

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

**Suivis des décisions D-2012-175,  
D-2014-064 et D-2014-065**

## TABLE DES MATIÈRES

INTRODUCTION.....	4
1. PRIX DE FOURNITURE AU 1 <sup>ER</sup> NOVEMBRE 2015 .....	5
2. SERVICE DE TRANSPORT .....	8
2.1. Contexte .....	8
2.2. Coût relié au maintien de la capacité minimale de FTLH à contracter .....	9
2.2.1. Évaluation du coût de maintien de capacité minimale.....	9
2.2.2. Tarification.....	12
2.3. Préavis d'entrée et de sortie du service de transport du distributeur .....	15
2.3.1. Préavis d'entrée au service du distributeur.....	15
2.3.2. Préavis de sortie du service du distributeur .....	16
2.4. Cession de capacité de transport .....	19
2.4.1. Règles actuelles.....	19
2.4.2. Règles après le déplacement de la structure d'approvisionnement à Dawn.....	20
2.5. Fusion des tarifs de transport des zones Sud et Nord .....	28
2.5.1. Les coûts du service transport.....	29
2.5.2. Historique réglementaire.....	31
2.5.3. L'évolution des tarifs régionaux dans le temps.....	34
2.5.4. Les arguments en faveur d'une fusion des zones Nord et Sud.....	36
2.5.4.1. Traitement équivalent des clients des régions éloignées .....	36
2.5.4.2. Intégration partielle des zones Sud et Nord.....	38
2.5.4.3. Écart de tarifs de transport comme frein au développement de la région éloignée .....	40
2.5.5. Effet sur le coût du service de transport .....	41
2.5.6. Proposition de Gaz Métro .....	44
3. SERVICE DE FOURNITURE, GESTION DES RÉGLEMENTS FINANCIERS LIÉS AUX DÉSÉQUILIBRES VOLUMÉTRIQUES ....	45
3.1. Modifications aux <i>Conditions de Service et Tarif</i> .....	50
4. MÉTHODE DE FONCTIONNALISATION DES ACHATS DE GAZ NATUREL .....	52
4.1. Achats de fourniture de gaz naturel .....	53

4.2.	Méthodes de fonctionnalisation .....	58
4.2.1.	Processus d'évaluation à la cause tarifaire et au rapport annuel .....	58
4.2.2.	Option 1 - Méthode actuelle de fonctionnalisation des achats de gaz naturel adaptée au point de référence Dawn.....	60
4.2.3.	Option 2 : Méthode de fonctionnalisation des achats de gaz naturel par point d'achat .....	62
4.2.4.	Option 3 : Méthode de fonctionnalisation globale des achats de gaz naturel .....	64
4.2.5.	Option 4 : Méthode de fonctionnalisation par point et évaluation globale de la saisonnalité à la fourniture et au transport.....	65
4.3.	Transfert impliquant une augmentation des coûts au service de fourniture ...	67
4.4.	Proposition de Gaz Métro .....	69
4.5.	Prix de fourniture au 1 <sup>er</sup> novembre 2016 .....	71
CONCLUSION .....		73
ANNEXES		

## **INTRODUCTION**

1 Dans le cadre de la Cause tarifaire 2013, Société en commandite Gaz Métro (« Gaz Métro ») a  
2 présenté sa stratégie d'approvisionnement qui consiste à effectuer un déplacement de ses  
3 approvisionnements vers Dawn (réf. : R-3809-2012, B-0062, Gaz Métro-1, Document 1,  
4 section 7). La Régie de l'énergie (la « Régie ») a approuvé la proposition de Gaz Métro dans sa  
5 décision D-2012-175.

6 Gaz Métro avait énoncé certains enjeux et suivis qui devaient être analysés et développés pour  
7 permettre le déplacement vers Dawn. Certains de ces suivis ont été effectués lors de la Cause  
8 tarifaire 2014 (réf. : R-3837-2013, B-0022, Gaz Métro-2, Document 4).

9 Les suivis demandés dans les décisions D-2012-175, D-2014-064 et D-2014-065 et relatifs au  
10 déplacement de la structure d'approvisionnement vers Dawn présentés dans ce document sont  
11 les suivants :

- 12 ➤ Facturation des coûts supplémentaires découlant de l'Entente avec TransCanada  
13 Pipelines (« TCPL ») (décision D-2014-064, paragr. 36) ;
- 14 ➤ Modalités de préavis de sortie du service de transport du distributeur et les règles de  
15 cession (décision D-2012-175, paragr. 107) ; et
- 16 ➤ Méthode de fonctionnalisation des achats de fourniture (décision D-2014-064, paragr. 154  
17 et 155).

18 Le présent document couvre également les sujets suivants :

- 19 ➤ modifications apportées au rapport mensuel du calcul du prix de fourniture au  
20 1<sup>er</sup> novembre 2015, à la suite de l'abolition du service de compression et de la fin du  
21 Programme des dérivés financiers ;
- 22 ➤ fusion des zones Sud et Nord du service de transport ;
- 23 ➤ gestion des règlements financiers liés aux déséquilibres volumétriques.

24 La fonctionnalisation des coûts entre les services de transport et d'équilibrage (en suivi de la  
25 décision D-2014-165, paragr. 67) a été abordée lors de la rencontre technique du  
26 4 septembre 2014. Toutefois, la fonctionnalisation des coûts de transport non utilisé entre les  
27 services de transport et équilibrage, de même que les règles relatives aux OMA de transport  
28 prévues au texte des *Conditions de service et Tarif* (décision D-2014-065, paragr. 23) seront

1 abordés lors de la réunion technique prévue en novembre 2014. Les conclusions sur ces sujets  
2 seront présentées ultérieurement.

3 Le suivi de la décision D-2012-175 (paragr. 93) relatif à la flexibilité opérationnelle en cours de  
4 journée considérant une structure d'approvisionnement déplacée vers Dawn, incluant la  
5 tarification des frais associés, sera présenté ultérieurement. En effet, l'analyse des  
6 approvisionnements pour répondre à la flexibilité opérationnelle peut difficilement être effectuée  
7 dans un contexte qui est en mouvance. Considérant le fait que le déplacement de la structure  
8 d'approvisionnement vers Dawn sera postérieur au 1<sup>er</sup> octobre 2015, comme mentionné au plan  
9 d'approvisionnement 2015-2018 (B-0050, Gaz Métro-7, Document 1), et que Gaz Métro détiendra  
10 des capacités de transport FTLH plus importantes que celles initialement projetées, l'aspect de  
11 la flexibilité opérationnelle constitue moins un enjeu à court terme.

## **1. PRIX DE FOURNITURE AU 1<sup>ER</sup> NOVEMBRE 2015**

12 Dans la décision D-2014-064 du 17 avril 2014, la Régie approuvait l'abolition du service de  
13 compression à compter du 1<sup>er</sup> novembre 2015. Dans la décision D-2014-122 du 18 juillet 2014,  
14 la Régie approuvait le maintien de l'abolition du service au 1<sup>er</sup> novembre 2015, malgré le report  
15 du déplacement des livraisons des clients en service de fourniture avec ou sans transfert de  
16 propriété (achat direct - AD) au 1<sup>er</sup> novembre 2016.

17 Gaz Métro fournira elle-même la totalité du gaz de compression requis pour transporter le gaz  
18 naturel sur les différents tronçons jusqu'aux installations des clients qui utilisent son service de  
19 transport. Ces coûts de compression seront intégrés aux services de transport et d'équilibrage,  
20 selon l'utilisation des outils.

21 De plus, dans la décision D-2014-077 du 15 mai 2014, la Régie a mis fin au Programme de  
22 dérivés financiers qui avait été suspendu par la décision D-2012-158 en novembre 2012.

23 Ces sujets ne sont pas directement reliés au projet de déplacement à Dawn. Toutefois, cette  
24 section vise à présenter les modifications apportées au calcul du prix de fourniture à compter du  
25 1<sup>er</sup> novembre 2015 découlant de ces décisions.

### Aperçu des changements proposés au 1<sup>er</sup> novembre 2015

27 Tableau 1 Sommaire – Prix du service de fourniture de gaz naturel

28 • Prix variables – Nouveaux contrats : quantité (PJ) excluant la compression ;

- 1                   • Retrait de l'impact des prix protégés et fixés par dérivés financiers – sur 12 mois ;
- 2                   • Retrait de toute référence au gaz de compression ;
- 3                   • Retrait de l'impact des prix protégés et fixés par dérivés financiers – Tous les
- 4                   dérivés - de la formule d'établissement des prix de migration d'entrée et de sortie
- 5                   du gaz de réseau ;
- 6                   • Modification du titre de cette section de calcul pour *Frais de migration au service*
- 7                   *de fourniture* ;
- 8                   • Retrait de l'encadré relatif à l'évaluation du prix du gaz de compression établi
- 9                   par zones selon les ratios de gaz de compression de TCPL.
- 10   Tableau 2   Projection des achats de fourniture de gaz naturel sur les 12 prochains mois
- 11                   • Retrait de toute référence au gaz de compression ;
- 12                   • Seule la section relative à la « Répartition par type de contrat d'achat » sera
- 13                   conservée.
- 14   Tableau 3   Projection des besoins totaux de gaz de compression sur les 12 prochains mois -
- 15                   ce tableau sera retiré.
- 16   Tableau 4   Devient le Tableau 3. Frais reportés du service de fourniture – Évaluation au
- 17                   jj mm aaaa
- 18                   • Retrait de toutes références au gaz de compression ;
- 19                   • Retrait du premier encadré intitulé « Besoins de gaz de compression pour le
- 20                   mois » ainsi que la ligne intitulée « Gaz de compression : » pour l'évaluation des
- 21                   « Achats totaux (GJ) » du mois courant ;
- 22                   • Retrait de la ligne « Effet des dérivés financiers » de l'évaluation du coût du gaz
- 23                   total dans la section « Coûts (000 \$) » à la suite de la fin du Programme de
- 24                   dérivés financiers au 1er novembre 2015 ;
- 25                   • Retrait de la section « Écart de coût cumulatif », la ligne « Coût des primes des
- 26                   dérivés financiers contractés du jj mm aaaa au jj mm aaaa (Voir Annexe 3) ».
- 27   Tableau 5   Devient le Tableau 4. Détails des achats SPOT réalisés à Dawn – aucun
- 28                   changement.

- 1 Tableau 6 Ce tableau détaillant l'impact des dérivés financiers pour le mois sera retiré.
- 2 Tableau 7 Devient le Tableau 5. Amortissement du montant transféré à l'équilibrage ainsi que  
3 le suivi de l'amortissement du montant transféré pour remboursement via un taux  
4 unitaire – aucun changement.
- 5 Tableau 8 Devient le Tableau 6. Évaluation du coût du gaz à Empress pour les 12 mois  
6 débutant le jj mm aaaa - aucun changement.
- 7 Tableau 9 Devient le Tableau 7. L'information sur les prix projetés regroupés par indice pour  
8 des périodes définies à EMPRESS, AECO/NIT, NYMEX (Henry Hub) et DAWN  
9 provenant d'institutions financières selon des périodes définies est modifiée afin de  
10 retirer les prix moyens des périodes 4 et 5 non requis à la suite de la fin du  
11 Programme des dérivés financiers. En conséquence, l'information entre  
12 parenthèses relative aux périodes 1, 2 et 3 pour le calcul du prix pondéré n'est plus  
13 requise.
- 14 Tableau 10 Ce tableau (Annexe 2 du rapport mensuel) évaluant l'impact unitaire des prix  
15 protégés et fixés par dérivés financiers ainsi que le coût unitaire calculé sur  
16 l'ensemble des dérivés conclus ne sera plus requis.
- 17 Tableau 11 Ce tableau (Annexe 3 du rapport mensuel) donnant un sommaire cumulatif des  
18 dérivés financiers contractés par Gaz Métro par type de transaction ne sera plus  
19 requis.
- 20 Les modifications proposées au calcul du prix de la fourniture pour refléter l'abolition du gaz de  
21 compression et la fin du Programme des dérivés financiers seront intégrées au rapport du  
22 1<sup>er</sup> novembre 2015, à moins d'avis contraire de la Régie.
- 23 Le « Document explicatif » sera présenté au début de 2016 en mode « suivi de modifications »  
24 et traitera entre autres des changements apportés au calcul du prix de fourniture à compter du  
25 1<sup>er</sup> novembre 2015. Un exemple du rapport du calcul du prix du service de fourniture au  
26 1<sup>er</sup> novembre 2015 est présenté à l'annexe 1.

1 **Gaz Métro demande à la Régie de prendre acte des modifications à apporter au rapport**  
2 **mensuel du prix du service de fourniture pour tenir compte de l'abolition du service de gaz**  
3 **de compression et de la fin du Programme des dérivés financiers au 1<sup>er</sup> novembre 2015,**  
4 **telles que décrites à la présente section.**

## **2. SERVICE DE TRANSPORT**

### **2.1. CONTEXTE**

5 Comme décrit au plan d'approvisionnement déposé à la phase 2 du présent dossier<sup>1</sup>, le contexte  
6 gazier incertain décrit à la Cause tarifaire 2014 prédomine toujours. L'entente négociée entre  
7 TCPL et les distributeurs de l'Est (Enbridge, Union Gas et Gaz Métro), ci-après « Entente », et  
8 déposée auprès de l'Office national de l'énergie (ONÉ) prévoit la construction d'infrastructures  
9 supplémentaires par TCPL permettant d'offrir des capacités de transport additionnelles au  
10 marché de l'est du Canada à partir du carrefour d'échange de Dawn en Ontario. Elle prévoit  
11 également que :

- 12 • TCPL exigera un engagement d'un terme initial de 15 ans pour les capacités résultant de  
13 la construction des nouvelles installations à partir de Parkway ; et
- 14 • TCPL obligera les détenteurs de capacités existantes qui utilisent les segments de son  
15 réseau visés par l'ajout de capacités additionnelles et qui souhaitent conserver leurs  
16 capacités de transport, à s'engager pour un terme de cinq ans suivant la date de mise en  
17 service des installations. Toutes les capacités qui sont actuellement renouvelables  
18 annuellement devront être réengagées pour des termes d'au moins cinq ans.

19 De plus, comme décrit dans la décision RH-001-2013, l'ONÉ modifiait les règles entourant les  
20 droits de renouvellement des capacités fermes sur le réseau de TCPL portant à deux ans avant  
21 la fin du contrat le préavis de renouvellement. La presque totalité des contrats de transport entre  
22 Gaz Métro et TCPL a déjà été touchée par cette règle; les contrats non touchés ont des dates  
23 d'échéance plus éloignées.

24 Ainsi, au 1<sup>er</sup> novembre 2016, lorsque la structure d'approvisionnement sera déplacée à Dawn, les  
25 échéances des contrats de transport entre Gaz Métro et TCPL seront de plus long terme : 15 ans

---

<sup>1</sup> B-0050, Gaz Métro-7, Document 1.



1 pour les nouvelles installations et cinq ans pour les installations déjà existantes. De plus, tous les  
2 contrats requerront des préavis de renouvellement de deux ans.

## **2.2. COÛT RELIÉ AU MAINTIEN DE LA CAPACITÉ MINIMALE DE FTLH À CONTRACTER**

3 L'Entente prévoit qu'une capacité minimale de 85 000 GJ/jour (2 243 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour) de transport  
4 ferme entre Empress et le territoire de Gaz Métro doit être maintenue jusqu'au 31 décembre  
5 2020.

6 Cette capacité minimale à contracter en FTLH a été convenue de façon à permettre à TCPL un  
7 développement rentable de nouvelles capacités entre Dawn et le territoire de Gaz Métro, limitant  
8 ainsi la hausse tarifaire du transport FTSH. L'ensemble de la clientèle, incluant les clients qui  
9 détiennent leur propre service de transport, bénéficie donc des impacts de cette modalité.

10 Dans la décision D-2014-064, la Régie spécifiait :

11 *« [36] Par conséquent, la Régie retient le principe que tous les clients du Distributeur devront assumer*  
12 *les coûts supplémentaires découlant de ces réservations. Elle ordonne au Distributeur de présenter,*  
13 *dans le cadre du prochain dossier tarifaire, les dispositions tarifaires qui permettront la mise en œuvre*  
14 *d'une telle mesure. »*

15 La présente section expose la méthodologie d'évaluation du coût relié au maintien de la capacité  
16 minimale de FTLH et sa considération dans l'évaluation du tarif de transport.

### **2.2.1. Évaluation du coût de maintien de capacité minimale**

17 Afin d'évaluer un coût de « maintien de capacité minimale », Gaz Métro propose d'évaluer  
18 annuellement, à la cause tarifaire, la différence entre :

19 i) le coût unitaire global de livrer le gaz naturel en provenance d'Empress jusqu'au  
20 territoire de Gaz Métro ; et

21 ii) le coût unitaire global de livrer le gaz naturel en provenance de Dawn jusqu'au  
22 territoire de Gaz Métro,

23 relativement à la capacité minimale de 2 243 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour (85 000 GJ/jour).

1 Le prix unitaire global pour chaque point de livraison considérerait les prix de fourniture,  
2 de compression et de transport, établis de la façon suivante :

3 Fourniture : « Futures » du marché financier pour les points Empress ou Dawn  
4 établis avec les hypothèses énergétiques utilisées dans le cadre de  
5 la cause tarifaire ;

6 Compression : Ratios de compression projetés dans le cadre de la cause tarifaire  
7 pour les tronçons suivants :

8 Point Empress : FTLH Empress- GMIT; et

9 Point Dawn : M12 Dawn-Parkway combiné à FTSH Parkway-GMIT ;

10 Transport : Prix de TCPL et Union Gas pour les tronçons suivants :

11 Point Empress : FTLH Empress- GMIT ; et

12 Point Dawn : M12 Dawn-Parkway combiné à FTSH Parkway-GMIT.

13 Considérant le fait que Gaz Métro a scindé la capacité minimale de 2 243 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour à  
14 contracter entre FTLH-GMIT EDA (1 979 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour - 75 000 GJ/jour) et FTLH-GMIT NDA  
15 (264 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour - 10 000 GJ/jour), l'évaluation des coûts de transport et de compression  
16 reflèterait ces tronçons.

17 Toutefois, Gaz Métro propose d'appliquer un taux uniforme de « maintien de capacité  
18 minimale » pour l'ensemble de sa clientèle, sans distinction de zone. En effet, le volume  
19 dédié à la zone Nord a été établi de façon à réduire les coûts totaux d'approvisionnement  
20 pour l'ensemble de la clientèle. Ces capacités de transport FTLH Empress- GMIT NDA  
21 sont requises pour la zone Nord durant la période d'hiver, mais hors de cette période, les  
22 capacités seront détournées vers GMIT EDA. Ainsi, la fixation de la quantité minimale  
23 dédiée à la zone NDA bénéficie à tous. De plus, si les zones Nord et Sud étaient  
24 fusionnées, tel que proposé à la section 2.5, l'établissement d'un prix de « maintien de  
25 capacité minimale » distinct pour chacune des zones deviendrait inutile.

1 Par ailleurs, Gaz Métro propose que le coût de « maintien de capacité minimale » soit  
2 applicable au moment où la quantité minimale sera devenue obligatoire. En effet, en  
3 fonction du plan d'approvisionnement déposé à la phase 2 du présent dossier, Gaz Métro  
4 se doit de conserver des capacités de transport FTLH entre Empress et son territoire en  
5 excédent du niveau minimum de 85 000 GJ/jour prévu à l'Entente afin de répondre aux  
6 besoins de la clientèle, et ce, jusqu'au 31 octobre 2017. Puisque le besoin n'est pas lié  
7 aux termes de l'Entente, Gaz Métro propose de ne pas facturer de coût de « maintien de  
8 capacité minimale » d'ici là. Pour l'année 2017-2018, Gaz Métro planifie une baisse des  
9 capacités FTLH au niveau minimum fixé à l'Entente, des capacités additionnelles requises  
10 étant prévues par du développement sur le tronçon entre Parkway et GMIT EDA. Ainsi, à  
11 partir de l'année 2017-2018, le coût de « maintien de capacité minimale » serait évalué et  
12 facturé à l'ensemble de la clientèle, incluant les clients qui fournissent leur propre service  
13 de transport.

14 À titre d'exemple, en fonction des prix de fourniture projetés pour l'année 2017-2018  
15 (Phase 2 de la présente Cause tarifaire<sup>2</sup>) et des prix de transport résultant de l'Entente,  
16 mis à jour par TCPL le 20 décembre 2013, le coût de « maintien de capacité minimale »  
17 serait le suivant :

---

<sup>2</sup> B- 0050, Gaz Métro-7, Document 1, Section 2.2, Tableau 4.

Tableau 1

		Empress - GMIT EDA		Dawn - GMIT EDA		Différence	
<b>Portion GMIT EDA</b>							
1	Fourniture ( $\text{¢}/\text{m}^3$ )		14,057		16,634		
2	Compression ( $\text{¢}/\text{m}^3$ )	2,77%	0,389	1,40%	0,234		
3	Transport ( $\text{¢}/\text{m}^3$ )		7,746		2,681		
4	Coût unitaire ( $\text{¢}/\text{m}^3$ )		22,193		19,549		2,644
5	Capacité minimale ( $10^3\text{m}^3/\text{jour}$ )						1 979
6	Nombre de jours						365
7	<b>Coût GMIT EDA (000 \$)</b>						<b>19 102</b>
<b>Portion GMIT NDA</b>							
<b>Empress - GMIT NDA</b>							
8	Fourniture ( $\text{¢}/\text{m}^3$ )		14,057		16,634		
9	Compression ( $\text{¢}/\text{m}^3$ )	2,07%	0,291	1,40%	0,234		
10	Transport ( $\text{¢}/\text{m}^3$ )		5,696		2,275		
11	Coût unitaire ( $\text{¢}/\text{m}^3$ )		20,045		19,142		0,902
12	Capacité minimale ( $10^3\text{m}^3/\text{jour}$ )						264
13	Nombre de jours						365
14	<b>Coût GMIT NDA (000 \$)</b>						<b>869</b>
15	<b>Coût de maintien de capacité minimale (000 \$)</b>						<b>19 971</b>

## 2.2.2. Tarification

1 Le taux unitaire serait calculé en utilisant le coût de « maintien de capacité minimale »  
 2 déterminé précédemment, divisé par les volumes projetés au moment de la cause tarifaire  
 3 pour l'ensemble de la clientèle, incluant les volumes des clients qui détiennent leur propre  
 4 service de transport. Ce prix serait sujet à un minimum de 0  $\text{¢}/\text{m}^3$ .

5 Les volumes des clients qui achètent le gaz naturel renouvelable produit sur le territoire  
 6 de Gaz Métro, incluant le client en réseau dédié de biogaz, ne seraient pas considérés,  
 7 étant donné que ces clients sont approvisionnés par du gaz naturel produit dans le  
 8 territoire de Gaz Métro et ne contractent aucune capacité de transport en amont. Il en est  
 9 de même pour les volumes contractés sous le service de gaz d'appoint considérant le fait  
 10 que le coût direct du transport fourni ponctuellement par le distributeur pour le desservir  
 11 est facturé au client sous ce service.

1 Le taux serait applicable à partir de l'année 2017-2018, année pour laquelle Gaz Métro  
2 planifie une baisse des capacités FTLH au niveau minimum fixé à l'Entente.

3 Comme tous les clients devront assumer le coût de « maintien de capacité minimale »,  
4 deux possibilités s'offrent à Gaz Metro, soit l'intégrer dans le service de Distribution ou  
5 dans le service de Transport. Afin de fonctionnaliser les coûts au bon service, Gaz Metro  
6 propose d'ajouter le coût de « maintien de capacité minimale » au service de Transport.  
7 De cette façon, il serait additionné aux composantes du prix de base de chacune des  
8 zones. De plus, comme c'est déjà le cas pour les coûts de Corporation Champion Pipeline  
9 Limitée (« Champion »), il serait également considéré dans le prix de transport des zones  
10 Sud et Nord des clients qui fournissent leur propre service de transport. Le taux serait  
11 donc simplement ajouté aux prix présentés aux articles 13.1.2.1 et 13.2.2.1 des *Conditions*  
12 *de service et Tarif* puisque le coût serait assumé par l'ensemble de la clientèle. Aucune  
13 modification au libellé des articles ne serait nécessaire.

14 À titre d'exemple, en utilisant le coût calculé ci-haut et le calcul des prix de transport  
15 déposé à la Cause tarifaire 2014 (R-3837-2013, B- 0474, Gaz Métro 15, Document 3), le  
16 taux serait inclus dans le prix du transport comme le présente le Tableau 2. Le coût  
17 associé à la capacité minimale est inclus dans les coûts permettant d'établir les prix de  
18 transport (ligne 5). Par la suite, ce coût se retrouve aux lignes 6 et 7 et est donc facturé  
19 uniquement aux clients ayant le service de transport du distributeur. Le coût de maintien  
20 de la capacité minimale devant être attribué à l'ensemble de la clientèle, il faut donc en  
21 facturer une partie aux clients qui fournissent leur propre service de transport (ligne 13) et  
22 retirer l'équivalent à l'ensemble des clients qui utilisent le service du distributeur. Dans  
23 l'exemple proposé, l'ajustement est fait dans la section *Autres coûts* (ligne 9).

24 Le Tableau 2 présente la comparaison entre la situation actuelle et celle proposée.

**Tableau 2**

<b>CALCUL DES PRIX DE TRANSPORT</b>							
<u>Prix Transport</u>	Situation proposée			Situation actuelle			
	Description (1)	Volumes 10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> (2)	Coûts 000 \$ (3)	Tarif ¢/m <sup>3</sup> (4)	Volumes 10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> (2)	Coûts 000 \$ (3)	
1 Coûts totaux de transport	5 193 316	268 181	5,164	5 193 316	268 181	5,164	
2 moins Revenus OMA - T		(227)			(227)		
3 moins Ajustement d'inventaire (variation prix CTI)		(2 497)			(2 497)		
4 moins Gaz d'appoint	(42 490)	(2 509)		(42 490)	(2 509)		
<b>5 Coûts T pour établir prix T</b>	<b>5 150 826</b>	<b>262 947</b>	<b>5,105</b>	<b>5 150 826</b>	<b>262 947</b>	<b>5,105</b>	
Répartis comme suit:							
a) Coûts de transport							
6 Zone sud (service de Gaz Métro)	5 040 664	330 292	6,553	5 040 664	330 292	6,553	
7 Zone nord (service de Gaz Métro)	110 162	5 610	5,093	110 162	5 610	5,093	
b) Coûts CHAMPION							
8 Zone nord seulement - totalité des volumes	111 775	2 101	1,880	111 775	2 101	1,880	
c) Autres coûts							
9	5 150 826	(1 441)	-0,028	5 150 826	49	0,001	
d) Coûts liés aux rabais tarifaires							
10 Zone sud	5 040 664	(42 780)	-0,849	5 040 664	(42 780)	-0,849	
11 Zone nord	110 162	(36)	-0,032	110 162	(36)	-0,032	
12 e) Solde Écart de revenus de transport	3 779 529	(32 290)	-0,854	3 779 529	(32 290)	-0,854	
13 Coût maintien de capacité minimale (T du client)	415 269	1 490	0,359				Voir note 1
14 <b>Prix T du distributeur - zone sud</b>	5 040 664		<b>5,676</b>	5 040 664		<b>5,705</b>	
15 <b>Prix de base (ligne 6 + ligne 9)</b>			<b>6,525</b>			<b>6,553</b>	
16 <b>Rabais tarifaire (ligne 10)</b>			<b>-0,849</b>			<b>-0,849</b>	
17 <b>Prix T du distributeur - zone Nord</b>	110 162		<b>6,912</b>	110 162		<b>6,941</b>	
18 <b>Prix de base (ligne 7 + ligne 8 + ligne 9)</b>			<b>6,944</b>			<b>6,973</b>	
19 <b>Rabais tarifaire (ligne 11)</b>			<b>-0,032</b>			<b>-0,032</b>	
20 <b>Cavalier tarifaire</b>	3 779 529		<b>-0,854</b>	3 779 529		<b>-0,854</b>	
21 <b>Prix T du client - zone Sud (ligne 13)</b>	413 656		<b>0,359</b>	413 656		n/a	
22 <b>Prix T du client - zone Nord (ligne 8 + ligne 13)</b>	1 613		<b>2,238</b>	1 613		<b>1,880</b>	

Note 1 : Le taux de maintien de capacité minimale est calculé sur l'ensemble des volumes :  $(19\,971\,000\$ / 5\,566\,095\,m^3) / 100 = 0,359¢/m^3$

1 **Gaz Métro demande à la Régie d'approuver la méthodologie de calcul du coût relié au**  
2 **maintien de la capacité minimale de transport FTLH, incluant sa considération dans**  
3 **l'évaluation des tarifs de transport, et l'application de cet ajustement à compter de la date**  
4 **où la capacité minimale sera effectivement applicable dans la structure**  
5 **d'approvisionnement.**

## 2.3. PRÉAVIS D'ENTRÉE ET DE SORTIE DU SERVICE DE TRANSPORT DU DISTRIBUTEUR

1 Lors de la Cause tarifaire 2014 (R-3837-2013, B-0061 Gaz Métro-2, Document 4), Gaz Métro a  
2 modifié les modalités relatives aux préavis d'entrée et de sortie du service de transport du  
3 distributeur, considérant le contexte gazier. Toutefois, TCPL a révisé depuis ses tarifs de  
4 transport et plus particulièrement les clauses relatives au droit de renouvellement des capacités  
5 détenues. Les préavis d'entrée et de sortie du service de transport de Gaz Métro doivent donc  
6 être revus afin de tenir compte de ces changements.

