

TARIF DE FOURNITURE ET DE GAZ DE COMPRESSION

**DOCUMENT EXPLICATIF
(SUIVI DE LA DÉCISION D-2008-083)**

MISE À JOUR : JANVIER 2012

LEXIQUE DES TERMES TECHNIQUES ET DES ACRONYMES

AECO/NIT	Point situé en Alberta représentant le lieu d'accumulation des puits de production
CGPR	<i>Canadian Gas Price Reporter</i>
Dawn	Point situé dans le sud de l'Ontario
Dérivé financier	Instrument financier issu d'un contrat entre 2 parties qui fixe les flux financiers futurs basés sur ceux d'un actif financier sous-jacent réel ou théorique
Empress	Point situé à la frontière de l'Alberta et de la Saskatchewan qui constitue le point d'interconnexion entre le réseau intra-Alberta de TCPL (« Nova ») et le réseau principal du transporteur
« Futures » contrat à terme	« Futures » est un terme d'appellation anglo-saxonne du contrat à terme sur instrument financier qui sera échangé à une date future et à un prix fixé d'avance (molécule, transport, différentiel de lieu) en fonction d'une quantité donnée, d'une période déterminée et d'un lieu de livraison
Gigajoule (GJ)	Unité de mesure d'énergie représentant 1 milliard de joules = 10^9 joules
GMi EDA	Ensemble des points d'interconnexions entre le système de Gaz Métro et ceux de TCPL/TQM qui sont situés dans la zone de livraison EDA (« Eastern Delivery Area ») de TCPL
GMi NDA	Ensemble des points d'interconnexions entre le système de Gaz Métro et ceux de TCPL/TQM qui sont situés dans la zone de livraison NDA (« Northern Delivery Area ») de TCPL
Indice mensuel à AECO 7A	<p>Cet indice est compilé à partir des données fournies (prix payés et quantités achetées à chaque jour du mois qui précède le mois concerné; par exemple,</p> <ul style="list-style-type: none">✓ les données qui serviront à bâtir l'indice mensuel du mois de décembre proviennent des achats réalisés à AECO/NIT dès le premier jour du mois de novembre;✓ le résultat de la compilation est connu au début du mois concerné (ici par exemple, début de novembre). <p>On le retrouve sous l'alinéa NGX AB-NIT Month Ahead Index (7A) tiré du CGPR publié par <i>Canadian Enerdata Ltd</i>, à la page intitulée présentement « Monthly Canadian and U.S. Natural Gas Price Summary », page 11.</p>

Indice mensuel à Empress 7	<p>Cet indice est compilé à partir des données fournies (prix payés et quantités achetées) à chaque jour du mois qui précède le mois concerné; par exemple,</p> <ul style="list-style-type: none">✓ les données qui serviront à bâtir l'indice mensuel du mois de décembre proviennent des achats réalisés à Empress dès le premier jour du mois de novembre;✓ le résultat de la compilation est connu au début du mois concerné (ici par exemple, début de novembre). <p>On le retrouve sous l'alinéa Alberta Spot Price - Empress (7) tiré du CGPR publié par <i>Canadian Enerdata Ltd</i>, à la page intitulée présentement « Monthly Canadian and U.S. Natural Gas Price Summary », page 11.</p>
Indice quotidien à AECO 5A	<p>Cet indice est compilé à partir des données fournies (prix payés et quantités achetées) quotidiennement pour une livraison la journée suivante; par exemple,</p> <ul style="list-style-type: none">✓ les données qui serviront à bâtir l'indice du 6 décembre proviennent des achats réalisés à AECO/NIT le 5 décembre;✓ le résultat de la compilation est connu lorsque ce mois est terminé. <p>On le retrouve sous l'alinéa NGX AB-NIT Same Day Index (5A) tiré du CGPR publié par <i>Canadian Enerdata Ltd</i>, à la page intitulée présentement « Monthly Canadian and U.S. Natural Gas Price Summary », page 11.</p>
Joule	Unité de mesure d'énergie
NOVA	Réseau intra-Alberta de TCPL
NGTL	Nova Gas Transmission Ltd
	Nova Inventory Transfer; point virtuel situé sur le réseau de collecte intra Alberta de TCPL et auprès duquel le gaz est transigé
ONÉ	Office national de l'énergie; Ce tribunal fédéral de réglementation rend une décision sur la prime fixe de transport intérimaire sur le réseau de Nova Gas. Le 7 septembre 2011, la décision TG-006-2011 remplace la décision TGI-06-2010.
Petajoule (PJ)	Unité de mesure d'énergie représentant 1 milliard de térajoules = 10 ¹⁵ joules
Price factor	Prime négociée s'ajoutant au prix de l'indice de base
TCPL	TransCanada PipeLines Limited

LISTE DES TABLEAUX

# Tableau	Description
1	Sommaire
2	Projection totale des achats de fourniture de gaz naturel et de gaz de compression sur 12 mois
3	Projection des besoins de gaz de compression
4	Frais reportés des services de fourniture et de gaz de compression et impact des dérivés financiers
5	Amortissement du montant à transférer à l'équilibrage
6	Évaluation du coût moyen du gaz à Empress
7	Annexe 1 : Évaluation du coût moyen pondéré du gaz à AECO/NIT par saison
8	Annexe 2 : Calcul des prix protégés et fixés par dérivés financiers durant la période de calcul
9	Annexe 3 : Sommaire cumulatif des dérivés financiers par type de transaction

MÉCANISME DE CALCUL DU PRIX DE LA FOURNITURE ET DU GAZ DE COMPRESSION

Le mécanisme établissant la méthode de calcul du tarif de fourniture de gaz naturel de Gaz Métro a été approuvé en 1995 dans la décision D-95-44 (R-3307-94, GMi-12, Document 2).

