

**PLAN**  
**D'APPROVISIONNEMENT GAZIER**  
**HORIZON 2014-2016**

## T A B L E D E S M A T I È R E S

<b>LEXIQUE DES TERMES TECHNIQUES ET CARTE .....</b>	<b>5</b>
<b>SOMMAIRE .....</b>	<b>8</b>
<b>INTRODUCTION.....</b>	<b>11</b>
<b>1. VISION LONG TERME DU CONTEXTE GAZIER.....</b>	<b>13</b>
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
<b>2. CONTEXTE ÉCONOMIQUE ET ÉNERGÉTIQUE .....</b>	<b>31</b>
2.1. Hypothèses économiques .....	31
2.2. Hypothèses énergétiques.....	32
<b>3. SITUATION CONCURRENTIELLE .....</b>	<b>36</b>
3.1. Grandes entreprises.....	37
3.2. Petit et moyen débits.....	39
3.2.1. Marché résidentiel .....	40
3.2.2. Marché affaires .....	41
<b>4. PRÉVISION DES LIVRAISONS POUR L'ANNÉE EN COURS (2013) .....</b>	<b>41</b>
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
<b>5. PRÉVISIONS DES LIVRAISONS 2014-2016 .....</b>	<b>46</b>
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
<b>6.</b>	<b>ANALYSE DE LA PROBABILITÉ DE RÉALISATION DES SCÉNARIOS AU SERVICE CONTINU.....</b>	<b>59</b>
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
<b>7.</b>	<b>CONTEXTE ET STRATÉGIE D’APPROVISIONNEMENT – PLAN 2014-2016 .....</b>	<b>65</b>
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
<b>8.</b>	<b>CONTRATS D’APPROVISIONNEMENT EXISTANTS .....</b>	<b>74</b>
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
<b>9.</b>	<b>PLANIFICATION D’APPROVISIONNEMENTS .....</b>	<b>82</b>
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
<b>10.</b>	<b>REVENUS D'OPTIMISATION PRÉVUS .....</b>	<b>100</b>
10.1.	Transactions opérationnelles.....	100
10.1.1.	Vente de transport FTLH <i>a priori</i> .....	101
10.1.2.	Vente de transport FTLH non utilisé .....	101
10.2.	Transactions financières.....	102
	<b>CONCLUSION .....</b>	<b>102</b>
	<b>ANNEXES.....</b>	<b>103</b>

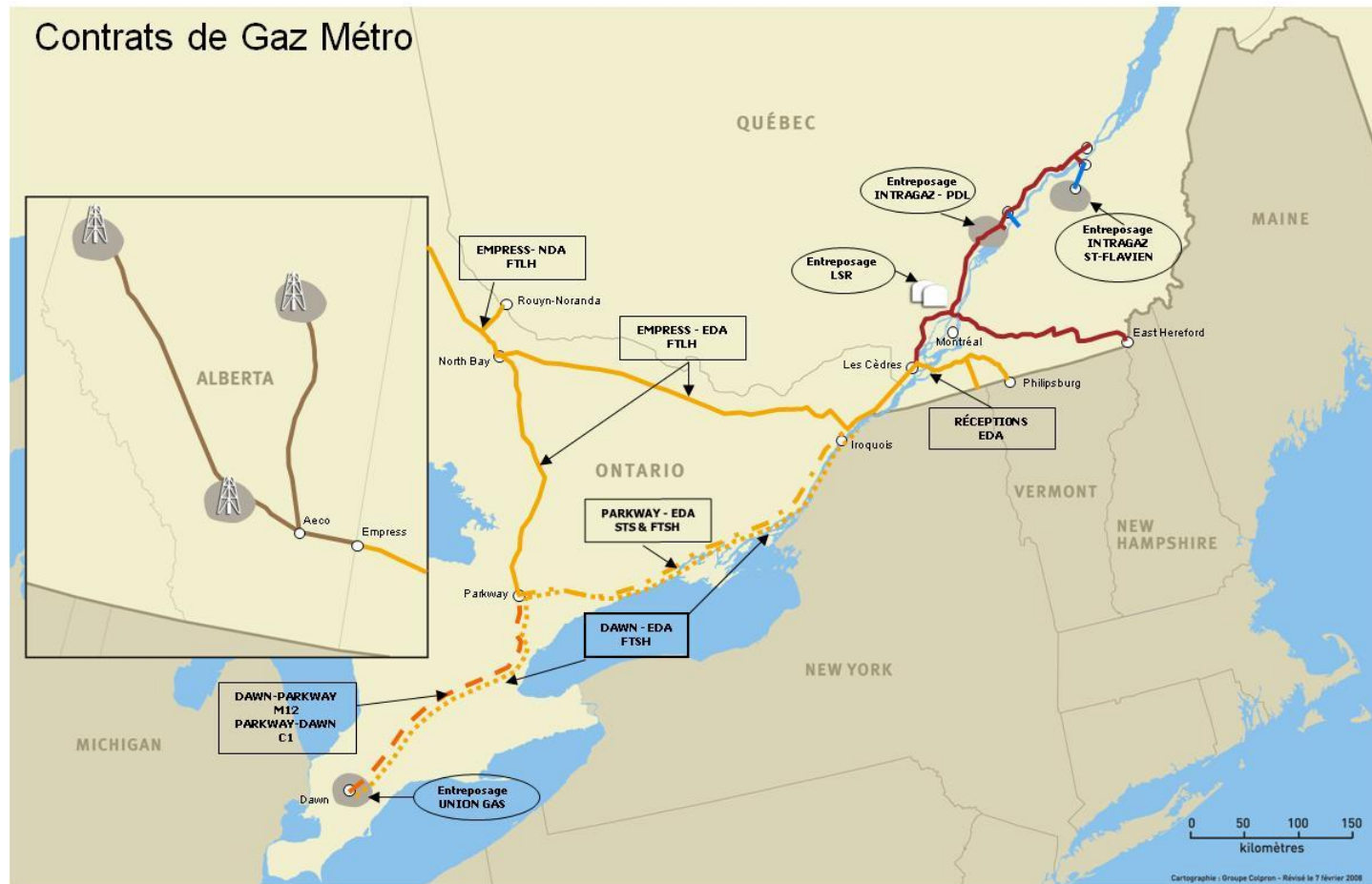
---

**LEXIQUE DES TERMES TECHNIQUES ET CARTE**

1	<b>AECO</b>	Point situé en Alberta représentant le lieu d'accumulation des puits de production
2		
3	<b>Dawn</b>	Point situé dans le sud de l'Ontario
4	<b>Degrés-jours</b>	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	<b>Empress</b>	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	<b>FTLH</b>	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	<b>FTSH</b>	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	<b>« Futures »-contrat à terme</b>	
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	<b>Gigajoule (GJ)</b>	1 milliard de joules = 10 <sup>9</sup> joules
23	<b>GNL</b>	Gaz naturel liquéfié
24	<b>GMIT EDA</b>	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	<b>GMIT NDA</b>	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	<b>Iroquois</b>	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	<b>Joule</b>	Unité de mesure de l'énergie – 1 m <sup>3</sup> équivaut à 37 890 000 joules
34	<b>LSR</b>	Liquéfaction Stockage Regazéification ; abréviation utilisée pour désigner l'usine de gaz naturel liquide de Gaz Métro
35		
36	<b>Parkway</b>	Point situé dans le sud de l'Ontario, au nord-est de Dawn
37	<b>PIB</b>	Produit intérieur brut ; somme des valeurs des biens et services issus de la production à l'intérieur des frontières d'un pays
38		

- |   |             |  |
|---|-------------|--|
| 1 | <b>STS</b>  | Storage Transportation Service ; service de transport ferme entre              |
| 2 |             | Parkway et GMIT EDA ; ce service est disponible du 1 <sup>er</sup> novembre au |
| 3 |             | 15 avril inclusivement de chaque saison hivernale                              |
| 4 | <b>TCPL</b> | TransCanada PipeLines Limited  |
| 5 | <b>TQM</b>  | 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 clientèle<sup>1</sup> pour les années 2014 à 2016 se présente comme suit :

**Tableau 1**

Catégorie de clientèle	Demande avant interruptions (scénario de base) (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> )		
	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
<b>TOTAL</b>	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

---

<sup>1</sup> 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<sup>er</sup> 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 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/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<sup>er</sup> 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 <sup>2</sup>**

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

---

<sup>2</sup> Pour les références de cette section, voir la sous-section 1.5.