### 2.3.1. Préavis d'entrée au service du distributeur

7 Le préavis d'entrée est présentement le suivant :

#### 8 **13.1.4.1 Préavis d'entrée**

9 *Le client qui désire se prévaloir du service de transport du distributeur au plus tôt le*  
10 *1<sup>er</sup> novembre doit en informer ce dernier par écrit avant le 1<sup>er</sup> mars précédent. Nonobstant*  
11 *le préavis demandé, le client ne pourrait se prévaloir du service de transport du distributeur*  
12 *que s'il était possible pour le distributeur de le lui fournir.*

13 Gaz Métro propose de modifier légèrement cette clause afin de permettre à un client de  
14 revenir au service du distributeur sans respecter le préavis, si cela était possible pour le  
15 distributeur. En effet, il peut arriver certaines situations où le retour du client serait à  
16 l'avantage de l'ensemble de la clientèle. Par exemple, un retour en juillet pourrait signifier  
17 des revenus de transport additionnels, par l'application du tarif au nouveau volume, mais  
18 une augmentation moindre ou même nulle des coûts, selon la disponibilité.

19 Toutefois, Gaz Métro ne propose pas d'intégrer la notion « financièrement rentable » dans  
20 cette clause pour les raisons énoncées à la Cause tarifaire 2014<sup>3</sup>.

21 La clause serait modifiée comme suit :

22 *Le client qui désire se prévaloir du service de transport du distributeur au plus tôt le*  
23 *1<sup>er</sup> novembre doit en informer ce dernier par écrit avant le 1<sup>er</sup> mars précédent. Nonobstant*  
24 *~~le préavis demandé, le respect ou non par le client du préavis exigé au présent article,~~ le*  
25 *client ne pourrait se prévaloir du service de transport du distributeur que s'il était possible*  
26 *pour le distributeur de le lui fournir.*

---

<sup>3</sup> R-3837-2013, B-0224, Gaz Métro-2, Document 7, page 50.

1 **Gaz Métro demande à la Régie d'approuver les modifications proposées à l'article 13.1.4.1**  
2 **des *Conditions de service et Tarif* relatif au préavis d'entrée au service de transport du**  
3 **distributeur, pour une entrée en vigueur dès la réception, le cas échéant, d'une décision**  
4 **favorable de la Régie.**

### 2.3.2. Préavis de sortie du service du distributeur

5 Le préavis de sortie du service du distributeur est présentement le suivant :

#### 6 **13.1.4.2 Préavis de sortie**

7 *Sous réserve de l'article 13.2.1, le client qui ne désire plus se prévaloir du service de*  
8 *transport du distributeur pour fournir le service lui-même doit en informer ce dernier par*  
9 *écrit selon les délais suivants :*

10 *1° au moins 60 jours à l'avance lorsqu'il y a cession de la capacité de transport détenue*  
11 *par le distributeur ;*

12 *2° avant le 1<sup>er</sup> mars lorsque le client désire fournir directement son service de transport*  
13 *au plus tôt le 1<sup>er</sup> novembre suivant.*

14 *Nonobstant le respect ou non par le client de l'un des préavis exigés au présent article, ce*  
15 *dernier ne pourrait se retirer du service de transport du distributeur que s'il était rentable*  
16 *et opérationnellement possible pour le distributeur de l'accepter.*

#### 17 Préavis lors d'une cession

18 Gaz Métro propose de maintenir le préavis de sortie du service du distributeur d'au moins  
19 60 jours avant la prise d'effet de la cession de transport.

#### 20 Préavis sans cession

21 Le préavis du 1<sup>er</sup> mars pour une sortie du service du distributeur au 1<sup>er</sup> novembre (8 mois)  
22 avait été formulé à la Cause tarifaire 2002. Il découlait du préavis demandé par TCPL,  
23 principal fournisseur de transport du distributeur. Les termes des contrats étaient  
24 principalement d'un an et les avis de renouvellement étaient requis six mois avant  
25 l'échéance des contrats. Le préavis de TCPL était donc de six mois avant l'échéance des  
26 contrats se terminant en novembre, ce qui revenait à un préavis requis au plus tard le  
27 1<sup>er</sup> mai qui précédait le 1<sup>er</sup> novembre. Gaz Métro avait fixé le préavis de sortie de son  
28 service au 1<sup>er</sup> mars pour une mise en vigueur débutant au plus tôt le 1<sup>er</sup> novembre, soit  
29 deux mois avant le préavis requis par TCPL. La période supplémentaire de deux mois



1           permettait à Gaz Métro de couvrir les délais administratifs et lui permettait également  
2           d'intégrer à la cause tarifaire la sortie des clients de son service de transport.

3           Comme détaillé à la section 2.1, la situation actuelle est différente. TCPL impose  
4           dorénavant un avis de renouvellement de deux ans avant l'échéance des contrats. De  
5           plus, les termes des futurs contrats de transport entre Parkway et la franchise entraînant  
6           de la construction seront de 15 ans et impliqueraient la révision des termes de l'ensemble  
7           des contrats TCPL-SH détenus à 5 ans à partir de la date de la mise en application des  
8           nouvelles capacités.

9           Dans ce contexte, le client désirant se retirer du service de transport du distributeur sans  
10          cession de capacité, devrait informer Gaz Métro dans un délai équivalent à la durée  
11          minimale des contrats plus deux mois de délais administratifs. Ce délai serait initialement  
12          de 62 mois (à la mise en place des nouvelles capacités). Par la suite, le préavis ne pourrait  
13          être inférieur à 26 mois, soit deux ans de préavis de TCPL plus deux mois de délais  
14          administratifs. Cette situation se présentera lorsque les contrats auront une durée d'un an.

15          Le délai de préavis serait établi selon les durées contractuelles effectives au moment  
16          d'établir les *Conditions de Service et Tarif*.

17          Toutefois, en décontractant des capacités de plus courtes échéances, Gaz Métro perdrait  
18          en flexibilité quant à la gestion des capacités de transport advenant une baisse de la  
19          demande. Considérant les capacités de transport avec une échéance en 2030 ou 2031,  
20          la proportion des capacités de plus longues échéances, représentant déjà une grande part  
21          des capacités détenues, serait alors augmentée. Cette situation n'est pas souhaitable, car  
22          elle accroîtrait alors la possibilité de générer des coûts de transport non utilisé à la charge  
23          de la clientèle au service de transport du distributeur. Par conséquent, **Gaz Métro**  
24          **propose la suspension momentanée de la clause permettant au client de se retirer**  
25          **du service du distributeur sans cession de capacité.** De plus, puisque Gaz Métro est  
26          déjà assujettie aux nouvelles règles de TCPL, **elle propose d'appliquer le changement**  
27          **dès la réception d'une décision favorable de la Régie.**

28          Cependant, afin d'encourager l'utilisation du gaz naturel renouvelable produit sur son  
29          territoire, Gaz Métro propose que la clause ne soit pas suspendue pour les clients  
30          s'approvisionnant auprès de ces producteurs. Toutefois, tel que mentionné plus haut, le

1 préavis de huit mois actuellement prévu aux *Conditions de service et Tarif* n'est plus  
2 approprié dans un contexte où TCPL impose dorénavant un avis de renouvellement de  
3 deux ans avant l'échéance des contrats. Ce préavis passerait alors à 26 mois. Or,  
4 Gaz Métro juge que d'exiger un délai de 26 mois pourrait empêcher l'utilisation du gaz  
5 naturel renouvelable. Seul un préavis de 60 jours serait donc exigé afin de couvrir les  
6 délais administratifs. La clause relative aux règles de cession prévue aux *Conditions de*  
7 *service et Tarif* serait également modifiée pour ces clients. Les changements sont  
8 présentés à la section 2.4.2.

9 Ainsi, à l'exception des clients qui achètent le gaz naturel renouvelable produit sur le  
10 territoire de Gaz Métro, tout client qui désirerait se retirer du service du distributeur se  
11 verrait céder la capacité détenue pour le desservir.

12 Lorsque les termes des contrats de transport détenus par le distributeur seront du même  
13 ordre (environ deux à trois ans), la suspension de la clause permettant au client n'achetant  
14 pas du gaz naturel renouvelable produit localement de se retirer du service de transport  
15 du distributeur sans cession de capacité pourrait alors être reconsidérée.

16 Les articles 13.1.4.2 et 13.2.3.2 seraient modifiés de la façon suivante. Il est à noter que  
17 dans la mesure où le délai serait dorénavant de 60 jours pour l'ensemble des clients, les  
18 articles ne feraient plus référence à la notion de « cession de capacité ».

### 19 Service du distributeur

#### 20 **13.1.4.2 Préavis de sortie**

21 *Sous réserve de l'article 13.2.1, le client qui ne désire plus se prévaloir du service de*  
22 *transport du distributeur pour fournir le service lui-même doit en informer ce dernier par*  
23 *écrit ~~selon les délais suivants~~ : au moins 60 jours à l'avance.*

24 *~~1<sup>o</sup> au moins 60 jours à l'avance lorsqu'il y a cession de la capacité de transport détenue~~*  
25 *~~par le distributeur;~~*

26 *~~2<sup>o</sup> avant le 1<sup>er</sup> mars lorsque le client désire fournir directement son service de transport~~*  
27 *~~au plus tôt le 1<sup>er</sup> novembre suivant.~~*

28 *Nonobstant le respect ou non par le client ~~de l'un des~~ du préavis exigés au présent article, ce*  
29 *dernier ne pourrait se retirer du service de transport du distributeur que s'il était rentable et*  
30 *opérationnellement possible pour le distributeur de l'accepter.*

1            Service fourni par le client

2            **13.2.3.2 Préavis d'entrée**

3            *Le client qui désire fournir son service de transport doit en informer le distributeur par écrit*  
4            *selon les délais suivants : au moins 60 jours à l'avance.*

5            *1<sup>o</sup> au moins 60 jours à l'avance lorsqu'il y a cession de la capacité de transport détenue*  
6            *par le distributeur ;*

7            *2<sup>o</sup> avant le 1<sup>er</sup> mars lorsque le client désire fournir directement son service de transport*  
8            *au plus tôt le 1<sup>er</sup> novembre suivant.*

9            *Nonobstant le respect ou non par le client de l'un ~~des~~ du préavis exigés au présent article,*  
10           *ce dernier ne pourrait fournir son service de transport que s'il était rentable et*  
11           *opérationnellement possible pour le distributeur de l'accepter.*

12           **Gaz Métro demande à la Régie d'approuver les modifications proposées aux articles**  
13           **13.1.4.2 et 13.2.3.2 des Conditions de service et Tarif relatifs respectivement aux préavis**  
14           **de sortie du service de transport du distributeur et au préavis d'entrée au service de**  
15           **transport fourni par le client, pour une entrée en vigueur dès la réception, le cas échéant,**  
16           **d'une décision favorable de la Régie.**

2.4. CESSION DE CAPACITÉ DE TRANSPORT

17           Le client qui désire se retirer du service de transport du distributeur se voit céder de façon  
18           permanente la capacité de transport déjà détenue pour lui par le distributeur. Le client paie alors  
19           directement le transporteur pour le service de transport ainsi acquis.

2.4.1. Règles actuelles

20           Les règles actuelles qui encadrent la cession de capacité de transport ont été établies au  
21           moment du dégroupement des tarifs et sont les suivantes :

22           **13.2.3.1 Cession de la capacité de transport détenue par le distributeur**

23           *Le client qui désire se retirer du service de transport du distributeur se voit céder de façon*  
24           *permanente la capacité de transport déjà détenue pour lui par le distributeur. Le client paie*  
25           *alors directement le transporteur pour le service de transport ainsi acquis.*

26           *Nonobstant l'alinéa qui précède et dans la mesure où il est rentable et opérationnellement*  
27           *possible pour le distributeur de l'accepter, le client en service de distribution D<sub>1</sub>, D<sub>3</sub> ou D<sub>4</sub>*  
28           *pourra fournir directement son service de transport après avoir transmis une demande*  
29           *préalablement au distributeur selon les délais prescrits à l'article 13.2.3.2.*

1                   **13.2.3.1.1 Durée du contrat de transport cédé**

2                   *La capacité de transport cédée au client provient du contrat de transport de « Service*  
3                   *garanti » du distributeur, détenu auprès de TransCanada Pipelines Limited, ayant une*  
4                   *durée résiduelle le plus près possible de la durée résiduelle moyenne de l'ensemble des*  
5                   *contrats du distributeur.*

6                   **13.2.3.1.2 Calcul de la capacité cédée**

7                   *La capacité cédée au client correspond à la totalité de ses besoins annuels. La capacité*  
8                   *cedée pour répondre à la totalité des besoins annuels du client est établie à partir du*  
9                   *volume annuel moyen des deux années précédant la cession ou, le cas échéant pour un*  
10                   *nouveau client, à partir du volume annuel projeté, divisé par 365 jours. Le volume annuel*  
11                   *est normalisé pour la température pour les clients des tarifs de distribution  $D_1$  et  $D_3$ .*

12                   **13.2.3.1.3 Cession subséquente de la capacité cédée**

13                   *Le client se voyant céder la capacité de transport déjà détenue pour lui par le distributeur*  
14                   *peut céder à son tour cette capacité à autrui. Lorsque le client choisit de se départir*  
15                   *définitivement de la capacité cédée en la retournant directement au transporteur, il doit*  
16                   *d'abord l'offrir au distributeur. Le client doit s'assurer que tout cessionnaire subséquent de*  
17                   *cette capacité soit assujéti à la même obligation.*

18                   **13.2.3.1.4 Gestion de la capacité cédée**

19                   *Le client se voyant céder la capacité de transport devient responsable d'en gérer la*  
20                   *croissance ou la décroissance requise pour satisfaire ses besoins.*

2.4.2. Règles après le déplacement de la structure d'approvisionnement à Dawn

21                   Au moment du dégroupement des tarifs en octobre 2001, le service de transport était  
22                   principalement constitué de contrats de transport FTLH sur TCPL d'Empress jusqu'au  
23                   territoire de Gaz Métro. Gaz Métro avait proposé que la cession de la capacité de transport  
24                   soit faite à partir des contrats de transport FTLH sur TCPL détenus par le distributeur. Ces  
25                   contrats avaient alors des échéances diverses et Gaz Métro avait proposé de céder aux  
26                   clients les contrats de transport ayant une durée résiduelle la plus près possible de la  
27                   durée résiduelle moyenne totale de tous les contrats. À ce moment, les contrats  
28                   susceptibles d'être cédés étaient les contrats TCPL-LH. À prix égal, seule la notion du  
29                   terme des contrats était prise en compte dans l'établissement de la capacité à céder au  
30                   client.

31                   Selon le plan d'approvisionnement 2015-2018, le déplacement de la structure  
32                   d'approvisionnement à Dawn est prévu le 1<sup>er</sup> novembre 2016. À compter de cette date, le  
33                   portefeuille de transport de Gaz Métro sera composé de contrats :

- 1           • FTLH Empress-GMIT EDA/NDA ;
- 2           • FTSH Dawn-GMIT EDA ;
- 3           • FTSH Parkway-GMIT EDA/NDA combiné avec M12 Dawn-Parkway ;
- 4           • STS Parkway-GMIT EDA/NDA combiné avec M12 Dawn-Parkway ;
- 5           • contrat de transport avec une tierce partie Dawn-GMIT EDA/Parkway.

6           Le tableau suivant présente le détail de ces contrats de transport.

**Tableau 3**

**CONTRATS DE TRANSPORT EN VIGUEUR AU 1<sup>er</sup> NOVEMBRE 2016**

	Segment	Transporteur (service)	Échéance en date du 2016-11-01	Préavis (ans)	Période renouvelée (ans)	Débit 2016-11-01 (GJ / jour)	Débit 2016-11-01 (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /jour)	Durée résiduelle (ans) en date du 2016-11-01
	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(1)	(7)
1	Empress-GMIT EDA	TCPL (FTLH)	2017-10-31	2	1	22 800	602	1
2		TCPL (FTLH)	2020-12-31	2	1	75 000	1 979	4
3		TOTAL				97 800	2 581	
4	Empress-GMIT NDA	TCPL (FTLH)	2020-12-31	2	1	10 000	264	4
5	Dawn-GMIT EDA	TCPL (FTSH)	2021-10-31	2	1	50 000	1 320	5
6			2021-10-31	2	1	20 000	528	5
7			2021-10-31	2	1	40 000	1 056	5
8	TOTAL				110 000	2 903		
9	Parkway-GMIT EDA	TCPL (STS)	2021-10-31	2	1	125 545	3 313	5
10			2021-10-31	2	1	25 629	676	5
11			2021-10-31	2	1	45 000	1 188	5
12			2021-10-31	2	1	20 000	528	5
13	TOTAL				216 174	5 705		
14	Parkway-GMIT EDA	TCPL (FTSH)	2021-10-31	2	1	65 000	1 715	5
15			2030-10-31	2	1	239 148	6 312	14
16			2031-10-31	2	1	39 000	1 029	15
17			2031-10-31	2	1	19 500	515	15
18	TOTAL				362 648	9 571		
19	Parkway-GMIT NDA	TCPL (FTSH)	2030-10-31	2	1	15 327	405	14
20	Dawn-GMIT EDA / Parkway	Tierce partie	2023-10-31	NA	NA	82 000	2 164	N/A
21	Dawn-Parkway	Union (M12)	2019-03-31	2	1	52 343	1 381	2
22			2019-03-31	2	1	22 908	605	2
23			2019-03-31	2	1	88 728	2 342	2
24			2019-10-31	2	1	35 000	924	3
25			2027-10-31	2	1	65 000	1 715	11
26			2019-10-31	2	1	21 021	555	3
27			2025-10-31	2	1	257 784	6 803	9
28			2031-10-31	2	1	39 507	1 043	15
29	2031-10-31	2	1	19 754	521	15		
30	TOTAL				602 045	15 889		
31	Parkway-Dawn	Union (C1)	2018-03-31	2	1	100 000	555	
32	<b>TOTAL CAPACITÉS DISPONIBLES (lignes 3+4+8+13+18+19+20)</b>					<b>893 949</b>	<b>23 593</b>	
33	<b>CAPACITÉS REQUISES</b>							
34	<b>EMPRESS - GMIT EDA</b>					146 000	3 853	
35	<b>EMPRESS - GMIT NDA</b>					2 000	53	
36	<b>TOTAL CAPACITÉS</b>					<b>1 041 949</b>	<b>27 499</b>	

- 1 Étant donné que la nouvelle capacité qui sera rendue disponible par TCPL au  
2 1<sup>er</sup> novembre 2016 entraîne de la construction, la période contractuelle passera à cinq ans

1 pour la totalité des capacités entre Parkway et GMT ED, amenant ainsi l'échéance au  
2 31 octobre 2021.

3 Il est à noter que des capacités additionnelles de transport de 148 000 GJ/jour ou  
4 3 906 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour seraient requises au plan (lignes 34 et 35 du Tableau 3). Pour l'instant,  
5 Gaz Métro ne peut se prononcer sur la disponibilité de ces capacités dans les marchés  
6 primaires et secondaires.

### 7 Capacités auprès de TCPL

8 Considérant la baisse des capacités de transport FTLH et leur remplacement par des  
9 capacités FTSH, le type de contrat à céder doit être révisé.

10 En premier lieu, la cession de capacité de transport se ferait à partir des contrats fermes  
11 de transport primaire en vigueur à compter du 1<sup>er</sup> novembre 2016. Gaz Métro propose de  
12 ne pas céder les contrats de transport secondaire. D'une part, ces capacités contractées  
13 sur le marché secondaire sont généralement de courte durée pour répondre à des besoins  
14 spécifiques. D'autre part, les contrats avec des tierces parties ne comportent pas de  
15 clauses permettant à Gaz Métro de céder une partie ou la totalité de cette capacité.  
16 Advenant la possibilité de céder des capacités détenues auprès d'une tierce partie,  
17 l'aspect rentabilité de l'action serait à considérer pour ne pas pénaliser les clients utilisant  
18 le service de transport de Gaz Métro.

19 Ensuite, tel que présenté à la section 2.2, des capacités minimales de 85 000 GJ/jour ou  
20 2 243 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour de transport ferme entre Empress et le territoire de Gaz Métro doivent  
21 être maintenues jusqu'au 31 décembre 2020. Comme ces capacités sont temporaires et  
22 qu'un coût de « maintien de capacité minimale » sera facturé à l'ensemble de la clientèle,  
23 incluant les clients qui fournissent leur propre service de transport, Gaz Métro propose de  
24 ne pas les céder.

25 De plus, la capacité de transport entre Empress et le territoire de Gaz Métro de  
26 22 800 GJ/jour ou 602 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup> en vigueur au 1<sup>er</sup> novembre 2016 a une durée résiduelle  
27 d'un an étant donné que Gaz Métro prévoit la décontracter. Elle propose que cette  
28 capacité ne soit pas disponible à la cession.

1 Par ailleurs, Gaz Métro propose que seules les capacités attribuées au service de  
2 transport selon les modalités de fonctionnalisation établies à la cause tarifaire soient  
3 disponibles à la cession. Les autres capacités de transport étant dédiées à équilibrer  
4 l'ensemble de la clientèle, elles ne peuvent être cédées aux clients qui se retirent du  
5 service de transport du distributeur. Selon la méthode de fonctionnalisation approuvée par  
6 la Régie, les capacités de transport requises pour répondre à la moyenne annuelle de la  
7 demande projetée après interruptions (A) sont attribuées au service de transport. Le solde  
8 des capacités de transport est attribué au service d'équilibrage. Cette attribution par  
9 service est effectuée en fonction des capacités disponibles et de l'ordre de leur utilisation.

10 Selon les deux dernières années du plan 2015-2018, les capacités des contrats de  
11 transport Parkway-GMIT EDA STS (216 174 GJ/jour ou 5 705 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour) ainsi que celles  
12 des contrats Dawn-GMIT EDA (110 000 GJ/jour ou 2 903 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour) sont en totalité  
13 attribuées au service d'équilibrage et ne peuvent donc être cédées. De plus, une partie  
14 des capacités de transport Parkway-GMIT (362 648 GJ/jour ou 9 571 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour vers  
15 EDA) et 15 327 GJ/jour ou 405 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour vers NDA) est attribuée à l'équilibrage et ne  
16 pourrait être cédée aux clients désirant se retirer du service de transport du distributeur.  
17 Pour l'année 2017, la partie attribuée au service de transport et pouvant être cédée aux  
18 clients représente 93 % de la capacité moyenne annuelle du tronçon Parkway-GMIT EDA.

19 Gaz Métro propose que les capacités entre Parkway et GMIT EDA attribuées au transport,  
20 et donc disponibles à la cession, soient établies à partir de tous les contrats dans une  
21 proportion de 93 %.

22 Le tableau suivant présente les capacités de transport entre Parkway et GMIT EDA/NDA  
23 disponibles à la cession.



**Tableau 4**

**CONTRATS DE TRANSPORT PARKWAY-GMIT EDA/ND A DISPONIBLES À LA CESSION AU 1<sup>er</sup> NOVEMBRE 2016**

	Segment	Transporteur (service)	Échéance en date du 2016-11-01	Débit total 2016-11-01 (GJ / jour)	Débit cession 2016-11-01 (GJ / jour)	Débit cession 2016-11-01 (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /jour)	Durée résiduelle (ans) en date du 2016-11-01	Pondération capacité selon échéance en date du 2016-11-01
	(1)	(2)	(3)	(4)	(5) = 93% x (4)	(6)	(7)	(8)
1	Parkway-GMIT EDA	TCPL (FTSH)	2021-10-31	65 000	60 328	1 592	5	18%
2			2030-10-31	239 148	221 957	5 858	14	66%
3			2031-10-31	39 000	36 197	955	15	16%
4			2031-10-31	19 500	18 098	478	15	
5		TOTAL		362 648	336 579	8 883	Durée moy. =12,6	
6	Parkway-GMIT NDA	TCPL (FTSH)	2030-10-31	15 327	14 225	375	14	
	<b>TOTAL Parkway-GMIT EDA/ND A</b>			<b>377 975</b>	<b>350 804</b>	<b>9 258</b>		

**Gaz Métro demande à la Régie d'approuver que la cession de capacité de transport soit faite à partir de la partie attribuée au service de transport des contrats FTSH Parkway-GMIT EDA/ND A.**

Les contrats FTSH Parkway-GMIT EDA disponibles à la cession ont toutefois des échéances diverses (col. 7 du Tableau 4). Il est alors requis de déterminer les contrats à partir desquels les cessions de capacité seraient réalisées. Gaz Métro a analysé plusieurs options en tenant compte à la fois du droit d'un client de profiter des opportunités disponibles dans le marché et de la nécessité de protéger les intérêts de l'ensemble de la clientèle.

La première option analysée consiste à céder, en premier, les contrats de plus courte échéance. Cette option favorise les clients se retirant du service de transport de Gaz Métro, aux dépens des clients au service du distributeur. En effet, les clients se retirant du service du distributeur pourraient profiter, le plus rapidement possible, d'autres opportunités de transport sur le marché, le cas échéant, après s'être départis de la capacité cédée par le distributeur. De plus, advenant la gestion d'une baisse potentielle de la demande, la flexibilité relative offerte à Gaz Métro par des contrats de plus courte durée serait diminuée impliquant alors des surcoûts de transport.

1 La deuxième option analysée consiste à céder une partie de contrats selon les trois  
2 échéances de 5, 14 et 15 ans au prorata des capacités. Cette option présente une équité  
3 parfaite, mais elle génère une complexité administrative non souhaitable. En effet, le client  
4 se verrait céder des contrats de 5, 14 et 15 ans auprès de TCPL et possiblement autant  
5 de contrats auprès d'Union Gas. De plus, la pondération des capacités vers GMIT EDA  
6 présentée à la colonne 8 du Tableau 4 montre que plus de 80 % de la capacité cédée  
7 serait d'un terme de 14 ans et plus.

8 La troisième option analysée consiste à maintenir la règle actuelle, soit céder la capacité  
9 de transport ayant une durée résiduelle la plus près possible de la durée résiduelle  
10 moyenne totale de tous les contrats. Cette règle permet de maintenir une équité entre les  
11 clients se retirant du service de transport du distributeur qui préféreraient se voir céder les  
12 contrats ayant l'échéance la plus courte et les clients ne se retirant pas du service de  
13 transport du distributeur qui préféreraient que les retombées des contrats à courte  
14 échéance leur soient profitables. En date du 1<sup>er</sup> novembre 2016, la durée résiduelle  
15 moyenne totale de tous les contrats Parkway-GMIT EDA serait de 12,6 ans (Tableau 4,  
16 ligne 5, colonne 7) et aurait pour effet que les capacités à céder seraient, pour quelques  
17 années, celles dont le terme est de 14 ans au 1<sup>er</sup> novembre 2016. Cette règle présente  
18 une simplicité administrative, car elle permet de céder un seul contrat auprès de chacun  
19 des deux transporteurs (TCPL et Union Gas).

20 Gaz Métro ne retient pas l'option 1, car elle génère une iniquité entre les clients qui se  
21 retirent et ceux qui demeurent au service de transport du distributeur. Bien qu'elle  
22 présente une équité parfaite, Gaz Métro ne retient pas, non plus, l'option 2, car elle génère  
23 une complexité administrative. De plus, cette option se rapproche de l'option 3 étant donné  
24 que 80 % des capacités à céder auraient tout de même des termes de 14 ans et plus.

25 Gaz Métro juge que l'option 3 est un bon compromis entre l'équité entre les clients qui se  
26 retirent et ceux qui ne se retirent pas du service du distributeur et la simplicité  
27 administrative autant pour les clients que pour le distributeur. De plus, elle correspond à  
28 la règle en place depuis le dégroupement des tarifs. Gaz Métro retient donc cette option.

**Gaz Métro demande à la Régie de l'autoriser à céder la capacité de transport entre Parkway et GMIT EDA/NDA ayant une durée résiduelle la plus près possible de la durée résiduelle moyenne totale de tous les contrats.**

#### Capacités auprès d'Union Gas

Les contrats cédés entre Parkway et GMIT EDA devront être combinés à des contrats de transport M12 Dawn-Parkway contractés auprès d'Union Gas. Le tableau suivant présente les capacités de transport entre Dawn et Parkway.

**Tableau 5**

#### CONTRATS DE TRANSPORT DAWN-PARKWAY DISPONIBLES À LA CESSION AU 1<sup>er</sup> NOVEMBRE 2016

	Segment	Transporteur (service)	Échéance en date du 2016-11-01	Débit total 2016-11-01 (GJ / jour)	Débit cession 2016-11-01 (GJ / jour)	Débit cession 2016-11-01 (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /jour)	Durée résiduelle (ans) en date du 2016-11-01	Pondération capacité selon échéance en date du 2016-11-01		
	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)		
1	Dawn-Parkway	Union (M12)	2019-03-31	52 343	52 343	1 381	2	37%		
2			2019-03-31	22 908	22 908	605	2			
3			2019-03-31	88 728	88 728	2 342	2			
4					2019-10-31	35 000	35 000	924	3	
5					2019-10-31	21 021	21 021	555	3	
6					2025-10-31	257 784	257 784	6 803	9	43%
7					2027-10-31	65 000	65 000	1 715	11	11%
8					2031-10-31	39 507	39 507	1 043	15	10%
9					2031-10-31	19 754	19 754	521	15	
10	<b>TOTAL Dawn-Parkway</b>			<b>602 045</b>	<b>602 045</b>	<b>15 889</b>				

Ces contrats ont des échéances diverses et **Gaz Métro propose céder la capacité dont l'échéance la plus près de celle cédée entre Parkway et GMIT EDA/NDA.**

Considérant que les capacités à céder entre Parkway et GMIT EDA au 1<sup>er</sup> novembre 2016 seraient sous le contrat dont la durée résiduelle est de 14 ans (ligne 2 du Tableau 4), la capacité à céder entre Dawn et Parkway serait sous le contrat de 15 ans (ligne 9 du Tableau 5).

Pour refléter ces propositions, incluant le traitement différent pour les clients utilisant du gaz naturel renouvelable (section 2.3.2), certains articles des *Conditions de Service et Tarif* doivent être révisés.