Cette procédure d'ajustement périodique du prix du gaz permet d'établir un coût moyen pondéré du gaz naturel (« WACOG ») et a pour but de refléter les coûts réels d'acquisition ainsi que l'évolution des prix dans le marché. Elle comprend principalement les deux étapes suivantes :

- 1) Évaluation de l'estimation du coût projeté de la fourniture pour les douze prochains mois.
- 2) Évaluation des écarts entre le coût réel d'acquisition et le prix de la fourniture facturé antérieurement à l'ajustement (écart de prix cumulatif).

Ces étapes sont réalisées le premier de chaque mois et toute modification du prix de la fourniture est reflétée dans la facturation du même mois à la clientèle.

LISTE DES DÉCISIONS

Quelques modifications à la méthode de calcul ont été approuvées par la Régie de l'énergie depuis 1995, mais le principe d'établissement du prix est demeuré le même. Les principales modifications sont les suivantes :

- 1999 : Introduction d'un mécanisme d'ajustement mensuel du prix du gaz de compression (D-99-11, R-3397-98).
- 2001 : Depuis le 1^{er} octobre 2001, pour déterminer le prix du gaz de réseau et le prix du gaz de compression, et ce dans le but d'amenuiser la volatilité du prix du gaz de réseau et du gaz de compression, la procédure d'ajustement mensuel du prix du gaz se fait sur la base des données d'une seule institution financière (parmi les trois institutions retenues) pour les journées ouvrables du mois tout en s'assurant que les données recueillies soit suffisamment représentatives des données du marché;

Introduction de l'établissement du programme de produits financiers dérivés et limitation de l'enveloppe budgétaire afférente au paiement des primes à 1,5 % du coût annualisé du gaz de réseau prévu au moment de la transaction (D-2001-214, R-3463-2001, SCGM-1, Document 2).

- 2002 : Depuis le 1^{er} octobre 2002, utilisation du prix unique pour les tarifs de fourniture et de gaz de compression et afin d'être cohérent avec la méthode de calcul proposée pour l'établissement d'un prix unique de service de fourniture de gaz naturel et de gaz de compression, inclusion du coût annuel du gaz de compression dans l'établissement de l'enveloppe budgétaire affectée au paiement des primes (D-2002-196, R-3484-2002, SCGM-4, Document 2).
- 2003 : En vigueur le 1^{er} octobre 2003, la Régie relève Gaz Métro de l'obligation de soumettre dans les prochains dossiers tarifaires, comme suivi de la décision D-2001-214, les tableaux comparatifs des fluctuations observées entre les prévisions de l'institution financière retenue pour les projections du prix des services de fourniture de gaz naturel et de gaz de compression et les prévisions d'une autre institution financière (D-2003-180, R-3510-2003).
- 2006 : En vigueur le 1^{er} août 2006, la Régie autorise Gaz Métro à introduire le prix de migration pour les clients qui veulent migrer de l'achat direct au gaz de réseau dans un délai moindre que six mois (D-2006-086, R-3596-2006, Gaz Métro-1, Document 3, telle que révisée).
- 2007 : La Régie, dans sa décision D-2006-140, demandait la formation d'un groupe de travail pour analyser les conséquences d'un CU inférieur à 100 % ainsi que la problématique de l'écart de prix hiver/été résultant des achats à Dawn. En suivi de cette décision, Gaz Métro a déposé le rapport *Interfinancement relié au profil d'achat de fourniture de gaz naturel*. La Régie accepte le transfert, au 1^{er} octobre de chaque année, de la portion des coûts d'équilibrage inclus au service de fourniture vers le service d'équilibrage (D-2007-116, R-3630-2007, Gaz Métro-11, Document 1). Cette procédure en vigueur depuis le 1^{er} novembre 2007 permet de diminuer la volatilité du tarif de fourniture de gaz naturel tout en reflétant les conditions prévalant dans le marché.

- 2008 : Introduction, le 1^{er} juillet 2008, du remboursement forfaitaire du compte d'écart du coût cumulatif de la fourniture et du gaz de compression avec étalement encadré par des balises maximale (40 M\$) et minimale (20 M\$) et modification de la présentation du rapport Sommaire (Tableau 1) présenté sur la base de taux unitaires et les quantités sont utilisées pour établir les taux des différents éléments de calcul). Abolition également du seuil d'écart de prix entre le coût moyen anticipé et le prix de fourniture réel supérieur à 2 ¢/GJ (D 2008-083, R-3662-2008, Gaz Métro-1, Document 1).
- 2010 : Le mois suivant la décision de la Régie (D-2010-144), les revenus générés par l'extraction des liquides de gaz naturel à AECO, antérieurement considérés parmi les transactions financières, ont été appliqués en réduction du prix du service de fourniture de gaz naturel du distributeur. La « *Prévision de revenus annuels d'extraction (D-2010-144)* » a été soustraite du coût d'acquisition moyen à Empress (Tableau 6). Ce montant a été calculé en fonction du nombre de mois où les contrats de transport entre AECO et Empress sont en vigueur.
- 2011 : Conformément à la demande de la Régie dans sa lettre du 14 septembre 2011, introduction au 1^{er} octobre 2011, des tableaux traitant des prix et des quantités d'achat SPOT à Dawn. Ajout également, à titre informatif, du 2^e encadré traitant des achats SPOT à Dawn dont la livraison prend effet suite au dépôt du rapport du mois précédent ainsi que l'indice journalier 5A final correspondant.

