in this Contract:

- (a) Union shall have received from Shipper the requisite financial assurances reasonably necessary to ensure Shipper's ability to honour the provisions of this Contract (the **"Initial Financial Assurances"**). The Initial Financial Assurances, if required, will be

as determined solely by Union and will be up to a maximum of 12 times the Monthly Demand Charge (as such term is defined in Schedule 1); and,

- (b) Shipper and Union shall have entered into an Interruptible HUB Service Contract (the "**Facilitating Agreement**") with Union.

3.02 The obligations of Shipper hereunder are subject to the following conditions precedent, which are for the sole benefit of Shipper and which may be waived or extended in whole or in part in the manner provided in this Contract:

- (a) Shipper shall have obtained, in form and substance satisfactory to Shipper, the approval from the Régie de l'Énergie du Québec to enter into the Storage Services under this Contract.

3.03 Union and Shipper shall each use due diligence and reasonable efforts to satisfy and fulfil the conditions precedent specified in Section 3.01. Shipper shall use due diligence and reasonable efforts to satisfy and fulfil the conditions precedent specified in Section 3.02. Each party shall notify the other forthwith in writing of the satisfaction or waiver of each condition precedent for such party's benefit. If a party concludes that it will not be able to satisfy a condition precedent that is for its benefit that party may, upon written notice to the other party, terminate this Contract and upon the giving of such notice, this Contract shall be of no further force and effect and each of the parties shall be released from all further obligations hereunder; provided that any rights or remedies that a party may have for breaches of this Contract prior to such termination and any liability a party may have incurred before such termination shall not thereby be released.

3.04 If any of the conditions precedent in Section 3.01 are not satisfied or waived by the party entitled to the benefit of such condition, by March 31, 2013, (or if any of the conditions precedent in Section 3.02 are not satisfied or waived by the party entitled to the benefit of such condition, by March 31, 2013), then either party may, upon written notice to the other party, terminate this Contract and upon the giving of such notice, this Contract shall be of no further force and effect and each of the parties shall be released from all further obligations hereunder; provided that any rights or remedies that a party may have for breaches of this Contract prior to such termination and any liability a party may have incurred before such termination shall not thereby be released.

ARTICLE IV - TERM OF CONTRACT

4.01 This Contract shall be effective as of the date of execution hereof; however, the Storage Service obligations, terms, and conditions hereunder shall commence on the later of

- (a) April 1, 2013 (the "**Reference Date**"); and
- (b) the day following the date that all of the conditions precedent set out in Article III have been satisfied or waived by the party entitled to the benefit thereof;

(such later date being referred to as the "**Commencement Date**") and shall continue in full force and effect until March 31, 2019 (the "**Termination Date**"). For greater certainty, this Contract shall not operate to extend the term of any Storage Agreement.

4.02 Without limiting the generality of the foregoing, this Contract may be terminated in accordance with Article XII of Schedule "A" of the MPSS. For greater certainty, in the event that this Contract is terminated for any reason, the rights granted to Shipper pursuant to this Contract, including but not

limited to providing for Injection Allocation Amounts and Withdrawal Allocation Amounts to be applied to Storage Agreements, shall also terminate at the time of termination of this Contract. The existence of this Contract will not operate to extend the term of any Storage Agreement.

ARTICLE V - STORAGE SERVICES

5.01 Services: Shipper agrees to the terms and conditions set out herein for the provision of the following services (collectively, the “**Storage Services**”):

A/ Subject to Sections 5.01 B/ and 5.01 C/ below, Shipper may increase its Maximum Daily Injection Demand, up to a cumulative maximum of 33,000 GJ/day, and may increase its Maximum Daily Withdrawal Demand, up to a cumulative maximum of 52,800 GJ/day, under any or all of its Storage Contracts, on an annual basis (from April 1 to March 31), by providing notice to Union in writing, on or before March 15 of each year, of the amount it wishes to increase its Maximum Daily Injection Demand and Maximum Daily Withdrawal Demand under any or all of its Storage Contracts. In the event that Shipper does not provide Union with such notice, Union shall increase, for that year, the Maximum Daily Injection Demand and Maximum Daily Withdrawal Demand under each of Shipper’s Storage Agreements on a pro-rata basis, based on the Maximum Storage Balance amounts in each of Shipper’s Storage Agreements.