1 **13.2.3.1 Cession de la capacité de transport détenue par le distributeur**

2 À moins que ce ne soit pour acheter du gaz naturel renouvelable produit sur le territoire du  
3 distributeur, Le client qui désire se retirer du service de transport du distributeur se voit  
4 céder de façon permanente la capacité de transport déjà détenue pour lui par le  
5 distributeur. Le client paie alors directement le transporteur pour le service de transport  
6 ainsi acquis.

7 Nonobstant l'alinéa qui précède et dans la mesure où il est rentable et opérationnellement  
8 possible pour le distributeur de l'accepter, le client en service de distribution D<sub>1</sub>, D<sub>3</sub> ou D<sub>4</sub>  
9 pourra fournir directement son service de transport après avoir transmis une demande  
10 préalablement au distributeur selon les délais prescrits à l'article 13.2.3.2.

11 **13.2.3.1.1 Durée du contrat de transport cédé**

12 La capacité de transport cédée au client provient ~~des~~ des contrats de transport de :

13 1° La capacité de transport cédée au client provient du contrat de transport de « Service  
14 garanti courte distance entre Parkway et le territoire de Gaz Métro » du distributeur, détenu  
15 auprès de TransCanada Pipelines Limited, ayant une durée résiduelle la plus près  
16 possible de la durée résiduelle moyenne de l'ensemble des contrats du distributeur.

17 2° « M12 entre Dawn et Parkway » du distributeur, détenu auprès de Union Gas Limited,  
18 ayant une durée résiduelle la plus près de celle cédée entre Parkway et le territoire de  
19 Gaz Métro défini à l'alinéa 1.

20 **Gaz Métro demande à la Régie d'approuver les modifications proposées aux articles**  
21 **13.2.3.1 et 13.2.3.1.1 des Conditions de service et Tarif relatifs à la cession de la**  
22 **capacité de transport détenue par le distributeur, au 1<sup>er</sup> novembre 2016.**

**2.5. FUSION DES TARIFS DE TRANSPORT DES ZONES SUD ET NORD**

23 Depuis le dégroupement des tarifs en 2001<sup>4</sup>, les coûts de transport du gaz naturel du point  
24 d'acquisition jusqu'au territoire du distributeur sont récupérés par l'intermédiaire d'un tarif  
25 spécifique à ce service à l'aide de prix régionaux s'appliquant aux clients des zones Nord et Sud.

26 La zone Nord correspond à la région de l'Abitibi-Témiscamingue et est alimentée par deux  
27 gazoducs appartenant à Champion qui sont reliés à la portion Nord (Northern Delivery Area) du  
28 gazoduc principal de TCPL.

29 La zone Sud correspond aux autres régions de la franchise et est alimentée entre autres par les  
30 conduites de transmission de Gazoduc Trans Québec & Maritimes Inc. (TQM) qui sont

<sup>4</sup> R-3443-2000

1 connectées à la portion Est du gazoduc principal de TCPL (Northern Delivery Area). Certaines  
2 conduites de transport appartenant à Gaz Métro alimentent les régions du Lac-Saint-Jean, de la  
3 Beauce et de l'Estrie.

4 Gaz Métro propose la fusion des deux régions dès la mise en place du déplacement des  
5 approvisionnements vers Dawn.

6 Le texte qui suit présente la description des coûts du service de transport, l'historique de la  
7 tarification par zone géographique, expose les arguments en faveur de la fusion des zones et  
8 présente une évaluation de l'effet d'une fusion des zones géographiques sur les tarifs du service  
9 de transport.

#### 2.5.1. Les coûts du service transport

10 Les coûts du service de transport incluent les coûts des services des transporteurs  
11 Champion, TCPL et TQM.

12 a- Champion est une filiale de Gaz Métro qui exploite deux gazoducs interprovinciaux :

13 – Un gazoduc qui dessert la région de l'Abitibi au Québec. Celui-ci est d'environ  
14 97 km de longueur et relie les municipalités d'Earlton en Ontario et de Rouyn-  
15 Noranda au Québec. Champion prend livraison du gaz à partir du réseau de TCPL  
16 à son poste d'embranchement situé à Earlton en Ontario.

17 – Un gazoduc qui dessert la région du Témiscamingue au Québec. Champion prend  
18 livraison du gaz à partir du réseau de TCPL à son poste d'embranchement situé à  
19 Thorne en Ontario.

20 Les coûts du service de transport de Champion sont récupérés par le tarif de transport  
21 auprès des clients de la zone Nord.

22 b- La plus grande part des coûts du service de transport est constituée de contrats de  
23 transport négociés avec TCPL. Gaz Métro est sujet à deux tarifs qui correspondent à  
24 deux zones du transporteur. La zone tarifaire de TCPL GMI EDA (Eastern Delivery  
25 Area) correspond à la zone Sud de Gaz Métro. La zone tarifaire GMI NDA (Northern  
26 Delivery Area) de TCPL correspond à la zone Nord de Gaz Métro, soit la région de

1 l'Abitibi-Témiscamingue. Les coûts pour le service de transport jusqu'à GMI NDA sont  
2 généralement récupérés auprès des clients de la zone Nord de Gaz Métro.  
3 Similairement, les coûts pour le service de transport de TCPL jusqu'à EDA sont  
4 récupérés auprès des clients de la zone Sud de Gaz Métro. Cependant, il existe une  
5 certaine intégration des zones qui fait en sorte que les structures de coûts ne sont pas  
6 entièrement distinctes et étanches. Cette intégration partielle des zones est abordée  
7 à la section 2.5.4.2.

8 c- Gazoduc Trans Québec & Maritimes Inc. (TQM) est une filiale à parts égales de  
9 Gaz Métro et de TCPL. TQM exploite un réseau de transport de gaz naturel composé  
10 des deux gazoducs suivants :

11 – Un gazoduc qui s'étend du point de raccordement avec le réseau de TCPL à Saint-  
12 Lazare, à l'ouest de Montréal, jusqu'à Saint-Nicolas sur la rive sud de Québec.

13 – Un gazoduc qui longe la frontière américaine vers l'est partant de Lachenaie, à  
14 l'est de Montréal, jusqu'à East Hereford à la frontière du New Hampshire. Ce  
15 gazoduc se raccorde au réseau de Portland Natural Gas Transmission System.

16 Présentement, la grande majorité des coûts du service du transporteur TQM sont  
17 intégrés à l'ensemble des tarifs de TCPL et sont ainsi récupérés auprès de l'ensemble  
18 de la clientèle du transporteur, incluant les clients des zones Nord et Sud de Gaz  
19 Métro<sup>5</sup>.

20 Les coûts de transport de la zone Nord de Gaz Métro comprennent donc la portion  
21 correspondante des coûts de TCPL (incluant la portion des coûts de TQM) en plus des  
22 coûts de Champion. Les coûts de transport de la zone Sud de Gaz Métro ne comprennent  
23 que les coûts relatifs à TCPL (incluant les coûts de TQM). Le tableau suivant reproduit le  
24 calcul des taux de transport du distributeur pour chaque zone et est tiré des informations  
25 présentées lors de la Cause tarifaire 2014.

---

<sup>5</sup> Une faible portion du coût de service de TQM est payée par Gaz Métro et par EBI.

**Tableau 6**

**Calcul des prix de transport de Gaz Métro**

	<b>Volumes</b> <i>10<sup>3</sup>m<sup>3</sup></i>	<b>Coûts</b> <i>(000 \$)</i>	<b>Tarif</b> <i>¢/m<sup>3</sup></i>
<b>Zone Nord</b>			
Coûts TCPL	110 162	5 610	5,093
Coûts Champion	111 775	2 101	1,880
Autres coûts			,001
Prix de base du distributeur			6,973
<b>Zone Sud</b>			
Coûts TCPL	5 040 664	330 292	6,553
Autres coûts			,001
Prix de base du distributeur			6,553

Source : R-3837-2013, Gaz Métro-15, document 3

**2.5.2. Historique réglementaire**

1 En 1985, Gaz Métropolitain Inc. acquérait les actions de Gaz Inter-cité Québec Inc. (qui  
2 desservait l'est du Québec) et de Le Gaz Provincial du Nord du Québec Ltée (qui  
3 desservait l'Abitibi-Témiscamingue). Trois règlements tarifaires régionaux correspondant  
4 aux territoires de chacune des corporations avaient toutefois été maintenus ainsi que des  
5 taux distincts pour chacune des zones du territoire, soit les zones Ouest, Est et Nord. En  
6 1985, la zone Ouest comptait environ 21 000 clients tandis que les zones Est et Nord  
7 comptaient environ 3 500 et 500 clients respectivement. Champion a aussi été acquis par  
8 Gaz Métropolitain en 1985, lors de la fusion de Gaz Inter-Cité Québec, inc. (GICQ) et de  
9 Le Gaz Provincial Du Nord de Québec Ltée (GPNQ) avec GMi. (G-422)

10 Dès 1986, la Régie envisageait la fusion des tarifs des zones Ouest et Est en un seul  
11 tarif<sup>6</sup>.

<sup>6</sup> G-450

1           *« La Régie considère donc que les tarifs autorisés par les présentes pour les Zones de*  
2           *l'Ouest et de l'Est représentent une étape vers l'établissement d'un seul tarif pour ces deux*  
3           *zones. »<sup>7</sup>*

4           Il est à noter qu'à cette époque, les services de transport, équilibrage et distribution étaient  
5           regroupés en un seul tarif, appelé le tarif de « transport et distribution ».

6           Lors de la Cause tarifaire 1987, Gaz Métro demandait d'harmoniser certains principes  
7           comptables des zones Est et Ouest<sup>8</sup>. Des ajustements tarifaires étaient acceptés  
8           conjointement pour les zones Est et Ouest et séparément pour la zone Nord<sup>9</sup>.

9           En 1988, la Régie autorisait la fusion des tarifs des zones Est et Ouest en un seul tarif  
10          «Sud», principalement puisqu'elle jugeait qu'il était dans l'intérêt public que le coût de  
11          l'énergie soit le même dans les deux zones géographiques et que le prix plus élevé qui  
12          était appliqué dans la zone Est présentait un frein à la croissance économique dans cette  
13          région ainsi qu'à la position concurrentielle du gaz.

14           *« Enfin, considérant que le coût de l'énergie est souvent un facteur de décision important dans le*  
15           *choix d'un site d'implantation d'une nouvelle entreprise, la Régie observe que des tarifs différents*  
16           *dans les zones Ouest et Est auraient pour effet de défavoriser le développement industriel de la zone*  
17           *Est en ce qui concerne les industries énergivores.*

18           *À ce sujet, la Régie juge que l'intérêt public serait mieux servi si le coût de l'énergie gaz était le même*  
19           *dans les zones Ouest et Est car elle estime que la neutralité de ce facteur laisserait aux agents*  
20           *économiques privés et aux autorités compétentes une plus grande marge de manœuvre dans la*  
21           *planification du développement industriel du Québec. La Régie opte donc en faveur de la fusion des*  
22           *tarifs Ouest et Est en un seul tarif "Sud", car elle estime que l'intérêt public et l'intérêt général de*  
23           *l'ensemble des abonnés de la requérante doit prévaloir sur l'intérêt particulier des abonnés de la*  
24           *zone Ouest. »<sup>10</sup>*

25          Dans le cadre de la Cause tarifaire 1987, la Régie a aussi rappelé le principe selon lequel  
26          les clients d'une même classe tarifaire devraient faire face aux mêmes conditions  
27          tarifaires, quel que soit l'endroit où ils sont situés dans la franchise.

28           *« En conséquence de la reconnaissance que les abonnés de la zone Nord font partie intégrante de*  
29           *la communauté de tous les abonnés de GMI, la Régie considère que la composante "coût de la*  
30           *distribution du gaz par GMI" (exclusion faite des coûts de transmission) comprise dans les tarifs,*  
31           *devrait en principe être la même pour tous les abonnés d'une même classe tarifaire quel que soit*  
32           *l'endroit où ils sont situés dans la franchise de GMI. Elle précise toutefois que cet objectif devrait être*

---

<sup>7</sup> G-450, page 170.

<sup>8</sup> G-464.

<sup>9</sup> G-462.

<sup>10</sup> G-470, page 152.



1                   *recherché progressivement de façon à éviter de trop brusques modifications tarifaires d'où la*  
2                   *décision de ne pas augmenter les tarifs de cette zone par la présente ordonnance. »<sup>11</sup>*

3                   En 1994, la Régie approuvait un plan de rapprochement progressif des taux de distribution  
4                   et de transport des zones Nord et Sud sur cinq années. Les taux de distribution et de  
5                   transport de la zone Nord qui étaient inférieurs à ceux de la zone Sud devaient être  
6                   augmentés annuellement de façon à devenir équivalents aux taux de la zone Sud.

7                   *« Considérant que les clients de la zone nord font partie intégrante de la communauté des abonnés*  
8                   *de SCGM, la Régie considère juste et équitable la méthode proposée pour l'uniformisation sur cinq*  
9                   *ans des tarifs zone nord - zone sud et en approuve l'application. De plus, les arguments soumis*  
10                   *pour que les nouveaux clients de la zone nord paient immédiatement les tarifs de la zone sud,*  
11                   *apparaissent raisonnables et elle en approuve son application. »<sup>12</sup>*

12                   Dans le cadre de la Cause tarifaire 1997, Gaz Métro confirmait la poursuite du  
13                   rapprochement des taux de la zone Nord avec ceux de la zone Sud. Au cours de l'année  
14                   tarifaire 1997, le tiers de l'écart entre les deux zones a été absorbé de sorte que des taux  
15                   uniformes étaient atteints au 1<sup>er</sup> octobre 1998<sup>13</sup>. En 1999, le rapprochement des taux de  
16                   transport et distribution en était à sa dernière année et donc Gaz Métro proposait des taux  
17                   de transport et distribution identiques pour les classes tarifaires des zones Sud et Nord<sup>14</sup>.  
18                   Il n'y avait donc plus de distinction régionale pour les tarifs de transport et distribution.

19                   Dans le cadre de la cause portant sur le dégroupement des tarifs en 2000 (R-3443-2000),  
20                   Gaz Métro proposait un tarif distinct pour le service de transport avec des taux différents  
21                   pour les zones Sud et Nord. Ces taux reflétaient les coûts de transport différents entre les  
22                   deux zones étant donné que la zone Nord était approvisionnée par Champion et TCPL  
23                   alors que la zone Sud était approvisionnée par TCPL et TQM. Cette nouvelle  
24                   segmentation par région n'avait que peu d'effet sur le prix total des tarifs de transport et  
25                   distribution des deux zones puisque les prix unitaires de transport dans chacune des  
26                   zones étaient relativement semblables. Cette orientation permettait toutefois de revenir à  
27                   une facturation plus précise des coûts de transport et plus près du principe utilisateur  
28                   payeur tel que l'indiquait le distributeur dans sa preuve.

29                   *« Les tarifs groupés fusionnés faisaient en sorte que les clients des deux zones sud et nord étaient,*  
30                   *à peu près, assujettis aux mêmes coûts totaux de transport et distribution. Le tarif dégroupé de*

---

<sup>11</sup>G-470, page 157.

<sup>12</sup> D-94-65, page 62.

<sup>13</sup> D-96-31.

<sup>14</sup> D-99-11.

1 *transport ne changera pas grand-chose à cette situation, sinon de permettre de revenir à une*  
2 *facturation plus précise des coûts de transport, précision souhaitée dans le cadre du dégroupement*  
3 *des tarifs. »<sup>15</sup>*

4 La Régie acceptait alors de revenir à une tarification distincte pour chaque zone  
5 géographique pour le service de transport.

6 *« Afin de refléter la structure de coûts, le tarif de transport proposé présente un prix uniforme en €/m<sup>3</sup>*  
7 *de consommation pour tous les clients, en maintenant toutefois une distinction entre les clients de la*  
8 *zone sud et ceux de la zone nord. »<sup>16</sup>*

9 À ce jour, les taux du service de transport continuent d'être différents selon les zones Nord  
10 et Sud.

### 2.5.3. L'évolution des tarifs régionaux dans le temps

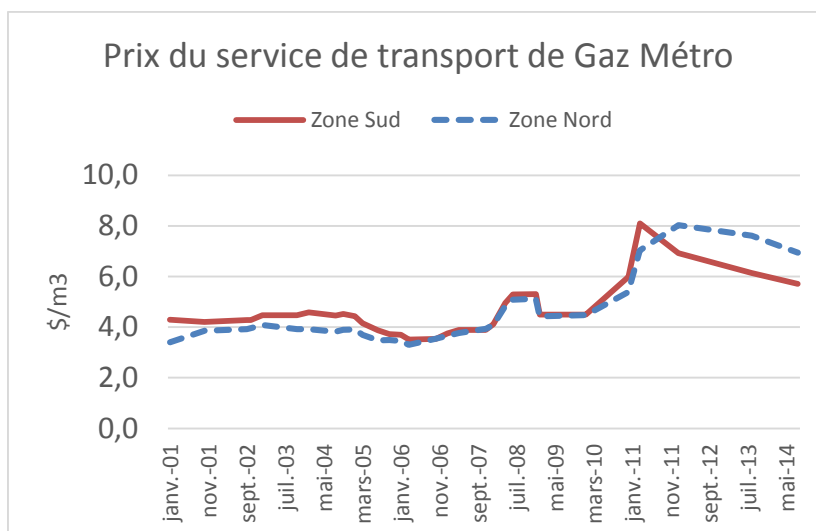
11 Historiquement, l'écart entre les tarifs des deux zones a peu varié de sorte que les tarifs  
12 de la zone Nord n'ont parfois été que très légèrement supérieurs ou inférieurs à ceux de  
13 la zone Sud. Par contre, depuis les trois dernières années, les tarifs de la zone Nord sont  
14 nettement supérieurs à ceux de la zone Sud qui, comme en témoigne le graphique qui  
15 suit, ont décliné rapidement à la suite du transfert important des approvisionnements  
16 d'Empress à Dawn et de la révision de la méthode de fonctionnalisation entre les services  
17 de transport et d'équilibrage.

---

<sup>15</sup> R-3443-2000, SCGM-2, Document 1, page 31.

<sup>16</sup> D-2001-78, page 18.

Graphique 1



Source : Gaz Métro

1 En plus de l'effet du déplacement à Dawn sur l'écart de prix entre les deux zones, les  
 2 coûts de transport de la zone Nord ont été maintenus plus élevés à cause d'une  
 3 augmentation importante des coûts relatifs au service de transport de Champion.  
 4 L'investissement de renforcement de réseau par Champion afin de répondre à la  
 5 croissance des consommations dans cette région s'est traduit en une hausse des coûts  
 6 du service de ce transporteur. Le tableau suivant présente les coûts relatifs à Champion  
 7 tels que rapportés dans les Causes tarifaires 2011 à 2014. Une hausse marquée du coût  
 8 par m<sup>3</sup> est observée à partir de 2011-2012.

Tableau 7

**Coûts relatifs au service de transport  
de Champion**

Années	Coûts Champion (€/m <sup>3</sup> )
2010/2011	0,829
2011/2012	1,498
2012/2013	1,713
2013/2014	1,880

Sources : R-3837-2013, GM-15, Document 3; R-3809-2012, GM-15, Document 4 ;  
R-3752-2011, GM-15, Document 5 ; R-3720-2010, GM-13, Document 4.

1 Des investissements supplémentaires sont anticipés dans les prochaines années par  
2 Champion qui déposait en août 2014 une demande d'approbation pour la relocalisation  
3 d'une conduite haute pression à l'ONÉ. Gaz Métro anticipe donc que l'écart entre les tarifs  
4 du Nord et du Sud sera maintenu et pourrait même s'accroître ce qui maintiendrait les  
5 clients de la zone Nord dans une position relativement désavantageuse d'un point de vue  
6 tarifaire par rapport à la clientèle de la zone Sud.

#### 2.5.4. Les arguments en faveur d'une fusion des zones Nord et Sud

7 Certaines considérations portent Gaz Métro à remettre en question le maintien des zones  
8 géographiques pour le service de transport et conséquemment, à demander à la Régie  
9 d'approuver la fusion des deux zones en un seul territoire comme c'est le cas pour les  
10 autres services du distributeur. Trois arguments soutiennent cette demande :

- 11 • le principe de non-discrimination des clients sur la base de leur localisation a été  
12 adopté par la Régie lors de la création de Gaz Métro et réitéré depuis ;
- 13 • il existe présentement une certaine intégration des services de transport des zones  
14 Nord et Sud de sorte que les structures de coûts des zones ne sont pas entièrement  
15 distinctes et étanches ;
- 16 • au cours des prochaines années, un écart de tarif plus important est anticipé en  
17 défaveur des clients du Nord, du fait des investissements prévus de Champion. Cet  
18 écart pénalise les clients de la région éloignée du fait de leur localisation géographique  
19 et pourrait agir comme un frein au développement futur de cette région.

##### 2.5.4.1. Traitement équivalent des clients des régions éloignées

20 Le principe selon lequel les clients d'une même classe tarifaire devraient bénéficier  
21 des mêmes conditions tarifaires quelle que soit leur localisation a tôt été adopté par la  
22 Régie et a été réitéré au cours des années. La notion d'équité à l'égard des clients de  
23 la zone éloignée a été avancée dans différentes décisions pour soutenir ce principe.

24 D'une part, la Régie a affirmé qu'il est dans l'intérêt public que les conditions tarifaires  
25 soient les mêmes dans toutes les régions du territoire de Gaz Métro malgré que cela  
26 puisse entraîner un interfinancement régional. Dans le cadre de la cause tarifaire 1982

1 de Gaz Provincial Nord du Québec, la Régie s'exprimait comme suit sur l'élimination  
2 des zones géographiques et l'interfinancement régional.

3 « La Régie estime qu'en principe il serait dans l'intérêt public que tous les consommateurs de  
4 gaz naturel du Québec dont les caractéristiques sont les mêmes puissent obtenir les mêmes  
5 approvisionnements de cette forme d'énergie aux mêmes termes et conditions, quelle que soit  
6 leur localisation géographique dans le territoire.

7 L'établissement d'une zone de tarification "Est" à l'intérieur de laquelle tous les distributeurs de  
8 gaz de l'Est canadien jouissent du même coût d'approvisionnement en gaz témoigne, selon la  
9 Régie, d'un souci analogue de non-discrimination géographique tout comme le fait l'uniformité  
10 des tarifs d'énergie électrique applicable au Québec.

11 La Régie constate que l'élimination de la discrimination géographique entraîne un certain  
12 interfinancement en faveur des abonnés éloignés des sources d'approvisionnement. Elle  
13 convient que l'interfinancement doit en général être évité, car il contrevient au principe que  
14 chaque consommateur ne devrait défrayer que sa quote part des coûts encourus pour le  
15 desservir, mais elle estime que l'interfinancement géographique entre des abonnés d'une même  
16 catégorie est plus acceptable que ne le serait un interfinancement important entre différentes  
17 classes d'abonnés. En effet, la Régie estime que l'interfinancement géographique est la  
18 contrepartie de la communauté des intérêts à l'intérieur de chaque classe d'abonnés et de la  
19 solidarité de ses membres dans leur opposition aux intérêts des autres classes d'abonnés du  
20 point de vue de l'allocation des coûts pour fins tarifaires. »<sup>17</sup>

21 Gaz Métro soumet qu'il est important que les clients d'une même classe tarifaire  
22 bénéficient des mêmes conditions tarifaires, quelle que soit leur localisation et cela  
23 pour tous les services offerts par le distributeur incluant le service de transport. C'est  
24 une question d'équité entre clients d'une même classe tarifaire.

25 D'autres parts, le maintien d'une tarification régionale au service de transport entraîne  
26 un traitement inéquitable des différentes clientèles des régions éloignées puisque  
27 certaines d'entre elles n'ont pas à supporter seules les coûts des conduites de  
28 transport dont elles bénéficient alors que d'autres doivent en assumer la totalité. Par  
29 exemple, les clients de la région du Lac-Saint-Jean n'ont pas à financer seuls les coûts  
30 de la conduite de transport qui achemine le gaz de St-Maurice vers le Saguenay  
31 puisque ceux-ci sont fonctionnalisés au service de distribution et sont alors récupérés  
32 auprès de l'ensemble de la clientèle par l'intermédiaire des tarifs de distribution. Par  
33 ailleurs, les clients de la zone Nord absorbent tous les coûts des conduites de  
34 Champion. Si le principe «utilisateur-payeur» devait être appliqué équitablement, les  
35 coûts des conduites haute pression devraient être récupérés auprès des clientèles qui

---

<sup>17</sup> G-381, page 44.

1           bénéficient des services qu'elles procurent. Présentement, le principe s'applique aux  
2           clients de la zone Nord uniquement.

3           Gaz Métro estime que la fusion des zones est requise entre autres pour une raison  
4           d'équité soit, une des raisons qui ont motivé la Régie à accepter la fusion des zones  
5           Est et Ouest des tarifs de transport et distribution dans les années 1980.

#### 2.5.4.2. Intégration partielle des zones Sud et Nord

6           Il y a présentement une certaine intégration des régions du service de transport de  
7           Gaz Métro de sorte que les structures de coûts des deux zones ne sont pas  
8           parfaitement distinctes et étanches. Cette intégration partielle des zones s'observe de  
9           deux façons.

10          En premier lieu, comme mentionné précédemment, les coûts des conduites de  
11          transport appartenant à Gaz Métro et desservant la zone Sud sont récupérés auprès  
12          de l'ensemble de la clientèle par l'intermédiaire du tarif de distribution. Étant donné  
13          que les coûts des conduites de transport desservant le Lac-Saint-Jean, l'Estrie et la  
14          Beauce sont fonctionnalisés à la distribution et sont récupérés auprès de l'ensemble  
15          des clients sans distinction des zones, les structures de coûts des deux zones ne sont  
16          pas sans lien et parfaitement indépendantes.

17          En second lieu les coûts des conduites de TQM qui acheminent le gaz naturel de  
18          St-Lazare vers Québec et vers Coaticook et qui desservent exclusivement la zone  
19          Sud, sont récupérés par l'intermédiaire du tarif de TCPL auprès de l'ensemble de la  
20          clientèle de ce transporteur, incluant les clients de la zone Nord de Gaz Métro. Ces  
21          actifs de transport de gaz naturel sont donc financés, entre autres, par la clientèle de  
22          la zone Nord tandis qu'ils visent exclusivement la zone Sud. On observe donc que les  
23          structures de coûts de transport des deux zones de Gaz Métro sont partiellement  
24          intégrées, certains coûts ayant trait à la zone Sud étant récupérés auprès des  
25          clientèles des deux zones.

1 Dans une récente demande déposée à l'ONÉ<sup>18</sup> et portant sur la restructuration des  
2 affaires, TCPL décrivait comme suit la façon dont sont fonctionnalisés les coûts relatifs  
3 aux conduites de TQM.

4 *« These TBO<sup>19</sup> costs are currently functionalized wholly to distance-related functions.*  
5 *This allocation was more reasonable when the Mainline was primarily transporting*  
6 *long haul volumes from Empress to eastern markets. »<sup>20</sup>*

7 Dans le cadre de cette demande, TCPL a proposé que les coûts de TQM soient  
8 alloués exclusivement à ceux qui bénéficient directement du réseau de TQM.

9 *« TransCanada proposes to allocate the TBO<sup>21</sup> Costs associated with the TQM TBO*  
10 *service agreement exclusively to transportation services that physically use the TQM*  
11 *system. »*

12 Cette demande a été déclinée par l'ONÉ qui considérait qu'elle représentait un  
13 déplacement des coûts inacceptable entre sociétés apparentées.

14 *« Par contre, nous n'avons pas autorisé le prolongement du réseau de l'Alberta (PRA),*  
15 *la réaffectation de l'amortissement cumulé et le traitement demandé des coûts liés au*  
16 *contrat passé par TransCanada pour des services de transport sur le réseau Trans*  
17 *Québec et Maritimes Inc. (TQM). À notre avis, le PRA constitue un déplacement de*  
18 *coûts inacceptable entre des sociétés affiliées et est contraire aux bons principes de*  
19 *tarification comme celui de la « non-acquisition de droits ou d'obligations » qui, nous*  
20 *semble-t-il, doit être maintenu. » RH-003-2011, page 2*

21 Ainsi, les coûts des conduites de transmission appartenant à TQM continuent d'être  
22 récupérés auprès de l'ensemble des clients de TCPL, incluant les clients de la zone  
23 Nord de Gaz Métro.

24 Le traitement différent accordé aux coûts des services de transport de TQM, TCPL,  
25 Champion et Gaz Métro met en lumière le fait que les structures de coûts des deux  
26 zones ne sont pas parfaitement indépendantes l'une de l'autre. Cette intégration  
27 partielle des zones désavantage particulièrement les clients de la zone Nord qui se

---

<sup>18</sup> RH-003-2011.

<sup>19</sup> TBO=Transportation by others.

<sup>20</sup> R-H-003-2011, Toll design proposal, page 7.

<sup>21</sup> TBO=Transportation by others.

1           trouvent à contribuer aux coûts de certains actifs qui desservent la zone Sud alors que  
2           les clients de la zone Sud ne contribuent pas aux coûts de transport de Champion.

2.5.4.3. Écart de tarifs de transport comme frein au développement  
de la région éloignée

3           Au moment de la fusion des zones Est et Ouest, la Régie a fait valoir que le maintien  
4           d'une tarification par région peut freiner le développement économique d'une région  
5           éloignée étant donné que l'écart de prix peut entraîner certaines industries à s'établir  
6           dans les régions où l'énergie est moins coûteuse.