La lettre du 4 septembre 2011 permettait à Gaz Métro de calculer le coût du gaz quelques jours avant la fin du mois afin de pouvoir facturer sa clientèle le 1^{er} jour ouvrable du mois suivant, en lien avec la mise en application du projet SAP2B approuvé par la Régie dans la décision D-2010-076. L'application du nouveau calendrier se fera à partir du rapport mensuel de février 2012. Cette révision des dates de dépôt du rapport mensuel ne modifie aucunement la méthode de calcul du coût du gaz.

Suivant la décision de la Régie (D-2011-164) sur la nouvelle fonctionnalisation des coûts reliés aux achats à Dawn, le différentiel de lieu correspondant à la valeur au marché entre AECO/NIT et Empress devient la prime tarifée pour le transport de courte

distance, en remplacement de la prime journalière fixe sur Nova entre AECO/NIT et Empress.

Tableau 1

Ce tableau représente la page « Sommaire » du calcul du prix des services de fourniture de gaz naturel et du gaz de compression. Elle est présentée sur la base de taux unitaires et contient la quantité totale d'approvisionnement prévue pour les douze prochains mois ainsi que le détail des ratios du gaz de compression par zone.

Tableau 1			
SOCIÉTÉ EN COMMANDITE GAZ MÉTRO			
Prix des services de fourniture de gaz naturel et du gaz de compression pour les 12 mois débutant le 1 décembre 2011			
Taux de fourniture de gaz naturel			
	Quantité (PJ)	Coûts unitaire (\$ /GJ)	Taux (¢/m³)
Prix variables - Nouveaux contrats	76,982 (A)	3,302 (B)	
Impact des prix protégés et fixés par dérivés financiers (Voir Annexe 2)	(C)	0,878 (D)	
Écart de coût cumulatif de la fourniture de gaz naturel et du gaz de compression courant au 1 décembre 2011		(0,254) (E)	
Taux unitaire de remboursement débutant le...		0,000 (F)	
Estimation du coût de la fourniture de gaz naturel et du gaz de compression pour les prochains douze mois		<u>3,926</u>	
Taux de fourniture de gaz naturel pour les prochains douze mois		3,93\$ /GJ	14,891
Prix de fourniture de gaz naturel et de gaz de compression			
Prix de fourniture de gaz naturel		3,93\$ /GJ	14,891
Prix de migration aux services de fourniture de gaz naturel et de gaz de compression	(G)	0,00\$ /GJ	0,000 <small>*lorsque</small>
Prix du gaz de compression	Sud	Nord (H)	
Prix de fourniture de gaz naturel au 1 décembre 2011	3,93\$ /GJ	3,93\$ /GJ	
Ratio de gaz de compression au 1 décembre 2011	3,35%	2,54%	
Prix du gaz de compression (\$/GJ)	0,1317	0,0998	
Prix du gaz de compression (¢/m ³)	0,499	0,378	

(A) **La quantité totale prévue pour les 12 prochains mois**, présumée être achetée uniformément, tel que détaillée au Tableau 2.

(B) La prévision du **coût projeté moyen d'acquisition du gaz naturel au cours des 12 prochains mois** est basée sur les prix « Futures » du marché financier. Ce coût est ajusté mensuellement pour refléter le coût réel d'acquisition de Gaz Métro.

Les « Futures » utilisés mensuellement par Gaz Métro correspondent à un prix à AECO/NIT pour les 12 prochains mois offert par une institution financière indépendante.

Les coûts d'approvisionnement correspondent approximativement aux « Futures » à AECO/NIT plus le différentiel de lieu AECO-Empress, tel que décrit au Tableau 6.

La moyenne de ces projections de prix est à la base du calcul mensuel du prix du gaz de réseau et du gaz de compression du mois suivant. Gaz Métro utilise cette moyenne du mois courant des prévisions de l'institution pour les périodes couvrant les 12 mois du calcul (détails aux Tableaux 6 et 7).

- (C) **Impact des prix protégés et fixés par dérivés financiers**, tel que reflété au Tableau 8 (Annexe 2) sous la ligne « Impact unitaire (\$/GJ) » en conformité avec les décisions D-2008-140, D-2009-156, D-2010-133 et D-2011-153.
- (D) La **valeur unitaire de l'impact des dérivés financiers** durant la période de calcul est déterminée en fonction des prévisions de prix obtenues de l'institution financière. Gaz Métro simule l'impact des dérivés financiers en vigueur durant la période visée par le calcul du tarif de la fourniture, tel que détaillé au Tableau 8 (Annexe 2).
- (E) La **valeur unitaire de l'écart du coût cumulatif de la fourniture et du gaz de compression** sert à réconcilier la prévision de coûts et les frais réels afin de refléter les coûts réels d'acquisition de Gaz Métro, tel que stipulé par l'article 52 de la *Loi sur la Régie de l'énergie*.