For greater certainty, the Receipt Point(s) provided in the applicable Storage Agreement shall be the only point(s) at which the Injection Allocation Amount (as defined below) shall be received from Shipper by Union and the Delivery Point(s) provided in the applicable Storage Agreement shall be the only point(s) at which the Withdrawal Allocation Amount (as defined below) shall be delivered by Shipper to Union.

B/Maximum Daily Injection Demand:

Firm Maximum Daily Injection Demand:

Subject to subsections (a) and (b) below, the firm Maximum Daily Injection Demand under Section 5.01 B/ (b) of any Storage Agreement may be increased by Shipper allocating, among any or all of its Storage Agreements, up to a cumulative maximum of 33,000 GJ/day (each amount individually allocated to a Storage Agreement an “**Injection Allocation Amount**”).

- (a) For each Storage Agreement for which Shipper has elected an Injection Allocation Amount, for the period from December 1 through and including September 30, if the current balance in that Storage Account is less than 75% of the Maximum Storage Balance, the firm Maximum Daily Injection Demand under that Storage Agreement shall be increased by the applicable Injection Allocation Amount.
- (b) For each Storage Agreement for which Shipper has elected an Injection Allocation Amount, for the period from December 1 through and including September 30, if the current balance in that Storage Account is greater than or equal to 75% of the Maximum Storage Balance, the firm Maximum Daily Injection Demand under that Storage Agreement shall be increased by two-thirds (2/3) of the applicable Injection Allocation Amount.

Interruptible Maximum Daily Injection Demand:

- (c) For each Storage Agreement for which Shipper has elected an Injection Allocation Amount, the interruptible Maximum Daily Injection Demand under Section 5.01 B/

(a) of any Storage Agreement shall, for the period from October 1 through and including November 30, be increased by two-thirds (2/3) of the applicable Injection Allocation Amount.

C/Maximum Daily Withdrawal Demand:

Firm Maximum Daily Withdrawal Demand:

Subject to subsections (a) and (b) below, the firm Maximum Daily Withdrawal Demand under Section 5.01 C/ (b) and (c) of any Storage Agreement may be increased by Shipper allocating, among any or all of its Storage Agreements, up to a cumulative maximum of 52,800 GJ/day (each amount individually allocated to a Storage Agreement an “**Withdrawal Allocation Amount**”).

- (a) For each Storage Agreement for which Shipper has elected a Withdrawal Allocation Amount, for the period from June 1 through and including March 31, if the current balance in that Storage Account is less than 25% of the Maximum Storage Balance, the firm Maximum Daily Withdrawal Demand under Section 5.01C/ (b) of that Storage Agreement shall be increased by two-thirds (2/3) of the applicable Withdrawal Allocation Amount.
- (b) For each Storage Agreement for which Shipper has elected a Withdrawal Allocation Amount, for the period from June 1 through and including March 31, if the current balance in that Storage Account is greater than or equal to 25% of the Maximum Storage Balance, the firm Maximum Daily Withdrawal Demand under Section 5.01C/ (c) of that Storage Agreement shall be increased by the applicable Withdrawal Allocation Amount.

Interruptible Maximum Daily Withdrawal Demand:

- (c) For each Storage Agreement for which Shipper has elected Withdrawal Allocation Amount, the interruptible Maximum Daily Withdrawal Demand under Section 5.01 C/ (a) of any Storage Agreement shall, for the period from April 1 through and including May 31, be increased by the applicable Withdrawal Allocation Amount.
- (d) For each Storage Agreement for which Shipper has elected Withdrawal Allocation Amount, the interruptible Maximum Daily Withdrawal Demand under Section 5.01 C/ (b) of any Storage Agreement shall, for the period from June 1 through and including March 31, be increased by one-third (1/3) of the applicable Withdrawal Allocation Amount; provided that the current balance in that Storage Account is less than 25% of the Maximum Storage Balance.