7           « La Régie estime qu'il y a lieu de considérer non seulement l'intérêt des abonnés  
8           présentement raccordés au réseau, mais aussi celui des clients potentiels qui  
9           souhaiteraient utiliser le gaz naturel dans la zone Est si les tarifs applicables à cette  
10          zone permettaient au gaz de faire concurrence à l'électricité et au mazout lourd. Enfin,  
11          considérant que le coût de l'énergie est souvent un facteur de décision important dans  
12          le choix d'un site d'implantation d'une nouvelle entreprise, la Régie observe que des  
13          tarifs différents dans les zones Ouest et Est auraient pour effet de défavoriser le  
14          développement industriel de la zone Est en ce qui concerne les industries  
15          énergivores. »<sup>22</sup>

16          Lors du dégroupement des tarifs en 2000, Gaz Métro a favorisé l'établissement d'une  
17          tarification du service de transport qui était le reflet le plus direct possible de la  
18          structure des coûts. Étant donné que les structures de coût des zones Nord et Sud  
19          étaient différentes, une tarification régionale avait été mise en place. À cette époque,  
20          les taux du service de transport étaient légèrement moins élevés dans la zone Nord  
21          comparativement à la zone Sud et la Régie avait jugé désirable de permettre à cette  
22          zone moins développée de bénéficier de cet avantage. Gaz Métro n'anticipait pas  
23          qu'un écart important entre les tarifs des deux zones se mette en place, tel qu'en  
24          témoigne l'extrait suivant tiré de sa preuve :

25          « Les tarifs groupés fusionnés faisaient en sorte que les clients des deux zones Sud  
26          et Nord étaient, à peu près, assujettis aux mêmes coûts totaux de transport et de  
27          distribution. Le tarif dégroupé de transport ne changera pas grand-chose à cette  
28          situation, sinon de permettre de revenir à une facturation plus précise des coûts de  
29          transport, précision souhaitée dans le cadre du dégroupement des tarifs. »<sup>23</sup>

---

<sup>22</sup> G-470, page 152.

<sup>23</sup> R-3443-2000, SCGM-2, document 1, page 31.



1 En raison des investissements annoncés pour Champion, Gaz Métro anticipe que  
2 l'écart entre les tarifs des deux zones sera maintenu ou même accentué dans les  
3 prochaines années. Gaz Métro considère que le fait de maintenir des tarifs de  
4 transport significativement plus élevés pour les clients de la zone Nord pourrait  
5 présenter un frein au développement de cette région étant donné que les clients  
6 potentiels qui souhaiteraient utiliser le gaz naturel pourraient plutôt favoriser de  
7 s'installer au sud, là où les taux sont les plus concurrentiels.

8 Gaz Métro soumet que la fusion des zones est requise afin de ne pas défavoriser le  
9 développement de la zone Nord.

#### 2.5.5. Effet sur le coût du service de transport

10 Présentement les prix unitaires du tarif de transport pour chaque zone sont déduits à partir  
11 du coût unitaire moyen global pour l'ensemble du territoire. Le tableau suivant reproduit le  
12 calcul des prix de transport déposé dans le cadre de la Cause tarifaire 2014. Au total, les  
13 coûts qui devaient être récupérés par l'intermédiaire du tarif de transport s'élevaient à  
14 262,9 M\$ tandis que les volumes prévus étaient de 5 150 Mm<sup>3</sup>. Conséquemment, le coût  
15 moyen était de 5,105 ¢/m<sup>3</sup>. Après répartition des volumes par zone et calcul des  
16 différentes composantes du tarif, le tarif de la zone Nord était fixé à 6,087 ¢/m<sup>3</sup> et celui de  
17 la zone Sud à 4,851 ¢/m<sup>3</sup><sup>24</sup>.

---

<sup>24</sup> 6,941 - 0,854 = 6,087/m<sup>3</sup> et 5,705 - 0,854 = 4,851 ¢/m<sup>3</sup>.

**Tableau 8**

**Calcul des prix de transport  
Budget 2013/2014**

	<b>Volumes 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup></b>	<b>Coûts (000 \$)</b>	<b>Coût moyen ¢/m<sup>3</sup></b>
Coûts totaux de transport	5 193 316	268 181	5,164
moins Revenus OMA - T		(227)	
moins Ajustement d'inventaire (variation prix CTI)		(2 497)	
moins Gaz d'appoint	(42 490)	(2 509)	
<b>Coûts T pour établir prix T</b>	<b>5 150 826</b>	<b>262 947</b>	<b>5,105</b>
Répartis comme suit :			
a) Coûts de transport (TCPL)			
Zone Sud (service de Gaz Métro)	5 040 664	330 292	6,553
Zone Nord (service de Gaz Métro)	110 162	5 610	5,093
b) Coûts CHAMPION			
Zone Nord seulement - totalité des volumes	111 775	2 101	1,880
c) Autres coûts			
	5 150 826	49	0,001
d) Coûts liés aux rabais tarifaires			
Zone Sud	5 040 664	(42 780)	-0,849
Zone Nord	110 162	(36)	-0,032
e) Solde <i>Écart de revenus de transport</i>			
	3 779 529	(32 290)	-0,854
<b>Prix T du distributeur - zone Sud</b>	<b>5 040 664</b>		<b>5,705</b>
<b>Prix de base</b>			<b>6,553</b>
<b>Rabais tarifaire</b>			<b>-0,849</b>
<b>Prix T du distributeur - zone Nord</b>	<b>110 162</b>		<b>6,941</b>
<b>Prix de base</b>			<b>6,973</b>
<b>Rabais tarifaire</b>			<b>-0,032</b>
<b>Cavalier tarifaire du 1<sup>er</sup> déc 2013 au 30 sept 2014</b>	<b>3 779 529</b>		<b>-0,854</b>

Source : Tiré de R-3837-2013, GM-15, Document 3

1           Le coût global moyen applicable s'il n'y avait pas eu de zones géographiques aurait été  
2           de 5,105 ¢/m<sup>3</sup> ce qui aurait représenté une hausse de 5 % du taux unitaire de la zone Sud  
3           et une baisse de 16 % du prix applicable à la zone Nord.

4           Il y a lieu, toutefois, de considérer aussi l'impact sur le tarif qui aurait été observé sur une  
5           plus longue période de temps. Le tableau suivant présente les prix unitaires qui auraient  
6           été appliqués au cours des dernières années et les variations de prix qui auraient été

1 observées pour chacune des zones. Les données préliminaires 2014/2015, déposées  
2 dans le cadre de la Cause tarifaire 2015<sup>25</sup>, sont aussi présentées. De façon générale, on  
3 observe que l'impact d'une fusion sur le taux de la zone Sud sera marginal. La hausse  
4 plus marquée observée pour l'année 2013/2014 est exceptionnelle et est conséquence  
5 du cavalier tarifaire temporaire. Les données préliminaires de 2014/2015 indiquent que la  
6 fusion aurait de nouveau un impact marginal pour les clients de la région Sud.

**Tableau 9**

**Historique des coûts de transport par zone**

Année tarifaire	Prix pour l'ensemble du territoire (¢/m <sup>3</sup> ) (1)	Prix Nord (¢/m <sup>3</sup> ) (2)	Prix Sud (¢/m <sup>3</sup> ) (3)	Variation Zone Nord (4)= ((1)-(2))/(2)	Variation Zone Sud (5)= ((1)-(3))/(3)
2014/2015	6,881	7,598	6,865	-9,4 %	0,23 %
2013/2014	5,105	6,087	4,851	-16,1 %	5,2 %
2012/2013	6,412	7,995	6,377	-19,8 %	0,5 %
2011/2012	6,950	8,031	6,927	-13,5 %	0,3 %
2011/2011	5,982	5,386	5,994	11,1 %	-0,2 %
2010/2011	4,499	4,479	4,499	0,4 %	0,0 %

Source : Tiré de R-3752-2011, GM-15, Document 5 ; R-3809-2012, GM-15, Document 4 ; R-3837-2013, GM-15, Document 3 ; R-3720-2010, GM-13, Document 4 ; R-3690-2009, GM-12, Document 4 ; R-3879-2014, GM-12, Document 9.

7 Gaz Métro a évalué l'effet d'une fusion des zones sur la facture annuelle de clients types  
8 résidentiels, affaires et industriels. La facture annuelle d'un client type dans chacune de  
9 ces catégories de clientèle a été évaluée à partir des prix applicables en août 2014. Ainsi,  
10 le prix de transport de 6,087 ¢/m<sup>3</sup>, a été appliqué pour évaluer la facture annuelle des  
11 clients de la zone Nord tandis que le prix de 4,851 ¢/m<sup>3</sup> a été appliqué pour évaluer la  
12 facture des clients du Sud. Le prix global de 5,105 ¢/m<sup>3</sup> est celui qui a été utilisé pour  
13 évaluer la facture des clients en cas de fusion des zones. Le tableau qui suit présente les  
14 résultats de l'évaluation ainsi que les hypothèses utilisées quant aux volumes annuels  
15 consommés. On note que la fusion des zones aurait favorisé légèrement les clients du

<sup>25</sup> R-3879-2014, Gaz Metro-12, Document 9.

1 Nord. Un client résidentiel type de cette zone aurait vu sa facture diminuer d'environ 10 \$  
2 pour l'année. Par ailleurs, un client résidentiel type de la zone Sud aurait vu sa facture  
3 annuelle augmenter d'environ 4 \$ s'il y avait eu fusion des zones en 2013-2014.

**Tableau 10**

**Estimé de l'effet de la fusion des zones sur la facture annuelle de clients types**

Clients types	Volumes annuels	Zone sud		Zone Nord		Fusion des zones	
		Facture totale	Transport seulement	Facture totale	Transport seulement	Facture totale	Transport seulement
Résidence unifamiliale de 160 m <sup>2</sup>	2 657	982 \$	93 \$	1 000 \$	117 \$	985 \$	97 \$
Affaire	41 500	20 482 \$	2 013 \$	20 995 \$	2 526 \$	20 565 \$	2 096 \$
Industriel	1 000 000	383 331 \$	48 500 \$	395 701 \$	60 870 \$	385 331 \$	50 500 \$

2.5.6. Proposition de Gaz Métro

4 Étant donné que les structures de coûts des zones Nord et Sud du service de transport  
5 sont partiellement intégrées et que le maintien des zones entraîne une iniquité à l'égard  
6 des clients de la zone Nord qui pourrait représenter un frein au développement futur de  
7 cette région éloignée, Gaz Métro estime qu'il y a lieu de fusionner les zones Nord et Sud  
8 du service de transport en une seule zone. Cette approche respecte le grand principe  
9 adopté par la Régie à l'effet qu'il est dans l'intérêt public que tous les consommateurs de  
10 gaz naturel du Québec dont les caractéristiques sont les mêmes puissent obtenir les  
11 mêmes approvisionnements de cette forme d'énergie aux mêmes termes et conditions  
12 quelle que soit leur localisation géographique dans le territoire.

13 **Gaz Métro demande à la Régie d'approuver la fusion des zones Nord et Sud du**  
14 **service de transport à compter du 1<sup>er</sup> novembre 2016.**

**3. SERVICE DE FOURNITURE, GESTION DES RÈGLEMENTS FINANCIERS LIÉS AUX DÉSÉQUILIBRES VOLUMÉTRIQUES**

1 Le déplacement des livraisons des clients en service de fourniture avec ou sans transfert de  
2 propriété (clients-AD) d'Empress à Dawn requiert une validation des clauses relatives au  
3 traitement des déséquilibres volumétriques prévues aux *Conditions de service et Tarif*, (articles  
4 11.2.3.3).

5 En soi, ces articles n'abordent pas explicitement la question du point de livraison du gaz naturel  
6 par les clients AD. Il n'y a donc pas de modification requise au texte. Toutefois, le règlement  
7 financier est calculé en utilisant soit les prix du distributeur (fourniture, compression et transport),  
8 soit les prix du marché. Le changement de point de livraison peut donc avoir un effet sur  
9 l'évaluation des différents prix.

10 L'analyse de Gaz Métro l'amène à conclure qu'il y a peu de modifications à apporter à sa gestion  
11 actuelle des règlements financiers liés aux déséquilibres volumétriques des clients.

12 Cependant, l'une des conclusions à laquelle arrive Gaz Métro est que, contrairement à ce qu'elle  
13 envisageait, les frais de livraison à Empress (« FLE ») et le crédit de livraison à Dawn (« CLD »)  
14 devront être appliqués sur les livraisons des clients et non sur leur volume retiré. La première  
15 partie de cette section expliquera les raisons qui amènent ce constat.

16 En soi, puisqu'après correction des déséquilibres volumétriques, les consommations sont  
17 équivalentes aux livraisons, l'application des frais ou crédits sur l'un ou l'autre des éléments  
18 génèrent les mêmes résultats. Toutefois, l'application sur les consommations cause un biais pour  
19 les clients n'ayant pas migré au 1<sup>er</sup> novembre 2016. Mis à part qu'il est logique que les frais/crédit  
20 de livraison s'appliquent effectivement aux livraisons des clients, la principale raison du biais est  
21 liée aux traitements des ajustements d'inventaires.

22 Afin d'expliquer le biais potentiel, Gaz Métro utilisera un exemple simple d'un client-AD avec les  
23 caractéristiques suivantes :

1	Date de début de contrat : 1 <sup>er</sup> août 2014	
2	Consommation annuelle prévue	1 200 GJ
3	Livraison mensuelle	100 GJ
4	Consommation avant le 1 <sup>er</sup> novembre	0 GJ
5	Consommation après le 1 <sup>er</sup> novembre	1 200 GJ

6 Le schéma suivant illustre le profil de consommation et de livraison de ce client :

	août à oct.	nov. à juillet	Total
Livraison	300	900	1200
Consommation	0	1200	1200

7 Ce client n'est pas en situation de déséquilibre volumétrique puisqu'il a livré sur l'année un volume  
8 équivalent à sa consommation annuelle. Toutefois, selon le point de livraison et les prix en  
9 vigueur, Gaz Métro doit s'assurer que les montants facturés sont justes. La facturation mensuelle  
10 des ajustements reliés aux inventaires capte la variation des prix en cours d'année.

#### 11 Rôle des ajustements d'inventaires

12 Rappelons tout d'abord que les clients ne retirent pas les volumes aux mêmes périodes qu'ils les  
13 livrent et qu'ainsi, ils se constituent des inventaires.

14 Le client-AD (en exemple) aura livré, du 1<sup>er</sup> août au 31 octobre, 300 GJ de gaz sans l'avoir  
15 consommé. Il possède donc un inventaire de 300 GJ. Cet inventaire a une valeur, c'est-à-dire  
16 que Gaz Métro a encouru des coûts pour le transporter jusqu'à son territoire et qu'elle ne les a  
17 pas encore facturés au client. Ces coûts seront récupérés lorsque ce client consommera son gaz,  
18 c'est-à-dire pendant les neuf mois suivants dans cet exemple.

19 Cependant, il advient normalement que la valeur des inventaires change entre le moment où le  
20 client a livré son gaz et le moment où il le consomme. Supposons que le tarif de transport est  
21 1,50 \$/GJ avant le 1<sup>er</sup> novembre et 1 \$/GJ après cette date. Si Gaz Métro ne facturait que 1 \$/GJ  
22 sur la consommation du client, il lui manquerait 0,50 \$/GJ sur 300 GJ pour récupérer ses coûts  
23 des volumes mis en inventaire. La récupération de ces coûts est assurée par les ajustements  
24 d'inventaires qui permettent d'aller récupérer ces coûts en les amortissant sur les 12 prochains  
25 mois à venir.

1 Facturation des frais/crédit de livraison (FLE/CLD)

2 Afin d'illustrer le biais qui serait créé en appliquant le FLE sur la consommation du client,  
3 l'hypothèse que ce même client n'aurait pas pu migrer à Dawn au 1<sup>er</sup> novembre 2016 est utilisée.  
4 De plus, le taux du FLE est supposé égal à la variation observée dans le prix du transport.

5 Si le FLE est facturé sur la consommation de gaz, ce client paiera 0,50 \$/GJ sur 1 200 GJ. Or, ce  
6 client étant également soumis aux ajustements d'inventaires, il se verrait aussi facturer la  
7 variation de la valeur de l'inventaire constitué avant le 1<sup>er</sup> novembre. Ainsi, il se verrait facturer  
8 une deuxième fois l'équivalent du FLE (la variation de la valeur de l'inventaire) sur 300 GJ.

9 Au contraire, si le FLE est facturé sur les livraisons du client, ce client paiera le FLE sur 900 GJ  
10 livré entre le 1<sup>er</sup> novembre et le 31 juillet. Le solde des sommes dues (300 GJ x 0,50 \$/GJ) est  
11 alors récupéré adéquatement par les ajustements d'inventaires.

12 À la suite de ses réflexions et d'un point de vue des déséquilibres et règlements financiers,  
13 Gaz Métro considère que l'impact financier relié aux variations dans la valeur de la fourniture, du  
14 transport et de leurs inventaires à la suite du déplacement vers Dawn est équivalent à celui  
15 observé lors des changements tarifaires.

16 Règlement de déséquilibre volumétrique

17 L'application du FLE/CLD sur les livraisons a pour effet de ramener virtuellement les livraisons  
18 des clients au point de livraison requis, c'est-à-dire à Empress jusqu'au 31 octobre 2016 et à  
19 Dawn par la suite. Cet effet permet à Gaz Métro de continuer à calculer ses règlements financiers  
20 de la même manière qu'elle le fait aujourd'hui, c'est-à-dire en fonction de ses prix moyens.

21 L'exemple le plus simple est celui d'un client qui continue à livrer à Empress dont la durée  
22 contractuelle se situe complètement au-delà du 1<sup>er</sup> novembre 2016. Sans l'application du FLE sur  
23 ses livraisons, ce client ayant livré sa fourniture à un prix Empress, Gaz Métro ne pourrait pas  
24 régler le premier 5 % de son déséquilibre éventuel à son prix de gaz de réseau puisque celui-ci  
25 sera le reflet d'un prix à Dawn. Même au-delà de 5 %, Gaz Métro ne pourrait régler le déséquilibre  
26 au prix du marché car ce prix sera également évalué à Dawn à partir du 1<sup>er</sup> novembre 2016.

27 Cependant, puisque le FLE sera applicable sur le gaz naturel livré, Gaz Métro pourra considérer  
28 que ce gaz a été « virtuellement livré à Dawn » puisque le prix du FLE reflète effectivement le

1 différentiel de lieu entre ces deux points. Ainsi, Gaz Métro peut réaliser ses règlements financiers  
2 comme elle l'a toujours fait, c'est-à-dire à partir de la valeur connue du gaz de réseau et des  
3 valeurs du marché au point de livraison convenu, soit le point de référence.

4 Cela est également vrai pour tout client en « chevauchement » c'est-à-dire un client dont la durée  
5 contractuelle chevaucherait la date du 1<sup>er</sup> novembre 2016 et qui demeure à Empress.

6 Pour expliquer ceci, rappelons que Gaz Métro règle les déséquilibres en utilisant le prix moyen  
7 du gaz de réseau ou du marché (selon le cas) calculé sur la même période que la période  
8 contractuelle du client. Par exemple, pour un client ayant des dates de début et de fin de contrat  
9 du 1<sup>er</sup> août 2016 au 31 juillet 2017 respectivement, Gaz Métro calcule les prix moyens du gaz de  
10 réseau/marché sur cette même période.

11 Évidemment, puisque le prix du gaz de réseau et « l'évaluation du prix marché » par Gaz Métro  
12 refléteront le point Dawn au 1<sup>er</sup> novembre 2016, le prix moyen sur la période sera constitué en  
13 partie d'un prix à Empress et en partie d'un prix à Dawn, tout comme le prix payé par le client en  
14 chevauchement. En effet, tout le gaz naturel livré après le 1<sup>er</sup> novembre 2016 sera considéré  
15 « virtuellement livré à Dawn » puisque le client aura payé le FLE sur cette partie de ses livraisons.  
16 Ainsi, il y a adéquation entre les prix payés par les clients (Empress/Dawn) en chevauchement et  
17 le prix de règlement de Gaz Métro (Empress/Dawn également selon les mêmes proportions).

18 De cette manière, même pour des clients en chevauchement, Gaz Métro n'a pas à apporter de  
19 modification à la façon dont elle gère ses déséquilibres.

20 Il est à noter que pour la majorité des clients qui se déplaceront effectivement à Dawn au  
21 1<sup>er</sup> novembre 2016, Gaz Métro n'a pas à considérer que les clients se sont « virtuellement  
22 déplacés », puisqu'ils l'auront effectivement fait. Tout comme dans l'exemple précédent, ces  
23 clients verront une adéquation entre leur prix moyen payé et le prix moyen utilisé par Gaz Métro,  
24 tel qu'actuellement.

25 Pour ce qui est du CLD, la même logique s'applique puisque ce crédit permet de ramener le prix  
26 des clients à Empress. Ils auront donc « virtuellement livré à Empress ».

27 Pour les mêmes raisons que celles décrites précédemment, le crédit de compression applicable  
28 aux clients à prix fixe livrant leur gaz naturel à Empress après le 1<sup>er</sup> novembre 2015 sera aussi



1 applicable aux volumes livrés pour ces clients. Ce crédit de compression, tel qu'approuvé par la  
2 Régie dans sa décision D-2014-064, sera mis en place pour indemniser les clients à prix fixe qui  
3 paient une part de compression dans leur entente à prix fixe alors que Gaz Métro chargera à  
4 l'ensemble de la clientèle les coûts de compression par l'entremise du tarif de transport.

5 Ainsi, mis à part les exceptions liées à certains clients à prix fixe, aucune modification n'est  
6 requise aux principes des déséquilibres et des règlements financiers.

7 Exception pour les ententes à prix fixe.

8 La structure des contrats d'entente à prix fixe fait en sorte que c'est le fournisseur qui est  
9 responsable des déséquilibres volumétriques et des règlements financiers de ses clients. Ainsi,  
10 tout règlement financier lié à une entente à prix fixe est payé par / réclamé du fournisseur à prix  
11 fixe. Or, c'est le client qui aura effectivement payé / reçu le FLE/CLD, puisque c'est lui qu'il faut  
12 tenir indemne de son point de livraison. Pour ces cas spécifiques où le FLE/CLD sera applicable,  
13 Gaz Métro ajustera le prix des règlements financiers des fournisseurs en y  
14 soustrayant / additionnant respectivement la moyenne mensuelle du FLE/CLD sur la période  
15 contractuelle. En fait, il s'agit simplement encore une fois de ramener le prix de la fourniture au  
16 bon point de livraison et de considérer le fournisseur comme étant « virtuellement » au bon point  
17 de livraison.

18 Prenons pour exemple un client à prix fixe en chevauchement dont les dates de début et de fin  
19 de contrat sont du 1<sup>er</sup> août 2015 au 31 juillet 2016. Ce client migrera à Dawn tel que prévu au  
20 1<sup>er</sup> novembre 2015<sup>26</sup>. Il bénéficiera ainsi d'un CLD puisque son prix de fourniture conclu avec son  
21 fournisseur est composé d'un prix « Dawn » pour les mois correspondants et que ce client  
22 continuera à payer du transport Empress-GMI entre le 1<sup>er</sup> novembre 2015 et sa date de fin de  
23 contrat. Cependant, en cas de déséquilibre, les valeurs des prix de gaz de réseau et de l'estimé  
24 de la valeur marché n'auront pas encore été modifiées et reflèteront les prix à Empress. Si le prix  
25 du règlement financier des fournisseurs était calculé sur ces valeurs, le fournisseur se verrait offrir  
26 un prix complètement à Empress pour son déséquilibre alors qu'il l'aura livré en partie à Dawn.

---

<sup>26</sup> Gaz Métro rappelle que les clients ayant convenu d'une entente à prix fixe livreront leur gaz naturel à Dawn à compter du 1<sup>er</sup> novembre 2015, à l'exception de certains clients déjà liés par des ententes à Empress au-delà de cette date.

1 La situation est tout à fait identique à celles expliquées ci-haut pour les clients en achat-direct, à  
2 l'exception du fait que le CLD aura été octroyé au client, et non au fournisseur.

3 Afin d'offrir un prix juste aux fournisseurs dans le cadre des règlements financiers, Gaz Métro doit  
4 ramener en partie le prix de la molécule au bon point de livraison, dans ce cas-ci Dawn. Pour ce  
5 faire, Gaz Métro n'a besoin que d'additionner à ses moyennes de prix Empress la moyenne  
6 mensuelle du CLD. Par exemple, en supposant un déséquilibre de moins de 5 % pour un client  
7 à prix fixe ayant migré au 1<sup>er</sup> novembre 2015, Gaz Métro réglerait à un prix de déséquilibre calculé  
8 comme étant la valeur moyenne mensuelle du prix du gaz de réseau auquel serait additionné le  
9 CLD pour les mois suivant octobre 2015.

10 Cependant, puisque les règlements financiers se font avec les fournisseurs et que dans les cas  
11 de clients à prix fixe, le client n'est pas aussi son propre fournisseur, lorsqu'un déséquilibre se  
12 produira, le client aura nécessairement reçu trop / pas assez de CLD ou FLE. Pour un client en  
13 achat-direct, cette somme est facturée / remise par l'entremise des règlements financiers et des  
14 ajustements d'inventaires comme expliqué plus haut. Mais dans le cas des clients à prix fixe, ces  
15 sommes dues ou à remettre demeureront au client si rien n'est fait puisque le règlement financier  
16 se fait avec le fournisseur. Gaz Métro devra donc, auprès d'un client dont le fournisseur fait l'objet  
17 d'un règlement financier, payer ou recevoir un montant équivalent au FLE/CLD perçu ou reçu en  
18 trop.

### **3.1. MODIFICATIONS AUX CONDITIONS DE SERVICE ET TARIF**

19 Pour refléter la facturation des frais ou crédit de livraison sur les livraisons, les articles 19.2.6 et  
20 19.2.7 des *Conditions de Service et Tarif* doivent être révisés. Gaz Métro propose que ces  
21 modifications soient en vigueur dès la réception d'une décision favorable de la Régie.

#### **19.2.6 Entente de fourniture à prix fixe approvisionnée par un fournisseur spécifique**

23 *Le client qui désire convenir d'une nouvelle entente ou renouveler une entente de fourniture à*  
24 *prix fixe approvisionnée par un fournisseur spécifique (entente de fourniture à prix fixe) doit*  
25 *prévoir que la livraison du gaz naturel est effectuée au point Empress jusqu'au 31 octobre 2015*  
26 *et au point Union-Dawn à compter du 1<sup>er</sup> novembre 2015.*

27 *Le client engagé dans une entente de fourniture à prix fixe dont le point de livraison convenu est*  
28 *Union-Dawn au-delà du 31 octobre 2015 se verra octroyer le « crédit de livraison à Dawn » pour*  
29 *chaque m<sup>3</sup> de volume ~~retiré~~ livré à compter du 1<sup>er</sup> novembre 2015. La valeur du crédit de livraison*  
30 *sera établie dans les Conditions de service et Tarif en vigueur au 1<sup>er</sup> octobre 2015.*

1 *Le client déjà engagé dans une entente de fourniture à prix fixe dont le point de livraison convenu*  
2 *demeure Empress au-delà du 31 octobre 2015 se verra octroyer un crédit mensuel de*  
3 *compression pour chaque m<sup>3</sup> de volume ~~retiré~~résumé à compter du 1<sup>er</sup> novembre 2015. La valeur du*  
4 *crédit de compression sera établie dans les Conditions de service et Tarif en vigueur au 1<sup>er</sup>*  
5 *octobre 2015.*

6 *Le client déjà engagé dans une entente de fourniture à prix fixe dont le point de livraison convenu*  
7 *demeure Empress au-delà du 31 octobre 2016 sera assujetti aux « frais de livraison à Empress »*  
8 *pour chaque m<sup>3</sup> de volume ~~retiré~~résumé à compter du 1<sup>er</sup> novembre 2016. La valeur des frais de*  
9 *livraison» sera établie dans les Conditions de service et Tarif en vigueur au 1<sup>er</sup> octobre 2016.*

### 10 **19.2.7 Service de fourniture fourni par le client**

11 *Le client en service de fourniture, avec ou sans transfert de propriété, qui utilise le service de*  
12 *transport du distributeur et qui désire convenir ou renouveler un engagement de fourniture doit*  
13 *prévoir que la livraison du gaz naturel est effectuée au point Empress jusqu'au 31 octobre 2016*  
14 *et au point Union-Dawn à compter du 1<sup>er</sup> novembre 2016.*

15 *Le client en service de fourniture, avec ou sans transfert de propriété, qui utilise le service de*  
16 *transport du distributeur, et engagé, au 26 juin 2014, dans un contrat de fourniture avec une*  
17 *tierce partie, dont le point de livraison convenu est Union-Dawn au-delà du 31 octobre 2015, se*  
18 *verra octroyer le « crédit de livraison à Dawn » pour chaque m<sup>3</sup> de volume ~~retiré~~résumé à compter*  
19 *du 1<sup>er</sup> novembre 2015. La valeur du crédit de livraison sera établie dans les Conditions de service*  
20 *et Tarif en vigueur au 1<sup>er</sup> octobre 2015.*

21 *Le client en service de fourniture, avec ou sans transfert de propriété, qui utilise le service de*  
22 *transport du distributeur, déjà engagé dans un contrat de fourniture avec une tierce partie, dont le*  
23 *point de livraison convenu demeure Empress au-delà du 31 octobre 2016, sera assujetti aux*  
24 *« frais de livraison à Empress » pour chaque m<sup>3</sup> de volume ~~retiré~~résumé à compter du 1<sup>er</sup>*  
25 *novembre 2016. La valeur des frais de livraison sera établie dans les Conditions de service et*  
26 *Tarif en vigueur au 1<sup>er</sup> octobre 2016.*

#### 27 **Gaz Métro demande à la Régie :**

- 28 • **de prendre acte des modifications à apporter à la manière dont seront calculés les**
- 29 **déséquilibres et les règlements financiers à la suite du déplacement de la structure**
- 30 **d'approvisionnement à Dawn ;**
- 31 • **d'approuver les modifications proposées aux dispositions transitoires 19.2.6 et 19.2.7**
- 32 **des Conditions de service et Tarif relatives au service de fourniture et que ces**
- 33 **changements soient en vigueur dès la réception, le cas échéant, d'une décision**
- 34 **favorable de la Régie.**

1 **4. MÉTHODE DE FONCTIONNALISATION DES ACHATS DE GAZ**  
2 **NATUREL**

3 Dans le cadre de la Cause tarifaire 2014, Gaz Métro a proposé une méthode de fonctionnalisation  
4 des achats de gaz naturel entre les services de fourniture, transport et équilibrage. Dans sa  
5 décision D-2014-064 la Régie mentionnait :

6 « [153] La Régie s'interroge cependant sur le bien-fondé d'évaluer les coûts d'équilibrage  
7 sur la base du profil réel et du profil uniforme à chaque point de livraison.