Le calcul de l'écart du coût cumulatif a été expliqué dans le dossier R-3307-94, GMi-12, Document 2, page 2 de la façon suivante :

« L'écart de prix cumulatif correspond à l'écart entre le coût réel d'acquisition de la marchandise déboursé à chaque mois par SCGM et l'estimation de prix qui avait été produite pour ces mêmes mois. Le premier de chaque mois, une estimation de l'écart pour le mois qui vient de se terminer est produite et ajoutée au solde cumulatif du mois précédent. (...) Le montant obtenu correspond à l'écart de prix cumulatif devant être intégré au calcul du coût du gaz. »

Le calcul de l'écart entre le coût d'acquisition réel et le prix facturé à la clientèle est détaillé au Tableau 4.

- (F) Le taux unitaire de remboursement actif apparaît distinctement sur cette ligne avec une référence à la date du transfert. Ce taux fixe de remboursement est reporté au Tableau 1 (Sommaire) à la ligne « *Taux unitaire de remboursement débutant le ...* » jusqu'à ce que le remboursement soit complété. Dans cet exemple, il n'y a pas de taux unitaire de remboursement.
- (G) La Régie a autorisé Gaz Métro, dans sa décision D-2006-086, à introduire le prix de migration pour les clients qui veulent migrer de l'achat direct au gaz de réseau dans un délai moindre que six mois. Ce tarif est établi sur la base du gain estimé du portefeuille de produits dérivés. Le coût unitaire de l'impact des dérivés financiers représente l'impact global des dérivés financiers tel que décrit au Tableau 8 (Annexe 2), divisé par la quantité de gaz naturel totale prévue pour les 12 prochains mois, telle que définie au Tableau 2. Les frais de migration facturés aux clients, le cas échéant, seraient ajoutés aux sommes à remettre à l'ensemble de la clientèle dans l'écart de coût cumulé. Dans le cas d'une perte estimée du portefeuille de produits dérivés, le prix de migration est égal à 0.
- (H) Le ratio de gaz de compression est calculé en fonction de ces zones, tel que défini au texte des Tarifs en vigueur depuis le 1^{er} janvier 2012 sous la section 1. Application, page 10.

Zone Sud : L'ensemble du territoire desservi par le distributeur à l'exception de la zone Nord.

Zone Nord : La région de l'Abitibi-Témiscamingue desservie par le distributeur.

Tableau 2

Ce tableau sert à détailler la quantité de gaz naturel totale prévue pour les 12 prochains mois présumée être achetée uniformément. La variation du profil d'achat de fourniture de Gaz Métro est principalement influencée par le profil de consommation de l'ensemble de la clientèle. Ainsi, les achats réels de fourniture de gaz naturel et de gaz de compression peuvent être fort différents des prévisions uniformes d'achat, mais comme il s'agit d'un profil d'approvisionnement estimé pour les 12 prochains mois, la répartition mensuelle se fait en fonction du nombre de jour dans le mois. Elle inclut les besoins en gaz de compression détaillés au Tableau 3.

Tableau 2													
SOCIÉTÉ EN COMMANDITE GAZ MÉTRO													
Achats de fourniture de gaz naturel et de gaz de compression													
pour les 12 mois débutant le 1 décembre 2011													
(Pétajoules)													
Répartition par type d'usage:	MOIS											TOTAL	
	déc-11	janv-12	févr-12	mars-12	avr-12	mai-12	juin-12	juil-12	août-12	sept-12	oct-12		nov-12
Achats totaux de fourniture de gaz prévus	6,280	6,280	5,875	6,280	6,077	6,280	6,077	6,280	6,280	6,077	6,280	6,077	74,141
Achats totaux de gaz de compression prévus	0,209	0,240	0,230	0,240	0,240	0,240	0,240	0,240	0,240	0,240	0,240	0,240	2,841
Achats totaux prévus	6,488	6,520	6,104	6,520	6,317	6,520	6,317	6,520	6,520	6,317	6,520	6,317	76,982
Répartition par type de contrat d'achat:	MOIS											TOTAL	
	déc-11	janv-12	févr-12	mars-12	avr-12	mai-12	juin-12	juil-12	août-12	sept-12	oct-12		nov-12
Achats de fourniture de gaz - Prix variables - Contrats négociés	8,153	9,471	8,860	8,308	4,050	2,945	2,850	2,945	1,240	1,200	0,000	0,000	50,021
Achats de fourniture de gaz - Prix variables - Contrats non encore négociés	-1,665	-2,950	-2,755	-1,788	2,267	3,575	3,467	3,575	5,280	5,117	6,520	6,317	26,961
Achats de fourniture de gaz - Prix variables - Total	6,488	6,520	6,104	6,520	6,317	6,520	6,317	6,520	6,520	6,317	6,520	6,317	76,982

Tableau 3

Ce tableau sert à détailler la quantité de gaz de compression totale prévue pour les 12 prochains mois présumée être achetée uniformément par zone. Les achats de gaz de compression peuvent être fort différents des prévisions uniformes d'achat, mais comme il s'agit d'un profil d'approvisionnement estimé pour les 12 prochains mois, la répartition mensuelle se fait en fonction du nombre de jour dans le mois.

Le ratio de gaz de compression par zone est connu au premier mois de la projection (dans notre exemple au mois de décembre 2011). Le ratio par zone des mois subséquents est un estimé.