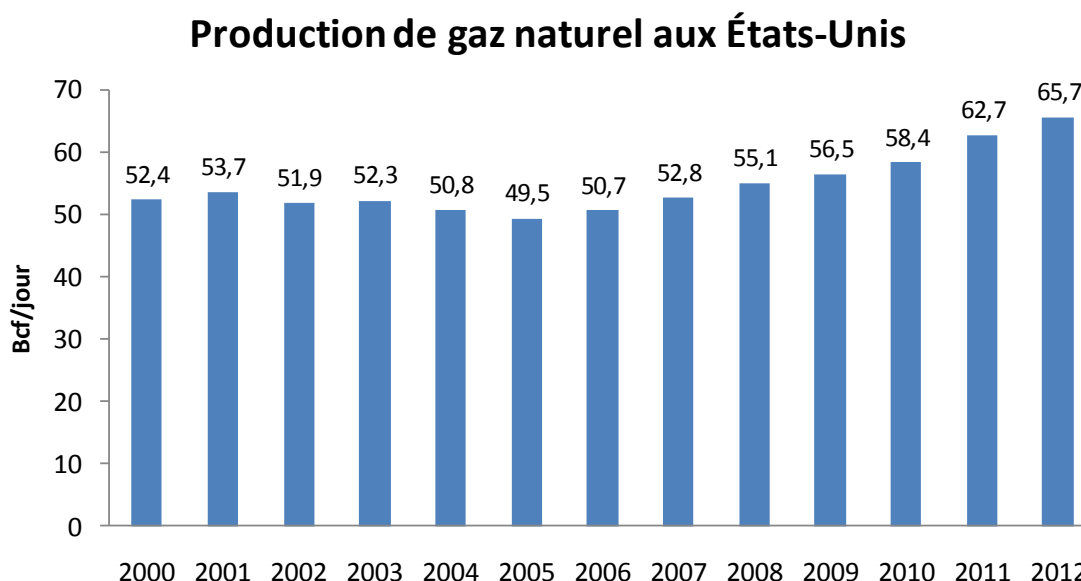
1 dépassaient 7 \$/GJ avec des pointes qui allaient au-delà de 12 \$/GJ. Au premier trimestre  
2 de 2013, ils se situaient à 2,84 \$/GJ.

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-Unis<sup>1</sup>. 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 2012<sup>2</sup>. 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 2013<sup>3</sup>.

**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

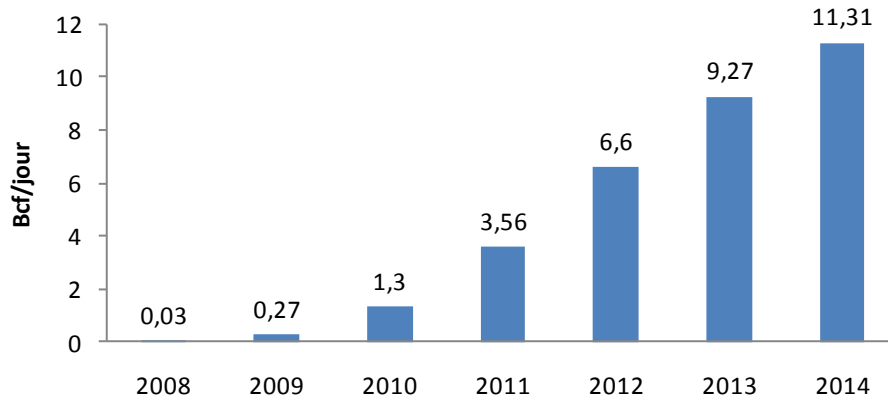


Source : Energy Information Administration

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 2014<sup>3</sup>.

## 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'infrastructure<sup>4</sup>.  
 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.

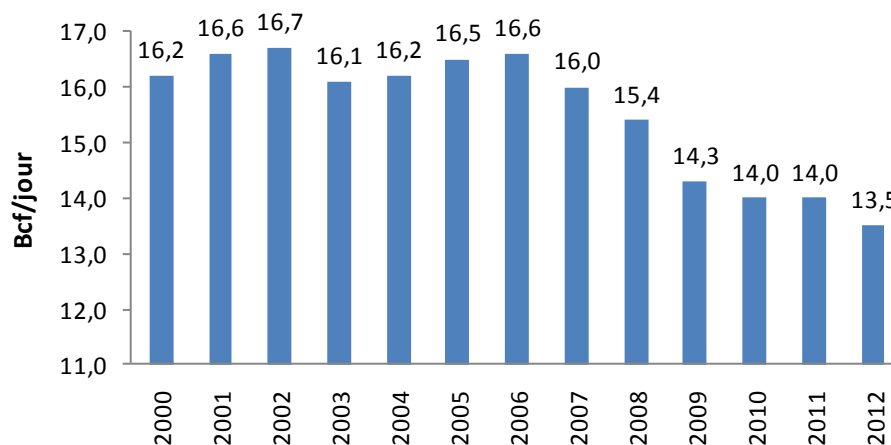


### La situation au Canada

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

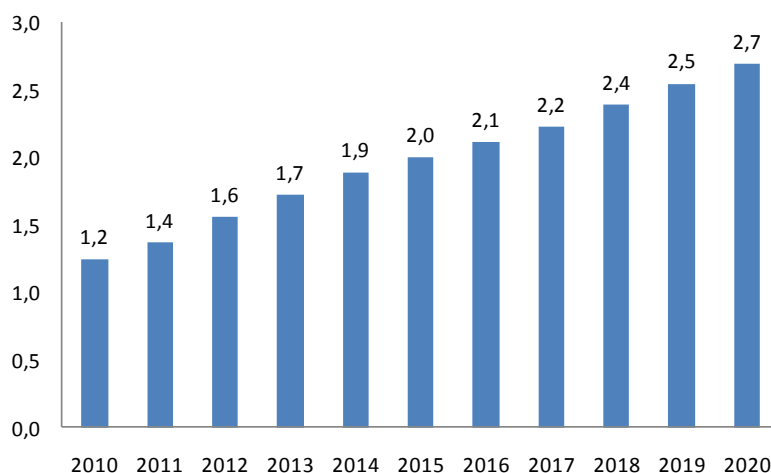
4 L'ONÉ n'est pas très optimiste quant à la croissance de la production gazière au Canada. Il  
5 estime que la capacité de production du gaz naturel au Canada sur l'horizon 2011-2014  
6 diminuera de 7 % à 18 %, selon le scénario de prix<sup>5</sup>. L'ONÉ n'est pas plus optimiste quant à  
7 l'augmentation 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 2020<sup>6</sup>. 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 secteur<sup>6</sup>.

#### Graphique 4

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



Source : ONÉ

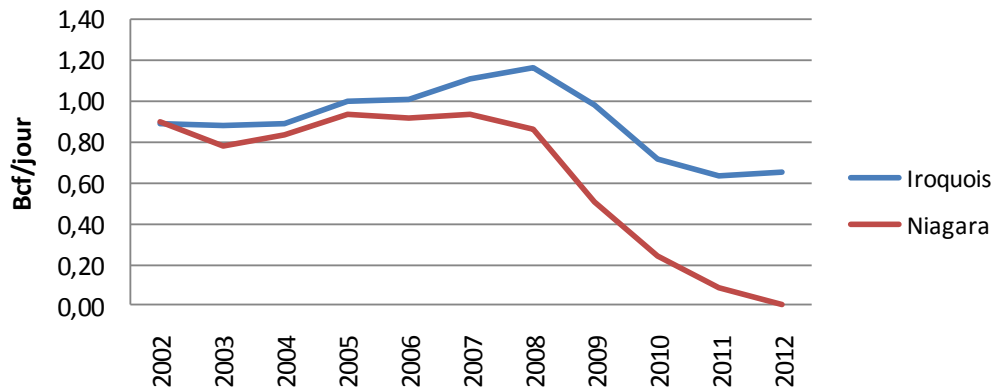
7 La croissance de la demande pour le gaz naturel de l'Ouest canadien ne viendra pas  
8 uniquement des besoins régionaux, mais aussi des marchés d'exportation. L'écart entre les  
9 prix nord-américains du gaz naturel et le marché mondial a fait naître en Amérique du Nord  
10 plusieurs projets de liquéfaction 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 naturel<sup>7</sup> 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<sup>8, 9, 10</sup>.

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 2012<sup>11</sup>.

### 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 Marcellus<sup>12</sup>. 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 2012<sup>13</sup> :

- 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.