8 [154] À cette fin, la Régie ordonne au Distributeur de tenir, dans les trois mois  
9 suivant la présente décision, un maximum de deux rencontres techniques à  
10 l'intention des groupes de consommateurs intéressés et du personnel de la Régie.  
11 Ces rencontres devront faire le point sur les approches disponibles pour évaluer  
12 les coûts d'équilibrage selon un profil réel et un profil uniforme englobant tous les  
13 points de livraison, par opposition à une méthode évaluant les profils à chaque  
14 point de livraison.

15 [155] La Régie ordonne au Distributeur de faire rapport sur la question dans le  
16 prochain dossier tarifaire. »

17 Une réunion technique a été tenue le 4 septembre 2014. La présente section vise à communiquer  
18 l'information qui y a été présentée et à proposer une méthode de fonctionnalisation des achats  
19 de gaz naturel qui serait applicable à compter du 1<sup>er</sup> novembre 2016, date du déplacement des  
20 livraisons de la clientèle en achat direct.

21 De façon plus spécifique, cette section présente les trois méthodes de fonctionnalisation des  
22 achats de gaz naturel qui ont été évaluées et déposées à la Régie dans le cadre de la Cause  
23 tarifaire 2014. De plus, une nouvelle méthode corrigeant certaines lacunes des trois premières  
24 options est analysée :

- 25 • Option 1 : Méthode actuelle, adaptée pour refléter le point de référence Dawn ;
- 26 • Option 2 : Fonctionnalisation par point d'achat, proposée à la Cause tarifaire 2014,  
27 conformément aux décisions D-2011-164 et D-2012-175 (réf : R-3837-2013, B-0061,  
28 Gaz Métro-2, Document 4, Section 3) ;
- 29 • Option 3 : Fonctionnalisation globale, développée en réponse à la question 18 de la  
30 demande de renseignement no 2 de la Régie à la Cause tarifaire 2014 (réf : R-3837-2013,  
31 B-0224, Gaz Métro-2, Document 7) ;

- 1       • Option 4 : Fonctionnalisation par point d'achat et évaluation globale de la saisonnalité  
2           distinctement aux services de fourniture et de transport.

3 L'objectif est de définir la méthode qui permet de fonctionnaliser les coûts d'achat de gaz naturel  
4 entre les services de fourniture, transport et équilibrage d'une façon juste et raisonnable, en  
5 préservant l'équité entre les différentes catégories de clients utilisant ou non les services du  
6 distributeur.

7 Étant donné que la Régie a approuvé l'abolition du service de compression dans sa décision  
8 D-2014-064, celui-ci n'a pas été considéré dans les analyses.

9 La terminologie suivante sera utilisée :

- 10       • Clients au service de fourniture du distributeur : clients en gaz de réseau (clients-GR) ;  
11       • Clients en service de fourniture avec ou sans transfert de propriété et en service de  
12           transport du distributeur – clients en achat direct (clients-AD) ;  
13       • Clients en service de fourniture avec ou sans transfert de propriété et fournissant leur  
14           propre service de transport – clients en transport (clients-T).

#### **4.1. ACHATS DE FOURNITURE DE GAZ NATUREL**

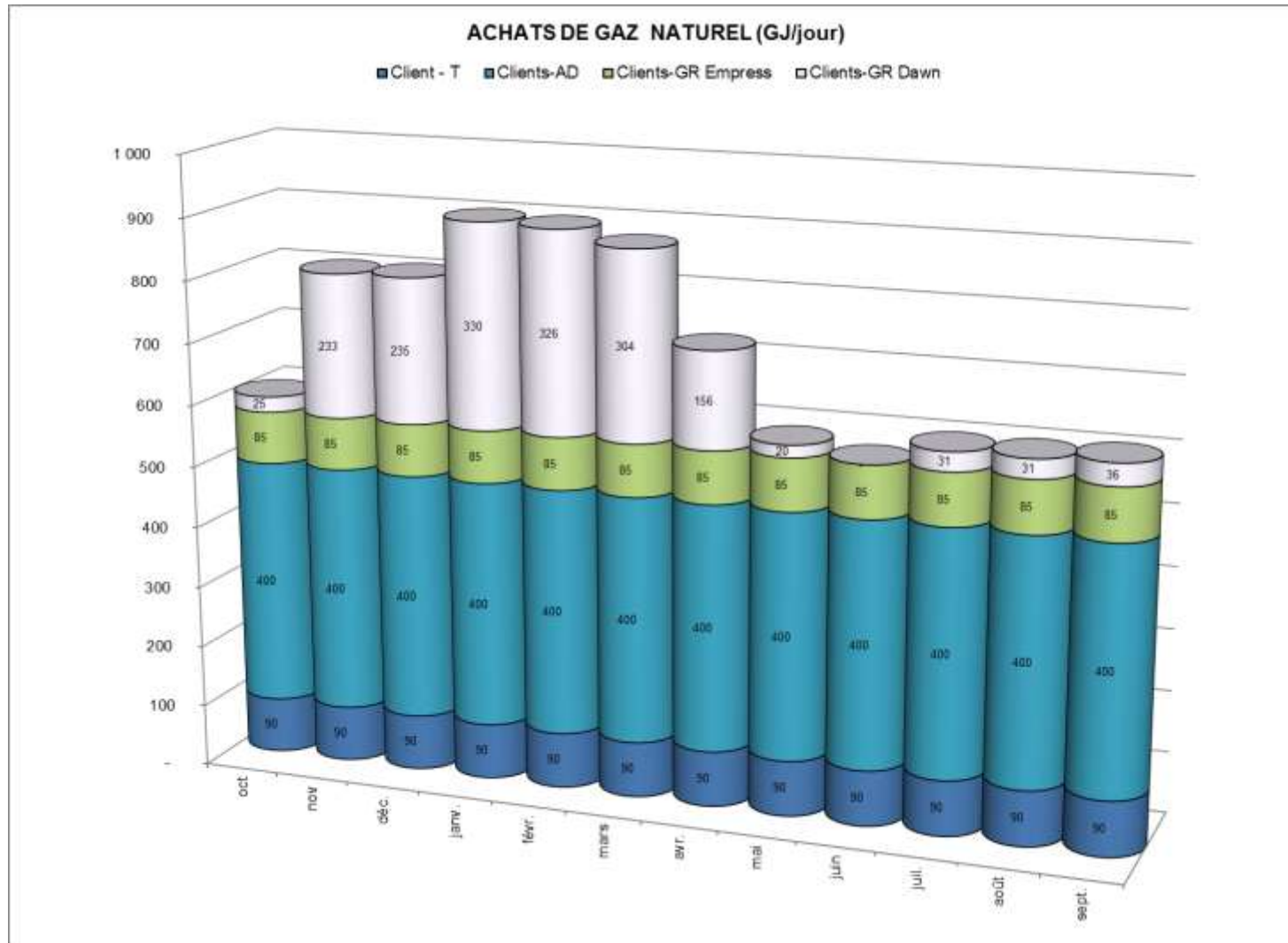
15 Le Graphique 2 présente une projection des achats de gaz naturel par catégorie de clients. À des  
16 fins de simplicité, le graphique est établi en considérant que la structure d'approvisionnement est  
17 presque entièrement déplacée à Dawn. De plus, les hypothèses suivantes sont utilisées :

- 18       1. La capacité de transport minimale à conserver entre Empress et le territoire de Gaz Métro  
19           est de 85 000 GJ/jour et est comblée en totalité par les achats des clients-GR;  
20       2. Tous les clients-AD livrent à Dawn, les clients-GR achètent le gaz naturel à Empress et à  
21           Dawn ;  
22       3. Les livraisons des clients-T ont été appliquées uniformément sur l'année.

23 Les achats de gaz de réseau constituent le tampon dans cette structure d'achat. Les achats à  
24 Dawn effectués pour les clients-GR sont modulés de façon à équilibrer la demande totale de la  
25 clientèle et les besoins d'injection aux sites d'entreposage. Contrairement aux clients-AD et aux  
26 clients-T qui achètent leur gaz naturel uniformément, les clients-GR achètent davantage de gaz

- 1 naturel sur la période de l'hiver, période où les prix de molécule sont normalement plus élevés.
- 2 La méthode de fonctionnalisation doit donc maintenir l'équité entre les catégories de clients.

1 **Graphique 2**



2

1 Les achats de gaz naturel pour les clients-GR sont effectués soit sur la base d'un indice pour les  
2 achats contractés d'avance (ex. : NYMEX + différentiel de lieu) ou à prix fixe pour les achats  
3 « spot » et ce, à différents points d'achat.

4 Il est important de rappeler que le prix de fourniture du distributeur doit être établi au point de  
5 livraison de la clientèle en achat direct afin d'assurer une équité quant à ce prix. Ce point est  
6 défini comme le point de référence pour établir le prix de fourniture du distributeur. À partir du  
7 1<sup>er</sup> novembre 2016, date du déplacement des livraisons de la clientèle en achat direct, le prix de  
8 fourniture du distributeur sera donc évalué au point de référence Dawn. La méthode de  
9 fonctionnalisation des coûts doit donc être établie de façon à définir le prix de fourniture à Dawn.  
10 La différence entre les prix réels d'achats aux différents points et le prix de fourniture au point de  
11 référence doit alors être fonctionnalisée aux autres services : transport et équilibrage.

12 Le tableau suivant présente le principe de fonctionnalisation selon le point de référence du prix  
13 de fourniture du distributeur ainsi qu'un exemple sommaire de l'impact sur le prix combiné  
14 fourniture (F) et transport (T) payé par les clients.

15 Cet exemple illustre qu'avec un prix de référence à Empress, la fonctionnalisation des achats à  
16 Dawn entraînera une baisse des coûts de fourniture et une hausse des coûts de transport. À  
17 l'inverse, avec un prix de référence à Dawn, la fonctionnalisation des achats à Empress  
18 entraînera une hausse des coûts de fourniture et une baisse des coûts de transport.

19 De plus, cet exemple démontre que la fonctionnalisation au point de référence est essentielle  
20 pour maintenir l'équité entre les catégories de clients, considérant que :

- 21 • tous les clients paient un même prix de fourniture au point de référence ; et
- 22 • tous les clients qui utilisent le service de transport du distributeur paient le même prix de  
23 transport, reflétant le coût unitaire moyen de transport entre le point de référence et le  
24 territoire de Gaz Métro à 100 % de CU.



**Tableau 11**

1	<b>Hypothèses de prix 2017-2018 (\$/GJ)</b>					
2	<u>Fourniture</u>		<u>Transport</u>	2015-01-01		
3	Empress	3,71	Emp-EDA	2,04		
4	Dawn	4,39	Dawn-Eda	0,63		
-----						
5	<b>Point de référence du prix de fourniture : Empress</b>					
6	Fonctionnalisation des achats à Dawn (\$/GJ)					
7	Prix d'achat global Dawn		4,39			
8	F (=prix Empress)		- <u>3,71</u>			
9	T (=différentiel de lieu Empress / Dawn)		0,68			
10	Pour ramener le prix du GR au prix de Empress, il faut diminuer le prix à Dawn par le différentiel de lieu.					
11	Le différentiel de lieu est fonctionnalisé (positivement) au service de transport.					
12	<b>Impact sur les prix</b>	<b>Vol. annuel</b>	<b>Coût T</b>	<b>Prix T</b>	<b>Fourniture</b>	<b>Total client</b>
13		PJ	\$/GJ	\$/GJ	\$/GJ	\$/GJ
14	Empress	AD	147	2,04	1,83	3,71
15	Empress	GR	18	2,04	1,83	3,71
16	Dawn	GR	<u>66</u>	<u>1,31</u>	1,83	3,71
17		Total	231	1,83		
18	Coût T des achats à Dawn = Transport + Différentiel de lieu (=0,63+0,68)					
19				Prix T = Coût moyen (=1,83)		
20				Prix F = Prix à Empress (=3,71)		
-----						
21	<b>Point de référence du prix de fourniture : Dawn</b>					
22	Fonctionnalisation des achats à Empress (\$/GJ)					
23	Prix d'achat global Empress		3,71			
24	F (=prix Dawn)		- <u>4,39</u>			
25	T (=différentiel de lieu Dawn / Empress)		-0,68			
26	Pour ramener le prix du GR au prix de Dawn il faut augmenter le prix à Empress par le différentiel de lieu.					
27	Le différentiel de lieu est fonctionnalisé (négativement) au service de transport.					
28	<b>Impact sur les prix</b>	<b>Vol. annuel</b>	<b>Coût T</b>	<b>Prix T</b>	<b>Fourniture</b>	<b>Total client</b>
29		PJ	\$/GJ	\$/GJ	\$/GJ	\$/GJ
30	Empress	GR	32	1,36	0,73	4,39
31	Dawn	AD	147	0,63	0,73	4,39
32	Dawn	GR	<u>52</u>	<u>0,63</u>	0,73	4,39
33		Total	231	0,73		
34	Coût T des achats à Empress = Transport + Différentiel de lieu (=2,04+-0,68)					
35				Prix T = Coût moyen (=0,73)		
36				Prix F = Prix à Dawn (=4,39)		

Note : Le prix de fourniture des clients-AD est ombragé pour indiquer qu'il est directement payé par le client.

#### **4.2. MÉTHODES DE FONCTIONNALISATION**

1 À la Cause tarifaire 2014, Gaz Métro a présenté un processus qui consiste à faire une  
2 fonctionnalisation de base entre la fourniture et le transport lors de la cause tarifaire, à évaluer la  
3 fonctionnalisation réelle lors du rapport annuel et à apporter les ajustements aux coûts des  
4 services respectifs de la même année considérant ainsi l'impact dans les résultats de l'année  
5 examinée. La première section présentera à nouveau ce processus. Les sections suivantes  
6 couvriront plus spécifiquement les options de fonctionnalisation des coûts réels entre les services  
7 applicables dans le cadre du rapport annuel et la proposition de Gaz Métro.

8 Les quatre options envisagées sont présentées avec exemples de calcul à l'appui. Les volumes  
9 d'achat de gaz naturel et les prix pour l'année 2012-2013, à la cause et au réel, ont été utilisés.  
10 À des fins d'illustration, seuls les points d'achat à Dawn et Empress sont utilisés. Toutefois, les  
11 principes développés s'appliqueraient de façon similaire à d'autres points d'achat.

##### 4.2.1. Processus d'évaluation à la cause tarifaire et au rapport annuel

12 Gaz Métro propose un processus où la fonctionnalisation des achats de gaz naturel serait  
13 sommaire lors de la cause tarifaire et un traitement spécifique à la fin de l'année financière,  
14 dans le cadre du rapport annuel. Les étapes seraient les suivantes :

##### 15 Évaluation à la cause tarifaire

16 L'évaluation à la cause tarifaire consisterait à fonctionnaliser les coûts projetés  
17 uniquement entre les services de fourniture et de transport. Le processus serait le suivant  
18 aux différents points d'achat :

19 Achats à Dawn

20 1- Équilibrage : Aucune projection ;

21 2- Fourniture : 100 % des coûts d'achats à Dawn selon les prix projetés à ce point

22 Établissement du prix unitaire des achats de fourniture à Dawn ;

- 1 Achats à Empress
- 2 3- Équilibrage : Aucune projection ;
- 3 4- Fourniture : Application des prix « Futures » à Dawn sur les quantités d'achat prévues
- 4 à Empress ;
- 5 5- Transport : Différence entre les coûts d'achats à Empress selon les prix projetés à ce
- 6 point et les coûts fonctionnalisés à la fourniture (évalués en 4).

7 L'annexe 2 présente un exemple d'évaluation à la cause tarifaire.

8 Évaluation au rapport annuel

9 L'évaluation au rapport annuel consisterait à fonctionnaliser les coûts réels de l'année en

10 fonctions de la méthode retenue et approuvée par la Régie. Les sections 4.2.2 à 4.2.5

11 présenteront ces options illustrées aux annexes 3 à 6.

12 Évaluation de l'ajustement au rapport annuel

13 L'ajustement de coûts pour chaque service serait égal à la différence entre :

- 14 • les coûts réels fonctionnalisés *a posteriori* au rapport annuel ; et
- 15 • les coûts fonctionnalisés entre les services en cours d'année, considérant le coût réel
- 16 d'achats et le coût unitaire moyen du transport évalué à la cause tarifaire.

17 L'annexe 7 présente un exemple d'évaluation des ajustements qui seraient intégrés à

18 chaque service, en fonction de l'option proposée par Gaz Métro.

19 L'ajustement au service de fourniture serait intégré dans le compte d'écart de prix de la

20 fourniture au mois d'octobre de l'année financière suivante.

21 Les ajustements aux services de transport et équilibrage, évalués au rapport annuel,

22 seraient intégrés aux coûts des services respectifs de la même année et alors considérés

23 dans les résultats de l'année examinée.

24 Cette approche a pour effet d'être simple d'application et permet d'attribuer les coûts

25 respectifs dans l'année où ils sont encourus, contrairement à l'approche actuelle qui a

1 pour effet de reporter les ajustements à l'équilibrage à la cause tarifaire suivant la décision  
2 de la Régie sur le rapport annuel, soit deux ans plus tard, et d'entraîner des fluctuations  
3 de coûts importantes au service d'équilibrage.

4 Gaz Métro propose de ne pas fonctionnaliser de coûts au service d'équilibrage *a priori* à  
5 la cause tarifaire. En effet, l'historique des transferts de la fourniture à l'équilibrage  
6 présenté à l'annexe 8 démontre que la valeur de la saisonnalité observée *a posteriori* au  
7 cours des six années d'application est totalement différente de celle projetée *a priori* à la  
8 cause tarifaire. Il n'y a donc pas de valeur ajoutée à une fonctionnalisation des coûts au  
9 service d'équilibrage en phase projection.

#### 4.2.2. Option 1 - Méthode actuelle de fonctionnalisation des achats de gaz naturel adaptée au point de référence Dawn

10 La méthode actuelle de fonctionnalisation des coûts d'achats de gaz naturel à Dawn au  
11 point de référence Empress pourrait être envisageable en l'adaptant toutefois au point de  
12 référence Dawn.

13 La fonctionnalisation des achats de gaz naturel entre les services de fourniture, transport  
14 et équilibrage est effectuée en deux étapes distinctes :

- 15 1. Fonctionnalisation du prix d'achat ; et
- 16 2. Transfert de coûts entre la fourniture et l'équilibrage.

#### 17 Fonctionnalisation du prix d'achat

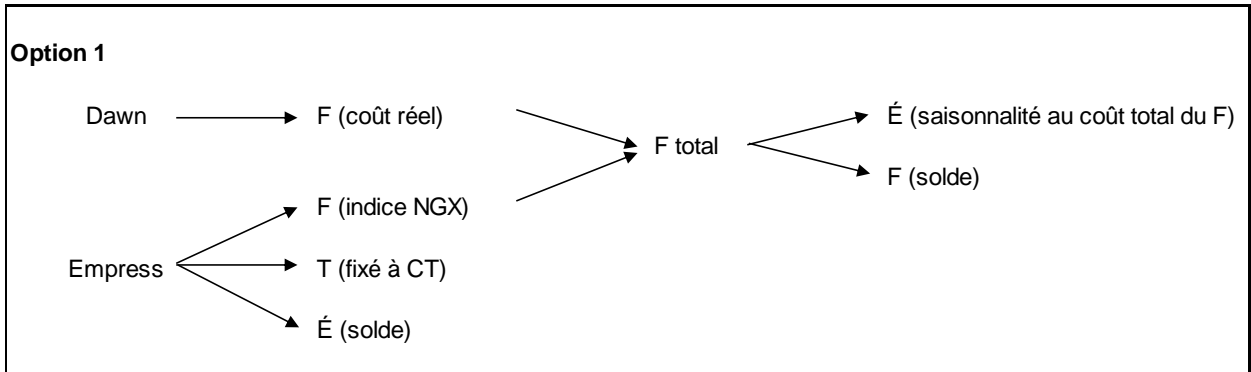
18 Cette application a pour effet de considérer au service de fourniture le coût d'achat selon  
19 l'indice à Dawn, point de référence du prix de fourniture du distributeur, et de  
20 fonctionnaliser le solde du coût total des achats entre le transport et l'équilibrage.

21 Il est à noter que les achats effectués à Dawn ne sont pas visés par cette application,  
22 étant déjà contractés au point de référence et donc déjà fonctionnalisés au service de  
23 fourniture.

24 Le coût global des achats contractés à un point autre que Dawn est scindé entre les  
25 services comme suit :



1 La fonctionnalisation de l'option 1 peut être schématisée comme suit :



2 Les résultats de cette fonctionnalisation sont présentés à l'annexe 3.

3 Cette méthode a comme particularité qu'elle fonctionnalise les coûts au service de  
4 transport en fonction d'un prix fixé pour toute la période considérant les « Futures »  
5 projetés à la cause tarifaire, soit plus de huit mois avant le début de l'année financière.  
6 Elle ne reflète donc pas la valeur « marché » réelle du transport annuel observée sur la  
7 période.

#### 4.2.3. Option 2 : Méthode de fonctionnalisation des achats de gaz naturel par point d'achat

8 Comme demandé par la Régie dans la décision D-2011-164, cette méthode de  
9 fonctionnalisation utilise un principe similaire à celui déjà en application pour le transfert  
10 de coûts entre la fourniture et l'équilibrage, mais appliqué par point d'achat. Cette option  
11 a été présentée à la Cause tarifaire 2014 (réf. : R-3837-2013, B-0061, Gaz Métro-2,  
12 Document 4, Section 3).

13 Pour chaque point d'achat, les coûts d'achats de gaz naturel sont scindés entre les  
14 services comme suit :

15 Achats à Dawn

16 1. Équilibrage : Évaluation de la saisonnalité des coûts en comparant les coûts selon  
17 le profil réel d'achat aux coûts d'un profil uniforme d'achat, en fonction  
18 des prix réels d'achats à Dawn.

1 Si aucun achat n'est effectué pour un mois donné, le prix selon l'indice  
2 NGX Dawn de ce mois serait utilisé.

3 2. Fourniture : Coûts totaux d'achats à Dawn selon les prix réels à ce point diminués  
4 des coûts fonctionnalisés à l'équilibrage.  
5 Établissement du prix moyen désaisonnalisé des achats de fourniture  
6 à Dawn.

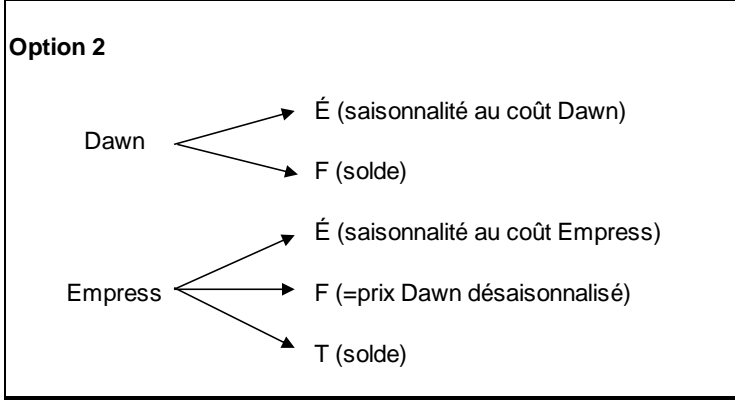
7 Achats à Empress

8 3. Équilibrage : Évaluation de la saisonnalité des coûts en comparant les coûts selon  
9 le profil réel d'achat aux coûts d'un profil uniforme d'achat, en fonction  
10 des prix réels d'achats à Empress.  
11 Si aucun achat n'est effectué pour un mois donné, le prix selon l'indice  
12 Alberta Spot Price Empress (7) de ce mois serait utilisé.

13 4. Fourniture Application du prix moyen désaisonnalisé des achats de fourniture à  
14 Dawn (évalué en 2) sur les quantités d'achats concrétisées à  
15 Empress ;

16 5. Transport Coûts totaux d'achats à Empress selon les prix réels à ce point  
17 diminués des coûts fonctionnalisés à l'équilibrage (évalués en 3) et à  
18 la fourniture (évalués en 4).

19 La fonctionnalisation de l'option 2 peut être schématisée comme suit :



20 Les résultats de cette fonctionnalisation sont présentés à l'annexe 4.

1 La méthode par point de livraison permet de capter la valeur du différentiel de lieu propre  
2 à chaque point et de la fonctionnaliser au service de transport. Par exemple, pour les  
3 achats à Dawn, il n'y a pas de valeur de transport, alors que pour les achats à Empress,  
4 le prix intègre un coût de transport qui doit donc être fonctionnalisé dans ce service pour  
5 maintenir l'équité entre les clients-GR et les clients-AD.

6 D'autre part, cette méthode capte l'impact de la saisonnalité sur les prix de gaz naturel  
7 distinctement à chacun des points d'achat. Cette méthodologie suppose donc la possibilité  
8 d'effectuer des achats uniformes à chaque point, ce qui revient à supposer que la  
9 répartition des achats par point est effectuée à la base et, par la suite, ces achats sont  
10 modulés en fonction de la demande à desservir et des capacités de transport disponibles  
11 reliant les points d'achat au territoire de Gaz Métro.

12 Ce dernier élément est l'aspect faible de la méthode. En effet, l'équilibrage de la demande  
13 est effectuée sur une base globale, peu importe le point d'achat, en fonction des  
14 différentes capacités à la disponibilité de Gaz Métro. La fonctionnalisation de l'équilibrage  
15 par point d'achat ne reflète pas cette application.

#### 4.2.4. Option 3 : Méthode de fonctionnalisation globale des achats de gaz naturel

16 Cette méthode de fonctionnalisation est effectuée sur la base du profil global d'achat de  
17 gaz naturel. La portion équilibrage est évaluée globalement et le solde est fonctionnalisé  
18 au service de transport. Cette option avait été présentée à la Cause tarifaire 2014  
19 (réf : R-3837-2013, B-0224, Gaz Métro-2, Document 7, questions 18.2 et 18.3).

20 Les coûts totaux des achats de gaz naturel pour l'ensemble des points d'achat sont  
21 scindés entre les services comme suit :

22 1. Fourniture : Coût unitaire mensuel moyen des achats à Dawn appliqué à  
23 l'ensemble des volumes d'achat de gaz naturel.

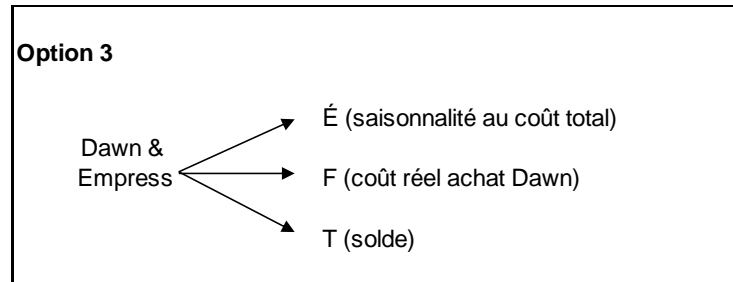
24 Si aucun achat n'est effectué pour un mois donné, le prix selon l'indice  
25 NGX Dawn de ce mois serait utilisé.

26 2. Équilibrage : Évaluation de la saisonnalité des coûts en comparant les coûts selon  
27 le profil réel d'achat aux coûts d'un profil uniforme d'achat, en fonction



1 du coût unitaire mensuel moyen des achats totaux de fourniture ;  
2 3. Transport : Solde des coûts globaux.

3 La fonctionnalisation de l'option 3 peut être schématisée comme suit :



4 Les résultats de cette fonctionnalisation sont présentés à l'annexe 5.

5 Cette méthode a l'avantage de capter la saisonnalité en considérant le profil global d'achat  
6 de l'ensemble des points d'achat. Toutefois, une double saisonnalité semble être  
7 présente. La première, par l'établissement des coûts de fourniture à Dawn avec l'utilisation  
8 des coûts d'achats à Dawn sur les achats totaux et la seconde, par la portion saisonnalité  
9 effectivement incluse dans les coûts moyens globaux des achats totaux.

10 De plus, au niveau du service de transport, les résultats présentés à l'annexe 5 montrent  
11 une fonctionnalisation positive au service de transport, ce qui est contraire à ce qui est  
12 attendu. En effet, les achats de gaz naturel à Empress, seul point où une notion de  
13 transport est présente, doivent être ajustés pour refléter le prix au point de référence Dawn  
14 et devraient, en conséquence, entraîner une hausse au service de fourniture et, en  
15 contrepartie, une baisse des coûts de transport, et non l'inverse. À lui seul, cet élément  
16 démontre que cette option ne peut être retenue.

#### 4.2.5. Option 4 : Méthode de fonctionnalisation par point et évaluation globale de la saisonnalité à la fourniture et au transport

17 Cette méthode de fonctionnalisation effectue une première répartition entre les services  
18 de fourniture et de transport pour chaque point d'achat autre que le point de référence.  
19 Les achats de gaz naturel effectués à Dawn sont entièrement fonctionnalisés au service  
20 de fourniture.

1 À la base, l'écart de prix entre le point d'achat et le point de référence représente la valeur  
2 « marché » du différentiel de lieu. Étant donné que le prix de fourniture doit être évalué au  
3 point de référence Dawn, pour maintenir l'équité entre les catégories de clients, ce  
4 différentiel de lieu entre Dawn et Empress doit alors être ajouté au prix d'Empress, donc  
5 au service de fourniture et, en contrepartie, être réduit du service de transport.