Tableau 3													
SOCIÉTÉ EN COMMANDITE GAZ MÉTRO													
Projection des besoins de gaz de compression													
pour les 12 mois débutant le 1 décembre 2011													
(Pétajoules)													
Ratio de gaz de compression	<u>déc-11</u>	<u>janv-12</u>	<u>févr-12</u>	<u>mars-12</u>	<u>avr-12</u>	<u>mai-12</u>	<u>juin-12</u>	<u>juil-12</u>	<u>août-12</u>	<u>sept-12</u>	<u>oct-12</u>	<u>nov-12</u>	Total
Fourniture transportée - Zone Est (PJ)	5,95	5,95	5,56	5,95	5,75	5,95	5,75	5,95	5,95	5,75	5,95	5,75	70,205
Ratio de gaz de compression	3,35%	3,91%	3,91%	3,91%	3,91%	3,91%	3,91%	3,91%	3,91%	3,91%	3,91%	3,91%	
Gaz de compression requis	0,200	0,230	0,220	0,230	0,230	0,230	0,230	0,230	0,230	0,230	0,230	0,230	2,720
Fourniture transportée - Zone Nord (PJ)	0,33	0,33	0,31	0,33	0,32	0,33	0,32	0,33	0,33	0,32	0,33	0,32	3,937
Ratio de gaz de compression	2,54%	3,11%	3,11%	3,11%	3,11%	3,11%	3,11%	3,11%	3,11%	3,11%	3,11%	3,11%	
Gaz de compression requis	0,009	0,010	0,010	0,010	0,010	0,010	0,010	0,010	0,010	0,010	0,010	0,010	0,121
Besoins totaux (PJ)	0,209	0,240	0,230	0,240	0,240	0,240	0,240	0,240	0,240	0,240	0,240	0,240	2,841

Tableau 4

Les différents éléments de ce tableau (divisé en parties) servent à réconcilier l'écart entre l'estimation des coûts pour un mois donné et les coûts réels d'acquisition de la marchandise lors de ce même mois.

En effet, pour un mois donné, l'écart entre le coût d'acquisition projeté et facturé à la clientèle (le prix des « Futures » 12 mois) et le coût d'acquisition réel (fonction des indices publiés d'Enerdata, des achats spot effectués et des retombées des dérivés financiers), multiplié par les

quantités réelles achetées du mois permet donc de déterminer le montant à remettre ou à récupérer des clients.

Lorsque le résultat est positif, c'est-à-dire que le coût d'acquisition réel s'est avéré être supérieur au coût projeté, le montant doit alors être récupéré des clients. Dans le sens contraire, lorsque le compte est négatif, c'est-à-dire lorsque le coût d'acquisition réel s'est avéré être inférieur au coût projeté, le montant doit être remis aux clients. L'écart du mois qui vient de se terminer est ajouté au compte d'écart de coût cumulatif du mois précédent afin d'être remis ou récupéré mensuellement aux/des clients via le calcul du prix du service de fourniture.

Tableau 4 (Partie 1)

La partie 1 concerne les besoins en gaz de compression pour le mois en cours et détaille les quantités de gaz naturel achetées (Achats totaux) durant le mois en cours.

Tableau 4								
SOCIÉTÉ EN COMMANDITE GAZ MÉTRO								
Frais reportés des services de fourniture de gaz et de gaz de compression								
Évaluation au 30 novembre 2011								
Besoins de gaz de compression pour le mois ^(A)								
	Zone Est	Zone Nord						Total
Achat de fourniture de gaz (GJ/jour)	66 604	4 266						
GJ/Mois	1 998 126	127 992						
Taux de compression	1,55%	1,22% ^(B)						
Besoins de gaz de compression (GJ)	30 971	1 562						32 532
Achats totaux (GJ)								
(Estimés au 30 novembre 2011)	Points de livraison ^(C)						TOTAL	
	(GMI EDA) ⁽¹⁾	(Empress) ⁽¹⁾	(Empress) ⁽²⁾	(Empress) ⁽³⁾	(Dawn) ⁽¹⁾	(Dawn) ⁽²⁾	(Dawn) ⁽³⁾	
Fourniture de gaz: ^(C)	29 548	0	1 477 394	619 176	0	0	0	
Gaz de compression:	452	0	22 606	9 474	0	0	0	
	30 000	0	1 500 000	628 650	0	0	0	
							2 158 650	

⁽¹⁾ Contrats livrés au prix de l'indice mensuel plus prime

⁽²⁾ Contrats livrés au prix de l'indice journalier plus prime

⁽³⁾ Fourniture achetée sur le marché spot au prix moyen

- (A) L'information sur le mois de référence des besoins de gaz de compression fait référence au mois du calcul en cours des frais reportés.
- (B) Les taux de compression des zones Est et Nord de cet encadré proviennent de TCPL pour le mois en cours et sont accessibles sur leur site internet.
- (C) Quantité estimée de fourniture de gaz naturel pour la période du mois courant.

- (D) Retrait des points de livraison (AECO)⁽¹⁾, ⁽²⁾ et ⁽³⁾ suite à la terminaison des contrats de transport sur NOVA.

Tableau 4 (Partie 2)

Cet encadré détermine les coûts unitaires du gaz acheté en fonction des points de livraison, des indices publiés par Enerdata, du différentiel de lieu entre AECO et Empress, du coût moyen des achats spot effectués durant le mois et des primes, le cas échéant.

Les coûts totaux d'acquisition sont obtenus par la multiplication des quantités achetées par points de livraison du tableau précédent par le coût unitaire total approprié pour ainsi obtenir le coût du gaz.