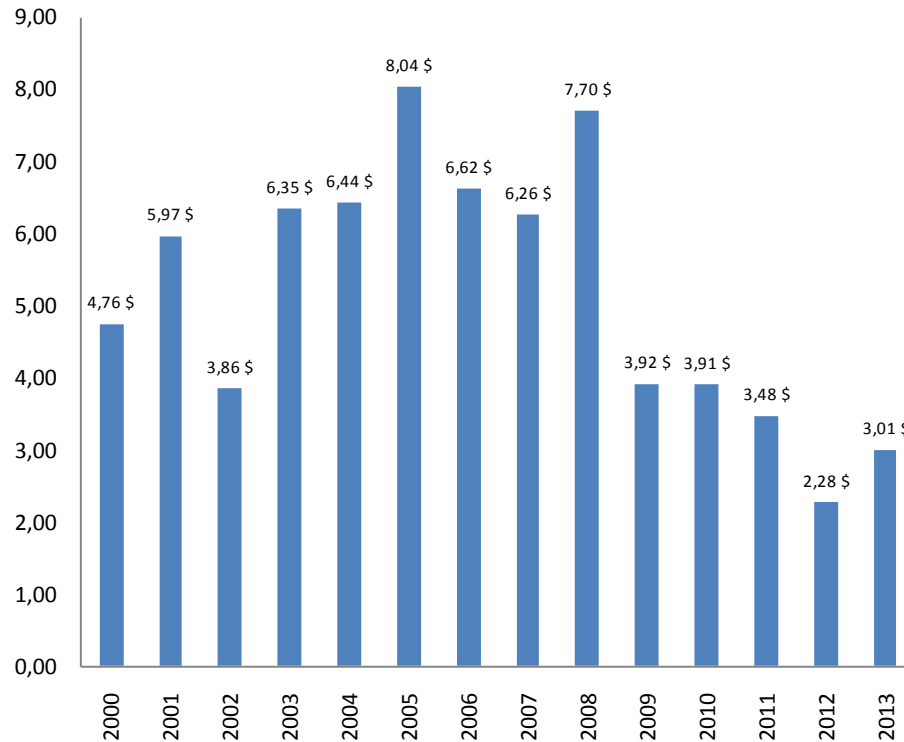
15 Outre la mise en place d'infrastructures importantes en amont de Dawn, des ajouts de  
16 capacité sont aussi nécessaires entre Dawn et les marchés de consommation comme celui  
17 du Québec. ICF se préoccupe particulièrement de la capacité de transport sur le tronçon  
18 Parkway/Maple sur le réseau 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.

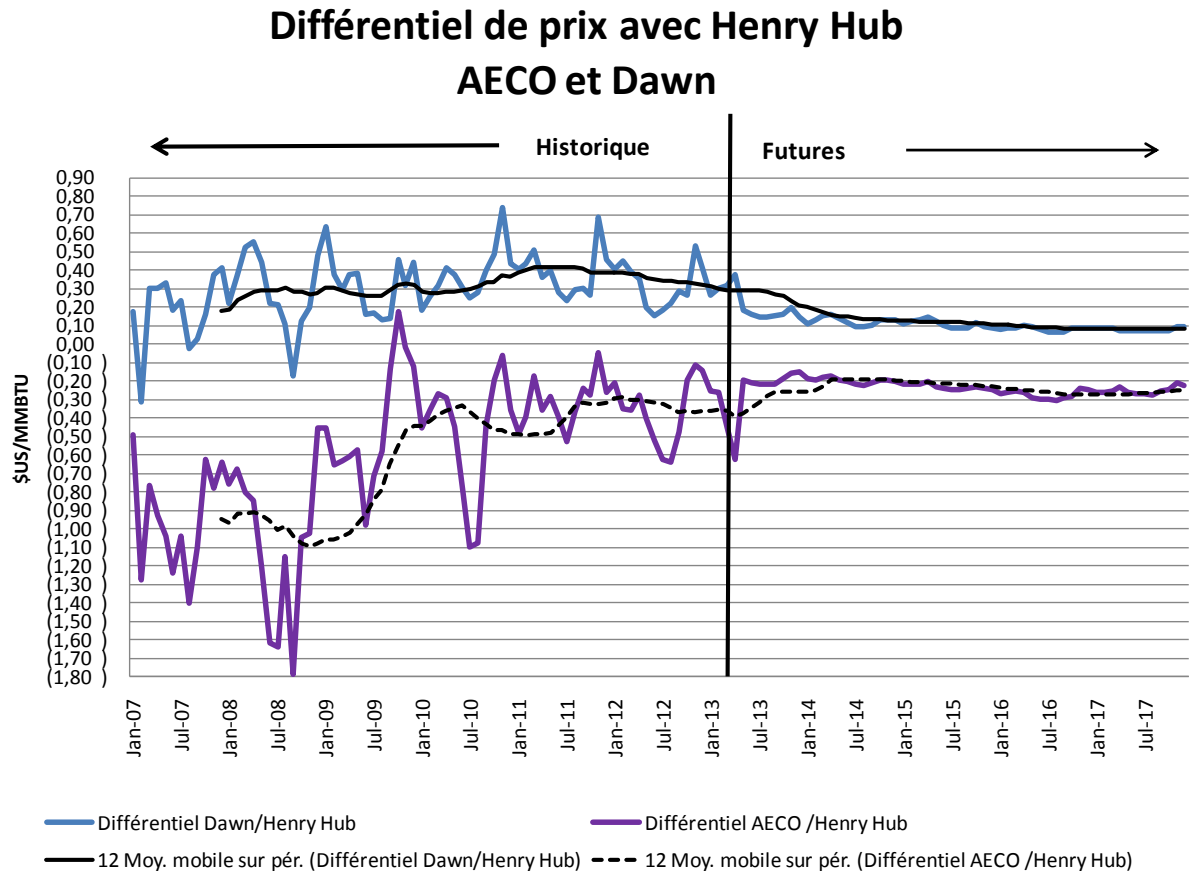
8 Quant à l'offre continentale de gaz naturel, elle se maintient à des niveaux élevés malgré la  
 9 faiblesse des prix du gaz naturel et la baisse considérable des forages. Les producteurs  
 10 continuent d'orienter leurs activités vers le développement de réserves de gaz de shale  
 11 riches en liquides, 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 2018<sup>14</sup>.

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.

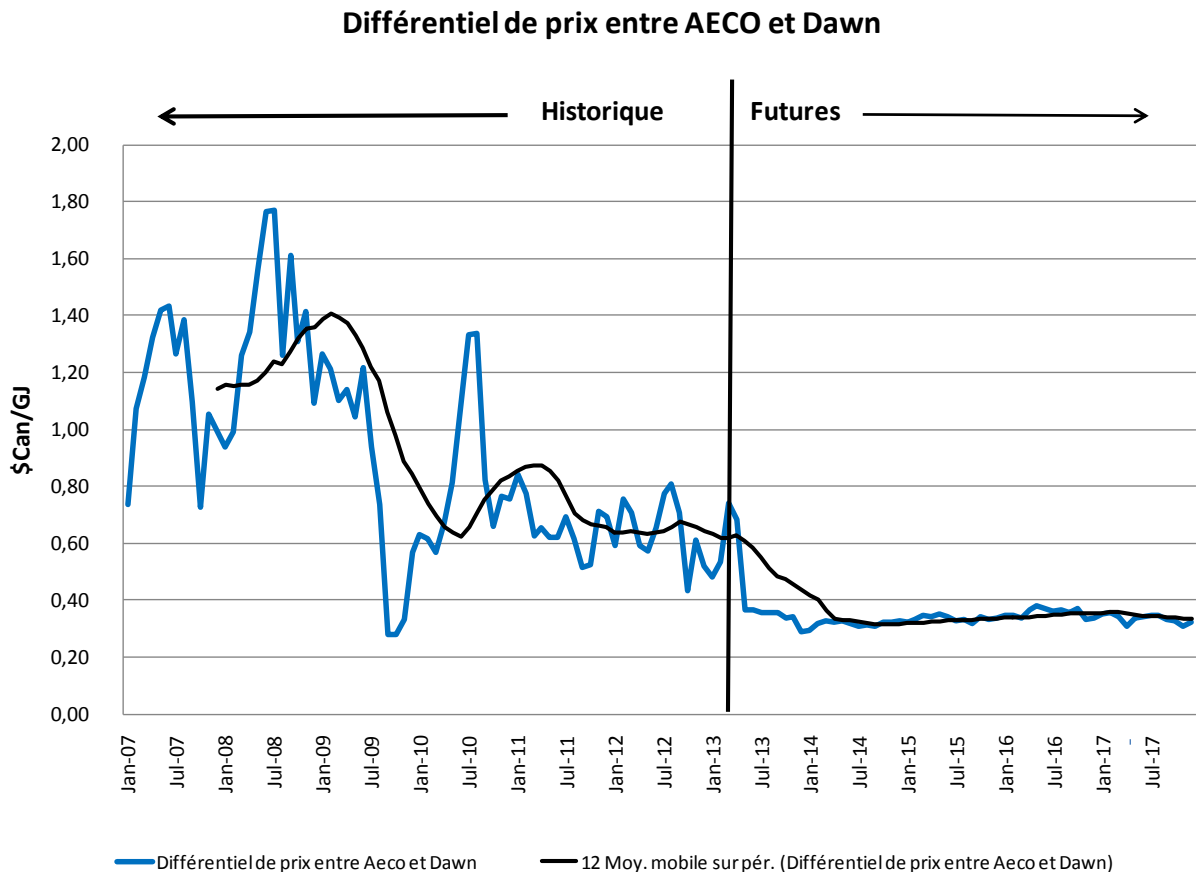
7 Le différentiel de prix entre Dawn et Henry Hub a également augmenté sur la période 2007-  
 8 2011, mais d'une manière moins prononcée que pour AECO. L'écart se situait à  
 9 0,18 \$US/MMBtu en 2007 et à 0,32 \$US/MMBtu en 2012. Les « Futures », quant à eux,  
 10 montrent une tendance à la baisse 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<sup>er</sup> 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<sup>er</sup> 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