ARTICLE VI - FORCE MAJEURE

6.01 An event of force majeure on Union’s system, as defined in Article XI of Schedule “A” of the MPSS, will excuse the failure to deliver gas by Union or the failure to accept gas by Union hereunder, and both parties shall be excused from performance of their obligations hereunder, except for payment obligations, to the extent of and for the duration of the force majeure.

6.02 If: (i) Union is prevented by reason of an event of force majeure on Union’s system from receiving or delivering the Shipper Quantity; and (ii) Shipper agrees to accept delayed receipts or

deliveries as contemplated by this Section; then Union shall make all reasonable efforts to receive or deliver the Shipper Quantity as soon as practicable and on such day or days as are agreed to by Shipper and Union. To the extent that Union receives or delivers the Shipper Quantity on this basis, Shipper shall not receive any demand charge relief as contemplated in Section 6.03.

6.03 Subject to Section 6.02, if on any gas day Union fails to receive or deliver the Shipper Quantity by reason of force majeure on Union's system, then for that gas day Union shall credit to Shipper's invoice an amount equal to one-half of the applicable Daily Demand Rate, as defined in this Section, divided by the Daily Firm Quantity, and multiplied by the difference between the Shipper Quantity and (i) the amount by which the Storage Account increased that gas day if Shipper nominated receipts into the Storage Account, or (ii) the amount by which the Storage Account decreased that gas day if Shipper nominated deliveries from the Storage Account. In no event shall Shipper be entitled to a credit in any month that exceeds one-half of the Monthly Demand Charge for that month. The term "**Daily Demand Rate**" shall mean the Monthly Demand Charge divided by the number of days in the month for which such rate is being calculated.

6.04 An event of force majeure upstream or downstream of Union's system shall not relieve Shipper of any payment obligations.

ARTICLE VII - SERVICE CURTAILMENT

7.01 Capacity Sharing: Where requests for interruptible service hereunder exceed the capacity available for such Storage Service, Union will authorize nominations from shippers and allocate capacity as per Union's procedures and policies and shippers shall be so advised. Any interruptible service provided herein is subordinate to any and all firm services supplied by Union and subordinate to Union's own operational or system requirements.

7.02 Capacity Procedures: Union reserves the right to change its procedures for allocating interruptible services capacity and will provide Shipper with two (2) months' prior notice of any such change.

7.03 Maintenance: Union's facilities from time to time may require maintenance or construction. If such maintenance or construction is required, and in Union's sole opinion, acting reasonably, such maintenance or construction may impact Union's ability to meet Shipper's requirements, Union shall provide at least ten (10) days notice to Shipper, except in the case of an emergency. In the event the maintenance impacts Union's ability to meet Shipper's requirements, Union shall not be liable for any damages and shall not be deemed in breach of this Contract.

To the extent that Union's ability to receive or deliver gas is impaired, the Monthly Demand Charge shall be reduced in accordance with Sections 6.02 and 6.03.

Union shall use reasonable efforts to determine a mutually acceptable period during which such maintenance or construction will occur and also to limit the extent and duration of any impairments. Union will endeavour to schedule and complete the maintenance and construction which would normally be expected to impact on Union's ability to meet Shipper's requirements, during the period from April 1 through to November 1.

ARTICLE VIII - CHARGES AND RATES

8.01 Except as otherwise stated herein, the charges to be billed by Union and paid by Shipper for the Storage Services will be those specified in Schedule 1 hereto, plus applicable Taxes. For greater certainty,

Shipper shall also pay the charges applicable, pursuant to the terms of each Storage Agreement, for the application of the Injection Allocation Amount and the application of the Withdrawal Allocation Amount to such Storage Agreement when Shipper has elected an Injection Allocation Amount and/or a Withdrawal Allocation Amount to be applied to such Storage Contract.

8.02 Prices exclude, and Shipper shall pay, any applicable Goods and Services Tax, Harmonized Sales Tax, or other taxes, royalties, charges, duties or levies, (including but not limited to charges under any form of cap and trade, carbon tax, or similar system) imposed currently or subsequent to the execution of the Contract by any legal authority having jurisdiction.