Coût unitaire (\$/GJ)	Points de livraison								
	(GMI EDA) ⁽¹⁾	(Empress) ⁽¹⁾	(Empress) ⁽²⁾	(Empress) ⁽³⁾	(Dawn) ⁽¹⁾	(Dawn) ⁽²⁾	(Dawn) ⁽³⁾		
(E) Indice Enerdata	2,8521\$	3,1914\$	3,0530\$		3,1914\$	3,0530\$			
(F) Différentiel de lieu AECO-Empress ⁽¹⁾					(0,0500\$)	(0,0500\$)	(0,0500\$)		
(G) Prix moyen des achats SPOT				2,9088\$			0,0000\$		
Primes			(0,3430\$)						
	2,8521\$	3,1914\$	2,7100\$	2,9088\$	3,1414\$	3,0030\$	(0,0500\$)		
⁽¹⁾ Valeur au marché du différentiel de lieu AECO-Empress (D-2011-164)									
Coûts (000\$)								\$/GJ	
Coût du gaz	86	0	4 065	1 829	0	0	0	5 979	2,7699
Effet des dérivés financiers								7 766	3,5976
Total								13 745	6,3675

- (E) Gaz Métro utilise les indices moyens journaliers et mensuels à AECO/NIT ainsi qu'à Empress, tels que publiés par Enerdata en \$CAN. Dans cet exemple, l'indice mensuel Enerdata à Empress (2,8521 \$/GJ), tiré du CGPR, vol. 23, numéro 6, p. 11 sous l'alinéa **Alberta Spot Price - Empress (7)**, sert à évaluer le coût d'un achat livré au territoire de Gaz Métro (GMI EDA⁽¹⁾). Le choix de cet indice est le résultat de négociations avec le fournisseur. Le prix de 3,1914\$/GJ est basé sur l'indice mensuel publié par Enerdata à AECO/NIT, tiré du CGPR, vol. 23, numéro 6, p. 11 sous l'alinéa **NGX AB-NIT Month Ahead Index (7A)** et sert à calculer le coût des approvisionnements à Empress⁽¹⁾, Dawn⁽¹⁾ et AECO⁽¹⁾. L'évaluation du coût des achats à Empress⁽²⁾, Dawn⁽²⁾ et AECO⁽²⁾ est basée sur l'indice journalier 5A. L'indice 5A final ne pouvant être disponible avant la remise du rapport mensuel, un prix moyen correspondant au résultat des compilations journalières jusqu'à la date du dépôt est utilisé. Toutefois, les coûts concrétisés mensuellement sont comptabilisés dans l' « **Écart de coût cumulatif** » le mois suivant.

- (F) L'évaluation du coût des achats à Dawn est établie en fonction de l'indice de prix Enerdata à AECO/NIT (journalier ou mensuel) additionné d'une prime tarifée pour le transport de courte distance. Suivant la décision de la Régie (D-2011-164; R-3752-2011, Gaz Métro-8, document 14, page 4 de 4, ligne 3) sur la nouvelle fonctionnalisation des coûts reliés aux achats à Dawn, le différentiel de lieu correspondant à la valeur au marché entre AECO/NIT et Empress devient la prime pour le transport courte distance, en remplacement de la prime journalière fixe sur Nova entre AECO/NIT et Empress. Le prix observé à Empress étant inférieur à celui à AECO/NIT, le différentiel de lieu moyen a été fixé à (0,05\$/GJ) jusqu'au 30 septembre 2012, tel qu'inscrit dans l'encadré « **Coût unitaire (\$/GJ)** » sous les colonnes Dawn⁽¹⁾, ⁽²⁾ et ⁽³⁾.

Les alinéas « Transport Nova Gas » ainsi que « Prévission de revenus d'extraction – octobre 2011 » ont été retirés de l'encadré « **Coûts (000\$)** ». En effet, l'extraction des liquides de gaz étant tributaire à la détention de capacité de transport sur Nova entre AECO/NIT et Empress et ces contrats de transport sur Nova ayant pris fin le 31 octobre 2011, les revenus générés par l'extraction des liquides en réduction du prix du service de fourniture de gaz nature du distributeur ne sont plus comptabilisés à partir du 1^{er} novembre 2011.

- (G) De façon générale, Gaz Métro doit satisfaire une partie de ses besoins par des achats sur le marché SPOT afin d'être en mesure de réagir aux variations de la demande ainsi qu'aux aléas de la température. Le cas échéant, le prix moyen pondéré des achats sur les marchés SPOT à Empress⁽³⁾ est celui des achats réalisés au moment de la remise du calcul pour approbation à la Régie. En ce qui a trait à la moyenne pondérée des achats SPOT à Dawn sous la colonne intitulée Dawn⁽³⁾ évaluée à 0,000 \$/GJ dans cet exemple, elle est calculée en tenant compte du montant total/quantité totale. Ainsi, le total des quantités SPOT achetées à Dawn pour les fins du calcul avant le dépôt du rapport à la Régie pour approbation, tient compte des journées où l'indice journalier 5A est disponible pour la journée de livraison à Dawn.

Tableau 4 (Partie 3)

Les blocs intitulés « **Écart de prix** » et « **Écart de coût cumulatif** » servent à projeter l'écart de prix du mois courant d'une part et d'autre part, à identifier le solde du compte d'écart de coût cumulatif projeté à remettre (ou récupérer) à (de) la clientèle.