6 D'autre part, les coûts fonctionnalisés à ces deux services sont influencés par la  
7 saisonnalité des prix. En effet, le prix de fourniture à Dawn et la valeur du transport entre  
8 Empress et Dawn varient au cours de l'année et sont normalement plus élevés sur la  
9 période de l'hiver. Ainsi, le principe actuel d'évaluation de cette saisonnalité peut être  
10 appliqué aux coûts fonctionnalisés à ces deux services. La notion d'équilibrage est  
11 identifiée uniquement par la saisonnalité des prix dans chacun des services : fourniture et  
12 transport.

13 Les coûts totaux des achats de gaz naturel sont scindés entre les services comme suit :

14 Achats à Dawn :

- 15 1. Fourniture : Coûts totaux d'achats à Dawn selon les prix réels à ce point.  
16 Si aucun achat n'est effectué pour un mois donné, le prix selon l'indice  
17 NGX Dawn de ce mois serait utilisé.
- 18 2. Transport : Aucun coût.

19 Achats à Empress :

- 20 3. Fourniture : Prix mensuel du gaz naturel à Dawn selon l'indice NGX Dawn ;  
21 4. Transport : Solde du prix global.

22 Saisonnalité des coûts fonctionnalisés au service de fourniture :

- 23 5. Équilibrage : Évaluation de la saisonnalité des coûts de fourniture en comparant les  
24 coûts selon le profil réel d'achat aux coûts d'un profil uniforme d'achat,  
25 en fonction du coût unitaire mensuel moyen des achats fonctionnalisés  
26 à la fourniture ;

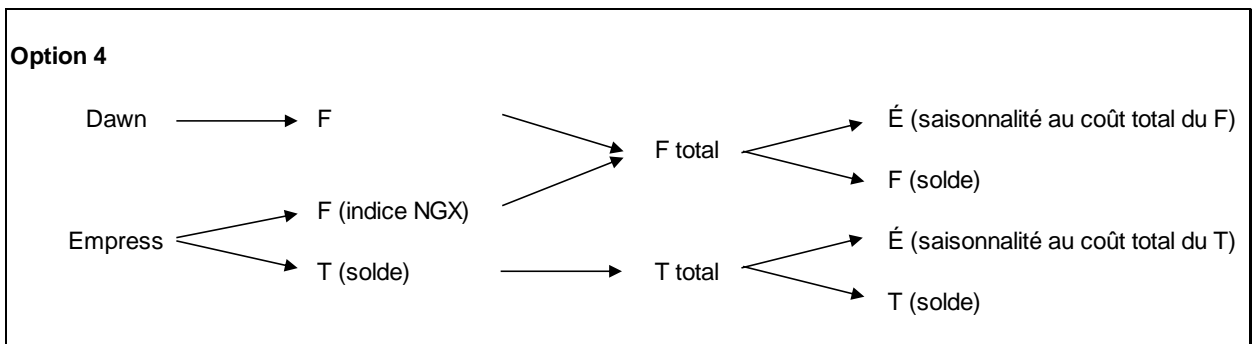
27 Saisonnalité des coûts fonctionnalisés au service de transport :

- 28 6. Équilibrage : Évaluation de la saisonnalité des coûts de transport en comparant les

1                   coûts selon le profil réel d'achat aux coûts d'un profil uniforme d'achat,  
2                   en fonction du coût unitaire mensuel moyen des achats fonctionnalisés  
3                   au transport ;

4                   L'évaluation de la saisonnalité est effectuée par service, mais pour la totalité des coûts  
5                   fonctionnalisés à chaque service.

6                   La fonctionnalisation de l'option 4 peut être schématisée comme suit :



7                   Les résultats de cette fonctionnalisation sont présentés à l'annexe 6.

8                   Cette méthode s'apparente légèrement à la méthode actuelle (option 1) de par ses  
9                   résultats similaires. Toutefois, elle a l'avantage de refléter la valeur « marché » du  
10                  différentiel de lieu entre les points d'achat observée au cours de l'année financière plutôt  
11                  que de fixer *a priori* un prix annuel à fonctionnaliser au service de transport.

#### **4.3. TRANSFERT IMPLIQUANT UNE AUGMENTATION DES COÛTS AU SERVICE DE FOURNITURE**

12                  À la section 4.2 , Gaz Métro présente des exemples de méthodes de fonctionnalisation en fonction  
13                  des résultats réels observés pour l'exercice financier 2013. Sous ces exemples, les résultats  
14                  démontrent qu'en plus d'augmenter les coûts du service de fourniture par la portion transport,  
15                  l'évaluation de la saisonnalité a pour effet de transférer des coûts du service d'équilibrage vers le  
16                  service de fourniture.

17                  Au Rapport annuel 2012, l'évaluation des coûts réels d'équilibrage inclus au prix de fourniture  
18                  générât un ajustement négatif, donc une augmentation des coûts de fourniture. Dans le cadre de  
19                  la Cause tarifaire 2013, la Régie avait questionné Gaz Métro quant à la cohérence de ces

1 résultats. Gaz Métro avait mentionné qu'il n'y avait pas d'incohérence et que pour assurer un  
2 traitement équitable quant à l'effet saisonnier inclus dans le prix de fourniture, le transfert de coûts  
3 doit se faire dans un sens comme dans l'autre. Dans la décision D-2013-106, la Régie a  
4 mentionné :

5 « [66] La Régie considère également qu'un résultat négatif comme celui constaté en 2012  
6 ne saurait se traduire par un transfert des coûts d'équilibrage vers les coûts de fourniture.  
7 En effet, les coûts d'équilibrage sont générés par tous les clients utilisant ce service, y  
8 compris les clients en achat direct. La méthodologie actuelle, lorsqu'elle amène un transfert  
9 des coûts d'équilibrage vers les coûts de fourniture, conduit à faire assumer par les seuls  
10 clients en gaz de réseau des coûts d'équilibrage et à facturer davantage à ces clients que  
11 ce qu'il en coûte pour assurer leur service de fourniture.

12 **[67] La Régie ordonne donc à Gaz Métro de limiter, à compter du dossier d'examen**  
13 **du rapport annuel 2013, les transferts de coûts de fourniture vers les coûts**  
14 **d'équilibrage à des montants non négatifs. »**

15 Considérant les résultats présentés sous les simulations évaluées en fonction des données  
16 observées en 2013, les quatre méthodes de fonctionnalisation génèrent des transferts de coûts  
17 vers le service de fourniture. Ce qui vient à l'encontre de la décision D-2013-106 de la Régie.

18 Le transfert de coûts entre le service de transport et le service de fourniture, équivalent au  
19 différentiel de lieu, a pour effet de considérer l'achat de gaz naturel au point de référence pour  
20 l'ensemble de la clientèle. Ainsi, tous les clients paient leur gaz naturel à un prix similaire (évalué  
21 à Dawn) et un même prix de transport. L'équité entre les catégories de clients qui utilisent ou non  
22 le service de fourniture du distributeur est donc assurée en effectuant le transfert de coûts. Cet  
23 élément a été sommairement illustré au Tableau 11 de la section 4.1.

24 Le transfert de coûts entre le service d'équilibrage et le service de fourniture résulte de l'évaluation  
25 de la saisonnalité réellement observée en cours d'année. Cette saisonnalité vient capter le fait  
26 que les clients-GR achètent leur gaz naturel concentré en hiver en fonction des prix d'hiver, prix  
27 généralement plus élevés, comparativement aux clients-AD et clients-T qui achètent leur gaz  
28 naturel uniformément sur leur période contractuelle. Le profil d'achat de gaz naturel des clients-  
29 GR est défini en fonction des besoins d'équilibrage de l'ensemble de la clientèle. Dans un  
30 contexte normal où les prix en hiver sont plus élevés que ceux en été, les coûts de saisonnalité  
31 devraient être transférés de la fourniture vers l'équilibrage afin de ne pas désavantager les clients-  
32 GR. Un transfert en sens inverse, pour une année donnée, signifie que le profil d'achat des  
33 clients-GR, concentrant les achats en hiver, a été plus avantageux qu'un profil uniforme. À

1 l'inverse, les clients-AD, qui ont acheté leur gaz naturel selon un profil uniforme, n'ont pu  
2 bénéficier de cet avantage.

3 Puisque le profil d'achat des clients-GR, requis pour équilibrer l'ensemble de la clientèle, a été  
4 bénéfique, cet avantage n'a pas à être attribué aux seuls clients-GR. Ainsi, d'un point de vue  
5 équité, il est logique qu'un transfert de coût du service d'équilibrage vers le service de fourniture  
6 soit considéré.

7 Ce phénomène de transfert négatif entre le transport et l'équilibrage pourrait également être  
8 observé. Ici aussi, Gaz Métro juge que pour des raisons d'équité ces transferts devraient être  
9 appliqués.

#### **4.4. PROPOSITION DE GAZ MÉTRO**

10 Gaz Métro a présenté à la section précédente quatre méthodes de fonctionnalisation des achats  
11 de gaz naturel.

12 Le tableau suivant résume les résultats des quatre options analysées :

13 **Tableau 12**

	<b>Option 1</b>	<b>Option 2</b>	<b>Option 3</b>	<b>Option 4</b>
	<b>Méthode</b>	<b>Par point</b>	<b>Globale</b>	<b>Par point +</b>
	<b>actuelle</b>	<b>d'achat</b>		<b>saisonnalité</b>
				<b>par service</b>
Fourniture	231 432	231 934	228 245	231 432
Transport	-1 852	-2 490	1 105	-2 302
Équilibrage	-3 259	-3 123	-3 029	-2 809
Total	226 321	226 321	226 321	226 321

14 Excluant l'option 3 qui amène des résultats non cohérents, les autres options produisent des  
15 résultats similaires, la variation se situant en grande partie dans la considération des coûts au  
16 service de transport. Les constats suivants peuvent être avancés :

- 1 • Option 1 : Méthode actuelle dont la portion transport est fixée à la cause tarifaire selon le  
2 différentiel de lieu projeté en fonction des « Futures ». La valeur « marché » réelle n'est  
3 pas reflétée.
- 4 • Option 2 : Fonctionnalisation à chaque point d'achat, incluant l'évaluation de la  
5 saisonnalité. La portion équilibrage n'est pas évaluée globalement, pouvant causer un  
6 biais.
- 7 • Option 3 : Fonctionnalisation globale qui cible l'évaluation de la saisonnalité globalement.  
8 Cette méthode considère une double saisonnalité et attribue une portion transport inverse  
9 à ce qui est attendu.
- 10 • Option 4 : Fonctionnalisation initiale du différentiel de lieu au service de transport avec  
11 évaluation subséquente de la saisonnalité incluse au service de fourniture et de transport.  
12 Cette méthode permet l'évaluation des valeurs « marché » réelles du transport observées  
13 sur l'année, et une évaluation globale de la saisonnalité observée à chaque service.

14 Gaz Métro juge que l'option 4 est celle qui répond le mieux à l'objectif initial de définir la méthode  
15 qui permet de fonctionnaliser les coûts d'achats de gaz naturel entre les services de fourniture,  
16 de transport et d'équilibrage d'une façon juste et raisonnable, en préservant l'équité entre les  
17 différentes catégories de clients utilisant ou non les services du distributeur. En effet, comme  
18 mentionné à la section 4.1, la fonctionnalisation des coûts des achats de gaz naturel entre les  
19 services au point de référence Dawn maintient l'équité entre les catégories de clients, considérant  
20 que :

- 21 • tous les clients paient un même prix de fourniture au point de référence ;
- 22 • tous les clients qui utilisent le service de transport du distributeur paient le même prix de  
23 transport, reflétant le coût unitaire moyen de transport entre le point de référence et le  
24 territoire de Gaz Métro à 100 % de CU.

25 Par ailleurs, le transfert des coûts de saisonnalité des services de fourniture et de transport vers  
26 le service d'équilibrage vient neutraliser l'impact du profil d'achats de gaz naturel (majoritairement  
27 en hiver) pour les clients en gaz de réseau comparativement au profil uniforme des clients en  
28 achat direct.

1 Ainsi, si la méthode de fonctionnalisation approuvée respecte les principes d'équité, ce qui est le  
2 cas de l'avis de Gaz Métro, aucun ajustement additionnel *a posteriori* n'est requis.

3 La méthode de fonctionnalisation proposée répond aux différentes préoccupations soulevées  
4 dans l'application des trois autres options :

- 5 • Reflète la valeur « marché » réelle du différentiel de lieu, plutôt que l'utilisation de  
6 « Futures »;
- 7 • Évalue la portion saisonnalité (équilibrage) globalement, sans distinction du point d'achat;
- 8 • Produit des résultats qui sont cohérents avec ce qui est attendu quant à la portion  
9 fonctionnalisée au service de transport.

10 L'approche proposée par Gaz Métro demeure applicable si d'autres points d'achat de gaz de  
11 réseau sont intégrés au plan d'approvisionnement gazier des prochaines années.

12 **Gaz Métro demande à la Régie d'approuver :**

- 13 • **le processus de fonctionnalisation énoncé à la section 4.2.1 incluant le traitement**  
14 **financier au rapport annuel ;**
- 15 • **la méthode de fonctionnalisation des achats de gaz naturel (option 4) présentée à la**  
16 **section 4.2.5 ;**
- 17 • **la non-limitation des transferts de coûts entre les services.**

#### **4.5. PRIX DE FOURNITURE AU 1<sup>ER</sup> NOVEMBRE 2016**

18 Comme mentionné à la section 4.1, le prix de fourniture du distributeur doit être établi au point de  
19 livraison de la clientèle en achat direct afin d'assurer une équité quant à ce prix. Ce point est  
20 défini comme le point de référence pour établir le prix de fourniture du distributeur. Jusqu'au  
21 31 octobre 2016, le point de livraison de la clientèle en achat direct et le prix de fourniture du  
22 distributeur seront en fonction du point Empress. À partir du 1<sup>er</sup> novembre 2016, date du  
23 déplacement des livraisons de la clientèle en achat direct, le prix de fourniture du distributeur sera  
24 donc évalué au point de référence Dawn.

25 L'établissement du prix de la fourniture à Dawn à compter du 1<sup>er</sup> novembre 2016 affecte certaines  
26 pages du calcul mensuel, plus spécifiquement le Tableau 3 traitant des Frais reportés ainsi que

1 le Tableau 5 traitant de l'évaluation du coût moyen du gaz à Dawn. Un exemple du rapport du  
2 calcul du prix du service de fourniture au 1<sup>er</sup> novembre 2016 est présenté à l'annexe 9.

3 Tableau 3 Frais reportés du service de fourniture – Évaluation au jj mm aaaa

4 Valeur « marché » du différentiel de lieu versus Dawn

5 Dans la section « Coût unitaire (\$/GJ) », afin de fonctionnaliser les achats à Dawn,  
6 la ligne « Différentiel de lieu versus Empress » est modifiée pour « Différentiel de  
7 lieu versus Dawn ».

8 Selon la méthode de fonctionnalisation proposée par Gaz Métro à la section 5.4 et  
9 appliquée en cours d'année, la portion Fourniture des achats de gaz naturel  
10 effectués à des points différents du point de référence est égale à l'indice quotidien  
11 publié à Dawn *NGX Union-Dawn Spot Day Ahead Index* tiré du CGPR. L'écart  
12 entre le prix projeté plus prime au point d'achat et l'indice de référence à Dawn  
13 représente le « différentiel de lieu versus Dawn », qui est fonctionnalisé au service  
14 de transport.

15 Les achats de gaz naturel à Dawn sont déjà fonctionnalisés au service de  
16 fourniture selon les prix réels à ce point, donc un différentiel de lieu n'est pas  
17 applicable.

18 Tableau 4 Retrait du tableau, car il traite des prix et des quantités d'achats SPOT réalisés à  
19 Dawn pour le mois en cours et des achats prenant effet à la suite du dépôt du  
20 rapport du mois précédent, évalués selon les indices quotidiens journaliers à  
21 AECO, indice AB-NIT Same Day Index 5A.

22 Tableau 5 Devient le Tableau 4. Amortissement du montant transféré à l'équilibrage ainsi que  
23 le suivi de l'amortissement du montant transféré pour remboursement via un taux  
24 unitaire – aucun changement.

25 Tableau 6 Devient le Tableau 5 et intitulé « Évaluation du coût du gaz à Dawn pour les 12  
26 mois débutant le jj mm aaaa »



- 1                   • Le titre de la colonne « Différentiel de lieu versus Empress » est modifié pour  
2                   « Différentiel de lieu versus Dawn ». Le différentiel de lieu correspond à la  
3                   différence entre le point de livraison et Dawn qui est fonctionnalisé au service  
4                   de transport, considérant la méthode de fonctionnalisation proposée par Gaz  
5                   Métro à la section 5.4. La somme du prix total et du différentiel de lieu  
6                   représente le coût unitaire au point de référence Dawn.
- 7                   • Les contrats non encore négociés seront considérés à Dawn selon l'indice  
8                   CGPR - DAWN plutôt qu'à l'indice CGPR – Empress.

9   Tableau 7     Devient le Tableau 6. Prix projetés provenant d'institutions financières selon des  
10                   périodes définies - aucun changement.

11   À la suite d'une décision favorable de la Régie, l'ajustement proposé au mécanisme de calcul du  
12   prix de la fourniture au point Dawn sera intégré le mois où le déplacement des livraisons des  
13   clients en service de fourniture avec ou sans transfert de propriété (achat direct) sera concrétisé,  
14   soit le 1<sup>er</sup> novembre 2016.

15   Le « Document explicatif » sera présenté au début de 2017 en mode « suivi de modifications »  
16   et traitera entre autres des changements approuvés par la Régie sur le mécanisme de calcul de  
17   la fourniture pour le 1<sup>er</sup> novembre 2016.

18   **Gaz Métro demande à la Régie d'approuver les changements à apporter à la suite de**  
19   **l'ajustement du mécanisme de calcul du prix de la fourniture au point Dawn pour le**  
20   **1<sup>er</sup> novembre 2016, tels que détaillés à la présente section.**

## **CONCLUSION**

21   Les sections précédentes de ce document ont présenté divers sujets reliés au déplacement des  
22   livraisons des clients en achat direct vers Dawn au 1<sup>er</sup> novembre 2016 ainsi que certains sujets  
23   connexes. Les propositions que Gaz Métro avance sur ces sujets sont décrites aux sections  
24   respectives.

- 1 Certains sujets demeurent à être analysés dont :
- 2 • la fonctionnalisation des coûts entre les services de transport et équilibrage, incluant les  
3 coûts de transport non utilisé en suivi des décisions D-2014-065, paragr. 23 et  
4 D-2014-165, paragr. 67 ;
  - 5 • les règles relatives aux OMA et au taux d'allègement du tarif de transport, en suivi de la  
6 décision D-2014-065, paragr. 23 ;
  - 7 • la flexibilité opérationnelle en cours de journée considérant une structure  
8 d'approvisionnement déplacée vers Dawn, incluant la tarification des frais associés, en  
9 suivi de la décision D-2012-175, paragr. 93 ;
  - 10 • le traitement des ajustements reliés aux inventaires ; et
  - 11 • la gestion de l'année de transition.
- 12 Gaz Métro présentera, à la prochaine cause tarifaire, les réflexions sur ces sujets relatifs au  
13 déplacement vers Dawn. Puisqu'il s'agira de la dernière cause tarifaire avant le déplacement vers  
14 Dawn, l'analyse de l'ensemble des sujets devra alors être finalisée.

## **ANNEXES**

Annexe 1 : Exemple – prix de fourniture à Empress au 1<sup>er</sup> novembre 2015

Annexe 2 : Fonctionnalisation des achats de fourniture par service à la cause tarifaire

Annexe 3 : Option 1 : Méthode actuelle de fonctionnalisation, adaptée pour refléter le prix de référence à Dawn ;

Annexe 4 : Option 2 : Méthode de fonctionnalisation par point d'achat ;

Annexe 5 : Option 3 : Méthode de fonctionnalisation globale ;

Annexe 6 : Option 4 : Méthode de fonctionnalisation par point et évaluation globale de la saisonnalité au service de fourniture et au service de transport.

Annexe 7 : Ajustement de la fonctionnalisation des achats de fourniture au rapport annuel

Annexe 8 : Historique des évaluations de la portion équilibrage incluse au prix de fourniture

Annexe 9 : Exemple – prix de fourniture à Empress au 1<sup>er</sup> novembre 2016

TABLEAU 1

**SOCIÉTÉ EN COMMANDITE GAZ MÉTRO**

 Prix du service de fourniture de gaz naturel  
 pour les 12 mois débutant le jj mm aaaa

<b>Taux de fourniture de gaz naturel</b>			
	<b>Quantité (PJ)</b>	<b>Coûts unitaires (\$/GJ)</b>	<b>Taux (¢/m<sup>3</sup>)</b>
Prix variables - Nouveaux contrats	<b>76,519</b>	<b>3,907</b>	
Écart de coût cumulatif de la fourniture de gaz naturel courant au jj mm aaaa		0,104	
Taux unitaire de remboursement débutant le jj mm aaaa		0,000	
Estimation du coût de la fourniture de gaz naturel pour les prochains douze mois		<u><b>4,011</b></u>	
<b>Taux de fourniture de gaz naturel pour les prochains douze mois</b>		<b>4,01\$ /GJ</b>	15,194

<b>Frais de migration au service de fourniture</b>			
Écart de coût cumulatif de la fourniture de gaz naturel courant au jj mm aaaa		<u><b>(0,104\$) /GJ</b></u>	<u>(0,394)</u>
<b>Prix de migration au service de fourniture de gaz naturel</b>	<b>À l'entrée (min. 0)</b>	<b>0,000\$ /GJ</b>	0,000
Écart de coût cumulatif de la fourniture de gaz naturel courant au jj mm aaaa		<u><b>0,104\$ /GJ</b></u>	<u>0,394</u>
<b>Prix de migration au service de fourniture de gaz naturel</b>	<b>À la sortie (min. 0)</b>	<b>0,104\$ /GJ</b>	0,394

**EXEMPLE - PRIX DE LA FOURNITURE À EMPRESS AU 1 NOVEMBRE 2015**  
 REFLÉTANT L'ABOLITION DU SERVICE DE COMPRESSION  
 ET LA FIN DU PROGRAMME DES DÉRIVÉS FINANCIERS

TABLEAU 2

## SOCIÉTÉ EN COMMANDITE GAZ MÉTRO

### Achats prévus de fourniture de gaz naturel

(Pétajoules)

Répartition par type de contrat d'achat:

	MOIS											TOTAL	
	août-14	sept-14	oct-14	nov-14	déc-14	janv-15	févr-15	mars-15	avr-15	mai-15	juin-15		juil-15
Achats de fourniture de gaz - Prix variables - Contrats négociés	0,012	0,012	0,012	0,012	0,415	0,415	0,375	0,415	0,012	0,012	0,012	0,012	1,719
Achats de fourniture de gaz - Prix variables - Contrats non encore négociés	6,486	6,277	6,486	6,277	6,083	6,083	5,495	6,083	6,277	6,486	6,277	6,486	74,800
Achats de fourniture de gaz - Prix variables - Total	6,499	6,289	6,499	6,289	6,499	6,499	5,870	6,499	6,289	6,499	6,289	6,499	76,519

TABLEAU 3

**SOCIÉTÉ EN COMMANDITE GAZ MÉTRO**  
Frais reportés du service de fourniture de gaz  
Évaluation au jj mm aaaa

Achats totaux (GJ) (Estimés au jj mm aaaa)	Points de livraison								TOTAL	
	GMIT EDA			Empress		Dawn				
	À indice	SPOT		À indice	SPOT	À indice	SPOT			
Fourniture de gaz:	12 400	0	0	0	0	0	0	0	3 025 000	3 037 400

Description des indices:	Empress	Dawn	N/A	AECO	N/A	AECO	Dawn		N/A
	Alberta Spot Price Empress (7)	NGX Union-Dawn Spot Day Ahead Index		NGX AB-NIT Same Day Index (5A)		NGX AB-NIT SameDay Index (5A)	NYMEX Futures Prices Henry Hub Close ("Last Day Settle")	NGX Union-Dawn Spot Day Ahead Index	
<b>Coût unitaire (\$/GJ)</b>									
Indice Enerdata	4,3774\$	4,3396\$		3,9393\$		3,9393\$	4,4652\$	4,3396\$	
Primes	1,5959\$	1,1365\$		0,0000\$		0,0000\$	0,0000\$	0,0000\$	
Prix moyen des achats SPOT			0,0000\$		0,0000\$				4,4566\$
Différentiel de lieu versus Empress	(1,5959\$)	(1,0987 \$)				0,4381\$	(0,0878 \$)	0,0378\$	(0,0792\$)
	4,3774\$	4,3774\$	0,0000\$	3,9393\$	0,0000\$	4,3774\$	4,3774\$	4,3774\$	4,3774\$

Coûts (000\$)												\$/GJ	
Coût du gaz total	54	0	0	0	0	0	0	0	0	0	13 242	13 296	4,3774

Écart de prix		\$/GJ	GJ	000 \$
Tarif actuellement en vigueur		4,5300\$		
Moins le(s) taux unitaire(s) de remboursement en vigueur		0,0000\$		
Coûts projetés d'acquisition selon la mécanique de calcul		4,5300\$	3 037 400	13 759
Coûts projetés		4,3774\$	3 037 400	13 296
Total				463
À remettre aux clients	mm aaaa			463

Écart de coût cumulatif		000 \$
Soldes aux livres au 30 juin 2014 (À récupérer des clients)		8 407
Écart de prix du mois courant		(463)
Écart cumulatif projeté à récupérer des clients		7 943

TABLEAU 3

**SOCIÉTÉ EN COMMANDITE GAZ MÉTRO**  
Frais reportés du service de fourniture de gaz  
Évaluation au jj mm aaaa (suite)

	(Milliers \$)	
<b><u>TRANSFERT DANS UN COMPTE TEMPORAIRE POUR REMBOURSEMENT</u></b>		
Ecart cumulatif projeté à récupérer des clients	7 943	(a)
Solde du montant transféré vers l'équilibrage	(2 365)	(b)
Solde du compte excluant les montants transférés à l'équilibrage	10 308	(c = a-b)
Balise maximale selon décision D-2008-083	40 000	
Nombre de mois consécutif où le solde du compte est supérieur à 40 millions	0	
Solde admissible à un remboursement via un taux unitaire	10 308	(d)
Solde minimal selon décision D-2008-083	20 000	(e)
Montant transféré pour remboursement	0	(f = d-e)
Solde du compte d'écart de coût cumulatif projeté à récupérer des clients	7 943	(g = a-f)
Volume projeté d'achat	76 519	(h)
Impact unitaire de l'écart de coût cumulatif courant	0,104	(g÷h)
<b><u>COMPTE TEMPORAIRE DE REMBOURSEMENT D'UNE PORTION DE L'ÉCART CUMULÉ</u></b>		
Montant transféré pour remboursement (milliers \$)	0	(a)
Volume projeté d'achat en date du 1 août 2014 (milliers Gj)	76 519	(b)
Taux unitaire de remboursement débutant le 1 août 2014 (\$/Gj)	0,000	(a÷b)

TABLEAU 4

**SOCIÉTÉ EN COMMANDITE GAZ MÉTRO**  
 Frais reportés du service de fourniture de gaz

Évaluation au jj mm aaaa (suite)

**Détail des achats SPOT à Dawn en vigueur dans le mois**

Date de la transaction	Jour de la livraison	Quantité (GJ)	Indice journalier AB-NIT SAME DAY INDEX 5A
2014-07-01	2014-07-02	150 000	4,1802
2014-07-02	2014-07-03	150 000	4,1491
2014-07-03	2014-07-04	100 000	4,1491
2014-07-03	2014-07-05	100 000	4,1491
2014-07-03	2014-07-06	100 000	4,1491
2014-07-03	2014-07-07	100 000	4,0247
2014-07-07	2014-07-08	125 000	4,0339
2014-07-08	2014-07-09	120 000	4,1251
2014-07-09	2014-07-10	120 000	4,0362
2014-07-10	2014-07-11	120 000	3,9847
2014-07-11	2014-07-12	100 000	3,9847
2014-07-11	2014-07-13	100 000	3,9847
2014-07-11	2014-07-14	100 000	4,0845
2014-07-14	2014-07-15	150 000	4,0679
2014-07-15	2014-07-16	165 000	4,0473
2014-07-16	2014-07-17	160 000	3,9188
2014-07-17	2014-07-18	100 000	3,837
2014-07-18	2014-07-19	90 000	3,837
2014-07-18	2014-07-20	90 000	3,837
2014-07-18	2014-07-21	90 000	3,7213
2014-07-21	2014-07-21	30 000	3,7213
2014-07-21	2014-07-22	125 000	3,6978
2014-07-22	2014-07-23	140 000	3,665
2014-07-23	2014-07-24	140 000	3,6785
2014-07-24	2014-07-25	100 000	3,6192
2014-07-25	2014-07-26	80 000	3,6192
2014-07-25	2014-07-27	80 000	3,6192
<b>TOTAL:</b>		<b>3 025 000</b>	
		Moyenne pondérée:	<b>3,9408</b>

**Achats SPOT à Dawn lors des dernières journées du mois précédent, à titre informatif, tels que comptabilisés au "Soldes aux livres au jj mm aaaa" (sous le bloc intitulé "Écart de coût cumulé") en page 4 du rapport**

Date de la transaction	Jour de la livraison	Quantité (GJ)	Indice journalier AB-NIT SAME DAY INDEX 5A
<b>TOTAL:</b>		<b>0</b>	
		Indice 5A final du mois de mm aaaa:	<b>4,4711</b>