8.03 Set Off: If either party shall, at any time, be in arrears under any of its payment obligations to the other party, then the party not in arrears shall be entitled to reduce the amount payable by it to the other party in arrears under the Contract, or any other contract, by an amount equal to the amount of such arrears or other indebtedness to the other party. In addition to the foregoing remedy, Union may, upon forty-eight (48) hours verbal notice, to be followed by written notice, take possession of any or all of Shipper's gas under this Contract and any enhancements to this Contract, which shall be deemed to have been assigned to Union, to reduce such arrears or other indebtedness to Union. For each GJ of Shipper's gas that is deemed to be assigned to Union, the value shall be determined as the lowest weighted average price, for NGX Union-Dawn Day Ahead Index, as published on the NGX website (currently located at www.ngx.com), or a successor publication acceptable to Union, for the day of, day prior, and day after the date the gas is deemed assigned to Union.

ARTICLE IX – Intentionally blank

ARTICLE X – QUALITY AND MEASUREMENT

10.01 For Storage Services provided pursuant to Article V hereof:

- (a) The quality of the gas and the measurement of the gas to be received by Union hereunder is to be of a merchantable quality and in accordance with the quality standards and measurement standards as set out by Union in the MPSS, but, Union will also accept gas of a quality as set out in any other Interconnecting Pipeline's general terms and conditions, provided that all Interconnecting Pipelines accept such quality of gas. In addition to any other right or remedy of a party, each party shall be entitled to refuse to accept delivery of any gas which does not conform to any of the specifications set out in the MPSS.
- (b) Upon request by Union, Shipper shall obtain measurement of the total quantity of gas received by Union hereunder from the Interconnecting Pipeline. Such measurement shall be done in accordance with established practices between Union and the Interconnecting Pipeline.

10.02 In the event of an error in metering or a meter failure, (such error or failure being determined through check measurement by Union or any other available method), then Shipper shall enforce its rights as Shipper with the Interconnecting Pipeline(s) to remedy such error or failure including enforcing any inspection and/or verification rights and procedures.

ARTICLE XI - NOMINATIONS

11.01 Services provided hereunder shall be in accordance with the prescribed nominations procedure set out in Schedule "B" of the MPSS.

ARTICLE XII - SHIPPER'S REPRESENTATIONS AND WARRANTIES

12.01 Shipper's Warranty: Shipper warrants that it will, if required, maintain, or have maintained on its behalf, all external approvals including the governmental, regulatory, import/export permits, and other approvals or authorizations that are required from any federal, state, or provincial authorities for the gas quantities to be handled under this Contract. Shipper further warrants that it shall maintain in effect the Facilitating Agreements.

12.02 Financial Representations: Shipper represents and warrants that the financial assurances (including the Initial Financial Assurances and Security) (if any) shall remain in place throughout the term hereof, unless Shipper and Union agree otherwise. Shipper shall notify Union in the event of any changes to the financial assurances throughout the term hereof. Should Union have reasonable grounds to believe that Shipper will not be able to perform or continue to perform any of its obligations under this Contract as a result of one of the following events ("**Material Event**"):

- (a) Shipper is in default, which default has not been remedied, of this Contract or is in default of any other material contract with Union or another party; or,
- (b) Shipper's corporate or debt rating falls below investment grade according to at least one nationally recognized rating agency; or,
- (c) Shipper ceases to be rated by a nationally recognized agency; or,
- (d) Shipper has exceeded credit available as determined by Union from time to time,

then Shipper shall within fourteen (14) days of receipt of such written notice by Union, obtain and provide to Union a letter of credit or other security in the form and amount reasonably required by Union (the "**Security**"). The Security plus the Initial Financial Assurances shall not exceed twelve (12) times the Monthly Demand Charges. In the event that Shipper does not provide to Union such Security within such fourteen (14) day period, Union may deem a default under Article XII of Schedule "A" of the MPSS.