Écart de prix		\$/GJ	GJ	000 \$
Tarif actuellement en vigueur		4,2000\$		
Moins le(s) taux unitaire(s) de remboursement en vigueur	(H)	0,0000\$		
Coûts projetés d'acquisition selon la mécanique de calcul		4,2000\$	2 158 650	9 066
Coûts projetés selon indice Enerdata		6,3675\$	2 158 650	13 745
Total				(4 679)
Transfert de coûts à l'équilibrage (Décision à venir)	(I)			0
A récupérer des clients Novembre 2011				(4 679)
Écart de coût cumulatif				000 \$
Soldes aux livres au 31 octobre 2011 (A remettre aux clients)	(J)			(24 224)
Coût des primes des dérivés financiers contractés du 1 décembre 2011 au 30 novembre 2012 (Voir Annexe 3)				0
Écart de prix du mois courant				4 679
Écart cumulatif projeté à remettre aux clients	(K)			(19 546)

- (H) Suite à la décision D-2008-083 de la Régie (R-3662-2008), le bloc intitulé « **Écart de prix** » servant à projeter l'écart de prix du mois courant a été modifié afin d'isoler les montants qui font l'objet d'un remboursement. Le(s) taux unitaire(s) de remboursement inclus dans le tarif de fourniture en vigueur sera (seront) soustrait du tarif pour le calcul de l'écart du mois. Dans l'exemple ci-dessus, « *Le(s) taux unitaire(s) de remboursement en vigueur* » est établi à 0 \$/GJ. Il n'y a donc aucun remboursement exclu du calcul de l'écart de prix dans cet exemple au Tableau 4 (Partie 4).
- (I) La Régie a autorisé le transfert du coût à l'équilibrage au 1^{er} novembre 2007 (D-2007-116, R-3630-2007, Gaz Métro-8, Document 13, page 1 et Gaz Métro-11, Document 1). Au 1^{er} novembre 2011, la portion des coûts réels à transférer du service de fourniture au service d'équilibrage, sous l'alinéa « *Transfert de coûts à l'équilibrage (D-2011-073)* » a été soustraite en conformité avec l'autorisation de la Régie d'inclure ce montant transféré le mois suivant sa décision sur le rapport annuel au 30 septembre 2010 (R-3745-2010, Gaz Métro-9, document 2, ligne 13).

CALCUL MENSUEL DU PRIX DE LA FOURNITURE ET DU GAZ DE COMPRESSION

<u>Ecart de prix</u>			
	<u>\$/GJ</u>	<u>GJ</u>	<u>000 \$</u>
Tarif actuellement en vigueur	4,5500\$		
Moins le(s) taux unitaire(s) de remboursement en vigueur	0,0000\$		
Coûts projetés d'acquisition selon la mécanique de calcul	4,5500\$	2 295 799	10 446
Coûts projetés selon indice Enerdata	3,6529\$	2 295 799	8 386
Total			2 060
Transfert de coûts à l'équilibrage (D-2011-073)			(18 653)
A remettre aux clients			20 712
<hr/>			
<u>Ecart de coût cumulatif</u>			
			<u>000 \$</u>
Soldes aux livres au 30 septembre 2011 (A remettre aux clients)			(3 723)
Coût des primes des dérivés financiers contractés du 1 novembre 2011 au 31 octobre 2012 (Voir Annexe 3)			0
Écart de prix du mois courant			(20 712)
Ecart cumulatif projeté à remettre aux clients			(24 435)

Le solde du montant a été comptabilisé dans l'écart de coût cumulatif lors des mois subséquents et son amortissement est suivi au Tableau 5 dans le mini encadré intitulé « *Amortissement du montant transféré à l'équilibrage* ». Cette portion des coûts à transférer du service de fourniture au service d'équilibrage, telle que décrit sous l'alinéa « *Transfert de coûts à l'équilibrage (D-2011-073)* » a été intégrée lors du calcul mensuel du prix de la fourniture du gaz naturel et du gaz de compression pour les 12 mois débutant le 1^{er} novembre 2011 (voir en grisé dans l'encadré ci-haut). Ce solde n'est pas considéré lors du déclenchement du remboursement forfaitaire avec étalement encadré par des balises.

- (J) Le **solde aux livres** représente le solde cumulatif des mois précédents. Au moment du dépôt, une estimation de l'écart pour le mois courant est produite et ajoutée au solde cumulatif du mois précédent. Le montant ainsi obtenu correspond à l'écart du coût cumulatif devant être remis ou récupéré aux/des clients.
- (K) La **valeur de l'écart du coût cumulatif de la fourniture et du gaz de compression** à remettre ou récupérer aux/des clients est expliquée au Tableau 1 en (E) correspond au coût d'acquisition du mois additionné de l'évaluation de l'écart entre les coûts réel et prévu.

Tableau 4 (Partie 4)

Le bloc intitulé « *Transfert dans un compte temporaire pour remboursement* » sert à identifier les montants qui devront être transférés pour faire l'objet d'un remboursement ainsi que le taux unitaire applicable au solde du compte d'écart de coût cumulatif du compte courant.

CALCUL MENSUEL DU PRIX DE LA FOURNITURE ET DU GAZ DE COMPRESSION

Le bloc « **Compte temporaire de remboursement d'une portion de l'écart cumulé** » sert à calculer le taux unitaire de réduction du prix de la fourniture.