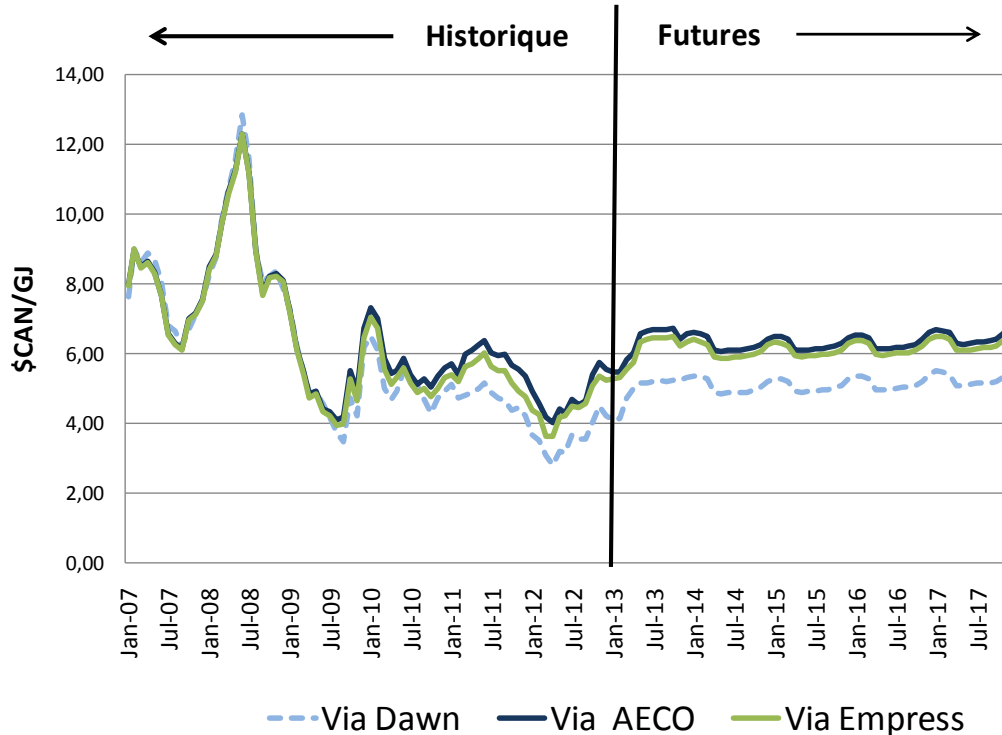
1 Dawn) pour transporter le gaz de AECO à Dawn. Le marché financier indique qu'il est plus  
 2 économique d'acheter du gaz directement à Dawn plutôt que de l'acheter à AECO et de  
 3 payer le tarif de transport ainsi que le gaz de compression.

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<sup>er</sup> 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<sup>er</sup> 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<sup>er</sup> 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<sup>er</sup> 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**

<b>Hypothèses économiques</b>			
	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<sup>er</sup> novembre 2015.



**Tableau 3**

<b>Marché financier - Moyenne du 11 au 22 février 2013</b>			
<b>Prix du gaz naturel - \$CAN/GJ</b>			
	<b>2013-2014</b>	<b>2014-2015</b>	<b>2015-2016</b>
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**

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

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

Source : CIBC

**Tableau 7**

<b>Hypothèses retenues</b>	
<b>2013-2014</b>	
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
<b>2014-2015</b>	
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
<b>2015-2016</b>	
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<sup>er</sup> avril 2013<sup>3</sup> et utilise l'hypothèse que les tarifs pourraient être majorés de 2,0 %  
3 pour les années 2014 à 2016, applicables également au 1<sup>er</sup> 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

---

<sup>3</sup> 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 PROJÉTÉE 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 <b>2013-2014</b>				
2 Mazout n° 6 (1,5 % soufre)	233	245	257	273
3 Mazout n° 6 (2 % soufre)	221	233	244	259
4 <b>2014-2015</b>				
5 Mazout n° 6 (1,5 % soufre)	221	232	243	257
6 Mazout n° 6 (2 % soufre)	210	220	230	243
7 <b>2015-2016</b>				
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 PROJÉTÉ 2014 à 2016**  
**Marché de la grande entreprise – Contrats à court terme**

(Écart positif favorable gaz naturel)	2013-2014	2014-2015	2015-2016
1 <b>Écart de prix en \$/GJ</b>			
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 D<sub>1</sub> pour les profils chauffage et client au tarif D<sub>3</sub> 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 chauf.	1 417 m <sup>3</sup>	2 151 m <sup>3</sup>	2 674 m <sup>3</sup>
<b>1 2013-2014</b>			
2 Mazout n° 2	171	183	171
3 Électricité	118	129	106
<b>4 2014-2015</b>			
5 Mazout n° 2	169	181	169
6 Électricité	120	130	108
<b>7 2015-2016</b>			
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 <sup>3</sup>	41 500 m <sup>3</sup>	100 000 m <sup>3</sup>	
<b>1 2013-2014</b>					
2 Mazout n° 2	192	205	217	234	294
3 Électricité	131	142	142	156	198
<b>4 2014-2015</b>					
5 Mazout n° 2	189	203	214	230	288
6 Électricité	132	144	143	157	198
<b>7 2015-2016</b>					
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 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup>) et la révision budgétaire 5/7 2013  
3 (2 892,1 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup>). 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 <sup>6</sup> m <sup>3</sup>	Révision 5/7 2013 10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup>
1 <b>Livraisons au 30 septembre 2012</b>	<b>2 831,3*</b>	<b>2 776,6 **</b>
2 <b>Pertes liées à l'efficacité énergétique</b>	<b>(39,8)</b>	<b>(20,8)</b>
3     Continu D4	(21,7)	(16,6)
4     Interruptible D5	(18,1)	(4,2)
5 <b>Gains (pertes) face à la concurrence</b>	<b>(5,5)</b>	<b>(4,4)</b>
6     Continu D4	(3,7)	-
7     Interruptible D5	(1,7)	(4,4)
8 <b>Récupérations (pertes) liées à la conjoncture économique</b>	<b>(40,4)</b>	<b>96,9</b>
9     Continu D4	(37,0)	98,5
10     Interruptible D5	(3,5)	(1,5)
11 <b>Fluctuations de production</b>	<b>(1,5)</b>	<b>(10,3)</b>
12     Continu D4	16,0	(55,6)
13     Interruptible D5	(17,5)	45,3
14 <b>Migration des clients entre les tarifs D1, D3, DM et D4, D5</b>	<b>7,2</b>	<b>26,2</b>
15     Continu D4	266,4	284,6
16     Interruptible D5	(259,2)	(258,4)
17 <b>Nouvelles ventes</b>	<b>101,7</b>	<b>28,0</b>
18     Continu D4	24,6	11,6
19     Interruptible D5	77,1	16,3
20 <b>Livraisons anticipées au 30 septembre 2013</b>	<b>2 853,1</b>	<b>2 892,1</b>

\* 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 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup> aux livraisons établies dans le cadre de la Cause tarifaire 2013  
3 (2 892,1 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup> vs 2 853,1 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup>). 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 D<sub>5</sub> et D<sub>4</sub> (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 D<sub>5</sub> 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 D<sub>4</sub>.