In the event that Shipper in good faith, reasonably believes that it should be entitled to reduce the amount of or value of the Security previously provided, it may request such a reduction from Union and to the extent that the Material Event has been mitigated or eliminated, Union shall return all or a portion of the Security to Shipper within fourteen (14) business days after receipt of the request.

ARTICLE XIII - MISCELLANEOUS PROVISIONS

13.01 Assignment: Shipper may not assign this Contract unless:

- (a) the written consent of Union is obtained, such consent not to be unreasonably delayed or withheld; and
- (b) any financial assurances as required by Union are provided to Union.

13.02 Notices: All communications provided for or permitted hereunder shall be in writing, personally delivered to an officer or other responsible employee of the addressee or sent by registered mail, charges

prepaid, or by facsimile or other means of recorded electronic communication, charges prepaid, to the applicable address or to such other address as either party hereto may from time to time designate to the other in such manner, provided that no communication shall be sent by mail pending any threatened, or during any actual, postal strike or other disruption of the postal service. Shipper contact information, as provided to Union, shall be found on the secured portion of Union's website (the secured portion of Union's website is known as "*Unionline*"). Union's contact information shall be displayed on the unsecured portion of Union's website. Any communication personally delivered shall be deemed to have been validly and effectively received on the date of such delivery. Any communication so sent by facsimile or other means of electronic communication shall be deemed to have been validly and effectively received on the Business Day following the day on which it is sent. Any communication so sent by mail shall be deemed to have been validly and effectively received on the seventh Business Day following the day on which it is postmarked.

Notwithstanding the above, nominations shall be made by facsimile or other recorded electronic means, subject to execution of an agreement for use of *Unionline*, or such other agreement, satisfactory to Union, and will be deemed to be received on the same Day and same time as sent. Each party may from time to time change its address for the purpose of this Section by giving notice of such change to the other party in accordance with this Section.

13.03 Law of Contract: Union and Shipper agree that this Contract is made in the Province of Ontario and that, subject to Article X of Schedule "A" of the MPSS, the courts of the Province of Ontario shall have exclusive jurisdiction in all matters contained herein. The parties further agree this Contract shall be construed exclusively in accordance with the laws of the Province of Ontario and the laws of Canada applicable therein.

13.04 Possession of Gas:

- (a) Union accepts no responsibility for any gas prior to such gas being delivered to Union at the Receipt Point or after its delivery by Union at the Delivery Point. As between the parties hereto, Union shall be deemed to be in control and possession of and responsible for all such gas from the time that such gas enters Union's system until such gas is delivered to Shipper. Title to the gas shall not transfer to Union when it takes possession of the gas, or at any other time, unless the parties specifically agree otherwise, such as, including without limitation, under section 8.03 of the Contract.
- (b) Shipper agrees that Union is not a common carrier and is not an insurer of Shipper's gas, and that Union shall not be liable to Shipper or any third party for loss of gas in Union's possession except to the extent such loss is caused by Union's negligence or wilful misconduct.

13.05 Title to Gas: Shipper represents and warrants to Union that, Shipper shall have good and marketable title to, or legal authority to deliver to Union, all gas delivered to Union hereunder. Furthermore, Shipper hereby agrees to indemnify and save Union harmless from all suits, actions, debts, accounts, damages, costs, losses and expenses arising from or out of claims of any or all third parties to such gas or on account of royalties, taxes, license fees, or other charges thereon.

13.06 Entire Contract: This Contract (including Schedule 1 and the MPSS), the Storage Agreements and all applicable rate schedules and price schedules constitute the entire agreement between the parties hereto pertaining to the subject matter hereof and supersede any prior or contemporaneous agreements, understandings, negotiations or discussions, whether oral or written, of the parties in respect of the subject matter hereof.

13.07 Time of Essence: Time shall be of the essence hereof.

13.08 Counterparts: This Contract may be executed in any number of counterparts, each of which when so executed shall be deemed to be an original but all of which together shall constitute one and the same agreement. This Contract may be executed by facsimile or other electronic communication and this procedure shall be as effective as signing and delivering an original copy.