TABLEAU 5

**SOCIÉTÉ EN COMMANDITE GAZ MÉTRO**

**Amortissement du montant transféré à l'équilibrage**

	sept. 2013	oct. 2013	nov. 2013	déc. 2013	janv. 2014	févr. 2014	mars 2014	avr. 2014	mai 2014	juin 2014	juil. 2014	août 2014	sept. 2014
Prévision 12 mois (TJ)	74 579	75 780	75 780	75 780	75 780	72 377	74 793	74 793	74 793	74 793	76 732	76 519	
Volume d'achat réel mensuel (TJ)	2 483	3 265	7 233	13 209	12 885	11 537	12 752	7 899	3 282	1 318			
Volume d'achats estimés du dernier mois (TJ)											3 037		
Montant transféré (milliers \$)	0	6 443	0	0	0	0	0	0	(1 377)	0	0		
Solde du début (milliers \$)	(10 147)	(9 809)	(3 221)	(2 914)	(2 406)	(1 997)	(1 679)	(1 392)	(1 245)	(2 507)	(2 463)		
Taux unitaire sur prévision 12 mois (\$)	(0,136)	(0,044)	(0,043)	(0,038)	(0,032)	(0,028)	(0,022)	(0,019)	(0,035)	(0,034)	(0,032)		
Amortissement (milliers \$)	(338)	(145)	(307)	(508)	(409)	(318)	(286)	(147)	(115)	(44)	(97)		
Solde de la fin (milliers \$)	(9 809)	(3 221)	(2 914)	(2 406)	(1 997)	(1 679)	(1 392)	(1 245)	(2 507)	(2 463)	(2 365)		

**Amortissement du montant transféré pour remboursement via un taux unitaire**

	Date du transfert
	mm aaaa
Solde du montant transféré pour remboursement via un taux unitaire (milliers \$)	0
Transfert (milliers \$)	0
Taux unitaire identifié lors du transfert (\$)	0,000
Volume d'achat du mois précédent applicable au remboursement (TJ)	0
Amortissement (milliers \$)	0
Solde à amortir (milliers \$)	0



TABLEAU 6

### SOCIÉTÉ EN COMMANDITE GAZ MÉTRO

Évaluation du coût du gaz à Empress  
pour les 12 mois débutant le jj mm aaaa

Quantité: <b>76,519 PJ</b>											
Période: <b>jj mm aaaa au jj mm aaaa</b>											
Point de livraison	Indice	Échéance	Période d'achat Début Fin		Quantité (PJ)	Indice (1) (\$/GJ)	Prime (\$/GJ)	Prix total (\$/GJ)	Différentiel de lieu versus Empress (\$/GJ)	Coût unitaire \$/GJ	Coût total \$MM
GMIT EDA	CGPR - Empress	2015-10-31	01-juin	31-oct	0,146	3,907\$	N/A	3,9070 \$	N/A	3,907	0,57
DAWN	CGPR - AECO	2015-03-31	01-déc	31-mars	1,573	3,914\$	0,7500 \$	4,6640 \$	(0,7570)	3,907	6,15
Empress	CGPR - Empress	(2)			74,799	3,907\$	N/D	3,9070 \$	N/A	3,907	292,24
Quantité totale (PJ): <b><u>76,519</u></b>					Coût total (\$MM): <b><u>298,96</u></b>						
<b><u>Coût moyen du gaz : 3,907</u></b>											

(1) Voir Annexe 1

(2) Contrats non encore négociés, considérés à l'indice CGPR - Empress

TABLEAU 7

Date	Indice: <u>Empress</u>				Indice: <u>AECO/NIT</u>					
	Périodes:	1	2	3	Pondéré	Périodes:	1	2	3	Pondéré
25 juin 2014		4,389\$	4,545\$	3,809\$	4,261\$		4,405\$	4,512\$	3,754\$	4,233\$
26 juin 2014		4,252\$	4,390\$	3,687\$	4,121\$		4,285\$	4,374\$	3,672\$	4,118\$
27 juin 2014		4,191\$	4,338\$	3,638\$	4,068\$		4,235\$	4,325\$	3,621\$	4,068\$
30 juin 2014		4,239\$	4,374\$	3,644\$	4,097\$		4,267\$	4,359\$	3,631\$	4,093\$
1 juillet 2014		4,219\$	4,354\$	3,667\$	4,091\$		4,261\$	4,354\$	3,651\$	4,096\$
2 juillet 2014		4,160\$	4,305\$	3,638\$	4,046\$		4,213\$	4,297\$	3,634\$	4,055\$
3 juillet 2014		4,187\$	4,325\$	3,662\$	4,070\$		4,195\$	4,314\$	3,652\$	4,064\$
7 juillet 2014		4,045\$	4,195\$	3,623\$	3,967\$		4,049\$	4,182\$	3,604\$	3,956\$
8 juillet 2014		4,034\$	4,172\$	3,624\$	3,955\$		4,030\$	4,163\$	3,612\$	3,946\$
9 juillet 2014		4,004\$	4,138\$	3,600\$	3,925\$		4,003\$	4,130\$	3,591\$	3,919\$
10 juillet 2014		3,949\$	4,091\$	3,579\$	3,885\$		3,961\$	4,089\$	3,569\$	3,884\$
11 juillet 2014		4,006\$	4,150\$	3,631\$	3,941\$		4,020\$	4,146\$	3,622\$	3,940\$
14 juillet 2014		4,022\$	4,145\$	3,609\$	3,936\$		4,026\$	4,140\$	3,603\$	3,933\$
15 juillet 2014		4,002\$	4,123\$	3,579\$	3,911\$		4,005\$	4,118\$	3,578\$	3,910\$
16 juillet 2014		3,986\$	4,132\$	3,578\$	3,910\$		4,015\$	4,121\$	3,566\$	3,910\$
17 juillet 2014		3,827\$	3,965\$	3,440\$	3,755\$		3,872\$	3,975\$	3,471\$	3,782\$
18 juillet 2014		3,807\$	3,946\$	3,461\$	3,750\$		3,855\$	3,966\$	3,489\$	3,779\$
21 juillet 2014		3,720\$	3,872\$	3,406\$	3,679\$		3,778\$	3,882\$	3,438\$	3,708\$
22 juillet 2014		3,653\$	3,815\$	3,369\$	3,626\$		3,717\$	3,826\$	3,399\$	3,656\$
23 juillet 2014		3,643\$	3,802\$	3,378\$	3,621\$		3,716\$	3,814\$	3,402\$	3,652\$
24 juillet 2014		3,738\$	3,869\$	3,405\$	3,682\$		3,789\$	3,883\$	3,445\$	3,714\$
25 juillet 2014		3,673\$	3,840\$	3,410\$	3,655\$		3,735\$	3,850\$	3,445\$	3,686\$
		<b>3,988 \$</b>	<b>4,131 \$</b>	<b>3,565 \$</b>	<b><u>3,907 \$</u></b>		<b>4,020 \$</b>	<b>4,128 \$</b>	<b>3,566 \$</b>	<b><u>3,914 \$</u></b>

Date	Indice: <u>NYMEX (Henry Hub)</u>				Indice: <u>DAWN</u>					
	Périodes:	1	2	3	Pondéré	Périodes:	1	2	3	Pondéré
25 juin 2014		4,634\$	4,729\$	4,251\$	4,546\$		4,888\$	5,158\$	4,435\$	4,850\$
26 juin 2014		4,486\$	4,594\$	4,178\$	4,428\$		4,729\$	5,012\$	4,362\$	4,725\$
27 juin 2014		4,454\$	4,551\$	4,149\$	4,393\$		4,667\$	4,957\$	4,332\$	4,676\$
30 juin 2014		4,493\$	4,598\$	4,165\$	4,427\$		4,716\$	4,995\$	4,349\$	4,709\$
1 juillet 2014		4,482\$	4,576\$	4,166\$	4,416\$		4,684\$	4,971\$	4,349\$	4,692\$
2 juillet 2014		4,403\$	4,518\$	4,138\$	4,363\$		4,606\$	4,905\$	4,321\$	4,635\$
3 juillet 2014		4,439\$	4,538\$	4,150\$	4,384\$		4,641\$	4,923\$	4,333\$	4,656\$
7 juillet 2014		4,278\$	4,399\$	4,092\$	4,266\$		4,470\$	4,785\$	4,276\$	4,537\$
8 juillet 2014		4,257\$	4,375\$	4,083\$	4,248\$		4,470\$	4,762\$	4,267\$	4,524\$
9 juillet 2014		4,216\$	4,341\$	4,068\$	4,219\$		4,429\$	4,736\$	4,252\$	4,498\$
10 juillet 2014		4,161\$	4,294\$	4,047\$	4,178\$		4,373\$	4,700\$	4,231\$	4,462\$
11 juillet 2014		4,220\$	4,355\$	4,113\$	4,241\$		4,434\$	4,753\$	4,298\$	4,522\$
14 juillet 2014		4,215\$	4,350\$	4,090\$	4,230\$		4,429\$	4,758\$	4,275\$	4,515\$
15 juillet 2014		4,186\$	4,318\$	4,062\$	4,200\$		4,401\$	4,738\$	4,247\$	4,490\$
16 juillet 2014		4,200\$	4,326\$	4,060\$	4,206\$		4,404\$	4,735\$	4,256\$	4,492\$
17 juillet 2014		4,041\$	4,190\$	3,975\$	4,081\$		4,235\$	4,599\$	4,170\$	4,365\$
18 juillet 2014		4,031\$	4,181\$	3,975\$	4,075\$		4,224\$	4,579\$	4,180\$	4,357\$
21 juillet 2014		3,934\$	4,097\$	3,919\$	3,997\$		4,128\$	4,506\$	4,124\$	4,284\$
22 juillet 2014		3,857\$	4,029\$	3,872\$	3,934\$		4,050\$	4,438\$	4,087\$	4,224\$
23 juillet 2014		3,846\$	4,016\$	3,861\$	3,922\$		4,040\$	4,425\$	4,066\$	4,209\$
24 juillet 2014		3,932\$	4,084\$	3,888\$	3,981\$		4,126\$	4,484\$	4,093\$	4,264\$
25 juillet 2014		3,888\$	4,057\$	3,886\$	3,958\$		4,053\$	4,458\$	4,082\$	4,231\$
		<b>4,212 \$</b>	<b>4,342 \$</b>	<b>4,054 \$</b>	<b><u>4,213 \$</u></b>		<b>4,418 \$</b>	<b>4,744 \$</b>	<b>4,245 \$</b>	<b><u>4,496 \$</u></b>

Périodes: 1 Août à octobre 2014  
 2 Novembre et décembre 2014, janvier à mars 2015  
 3 Avril à octobre 2015

**Annexe 2 - Fonctionnalisation des achats de fourniture par service - Exemple cause tarifaire**

	<b>oct-12</b>	<b>nov-12</b>	<b>déc-12</b>	<b>janv-13</b>	<b>févr-13</b>	<b>mars-13</b>	<b>avr-13</b>	<b>mai-13</b>	<b>juin-13</b>	<b>juil-13</b>	<b>août-13</b>	<b>sept-13</b>	<b>TOTAL</b>	
	31	30	31	31	28	31	30	31	30	31	31	30	365	
<b>ACHATS DE GAZ NATUREL À DAWN</b>														
1	Volumes d'achats pour la demande (GJ)	1 829 000	3 105 319	8 742 000	10 121 500	10 136 000	8 103 600	6 192 581	4 340 000	4 200 000	4 340 000	2 666 000	2 670 466	66 446 466
2	Coûts projetés des achats à Dawn (\$/GJ)	3,860	3,755	3,766	3,772	3,759	3,792	3,719	3,728	3,728	3,728	3,720	3,720	
3	Coûts d'achats (\$)	7 059 940	11 660 707	32 918 280	38 181 654	38 104 815	30 730 031	23 029 681	16 178 280	15 656 400	16 178 280	9 917 520	9 934 132	249 549 720
4	<b>Coûts d'achats - fonctionnalisés au F (\$)</b>													<b>249 549 720</b>
<b>ACHATS DE GAZ NATUREL À EMPRESS</b>														
5	Volumes d'achats pour la demande (GJ)	636 551	1 237 542	1 327 361	1 259 331	941 966	1 122 186	548 409	585 602	625 639	566 357	524 032	319 644	9 694 620
6	Prix "Futures" projetés à Empress (\$/GJ)	2,78	2,79	2,79	2,79	2,79	2,79	2,78	2,78	2,78	2,78	2,78	2,78	2,79
7	Coûts d'achats (\$)	1 769 612	3 452 742	3 703 337	3 513 534	2 628 086	3 130 899	1 524 576	1 627 975	1 739 275	1 574 473	1 456 808	888 611	27 009 927
<b>FONCTIONNALISATION PAR SERVICE</b>														
8	Portion Fourniture à Dawn													
9	Prix "Futures" projetés à Dawn (\$/GJ)	3,03	3,63	3,63	3,63	3,63	3,63	3,77	3,77	3,77	3,77	3,77	3,77	
10	<b>Coûts d'achats - fonctionnalisés au F (\$)</b>	1 930 405	4 497 846	4 824 293	4 577 039	3 423 577	4 078 585	2 067 775	2 208 014	2 358 970	2 135 450	1 975 861	1 205 219	<b>35 283 033</b>
11	<b>Coûts fonctionnalisés au T (\$) (solde)</b>	-160 793	-1 045 104	-1 120 956	-1 063 505	-795 491	-947 686	-543 199	-580 039	-619 695	-560 977	-519 053	-316 608	<b>-8 273 106</b>
<b>FONCTIONNALISATION DES COÛTS D'ACHATS DE FOURNITURE PAR SERVICE À LA CAUSE TARIFAIRE (\$)</b>														
12	Fourniture (I.4+ I.8)													284 832 753
13	Transport (I.9)													-8 273 106
14	Équilibrage													0
15	<b>Total</b>													<b>276 559 647</b>



**Annexe 3 - Option 1 : Méthode actuelle de fonctionnalisation, adaptée pour refléter le prix de référence de fourniture à Dawn**

	oct-12	nov-12	déc-12	janv-13	févr-13	mars-13	avr-13	mai-13	juin-13	juil-13	août-13	sept-13	TOTAL	
	31	30	31	31	28	31	30	31	30	31	31	30	365	
<b>Évaluation au rapport annuel</b>														
<b>ACHATS DE GAZ NATUREL À DAWN</b>														
1	Volumes d'achats pour la demande (GJ)	1 120 000	3 850 000	8 742 000	10 121 500	10 136 000	7 998 000	6 245 000	1 530 000	1 285 000	1 970 000	1 715 000	1 945 000	56 657 500
2	Coûts des achats à Dawn (\$/GJ)	3,555	3,845	3,747	3,630	3,649	4,050	4,329	4,343	4,015	4,069	3,865	3,947	3,862
3	<b>Coûts d'achats - fonctionnalisés au F (\$)</b>	3 981 898	14 805 123	32 753 930	36 744 401	36 982 760	32 395 149	27 036 644	6 644 256	5 158 711	8 015 550	6 628 231	7 677 051	<b>218 823 703</b>
<b>ACHATS DE GAZ NATUREL À EMPRESS</b>														
4	Volumes d'achats pour la demande (GJ)	677 237	732	389 363	348 692	346 351	330 696	229 857	61 102	91 294	8 631	0	5 248	2 489 203
5	Coûts des achats à Empress (\$/GJ)	2,834	3,219	3,008	2,901	2,957	3,138	3,475	3,392	3,192	2,645	2,266	2,038	3,012
6	Coûts d'achats	1 919 290	2 356	1 171 165	1 011 486	1 023 987	1 037 790	798 730	207 264	291 429	22 830	0	10 695	7 497 021
7	Fonctionnalisation au F (NGX Dawn) (\$/GJ)	3,348	3,828	3,526	3,391	3,439	3,998	4,402	4,294	4,066	4,065	3,848	3,933	
8	<b>Coûts fonctionnalisés au F (\$)</b>	2 267 525	2 802	1 372 738	1 182 554	1 190 963	1 322 255	1 011 876	262 360	371 192	35 088	0	20 638	<b>9 039 992</b>
9	Fonctionnalisation au T (C:-0,072; T:- 0,672) (\$/GJ)	-0,744	-0,744	-0,744	-0,744	-0,744	-0,744	-0,744	-0,744	-0,744	-0,744	-0,744	-0,744	
10	<b>Coûts fonctionnalisés au T (\$)</b>	-503 864	-545	-289 686	-259 427	-257 685	-246 038	-171 014	-45 460	-67 923	-6 421	0	-3 905	<b>-1 851 967</b>
11	Fonctionnalisation au É (solde) (\$/GJ)	0,230	0,134	0,226	0,253	0,262	-0,116	-0,183	-0,158	-0,130	-0,676	-0,839	-1,151	
12	<b>Coûts fonctionnalisés au É (\$)</b>	155 629	98	88 113	88 359	90 709	-38 427	-42 133	-9 636	-11 841	-5 837	0	-6 039	<b>308 996</b>
<b>COÛTS TOTAUX DES ACHATS DE GAZ NATUREL (\$)</b>														
13	(= I.3 + I.6)													226 320 724

**TRANSFERTS DE COÛTS POUR LA SAISONNALITÉ**

**Transfert du F au É pour la saisonnalité des achats de gaz naturel fonctionnalisés au service de fourniture**

**Achats totaux**

14	Volume d'achats totaux pour la demande (GJ) (=I.1 + I.4)	1 797 237	3 850 732	9 131 363	10 470 192	10 482 351	8 328 696	6 474 857	1 591 102	1 376 294	1 978 631	1 715 000	1 950 248	59 146 703
15	Coûts d'achats fonctionnalisés au F (\$) (=I.3 + I.8)	6 249 423	14 807 925	34 126 669	37 926 955	38 173 722	33 717 404	28 048 521	6 906 616	5 529 903	8 050 638	6 628 231	7 697 689	227 863 695
16	Coût moyen des achats (\$/GJ) (=I.15 / I.14)	3,477	3,845	3,737	3,622	3,642	4,048	4,332	4,341	4,018	4,069	3,865	3,947	3,853
17	Volumes selon profil d'achats mensuels (GJ)	1 797 237	3 850 732	9 131 363	10 470 192	10 482 351	8 328 696	6 474 857	1 591 102	1 376 294	1 978 631	1 715 000	1 950 248	59 146 703
18	Volumes selon profil d'achats uniformes (GJ)	5 023 419	4 861 373	5 023 419	5 023 419	4 537 281	5 023 419	4 861 373	5 023 419	4 861 373	5 023 419	5 023 419	4 861 373	59 146 703
19	Coûts selon profil d'achats mensuels (\$)	6 249 423	14 807 925	34 126 669	37 926 955	38 173 722	33 717 404	28 048 521	6 906 616	5 529 903	8 050 638	6 628 231	7 697 689	227 863 695
20	Coûts selon profil d'achats uniformes (\$)	17 467 627	18 694 328	18 774 036	18 196 703	16 523 480	20 336 513	21 059 047	21 805 530	19 532 833	20 439 247	19 414 797	19 187 988	231 432 129
21	<b>Portion Équilibrage (\$)</b> (= I.19 - I.20)													<b>-3 568 434</b>
22	<b>Portion Fourniture (\$)</b> (= - I.21)													<b>3 568 434</b>

**FONCTIONNALISATION DES COÛTS D'ACHATS DE GAZ NATUREL PAR SERVICE (\$)**

23	Fourniture (=I.3+ I.8+ I.21)													231 432 129
24	Transport (=I.10)													-1 851 967
25	Équilibrage (=I.12+ I.22)													-3 259 438
26	<b>Total</b>													<b>226 320 724</b>



**Société en commandite Gaz Métro**  
**Cause tarifaire 2015, R-3879-2014**

**Annexe 4 - Option 2 : Méthode de fonctionnalisation par point d'achat**

Évaluation au rapport annuel	oct-12 31	nov-12 30	déc-12 31	janv-13 31	févr-13 28	mars-13 31	avr-13 30	mai-13 31	juin-13 30	juil-13 31	août-13 31	sept-13 30	TOTAL 365
<b>ACHATS DE GAZ NATUREL À DAWN</b>													
1 Volumes d'achats pour la demande (GJ)	1 120 000	3 850 000	8 742 000	10 121 500	10 136 000	7 998 000	6 245 000	1 530 000	1 285 000	1 970 000	1 715 000	1 945 000	56 657 500
2 Coûts des achats à Dawn (\$/GJ)	3,555	3,845	3,747	3,630	3,649	4,050	4,329	4,343	4,015	4,069	3,865	3,947	3,862
3 Coûts d'achats (\$)	3 981 898	14 805 123	32 753 930	36 744 401	36 982 760	32 395 149	27 036 644	6 644 256	5 158 711	8 015 550	6 628 231	7 677 051	218 823 703
<b>FONCTIONNALISATION PAR SERVICE</b>													
<b>Équilibrage</b>													
4 Volumes selon profil d'achats mensuels (GJ)	1 120 000	3 850 000	8 742 000	10 121 500	10 136 000	7 998 000	6 245 000	1 530 000	1 285 000	1 970 000	1 715 000	1 945 000	56 657 500
5 Volumes selon profil d'achats uniformes (GJ)	4 812 007	4 656 781	4 812 007	4 812 007	4 346 329	4 812 007	4 656 781	4 812 007	4 656 781	4 812 007	4 812 007	4 656 781	56 657 500
6 Coûts selon profil d'achats mensuels (\$)	3 981 898	14 805 123	32 753 930	36 744 401	36 982 760	32 395 149	27 036 644	6 644 256	5 158 711	8 015 550	6 628 231	7 677 051	218 823 703
7 Coûts selon profil d'achats uniformes (\$)	17 107 963	17 907 588	18 029 300	17 469 180	15 858 251	19 490 582	20 160 725	20 896 867	18 694 930	19 579 128	18 597 721	18 380 638	222 172 873
8 <b>Portion Équilibrage (\$)</b> (= l.6 - l.7)													<b>-3 349 171</b>
9 <b>Portion Fourniture (solde) (\$)</b> (= l.3 - l.8)													<b>222 172 873</b>
10 <b>Coût unitaire désaisonnalisé des achats de fourniture à Dawn (\$/GJ)</b> (= l.9 / l.1)													<b>3,921</b>
<b>ACHATS DE GAZ NATUREL À EMPRESS</b>													
11 Volumes d'achats pour la demande (GJ)	677 237	732	389 363	348 692	346 351	330 696	229 857	61 102	91 294	8 631	0	5 248	2 489 203
12 Coûts des achats à Empress (\$/GJ)	2,834	3,219	3,008	2,901	2,957	3,138	3,475	3,392	3,192	2,645	2,266	2,038	3,012
13 Coûts d'achats (\$)	1 919 290	2 356	1 171 165	1 011 486	1 023 987	1 037 790	798 730	207 264	291 429	22 830	0	10 695	7 497 021
<b>FONCTIONNALISATION PAR SERVICE</b>													
<b>Équilibrage</b>													
14 Volumes selon profil d'achats mensuels (GJ)	677 237	732	389 363	348 692	346 351	330 696	229 857	61 102	91 294	8 631	0	5 248	2 489 203
15 Volumes selon profil d'achats uniformes (GJ)	211 412	204 592	211 412	211 412	190 953	211 412	204 592	211 412	204 592	211 412	211 412	204 592	2 489 203
16 Coûts selon profil d'achats mensuels (\$)	1 919 290	2 356	1 171 165	1 011 486	1 023 987	1 037 790	798 730	207 264	291 429	22 830	0	10 695	7 497 021
17 Coûts selon profil d'achats uniformes (\$)	599 141	658 485	635 905	613 263	564 551	663 452	710 937	717 130	653 099	559 205	478 974	416 938	7 271 082
18 <b>Portion Équilibrage (\$)</b> (= l.16 - l.17)													<b>225 939</b>
19 <b>Portion Fourniture (\$)</b> (= l.10 x l.11)													<b>9 760 992</b>
20 <b>Portion Transport (solde) (\$)</b> (= l.13 - l.18 - l.19)													<b>-2 489 910</b>
<b>FONCTIONNALISATION DES COÛTS D'ACHATS DE GAZ NATUREL PAR SERVICE (\$)</b>													
21 <b>Fourniture (=l.9+ l.19)</b>													<b>231 933 865</b>
22 <b>Transport (=l.20)</b>													<b>-2 489 910</b>
23 <b>Équilibrage (=l.8+ l.18)</b>													<b>-3 123 231</b>
24 <b>Total</b>													<b>226 320 724</b>





**Société en commandite Gaz Métro**  
**Cause tarifaire 2015, R-3879-2014**

**Annexe 5 - Option 3 : Méthode de fonctionnalisation globale**

Évaluation au rapport annuel	oct-12	nov-12	déc-12	janv-13	févr-13	mars-13	avr-13	mai-13	juin-13	juil-13	août-13	sept-13	TOTAL	
	31	30	31	31	28	31	30	31	30	31	31	30	365	
<b>ACHATS DE GAZ NATUREL</b>														
<b>À Dawn</b>														
1	Volumes d'achats pour la demande (GJ)	1 120 000	3 850 000	8 742 000	10 121 500	10 136 000	7 998 000	6 245 000	1 530 000	1 285 000	1 970 000	1 715 000	1 945 000	56 657 500
2	Coût des achats à Dawn (\$/GJ)	3,555	3,845	3,747	3,630	3,649	4,050	4,329	4,343	4,015	4,069	3,865	3,947	3,862
3	Coûts d'achats (\$)	3 981 898	14 805 123	32 753 930	36 744 401	36 982 760	32 395 149	27 036 644	6 644 256	5 158 711	8 015 550	6 628 231	7 677 051	218 823 703
<b>À Empress</b>														
4	Volumes d'achats pour la demande (GJ)	677 237	732	389 363	348 692	346 351	330 696	229 857	61 102	91 294	8 631	0	5 248	2 489 203
5	Coût des achats à Empress (\$/GJ)	2,834	3,219	3,008	2,901	2,957	3,138	3,475	3,392	3,192	2,645	2,266	2,038	3,012
6	Coûts d'achats (\$)	1 919 290	2 356	1 171 165	1 011 486	1 023 987	1 037 790	798 730	207 264	291 429	22 830	0	10 695	7 497 021
<b>Totaux</b>														
7	Volumes d'achats pour la demande (GJ)	1 797 237	3 850 732	9 131 363	10 470 192	10 482 351	8 328 696	6 474 857	1 591 102	1 376 294	1 978 631	1 715 000	1 950 248	59 146 703
8	Coûts totaux d'achats (\$)	5 901 187	14 807 479	33 925 095	37 755 887	38 006 747	33 432 939	27 835 374	6 851 520	5 450 139	8 038 380	6 628 231	7 687 745	<b>226 320 724</b>
9	Coût moyen d'achats (\$/GJ)	3,283	3,845	3,715	3,606	3,626	4,014	4,299	4,306	3,960	4,063	3,865	3,942	3,826
<b>FONCTIONNALISATION DES COÛTS D'ACHATS DE GAZ NATUREL PAR SERVICE</b>														
<b>Portion Fourniture évaluée à Dawn</b>														
10	Volumes d'achats de fourniture (GJ)	1 797 237	3 850 732	9 131 363	10 470 192	10 482 351	8 328 696	6 474 857	1 591 102	1 376 294	1 978 631	1 715 000	1 950 248	59 146 703
11	Coût des achats à Dawn (\$/GJ)	3,555	3,845	3,747	3,630	3,649	4,050	4,329	4,343	4,015	4,069	3,865	3,947	
12	<b>Coûts d'achats fonctionnalisés au F (\$)</b>	<b>6 389 655</b>	<b>14 807 938</b>	<b>34 212 769</b>	<b>38 010 268</b>	<b>38 246 475</b>	<b>33 734 602</b>	<b>28 031 770</b>	<b>6 909 601</b>	<b>5 525 216</b>	<b>8 050 668</b>	<b>6 628 231</b>	<b>7 697 765</b>	<b>228 244 958</b>
<b>Portion équilibrage</b>														
13	Volumes selon profil d'achats mensuels (GJ)	1 797 237	3 850 732	9 131 363	10 470 192	10 482 351	8 328 696	6 474 857	1 591 102	1 376 294	1 978 631	1 715 000	1 950 248	59 146 703
14	Volumes selon profil d'achats uniformes (GJ)	5 023 419	4 861 373	5 023 419	5 023 419	4 537 281	5 023 419	4 861 373	5 023 419	4 861 373	5 023 419	5 023 419	4 861 373	59 146 703
15	Coût moyen d'achats totaux (\$/GJ) (=l. 9)	3,283	3,845	3,715	3,606	3,626	4,014	4,299	4,306	3,960	4,063	3,865	3,942	
16	Coûts selon profil d'achats mensuels (\$)	5 901 187	14 807 479	33 925 095	37 755 887	38 006 747	33 432 939	27 835 374	6 851 520	5 450 139	8 038 380	6 628 231	7 687 745	226 320 724
17	Coûts selon profil d'achats uniformes (\$)	16 494 282	18 693 765	18 663 145	18 114 627	16 451 205	20 164 939	20 899 015	21 631 583	19 251 090	20 408 124	19 414 797	19 163 202	229 349 774
18	<b>Portion Équilibrage (\$)</b> (= l.16 - l.17)													<b>-3 029 050</b>
19	<b>Portion Transport (solde) (\$)</b> (= l.8 - l.12 - l.18)													<b>1 104 816</b>
<b>FONCTIONNALISATION DES COÛTS D'ACHATS DE GAZ NATUREL PAR SERVICE (\$)</b>														
20	<b>Fourniture (=l.12)</b>													<b>228 244 958</b>
21	<b>Transport (=l.19)</b>													<b>1 104 816</b>
22	<b>Équilibrage (=l.18)</b>													<b>-3 029 050</b>
23	<b>Total</b>													<b>226 320 724</b>



**Annexe 6 - Option 4 : Méthode de fonctionnalisation par point et évaluation globale de la saisonnalité au service de fourniture et au service de transport**