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 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup>) et la révision budgétaire la plus récente de  
6 l'année en cours, soit la révision 5/7 2013 (2 634,3 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup>). 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**  
**(10<sup>6</sup>m<sup>3</sup>)**

DESCRIPTION	Prévision Cause 2013	Révision 5/7 2013
1 <b>Livraisons au 30 septembre 2012</b>	<b>2 641,8</b> *	<b>2 638,0</b> **
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 <sub>1</sub> , D <sub>3</sub> et D <sub>4</sub> , D <sub>5</sub>	(7,2)	(30,4)
9 Maturation des nouvelles ventes	89,3	83,5
10 <b>Livraisons anticipées au 30 septembre 2013</b>	<b>2 644,5</b>	<b>2 634,3</b>

\* *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 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup> (2 644,5 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup> vs 2 634,3 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup>) 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 D<sub>4</sub> et D<sub>5</sub>. L'effet avait été anticipé, mais les volumes  
13 de quelques gros clients prévus demeurer au tarif D<sub>1</sub> avec rabais transitoire lors de la Cause

1 tarifaire 2013 ont, dans les faits, été transférés au tarif D<sub>4</sub> ou D<sub>5</sub> 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).

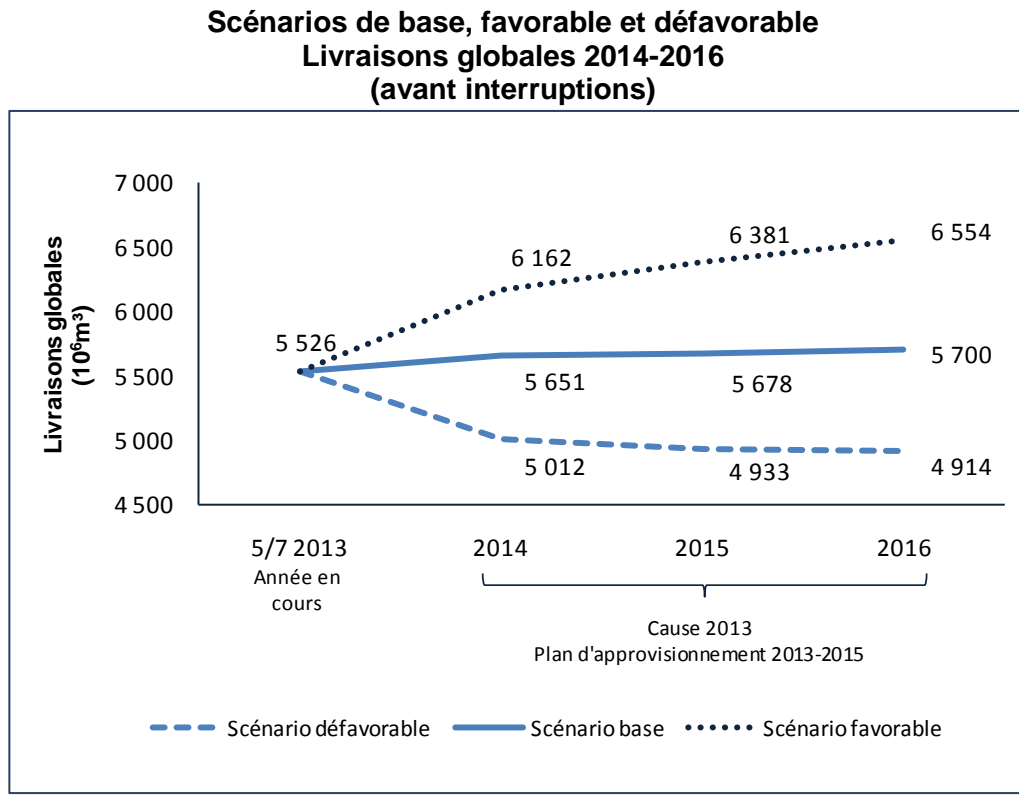
4 Les baisses de livraisons liées à ces facteurs sont toutefois compensées en partie par des  
5 volumes liés à des températures extrêmes de mois d'hiver 2012 et 2013. Il est à noter que  
6 le modèle utilise les volumes mensuels réels et/ou prévisionnels de l'année précédente et  
7 est ajusté par différents 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 <sub>4</sub>	Interruptible D <sub>5</sub>	Total
	10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup>	10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup>	10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup>
<b>1 Livraisons anticipées au 30 septembre 2013</b>	<b>2 025,0</b>	<b>867,1</b>	<b>2 892,1</b>
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 <sub>1</sub> , D <sub>3</sub> et D <sub>4</sub> , D <sub>5</sub>	152,9	(133,9)	19,0
7 Nouvelles ventes	32,0	19,9	52,0
Gaz d'appoint concurrence	-	-	-
<b>8 Livraisons anticipées au 30 septembre 2014</b>	<b>2 319,9</b>	<b>718,8</b>	<b>3 038,7</b>
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 <sub>1</sub> , D <sub>3</sub> et D <sub>4</sub> , D <sub>5</sub>	6,6	(2,9)	3,7
14 Nouvelles ventes	25,6	6,0	31,6
Gaz d'appoint concurrence	-	-	-
<b>15 Livraisons anticipées au 30 septembre 2015</b>	<b>2 346,3</b>	<b>713,2</b>	<b>3 059,5</b>
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 <sub>1</sub> , D <sub>3</sub> et D <sub>4</sub> , D <sub>5</sub>	-	-	-
21 Nouvelles ventes	11,6	6,1	17,7
Gaz d'appoint concurrence	-	-	-
<b>22 Livraisons anticipées au 30 septembre 2016</b>	<b>2 355,5</b>	<b>720,7</b>	<b>3 076,2</b>

3 Les livraisons totales pour le marché des grandes entreprises augmenteront sur la durée  
4 du plan d'approvisionnement, passant de 2 892,1 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup> en 2013 à 3 076,2 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup> 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		$10^6 \text{ m}^3$
<b>1</b>	<b><i>Livraisons anticipées au 30 septembre 2013</i></b>	<b>2 634,3</b>
2	Économies d'énergie attribuables au PGEÉ / 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 <sub>1</sub> , D <sub>3</sub> et D <sub>4</sub> , D <sub>5</sub>	(20,0)
8	Maturation des nouvelles ventes	85,8
<b>9</b>	<b><i>Livraisons prévues au 30 septembre 2014</i></b>	<b>2 612,2</b>
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 <sub>1</sub> , D <sub>3</sub> et D <sub>4</sub> , D <sub>5</sub>	0,3
16	Maturation des nouvelles ventes	79,2
<b>17</b>	<b><i>Livraisons prévues au 30 septembre 2015</i></b>	<b>2 618,0</b>
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 <sub>1</sub> , D <sub>3</sub> et D <sub>4</sub> , D <sub>5</sub>	0,5
25	Maturation des nouvelles ventes	78,9
<b>26</b>	<b><i>Livraisons prévues au 30 septembre 2016</i></b>	<b>2 623,5</b>

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

1 2013 des volumes d'un grand client industriel vers le tarif D<sub>4</sub>. Elles augmenteront ensuite  
2 de 5,8 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup> à la deuxième année du plan. Une hausse de 5,5 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup> 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 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup> 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 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup> 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 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup> 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 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup> et à 1,0 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup> 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 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup>.

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 D<sub>1</sub>, D<sub>3</sub> et D<sub>4</sub>, D<sub>5</sub>** : La migration des clients  
8 consiste en un transfert de volumes entre les tarifs D<sub>1</sub> et D<sub>3</sub> et les tarifs D<sub>4</sub> et D<sub>5</sub>. 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)**  
**(10<sup>6</sup>m<sup>3</sup>)**

<b>LIVRAISONS GLOBALES DE GAZ NATUREL 2012-2014</b> <b>PETIT ET MOYEN DÉBITS ET VENTES GRANDES ENTREPRISES</b> <b>(avant interruptions)</b>				
<b>DESCRIPTION</b>	<b>Année en cours</b>	<b>Cause tarifaire 2014-2016</b>		
	<b>5/7 2013</b>	<b>2014</b>	<b>2015</b>	<b>2016</b>
<b>Service continu</b>	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
<b>Service interruptible</b>	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
<b>Total</b>	<b>5 526,4</b>	<b>5 651,0</b>	<b>5 677,6</b>	<b>5 699,7</b>

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)**  
**(10<sup>6</sup>m<sup>3</sup>)**

DESCRIPTION	Cause tarifaire 2014-2016		
	2014	2015	2016
<b>Service continu</b>	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
<b>Service interruptible</b>	723,9	721,3	731,7
Contrat régulier	674,8	672,1	682,5
Contrat gaz d'appoint	49,1	49,1	49,1
<b>Total</b>	<b>6 162,5</b>	<b>6 380,8</b>	<b>6 553,9</b>