13.09 Amendments and Waivers: Subject to Article XV of Schedule "A" of the MPSS, and the ability of Union to amend the MPSS as contemplated by Section 1.08, no amendment or modification of this Contract shall be effective unless the same shall be in writing and signed by each of the Shipper and Union. No waiver of any provision of this Contract shall be effective unless the same shall be in writing and signed by the party entitled to the benefit of such provision and then such waiver shall be effective only in the specific instance and for the specified purpose for which it was given. No failure on the part of Shipper or Union to exercise, and no course of dealing with respect to, and no delay in exercising any right, power or remedy under this Contract shall operate as a waiver thereof.

Despite Section 1.04, 13.09 and any other provision of this Contract, any of the Sections of this Contract (other than Sections 3.01, 4.01 and 5.01) or any portions thereof (the "**Contract Transition Provisions**") shall be deemed to be superseded and deleted if a provision dealing with substantially the same matter is added to Union's Market Price Service Schedule (including any schedule thereof) in accordance with Section 1.08 and such provision is expressed to supersede and replace the Contract Transition Provisions, all without the necessity of any further notice, action or documentation.

13.10 Severability: If any provision hereof is invalid or unenforceable in any jurisdiction, to the fullest extent permitted by law, (a) the other provisions hereof shall remain in full force and effect in such jurisdiction and shall be construed in order to carry out the intention of the parties as nearly as possible and (b) the invalidity or unenforceability of any provision hereof in any jurisdiction shall not affect the validity or enforceability of any provision in any other jurisdiction.

13.11 General Liability: The liability of the parties hereunder is limited to direct damages only and all other remedies or damages are waived. In no event shall either party be liable for consequential, incidental, punitive, or indirect damages, in tort, contract or otherwise.

[signature page follows]

THIS CONTRACT SHALL BE BINDING UPON and shall enure to the benefit of the parties hereto and their respective successors and permitted and lawful assigns.

IN WITNESS WHEREOF the parties hereto have caused this Contract to be executed by their respective, duly authorized officers.

UNION GAS LIMITED

By: 

Mark J. Isherwood

Vice-President, Business Development, Storage & Transmission

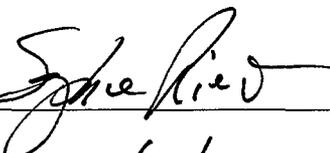
Date: _____

April 2, 2013

GAZ MÉTRO LIMITED PARTNERSHIP and acting by its General Partner, Gaz Métro Inc.

By: 

Date: 26/03/13

By: 

Date: 26/3/2013

 **GazMétro**

Initiales
540-00251
No. Dossier

**PRICING PROVISIONS
STORAGE SERVICES**

Shipper agrees to pay Union the following for the Storage Services:

- (a) **Monthly Demand Charge:** A monthly demand charge of C\$66,000.00 per month.



TransCanada PipeLines Limited
200 Bay Street, South Tower
Toronto, Ontario
M5J 2J1

tel 416.869.2191
fax 416.869.2119
email don_bell@transcanada.com
web www.transcanada.com

April 29, 2013

Gaz Metro Limited Partnership
1717 Rue du Havre
Montreal, Quebec
H2K 2X3

Attention: Frederic Morel,
Director of Gas Supply

Dear Frederic,

Reference: Precedent Agreement between TransCanada PipeLines Limited (“TransCanada”) and Gaz Metro Limited Partnership dated October 2, 2012 (the “Precedent Agreement”) for 239,148 GJ/d from Parkway to GMI EDA

Please be advised that the Board of Directors of TransCanada has not approved the Eastern Mainline Expansion projects for 2015 in light of the recent NEB Decision for RH-003-2011. The Eastern Mainline 2015 Expansion project included the transaction contemplated in the above noted Precedent Agreements. As such we hereby notify you that the Condition Precedent, as such term is defined in the Precedent Agreement under Paragraph 29 (a), has not been satisfied.

Notwithstanding the suspension of the 2015 Eastern Mainline Expansion, TransCanada would like to work with you to explore what solutions or alternatives maybe available to move these initiatives ahead given the NEB RH-003-2011 Decision.

Sincerely,

Don Bell
Director, Mainline East
Commercial East