Évaluation au rapport annuel	oct-12 31	nov-12 30	déc-12 31	janv-13 31	févr-13 28	mars-13 31	avr-13 30	mai-13 31	juin-13 30	juil-13 31	août-13 31	sept-13 30	TOTAL 365	
<b>ACHATS DE GAZ NATUREL À DAWN</b>														
1	Volumes d'achats pour la demande (GJ)	1 120 000	3 850 000	8 742 000	10 121 500	10 136 000	7 998 000	6 245 000	1 530 000	1 285 000	1 970 000	1 715 000	1 945 000	56 657 500
2	Coûts des achats à Dawn (\$/GJ)	3,555	3,845	3,747	3,630	3,649	4,050	4,329	4,343	4,015	4,069	3,865	3,947	3,862
3	<b>Coûts d'achats - fonctionnalisés au F (\$)</b>	<b>3 981 898</b>	<b>14 805 123</b>	<b>32 753 930</b>	<b>36 744 401</b>	<b>36 982 760</b>	<b>32 395 149</b>	<b>27 036 644</b>	<b>6 644 256</b>	<b>5 158 711</b>	<b>8 015 550</b>	<b>6 628 231</b>	<b>7 677 051</b>	<b>218 823 703</b>
<b>ACHATS DE GAZ NATUREL À EMPRESS</b>														
4	Volumes d'achats pour la demande (GJ)	677 237	732	389 363	348 692	346 351	330 696	229 857	61 102	91 294	8 631	0	5 248	2 489 203
5	Coûts des achats à Empress (\$/GJ)	2,834	3,219	3,008	2,901	2,957	3,138	3,475	3,392	3,192	2,645	2,266	2,038	3,012
6	Coûts d'achats (\$)	1 919 290	2 356	1 171 165	1 011 486	1 023 987	1 037 790	798 730	207 264	291 429	22 830	0	10 695	7 497 021
7	Fonctionnalisation au F (NGX Dawn) (\$/GJ)	3,348	3,828	3,526	3,391	3,439	3,998	4,402	4,294	4,066	4,065	3,848	3,933	
8	<b>Coûts fonctionnalisés au F (\$)</b>	<b>2 267 525</b>	<b>2 802</b>	<b>1 372 738</b>	<b>1 182 554</b>	<b>1 190 963</b>	<b>1 322 255</b>	<b>1 011 876</b>	<b>262 360</b>	<b>371 192</b>	<b>35 088</b>	<b>0</b>	<b>20 638</b>	<b>9 039 992</b>
9	Fonctionnalisation au T (solde) (\$/GJ)	-0,514	-0,610	-0,518	-0,491	-0,482	-0,860	-0,927	-0,902	-0,874	-1,420	-1,583	-1,895	
10	<b>Coûts fonctionnalisés au T (\$)</b>	<b>-348 235</b>	<b>-446</b>	<b>-201 573</b>	<b>-171 068</b>	<b>-166 976</b>	<b>-284 465</b>	<b>-213 146</b>	<b>-55 096</b>	<b>-79 764</b>	<b>-12 259</b>	<b>0</b>	<b>-9 943</b>	<b>-1 542 971</b>
<b>COUX TOTAUX DES ACHATS DE FOURNITURE (\$)</b>														
11	(= I.3 + I.6)													226 320 724

**TRANSFERTS DE COÛTS POUR LA SAISONNALITÉ**

**Transfert du F au É pour saisonnalité des achats totaux**

<b>Achats totaux</b>														
12	Volume d'achats totaux pour la demande (GJ) (=I.1 + I.4)	1 797 237	3 850 732	9 131 363	10 470 192	10 482 351	8 328 696	6 474 857	1 591 102	1 376 294	1 978 631	1 715 000	1 950 248	59 146 703
13	Coûts d'achats fonctionnalisés au F (\$) (=I.3 + I.8)	6 249 423	14 807 925	34 126 669	37 926 955	38 173 722	33 717 404	28 048 521	6 906 616	5 529 903	8 050 638	6 628 231	7 697 689	227 863 695
14	Coût moyen des achats au F (\$/GJ) (=I.13 / I.12)	3,477	3,845	3,737	3,622	3,642	4,048	4,332	4,341	4,018	4,069	3,865	3,947	3,853
15	Volumes selon profil d'achats mensuels (GJ)	1 797 237	3 850 732	9 131 363	10 470 192	10 482 351	8 328 696	6 474 857	1 591 102	1 376 294	1 978 631	1 715 000	1 950 248	59 146 703
16	Volumes selon profil d'achats uniformes (GJ)	5 023 419	4 861 373	5 023 419	5 023 419	4 537 281	5 023 419	4 861 373	5 023 419	4 861 373	5 023 419	5 023 419	4 861 373	59 146 703
17	Coûts selon profil d'achats mensuels (\$)	6 249 423	14 807 925	34 126 669	37 926 955	38 173 722	33 717 404	28 048 521	6 906 616	5 529 903	8 050 638	6 628 231	7 697 689	227 863 695
18	Coûts selon profil d'achats uniformes (\$)	17 467 627	18 694 328	18 774 036	18 196 703	16 523 480	20 336 513	21 059 047	21 805 530	19 532 833	20 439 247	19 414 797	19 187 988	231 432 129
19	<b>Portion Équilibrage (\$) (= I.17 - I.18)</b>													<b>-3 568 434</b>
20	<b>Portion Fourniture (\$) (= - I.19)</b>													<b>3 568 434</b>

**Transfert du T au É pour saisonnalité des achats fonctionnalisés au service de transport**

<b>Achats à Empress</b>														
21	Volumes d'achats pour la demande (GJ) (=I.4)	677 237	732	389 363	348 692	346 351	330 696	229 857	61 102	91 294	8 631	0	5 248	2 489 203
22	Coûts d'achats fonctionnalisés au T (\$) (=I.10)	-348 235	-446	-201 573	-171 068	-166 976	-284 465	-213 146	-55 096	-79 764	-12 259	0	-9 943	-1 542 971
23	Coût moyen des achats au T (\$/GJ) (=I.22 / I.21)	-0,514	-0,610	-0,518	-0,491	-0,482	-0,860	-0,927	-0,902	-0,874	-1,420	-1,583	-1,895	-0,620
24	Volumes selon profil d'achats mensuels (GJ)	677 237	732	389 363	348 692	346 351	330 696	229 857	61 102	91 294	8 631	0	5 248	2 489 203
25	Volumes selon profil d'achats uniformes (GJ)	211 412	204 592	211 412	211 412	190 953	211 412	204 592	211 412	204 592	211 412	211 412	204 592	2 489 203
26	Coûts selon profil d'achats mensuels (\$)	-348 235	-446	-201 573	-171 068	-166 976	-284 465	-213 146	-55 096	-79 764	-12 259	0	-9 943	-1 542 971
27	Coûts selon profil d'achats uniformes (\$)	-108 708	-124 714	-109 448	-103 719	-92 058	-181 856	-189 718	-190 630	-178 752	-300 268	-334 580	-387 641	-2 302 092
28	<b>Portion Équilibrage (\$) (= I.26 - I.27)</b>													<b>759 121</b>
29	<b>Portion Transport (\$) (= - I.28)</b>													<b>-759 121</b>

**FONCTIONNALISATION DES COÛTS D'ACHATS DE GAZ NATUREL PAR SERVICE (\$)**

30	Fourniture (=I.13+ I.20)													231 432 129
31	Transport (=I.10+ I.29)													-2 302 092
32	Équilibrage (=I.19+ I.28)													-2 809 313
33	<b>Total</b>													<b>226 320 724</b>



**Annexe 7 - Ajustement de la fonctionnalisation des achats de fourniture au rapport annuel**

		Volume réel d'achats	Fonctionnalisation des coûts - Option 4		
			En cours d'année	Au rapport annuel	Ajustement
		TJ	000 \$	000 \$	000 \$
<b>Achats à Dawn</b>					
1	Volume de gaz acheté à Dawn	56 658			
2	Coûts totaux d'achats à Dawn		218 824 \$		
Fonctionnalisation					
3	Fourniture		218 824 \$		
<b>Achats à Empress</b>					
4	Volume de gaz acheté à Empress	2 489			
5	Coûts totaux d'achats à Empress		7 497 \$		
Fonctionnalisation					
6	Fourniture		9 040 \$		
7	Transport		-1 543 \$		
<b>Achats totaux</b>					
8	Volume de gaz acheté	59 147			
9	Coûts totaux d'achats		226 321 \$	226 321 \$	
Fonctionnalisation					
10	Fourniture		227 864 \$	231 432 \$	3 568 \$
11	Transport		-1 543 \$	-2 302 \$	-759 \$
12	Équilibrage		0 \$	-2 809 \$	-2 809 \$

Note Une valeur positive signifie une augmentation des coûts du service  
Une valeur négative signifie une diminution des coûts du service



**Annexe 8 - Historique des évaluations de la portion équilibrage incluse au prix de fourniture**

	Service de fourniture (000 \$)	Mois d'intégration au calcul du prix de fourniture								Équilibrage réel	Ratio Réel/Prév.	Référence	
		oct-07	oct-08	oct-09	oct-10	oct-11	oct-12	oct-13	oct-14				oct-15
1	<b>Année 2007-2008</b>										<b>2 534</b>	-80%	
2	Prévision à la Cause tarifaire	12 709											R-3630-2007, Gaz Métro-8, Document 13
3	Ajustement coûts réels +intérêts			-10 175									R-3682-2008, Gaz Métro-9, Document 2
4	<b>Année 2008-2009</b>										<b>8 312</b>	-31%	
5	Prévision à la Cause tarifaire		12 024										R-3662-2008, Gaz Métro-9 Document 2
6	Ajustement coûts réels +intérêts				-3 712								R-3771-2009, Gaz Métro-9, Document 2
7	<b>Année 2009-2010</b>										<b>20 698</b>	912%	
8	Prévision à la Cause tarifaire			2 045									R-3690-2009, Gaz Métro-8 Document 13
9	Ajustement coûts réels +intérêts					18 653							R-3745-2010, Gaz Métro-9, Document 2
10	<b>Année 2010-2011</b>										<b>19 967</b>	409%	
11	Prévision à la Cause tarifaire				3 926								R-3720-2010, Gaz Métro-8, Document 16
12	Ajustement coûts réels +intérêts						16 041						R-3782-2011, Gaz Métro-9, Document 2
13	<b>Année 2011-2012</b>										<b>-5 379</b>	-606%	
14	Prévision à la Cause tarifaire					1 063							R-3752-2011, Gaz Métro-8, Document 13
15	Ajustement coûts réels +intérêts							-6 443					R-3831-2012, Gaz Métro-9, Document 2
16	<b>Année 2012-2013</b>										<b>3 125</b>	2101%	
17	Prévision à la Cause tarifaire						142						
18	Ajustement coûts réels +intérêts								2 983				
	<b>Service d'équilibrage (000 \$)</b>	<b>Mois d'intégration au tarif d'équilibrage</b>								<b>Total</b>			
		oct-07	oct-08	oct-09	oct-10	oct-11	oct-12	oct-13	oct-14	oct-15			
19	<b>Année 2007-2008</b>										<b>2 534</b>		
20	Prévision à la Cause tarifaire	6 355	6 355										
21	Ajustement coûts réels +intérêts			-5 087	-5 088								
22	<b>Année 2008-2009</b>										<b>8 312</b>		
23	Prévision à la Cause tarifaire		6 012	6 012									
24	Ajustement coûts réels +intérêts				-1 856	-1 856							
25	<b>Année 2009-2010</b>										<b>20 698</b>		
26	Prévision à la Cause tarifaire			1 023	1 023								
27	Ajustement coûts réels +intérêts					9 326	9 327						
28	<b>Année 2010-2011</b>										<b>19 967</b>		
29	Prévision à la Cause tarifaire				1 963	1 963							
30	Ajustement coûts réels +intérêts						8 021	8 020					
31	<b>Année 2011-2012</b>										<b>-5 379</b>		
32	Prévision à la Cause tarifaire					532	532						
33	Ajustement coûts réels +intérêts							-3 221	-3 222				
34	<b>Année 2012-2013</b>										<b>3 125</b>		
35	Prévision à la Cause tarifaire						71	71					
36	Ajustement coûts réels +intérêts								1 491	1 492			
37	<b>Total appliqué à l'équilibrage à chaque Cause tarifaire *</b>	<b>6 355</b>	<b>12 366</b>	<b>1 947</b>	<b>-3 958</b>	<b>9 965</b>	<b>17 950</b>	<b>4 870</b>	<b>-1 731</b>	<b>1 492</b>			

\* Le total des années 2013 à 2015 est partiel, les prévisions des années subséquentes n'étant pas considérées.

Note Une valeur positive indique un transfert du F au É, soit une diminution des coûts de fourniture et une augmentation des coûts d'équilibrage  
Une valeur négative indique un transfert du É au F, soit une augmentation des coûts de fourniture et une diminution des coûts d'équilibrage





TABLEAU 1

**SOCIÉTÉ EN COMMANDITE GAZ MÉTRO**

 Prix du service de fourniture de gaz naturel  
 pour les 12 mois débutant le jj mm aaaa

Taux de fourniture de gaz naturel			
	Quantité (PJ)	Coûts unitaires (\$/GJ)	Taux (¢/m <sup>3</sup> )
Prix variables - Nouveaux contrats	76,519	4,496	
Écart de coût cumulatif de la fourniture de gaz naturel courant au jj mm aaaa		0,107	
Taux unitaire de remboursement débutant le jj mm aaaa		0,000	
Estimation du coût de la fourniture de gaz naturel pour les prochains douze mois		<u>4,603</u>	
<b>Taux de fourniture de gaz naturel pour les prochains douze mois</b>		<b>4,60\$ /GJ</b>	17,429

Frais de migration au service de fourniture			
Écart de coût cumulatif de la fourniture de gaz naturel courant au jj mm aaaa		<u>(0,107\$) /GJ</u>	<u>(0,406)</u>
<b>Prix de migration au service de fourniture de gaz naturel</b>	<b>À l'entrée (min. 0)</b>	<b>0,000\$ /GJ</b>	0,000
Écart de coût cumulatif de la fourniture de gaz naturel courant au jj mm aaaa		<u>0,107\$ /GJ</u>	<u>0,406</u>
<b>Prix de migration au service de fourniture de gaz naturel</b>	<b>À la sortie (min. 0)</b>	<b>0,107\$ /GJ</b>	0,406

**EXEMPLE - PRIX DE LA FOURNITURE**

ÉTABLI À DAWN

AU 1 NOVEMBRE 2016

TABLEAU 2

**SOCIÉTÉ EN COMMANDITE GAZ MÉTRO**  
**Achats prévus de fourniture de gaz naturel**  
(Pétajoules)

Répartition par type de contrat d'achat:

	MOIS											TOTAL	
	août-14	sept-14	oct-14	nov-14	déc-14	janv-15	févr-15	mars-15	avr-15	mai-15	juin-15		juil-15
Achats de fourniture de gaz - Prix variables - Contrats négociés	0,012	0,012	0,012	0,012	0,415	0,415	0,375	0,415	0,012	0,012	0,012	0,012	1,719
Achats de fourniture de gaz - Prix variables - Contrats non encore négociés	6,486	6,277	6,486	6,277	6,083	6,083	5,495	6,083	6,277	6,486	6,277	6,486	74,800
Achats de fourniture de gaz - Prix variables - Total	6,499	6,289	6,499	6,289	6,499	6,499	5,870	6,499	6,289	6,499	6,289	6,499	76,519

TABLEAU 3

**SOCIÉTÉ EN COMMANDITE GAZ MÉTRO**  
Frais reportés du service de fourniture de gaz  
Évaluation au jj mm aaaa

Achats totaux (GJ) (Estimés au jj mm aaaa)	Points de livraison								TOTAL	
	GMIT EDA			Empress		Dawn				
	À indice	SPOT		À indice	SPOT		À indice	SPOT		
Fourniture de gaz:	12 400	0	0	0	0	0	0	0	3 025 000	3 037 400

Description des indices:	Empress	Dawn	N/A	AECO	N/A	AECO	Dawn		N/A
	Alberta Spot Price Empress (7)	NGX Union-Dawn Spot Day Ahead Index		NGX AB-NIT Same Day Index (5A)		NGX AB-NIT SameDay Index (5A)	NYMEX Futures Prices Henry Hub Close ("Last Day Settle")	NGX Union-Dawn Spot Day Ahead Index	
<b>Coût unitaire (\$/GJ)</b>									
Indice Enerdata	4,3774\$	4,3396\$		3,9393\$		3,9393\$	4,4652\$	4,3396\$	
Primes	1,5959\$	1,1365\$		0,0000\$		0,0000\$	0,0000\$	0,0000\$	
Prix moyen des achats SPOT			0,0000\$		0,0000\$				4,4566\$
Différentiel de lieu versus Dawn	(1,6337 \$)	(1,1365 \$)	4,3396\$	0,4003\$	4,3396\$				
	4,3396\$	4,3396\$	4,3396\$	4,3396\$	4,3396\$	3,9393\$	4,4652\$	4,3396\$	4,4566\$

Coûts (000\$)												\$/GJ	
Coût du gaz total	54	0	0	0	0	0	0	0	0	0	13 481	13 536	4,4564

Écart de prix		\$/GJ	GJ	000 \$
Tarif actuellement en vigueur		4,5300\$		
Moins le(s) taux unitaire(s) de remboursement en vigueur		0,0000\$		
Coûts projetés d'acquisition selon la mécanique de calcul		4,5300\$	3 037 400	13 759
Coûts projetés		4,4564\$	3 037 400	13 536
Total				223
À remettre aux clients	mm aaaa			223

Écart de coût cumulatif		000 \$
Soldes aux livres au 30 juin 2014 (À récupérer des clients)		8 407
Écart de prix du mois courant		(223)
Écart cumulatif projeté à récupérer des clients		8 183

TABLEAU 3

**SOCIÉTÉ EN COMMANDITE GAZ MÉTRO**  
Frais reportés du service de fourniture de gaz  
Évaluation au jj mm aaaa (suite)

	(Milliers \$)	
<b><u>TRANSFERT DANS UN COMPTE TEMPORAIRE POUR REMBOURSEMENT</u></b>		
Ecart cumulatif projeté à récupérer des clients	8 183	(a)
Solde du montant transféré vers l'équilibrage	<u>(2 365)</u>	(b)
Solde du compte excluant les montants transférés à l'équilibrage	10 548	(c = a-b)
Balise maximale selon décision D-2008-083	40 000	
Nombre de mois consécutif où le solde du compte est supérieur à 40 millions	0	
Solde admissible à un remboursement via un taux unitaire	10 548	(d)
Solde minimal selon décision D-2008-083	20 000	(e)
Montant transféré pour remboursement	0	(f = d-e)
Solde du compte d'écart de coût cumulatif projeté à récupérer des clients	8 183	(g = a-f)
Volume projeté d'achat	76 519	(h)
Impact unitaire de l'écart de coût cumulatif courant	0,107	(g÷h)
<b><u>COMPTE TEMPORAIRE DE REMBOURSEMENT D'UNE PORTION DE L'ÉCART CUMULÉ</u></b>		
Montant transféré pour remboursement (milliers \$)	0	(a)
Volume projeté d'achat en date du 1 août 2014 (milliers Gj)	76 519	(b)
Taux unitaire de remboursement débutant le 1 août 2014 (\$/Gj)	0,000	(a÷b)

TABLEAU 4

**SOCIÉTÉ EN COMMANDITE GAZ MÉTRO**

**Amortissement du montant transféré à l'équilibrage**

	sept. 2013	oct. 2013	nov. 2013	déc. 2013	janv. 2014	févr. 2014	mars 2014	avr. 2014	mai 2014	juin 2014	juil. 2014	août 2014	sept. 2014
Prévision 12 mois (TJ)	74 579	75 780	75 780	75 780	75 780	72 377	74 793	74 793	74 793	74 793	76 732	76 519	
Volume d'achat réel mensuel (TJ)	2 483	3 265	7 233	13 209	12 885	11 537	12 752	7 899	3 282	1 318			
Volume d'achats estimés du dernier mois (TJ)											3 037		
Montant transféré (milliers \$)	0	6 443	0	0	0	0	0	0	(1 377)	0	0		
Solde du début (milliers \$)	(10 147)	(9 809)	(3 221)	(2 914)	(2 406)	(1 997)	(1 679)	(1 392)	(1 245)	(2 507)	(2 463)		
Taux unitaire sur prévision 12 mois (\$)	(0,136)	(0,044)	(0,043)	(0,038)	(0,032)	(0,028)	(0,022)	(0,019)	(0,035)	(0,034)	(0,032)		
Amortissement (milliers \$)	(338)	(145)	(307)	(508)	(409)	(318)	(286)	(147)	(115)	(44)	(97)		
Solde de la fin (milliers \$)	(9 809)	(3 221)	(2 914)	(2 406)	(1 997)	(1 679)	(1 392)	(1 245)	(2 507)	(2 463)	(2 365)		

**Amortissement du montant transféré pour remboursement via un taux unitaire**

	Date du transfert
	mm aaaa
Solde du montant transféré pour remboursement via un taux unitaire (milliers \$)	0
Transfert (milliers \$)	0
Taux unitaire identifié lors du transfert (\$)	0,000
Volume d'achat du mois précédent applicable au remboursement (TJ)	0
Amortissement (milliers \$)	0
Solde à amortir (milliers \$)	0

TABLEAU 5

### SOCIÉTÉ EN COMMANDITE GAZ MÉTRO

Évaluation du coût du gaz à Dawn  
pour les 12 mois débutant le jj mm aaaa

Quantité: <b>76,519 PJ</b>											
Période: <b>jj mm aaaa au jj mm aaaa</b>											
Point de livraison	Indice	Échéance	Période d'achat		Quantité (PJ)	Indice (1) (\$/GJ)	Prime (\$/GJ)	Prix total (\$/GJ)	Différentiel de lieu versus Dawn (\$/GJ)	Coût unitaire \$/GJ	Coût total \$MM
			Début	Fin							
GMIT EDA	CGPR - EMPRESS	2015-10-31	01-juin	31-oct	0,146	3,907\$	N/A	3,9070 \$	0,5890	4,496	0,66
DAWN	CGPR - AECO	2015-03-31	01-déc	31-mars	1,573	3,914\$	0,7500 \$	4,6640 \$	(0,1680)	4,496	7,07
DAWN	CGPR - DAWN	(2)			74,799	4,496\$	N/D	4,4960 \$	N/A	4,496	336,30
Quantité totale (PJ): <b><u>76,519</u></b>					Coût total (\$MM): <b><u>344,03</u></b>						
<b><u>Coût moyen du gaz : 4,496</u></b>											

(1) Voir Annexe 1

(2) Contrats non encore négociés, considérés à l'indice CGPR - DAWN

TABLEAU 6

Date	Indice: <b>EMPRESS</b>				Indice: <b>AECO/NIT</b>			
	Périodes:	Prix moyen (\$CAN/GJ)			Périodes:	Prix moyen (\$CAN/GJ)		
	1	2	3	Pondéré	1	2	3	Pondéré
25 juin 2014	4,389\$	4,545\$	3,809\$	4,261\$	4,405\$	4,512\$	3,754\$	4,233\$
26 juin 2014	4,252\$	4,390\$	3,687\$	4,121\$	4,285\$	4,374\$	3,672\$	4,118\$
27 juin 2014	4,191\$	4,338\$	3,638\$	4,068\$	4,235\$	4,325\$	3,621\$	4,068\$
30 juin 2014	4,239\$	4,374\$	3,644\$	4,097\$	4,267\$	4,359\$	3,631\$	4,093\$
1 juillet 2014	4,219\$	4,354\$	3,667\$	4,091\$	4,261\$	4,354\$	3,651\$	4,096\$
2 juillet 2014	4,160\$	4,305\$	3,638\$	4,046\$	4,213\$	4,297\$	3,634\$	4,055\$
3 juillet 2014	4,187\$	4,325\$	3,662\$	4,070\$	4,195\$	4,314\$	3,652\$	4,064\$
7 juillet 2014	4,045\$	4,195\$	3,623\$	3,967\$	4,049\$	4,182\$	3,604\$	3,956\$
8 juillet 2014	4,034\$	4,172\$	3,624\$	3,955\$	4,030\$	4,163\$	3,612\$	3,946\$
9 juillet 2014	4,004\$	4,138\$	3,600\$	3,925\$	4,003\$	4,130\$	3,591\$	3,919\$
10 juillet 2014	3,949\$	4,091\$	3,579\$	3,885\$	3,961\$	4,089\$	3,569\$	3,884\$
11 juillet 2014	4,006\$	4,150\$	3,631\$	3,941\$	4,020\$	4,146\$	3,622\$	3,940\$
14 juillet 2014	4,022\$	4,145\$	3,609\$	3,936\$	4,026\$	4,140\$	3,603\$	3,933\$
15 juillet 2014	4,002\$	4,123\$	3,579\$	3,911\$	4,005\$	4,118\$	3,578\$	3,910\$
16 juillet 2014	3,986\$	4,132\$	3,578\$	3,910\$	4,015\$	4,121\$	3,566\$	3,910\$
17 juillet 2014	3,827\$	3,965\$	3,440\$	3,755\$	3,872\$	3,975\$	3,471\$	3,782\$
18 juillet 2014	3,807\$	3,946\$	3,461\$	3,750\$	3,855\$	3,966\$	3,489\$	3,779\$
21 juillet 2014	3,720\$	3,872\$	3,406\$	3,679\$	3,778\$	3,882\$	3,438\$	3,708\$
22 juillet 2014	3,653\$	3,815\$	3,369\$	3,626\$	3,717\$	3,826\$	3,399\$	3,656\$
23 juillet 2014	3,643\$	3,802\$	3,378\$	3,621\$	3,716\$	3,814\$	3,402\$	3,652\$
24 juillet 2014	3,738\$	3,869\$	3,405\$	3,682\$	3,789\$	3,883\$	3,445\$	3,714\$
25 juillet 2014	3,673\$	3,840\$	3,410\$	3,655\$	3,735\$	3,850\$	3,445\$	3,686\$
	<b>3,988 \$</b>	<b>4,131 \$</b>	<b>3,565 \$</b>	<b><u>3,907 \$</u></b>	<b>4,020 \$</b>	<b>4,128 \$</b>	<b>3,566 \$</b>	<b><u>3,914 \$</u></b>

Date	Indice: <b>NYMEX (Henry Hub)</b>				Indice: <b>DAWN</b>			
	Périodes:	Prix moyen (\$CAN/GJ)			Périodes:	Prix moyen (\$CAN/GJ)		
	1	2	3	Pondéré	1	2	3	Pondéré
25 juin 2014	4,634\$	4,729\$	4,251\$	4,546\$	4,888\$	5,158\$	4,435\$	4,850\$
26 juin 2014	4,486\$	4,594\$	4,178\$	4,428\$	4,729\$	5,012\$	4,362\$	4,725\$
27 juin 2014	4,454\$	4,551\$	4,149\$	4,393\$	4,667\$	4,957\$	4,332\$	4,676\$
30 juin 2014	4,493\$	4,598\$	4,165\$	4,427\$	4,716\$	4,995\$	4,349\$	4,709\$
1 juillet 2014	4,482\$	4,576\$	4,166\$	4,416\$	4,684\$	4,971\$	4,349\$	4,692\$
2 juillet 2014	4,403\$	4,518\$	4,138\$	4,363\$	4,606\$	4,905\$	4,321\$	4,635\$
3 juillet 2014	4,439\$	4,538\$	4,150\$	4,384\$	4,641\$	4,923\$	4,333\$	4,656\$
7 juillet 2014	4,278\$	4,399\$	4,092\$	4,266\$	4,470\$	4,785\$	4,276\$	4,537\$
8 juillet 2014	4,257\$	4,375\$	4,083\$	4,248\$	4,470\$	4,762\$	4,267\$	4,524\$
9 juillet 2014	4,216\$	4,341\$	4,068\$	4,219\$	4,429\$	4,736\$	4,252\$	4,498\$
10 juillet 2014	4,161\$	4,294\$	4,047\$	4,178\$	4,373\$	4,700\$	4,231\$	4,462\$
11 juillet 2014	4,220\$	4,355\$	4,113\$	4,241\$	4,434\$	4,753\$	4,298\$	4,522\$
14 juillet 2014	4,215\$	4,350\$	4,090\$	4,230\$	4,429\$	4,758\$	4,275\$	4,515\$
15 juillet 2014	4,186\$	4,318\$	4,062\$	4,200\$	4,401\$	4,738\$	4,247\$	4,490\$
16 juillet 2014	4,200\$	4,326\$	4,060\$	4,206\$	4,404\$	4,735\$	4,256\$	4,492\$
17 juillet 2014	4,041\$	4,190\$	3,975\$	4,081\$	4,235\$	4,599\$	4,170\$	4,365\$
18 juillet 2014	4,031\$	4,181\$	3,975\$	4,075\$	4,224\$	4,579\$	4,180\$	4,357\$
21 juillet 2014	3,934\$	4,097\$	3,919\$	3,997\$	4,128\$	4,506\$	4,124\$	4,284\$
22 juillet 2014	3,857\$	4,029\$	3,872\$	3,934\$	4,050\$	4,438\$	4,087\$	4,224\$
23 juillet 2014	3,846\$	4,016\$	3,861\$	3,922\$	4,040\$	4,425\$	4,066\$	4,209\$
24 juillet 2014	3,932\$	4,084\$	3,888\$	3,981\$	4,126\$	4,484\$	4,093\$	4,264\$
25 juillet 2014	3,888\$	4,057\$	3,886\$	3,958\$	4,053\$	4,458\$	4,082\$	4,231\$
	<b>4,212 \$</b>	<b>4,342 \$</b>	<b>4,054 \$</b>	<b><u>4,213 \$</u></b>	<b>4,418 \$</b>	<b>4,744 \$</b>	<b>4,245 \$</b>	<b><u>4,496 \$</u></b>

Périodes: 1 Août à octobre 2014  
 2 Novembre et décembre 2014, janvier à mars 2015  
 3 Avril à octobre 2015