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)  
(10<sup>6</sup>m<sup>3</sup>)**

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

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 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup>  
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)**  
**(10<sup>6</sup>m<sup>3</sup>)**

DESCRIPTION	Cause tarifaire 2014-2016		
	2014	2015	2016
<b>Service continu</b>	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
<b>Service interruptible</b>	727,1	712,5	718,2
Contrat régulier	726,6	712,0	717,7
Contrat gaz d'appoint	0,5	0,5	0,5
<b>Total</b>	<b>5 012,2</b>	<b>4 932,7</b>	<b>4 913,7</b>

- 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)**  
**(10<sup>6</sup>m<sup>3</sup>)**

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

- 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 D<sub>4</sub> vers le tarif D<sub>5</sub> 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 D<sub>4</sub> ne seraient pas reconduites et le client  
12 transférerait ses volumes vers le tarif D<sub>5</sub>, 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 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup>  
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
	<b>Petits et moyens débits</b>				
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
	<b>Grandes entreprises</b>				
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
	<b>Total</b>				
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
	106m <sup>3</sup>	106m <sup>3</sup>	106m <sup>3</sup>	106m <sup>3</sup>
<b>Service continu</b>				
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
<b>Service interruptible</b>				
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
<b>Total</b>				
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 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> )	Prévision 1 an (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> )	Écart absolu (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> )	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**

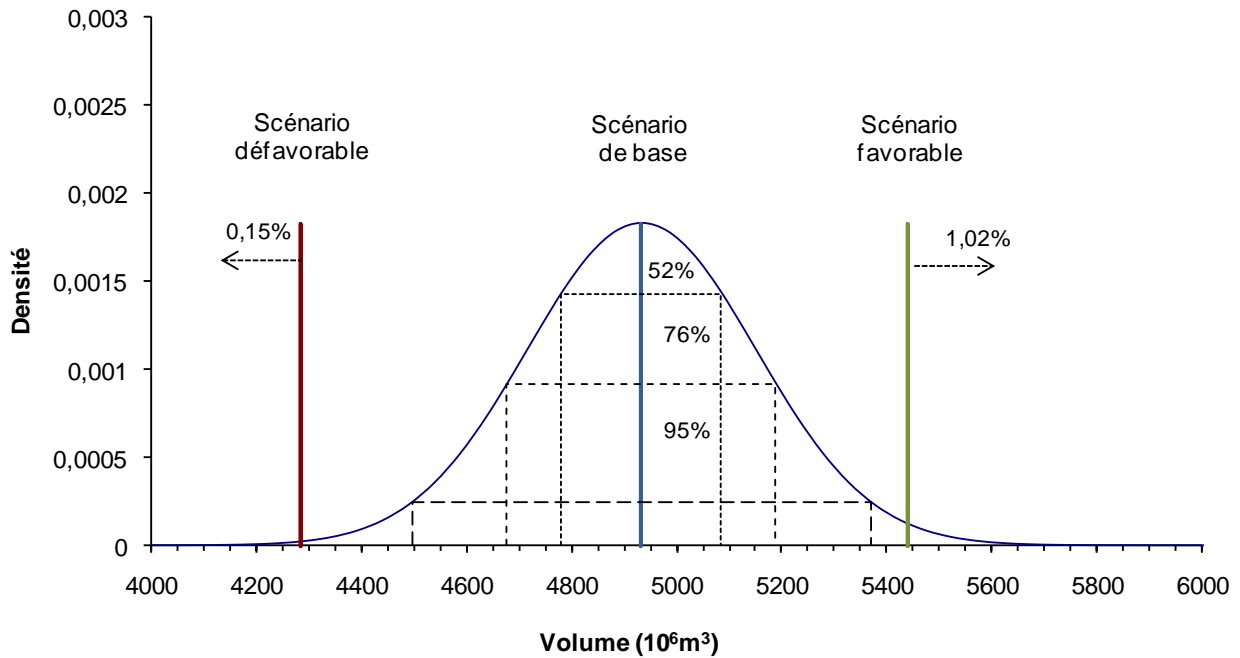
### **PROBABILITÉ DE RÉALISATION DES SCÉNARIOS** **Service continu**

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

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.

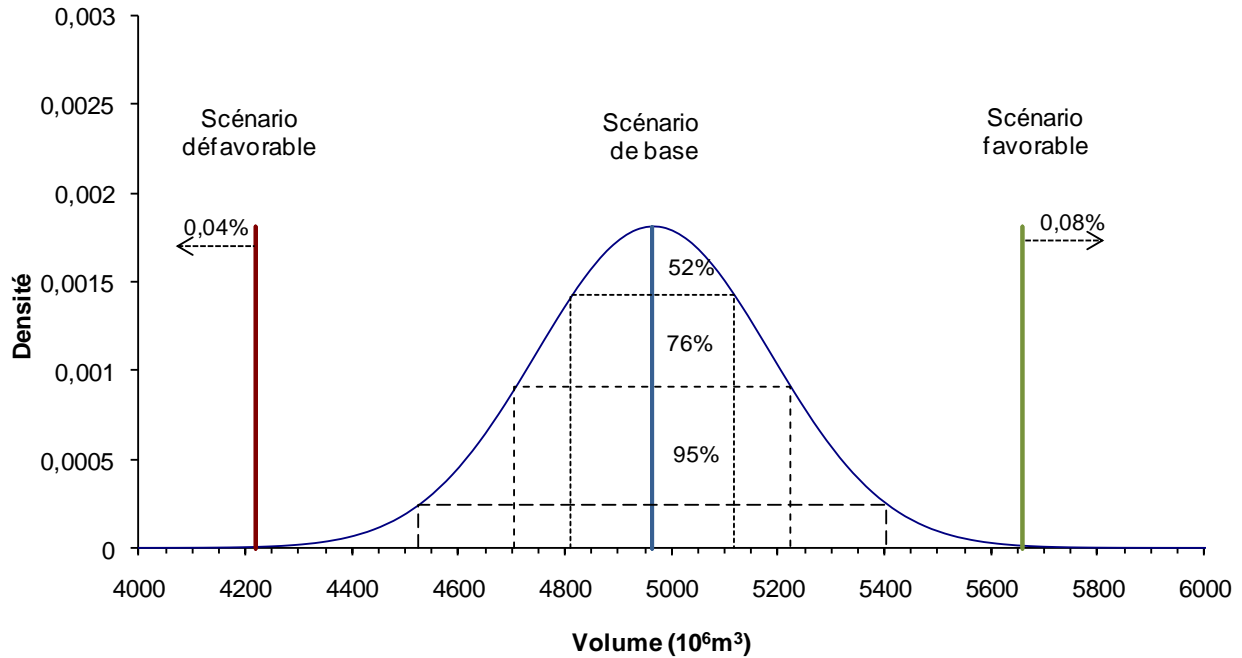
**Graphique 11**

**Distribution de probabilités basée sur la prévision 2014**



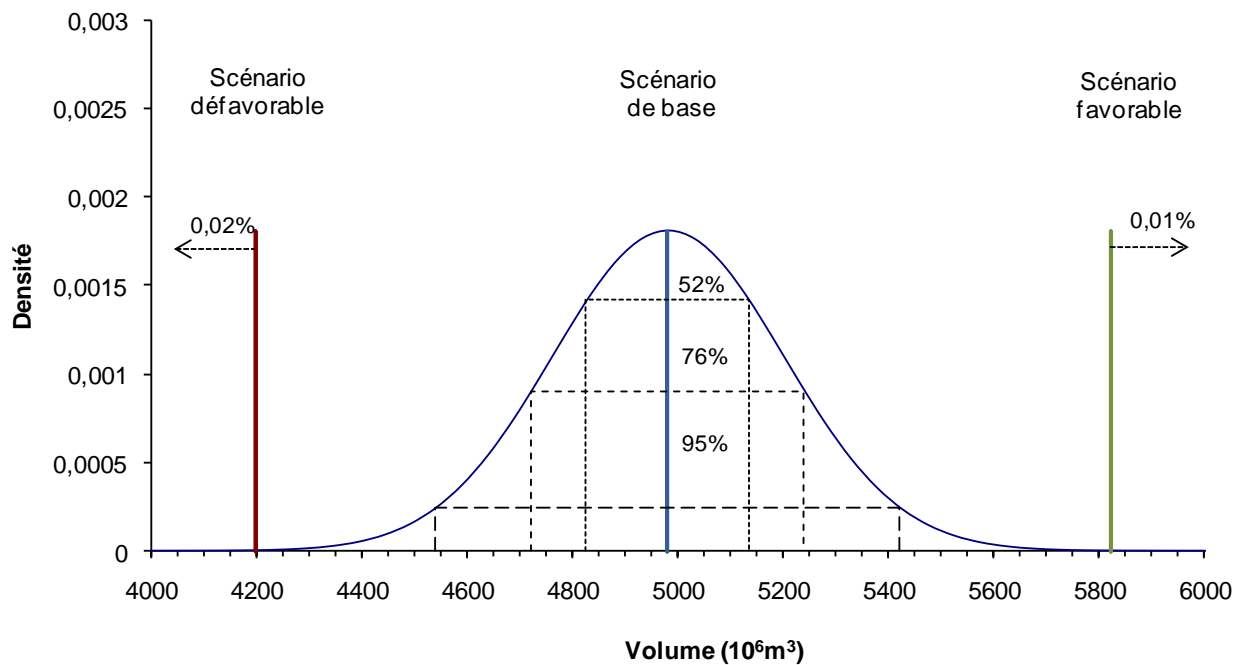
**Graphique 12**

**Distribution de probabilités basée sur la prévision 2015**



**Graphique 13**

**Distribution de probabilités basée sur la prévision 2016**



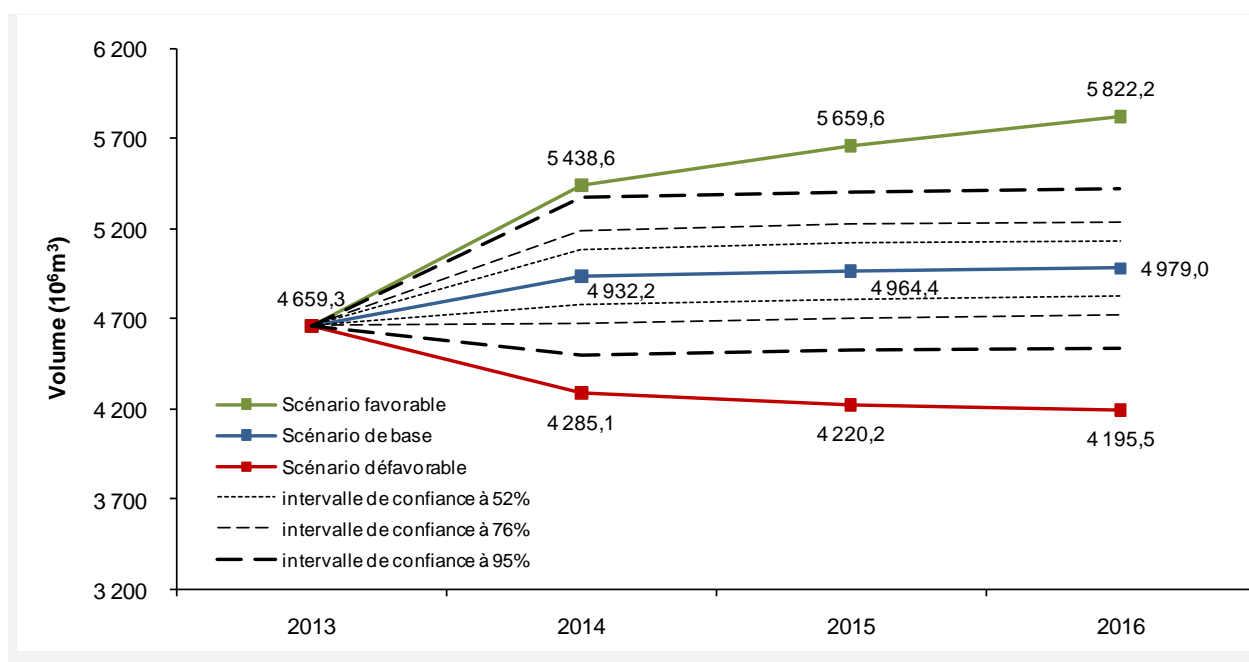


### 6.3. Aperçu sur trois ans

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 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour) entre le 1<sup>er</sup> novembre 2007 et le 1<sup>er</sup> 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<sup>er</sup> novembre 2015.

25 Ainsi, la stratégie d'approvisionnement peut se séparer en deux parties : avant et après le  
26 1<sup>er</sup> novembre 2015.

1 Stratégie avant le 1<sup>er</sup> 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 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour pour l'année  
4 financière 2014 et 3 431 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/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<sup>er</sup> avril  
8 2013 montre qu'il y a peu de joueurs pouvant être approchés pour transiger du transport  
9 ferme vers GMIT EDA :

<b>Clients</b>	<b>Quantité GJ/jour</b>
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<sup>er</sup> 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 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour, pour la période du 1<sup>er</sup> 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<sup>er</sup> 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<sup>er</sup> 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 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/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<sup>er</sup> juin 2013 au 31 octobre 2015 pour une

1 capacité de 11 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/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 compression<sup>1</sup> 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.

---

<sup>1</sup> 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 ¢/m<sup>3</sup> (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 <sup>3</sup>
2013-2014	4,049	15,341
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 106m<sup>3</sup>

**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 <sup>3</sup>	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  
 4       o BP Canada Energy Company – natural gas north american structured  
 5       products end user newsletter.

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 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup>,  
6 dont 42 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup> 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<sup>er</sup> 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 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /jour
22	1. Ajout au 1 <sup>er</sup> oct. 2013	3 431 10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /jour
23	Débits totaux FTLH – Cause tarifaire 2014	8 182 10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /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 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour en octobre 2013. La capacité journalière moyenne de novembre 2013  
6 à septembre 2014 passe à 1 057 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour. Le volume annuel total de la clientèle qui  
7 fournit leur service de transport s'élève à 387 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup>.

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<sup>er</sup> novembre  
14 2013. À la Cause tarifaire 2013, la capacité journalière moyenne de ces trois clients  
15 s'élevaient à 952 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/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 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup> 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<sup>er</sup> mai 2013, TCPL a déposé à  
3 l'ONÉ des tarifs qui seraient applicables au 1<sup>er</sup> novembre 2013. L'ONÉ a rendu une  
4 décision le 10 juin 2013 fixant des tarifs pour la période du 1<sup>er</sup> juillet 2013 au  
5 31 décembre 2017.

#### 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 ¢/m<sup>3</sup>, 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<sup>er</sup> mai 2013 au 30 avril 2023. La décision D-2013-097 a confirmé les tarifs.

24 Au 1<sup>er</sup> avril 2013, Gaz Métro a décontracté une capacité d'entreposage de 116 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup> 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 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup> qui sera effectif du 1<sup>er</sup> 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 (Agregated Storage  
5 Nomination – ASN), effectif du 1<sup>er</sup> 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<sup>er</sup> avril 2013 sont  
9 déposés à l'annexe 14 de ce document. Le contrat effectif le 1<sup>er</sup> 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 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup> pour la période d'hiver. L'approvisionnement  
3 pour répondre à la demande totale avant interruption se chiffre à 3 308 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup>, incluant  
4 les retraits des inventaires. Ainsi, un volume d'interruption de 43 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup> 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 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup>. 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 D<sub>3</sub> et D<sub>4</sub>.

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 D<sub>3</sub> et D<sub>4</sub> 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 D<sub>4</sub> 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<sub>t</sub> 36,7, DJ<sub>(t-1)</sub> 34,6 et  
7 DJ x V 756,02) étaient inférieures aux paramètres de la journée de pointe (DJ<sub>t</sub> 36,85,  
8 DJ<sub>(t-1)</sub> 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**

	<b>Planification 22 janvier</b>	<b>Réel fin de journée</b>
<b>Degrés jours (t)</b>	37	36,7
<b>Degrés jours (t-1)</b>	34	34,6
<b>DJ x Vent</b>	666	756,02
<b>Demande franchise</b>		
Continue	30 083	28 956
Interruptible (GAI *)	2 963	2 418
<b>Total de la demande</b>	<b>33 046</b>	<b>31 375</b>
<b>Outils d'approvisionnement en franchise</b>		
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
<b>Total des approvisionnements</b>	<b>32 354</b>	<b>31 375</b>
<b>Excédent (déficiency)</b>	<b>-692</b>	<b>1 134</b>

\*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 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup> d'approvisionnement. Elle  
5 avait décidé de contracter 1 056 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/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 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour  
8 pour la période visée, laissant ainsi une déficience projetée de 279 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup> 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 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/DJ (20 000 GJ/DJ), la déficience d'approvisionnement passait à 807 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>,  
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 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup> d'outil à l'usine  
20 LSR, mais les clients en GAI ont livré 169 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup> de gaz naturel de plus que le volume  
21 total consommé de la clientèle interruptible. Sur une base nette, Gaz Métro avait donc  
22 une marge de 965 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>, 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 D<sub>4</sub> 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 <sup>3</sup> m <sup>3</sup>
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 D<sub>3</sub> et D<sub>4</sub> à lecture quotidienne pour les hivers 2009 à 2012 ont  
5 été réalisées. Les résultats sont les suivants :

**Hiver 2009**

Paramètre	10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup>	Paramètre	10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup>	Paramètre	10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /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 <sup>3</sup> m <sup>3</sup>	Paramètre	10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup>	Paramètre	10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /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 <sup>3</sup> m <sup>3</sup>	Paramètre	10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup>	Paramètre	10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /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 <sup>3</sup> m <sup>3</sup>	Paramètre	10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup>	Paramètre	10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /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 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/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 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>, ce qui devient alors significatif.

5 Ces diverses observations viennent appuyer l'hypothèse que la consommation de la  
6 clientèle aux tarifs D<sub>3</sub> et D<sub>4</sub> 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 D<sub>3</sub> et D<sub>4</sub> qui**  
9 **consiste à appliquer la méthode déjà en place pour la clientèle au tarif D<sub>1</sub> 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 D<sub>3</sub> et D<sub>4</sub>.

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 D<sub>1</sub> et D<sub>3</sub> à lecture mensuelle ; et
- 20 • la clientèle aux tarifs D<sub>3</sub> et D<sub>4</sub> à lecture quotidienne.

21 La régression linéaire est établie en considérant les facteurs calorifiques (DJ<sub>t</sub> et DJ<sub>t-1</sub>), 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<sup>er</sup> 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 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>.

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 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /jour)	12 786,50					
DJ <sub>t</sub> (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /DJ)	327,69	36,80	39,94	36,88	39,48	37,26
DJ <sub>t-1</sub> (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /DJ)	88,61	39,48	26,34	33,42	35,17	39,94
DJ x V (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> / DJxkm/h)	2,51	1 268,33	1115,42	980,50	477,49	560,96
<b>Volume projeté</b> (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> )		31 521	31 005	30 290	30 037	29 942

#### 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 <sup>3</sup> m <sup>3</sup>	Paramètres d'évaluation	Volume 10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup>
Base	12 787		12 787
DJ	328	39,0	12 780
DJ <sub>t-1</sub>	89	37,0	3 279
DJ x Vent	3	585,0	1 466
<b>Volume projeté</b>			<b>30 311</b>

4 La modification à la méthode d'évaluation de la journée de pointe pour la clientèle aux  
5 tarifs D<sub>3</sub> et D<sub>4</sub> 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**

<b>Année</b>	<b>Volumes projetés 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup></b>
<b>1993-1994</b>	<b>5 470 123</b>
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 D<sub>3</sub> et D<sub>4</sub> 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<sub>t</sub> et DJ<sub>t-1</sub>), le facteur croisé de la température et du  
15 vent (DJ<sub>t</sub> 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           saisonnnière de l'hiver extrême, soit 30 689 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup> évalués à la section 9.1.5.

3           Gaz Métro doit donc détenir un débit quotidien d'approvisionnement de 31 521 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>  
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 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /jour
FTLH primaire (GMIT EDA et GMIT NDA)	5 155
FTLH secondaire (cessions d'optimisation)	396
Transport par échange (EMP-GMIT)	1 031
<b>Achats dans le territoire</b>	<b>11</b>
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
<b>Total approvisionnements après achat / (vente) de transport</b>	<b>31 531</b>

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/m<sup>3</sup> 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/m<sup>3</sup> s'applique. Par exemple, le débit contractuel de PdL est de  
10 1 200 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour. Le facteur de conversion en gigajoule est de 37,76 MJ/m<sup>3</sup>, 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/m<sup>3</sup>. Ainsi, le débit contractuel de PdL présenté ci-dessus est de  
16 1 196 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour.

#### 17 Outils de transport requis

18 Le total des approvisionnements requis pour l'année 2014 s'élève à 31 531 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour et  
19 des capacités additionnelles de 3 167 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/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 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup> a été demandée pour la période du  
22 1<sup>er</sup> 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 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour pour la période du 1<sup>er</sup> 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 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour pour la période d'été a également été projetée, soit du 1<sup>er</sup> 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 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /jour
Total approvisionnements avant achat	28 363
Achat de transport	+ 3 167
Total approvisionnements après achat	31 531
Journée de pointe 2014	31 521
<b>Provision additionnelle</b>	<b>10</b>
<b>% du total des approvisionnements</b>	<b>0,03 %</b>

#### **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<sup>er</sup> 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<sup>er</sup> 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<sup>er</sup> 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

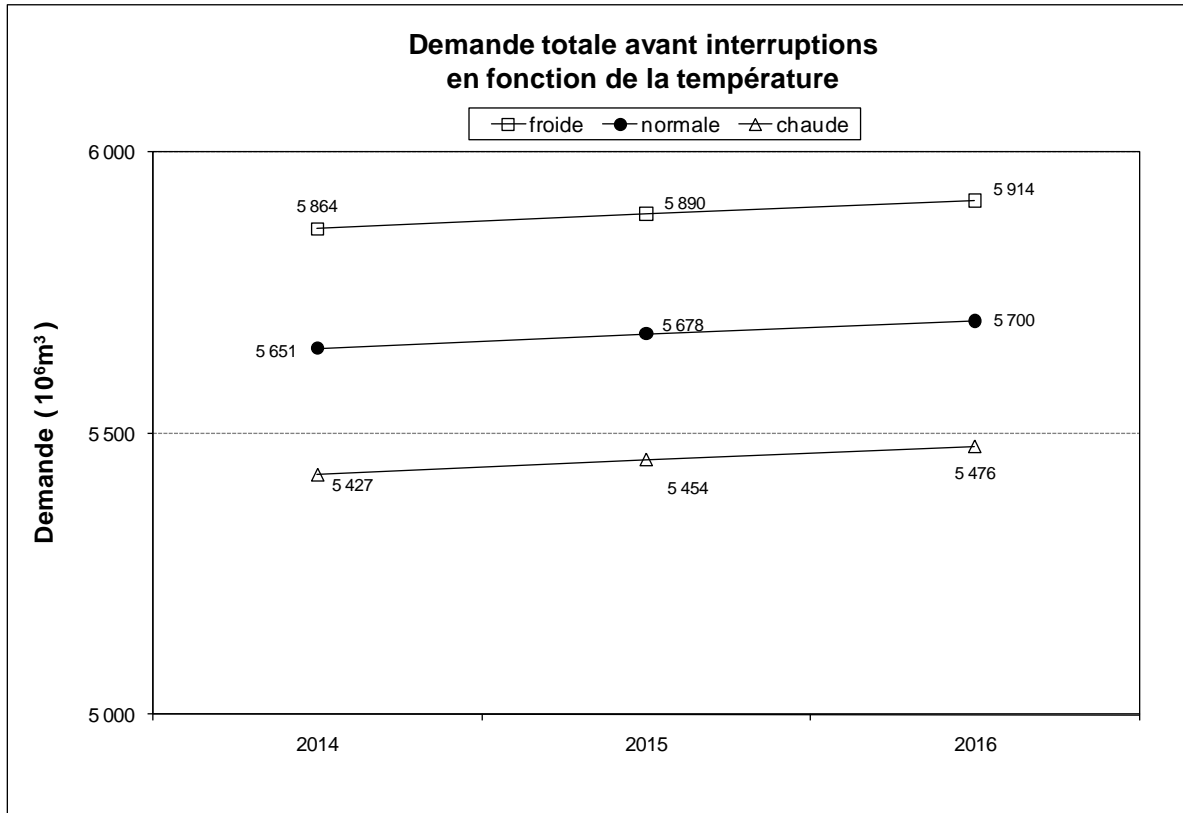
1 Gaz Métro prévoit maintenir sa capacité d'entreposage sur l'horizon du plan  
2 d'approvisionnement. Le détail des volumes éventuellement entreposés par Gaz Métro  
3 pour les périodes concernées se retrouve à l'annexe 6, lignes 25 à 29.

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<sup>er</sup> 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<sup>er</sup> 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 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/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 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /jour	Quantité totale 10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup>	Prix moyen de revente ¢/m <sup>3</sup>	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 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour pour la période d'été a été projetée au plan d'approvisionnement, soit du  
8           1<sup>er</sup> 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 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /jour	Quantité totale 10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup>	Prix moyen de revente ¢/m <sup>3</sup>	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