SOCIÉTÉ EN COMMANDITE GAZ MÉTRO			
Frais reportés des services de fourniture de gaz et de gaz de compression			
Évaluation au 30 novembre 2011 (suite)			
TRANSFERT DANS UN COMPTE TEMPORAIRE POUR REMBOURSEMENT		(Milliers \$)	
Écart cumulé projeté à remettre aux clients		(19 546)	(a)
Solde du montant transféré vers l'équilibrage	(L)	(17 429)	(b)
Solde du compte excluant les montants transférés à l'équilibrage		(2 117)	(c = a-b)
Balise maximale selon décision D-2008-083	(M)	(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		0	(d)
Solde minimal selon décision D-2008-083	(M)	(20 000)	(e)
Montant transféré pour remboursement	(N)	0	(f = d-e)
Solde du compte d'écart de coût cumulé projeté à remettre aux clients		(19 546)	(g = a-f)
Volume projeté d'achat		76 982	(h)
Impact unitaire de l'écart de coût cumulé courant	(O)	(0,254)	(g÷h)
COMPTE TEMPORAIRE DE REMBOURSEMENT D'UNE PORTION DE L'ÉCART CUMULÉ			
Montant transféré pour remboursement (milliers \$)	(M)	0	(a)
Volume projeté d'achat en date du 1 décembre 2011 (milliers G)		76 982	(b)
Taux unitaire de remboursement débutant le 1 décembre 2011 (\$/G)	(P)	0,000	(a÷b)

(L) Le solde du montant transféré vers l'équilibrage est ainsi identifié afin de l'exclure lors du déclenchement du remboursement (D-2008-083, R-3662-2008, Gaz Métro-1, Document 1). Ce solde est calculé dans le tableau d'amortissement du montant transféré à l'équilibrage au Tableau 5 et reporté ici afin de calculer le solde du compte excluant les montants transférés à l'équilibrage.

(M) Le suivi des balises maximale (40 M\$) et minimale (20 M\$) est fait par ce tableau. Le remboursement accéléré du compte d'écart de coût cumulé se fait lorsque le niveau du compte cumulé d'écart de coût à **remettre** aux clients, excluant les montants transférés à l'équilibrage, excède 40 M\$ sur une période de trois mois consécutifs. Le nombre de mois consécutif où le solde du compte est supérieur à 40 M\$ sera indiqué à la ligne « *Nombre de mois consécutif où le solde du compte est supérieur à 40 millions* ». De façon inverse, lorsque le solde du compte à **recevoir** des clients excède 40 M\$ sur une période de trois mois consécutifs, Gaz Métro procédera à sa récupération auprès de ses clients à un taux unitaire fixe. Le maintien de 20 M\$ de seuil minimal dans le compte d'écart est nécessaire afin de réduire le risque de renversement complet du compte et

maintenir ainsi une certaine stabilité dans le prix. Dans notre exemple, il n'y a pas eu de déclenchement de remboursement forfaitaire du compte d'écart de coût cumulatif.

- (N) Le solde du compte d'écart de coût cumulatif projeté à remettre aux clients est établi à 0 \$ dans cet exemple.
- (O) L'impact unitaire de l'écart de coût cumulatif courant s'obtient en divisant le solde du compte d'écart de coût cumulatif projeté à la projection totale des achats de fourniture de gaz naturel et de gaz de compression sur 12 mois, lequel est reporté au Tableau 1 (Sommaire) du rapport à la ligne « *Écart de coût cumulatif de la fourniture de gaz naturel et du gaz de compression courant au 1 décembre 2011* » dans notre exemple.
- (P) Le taux unitaire de remboursement s'obtient en divisant le montant transféré pour remboursement par la projection totale des achats de fourniture de gaz naturel et de gaz de compression sur 12 mois. Ce taux unitaire est reporté au Tableau 1 (Sommaire), à la ligne « *taux unitaire de remboursement débutant le 1 décembre 2011* ».

Tableau 4 (Partie 5)

Conformément à la demande de la Régie le 14 septembre 2011, les tableaux traitant des prix et des quantités d'achats SPOT à Dawn ont été ajoutés. À titre informatif, un 2^e encadré traite des achats SPOT à Dawn dont la livraison prenait effet suite au dépôt du rapport du mois précédent ainsi que l'indice journalier 5A final correspondant.

Tableau 4

SOCIÉTÉ EN COMMANDITE GAZ MÉTRO			
Frais reportés des services de fourniture de gaz et de gaz de compression			
Évaluation au 30 novembre 2011 (suite)			
Détail des achats SPOT à Dawn en vigueur dans le mois			
Date de la transaction	Jour de la livraison	Quantité (GJ)	Indice journalier AECO/NIT 5A
TOTAL: _____			
0			
Moyenne pondérée: <input style="width: 100px;" type="text" value="0,0000"/>			
Achats SPOT à Dawn lors des dernières journées du mois précédent, à titre informatif, tels que comptabilisés au "Soldes aux livres au 31 octobre 2011" (sous le bloc intitulé "Écart de coût cumulatif") en page 4 du rapport			
Date de la transaction	Jour de livraison	Quantité (GJ)	Indice journalier AECO NIT 5A
TOTAL: _____			
0			
Indice 5A final du mois d'octobre 2011: <input style="width: 100px;" type="text" value="3,1813"/>			

Tableau 4 (Partie 6)

Les détails de l'impact des dérivés financiers pour le mois en cours sont reportés à la ligne « Effet des dérivés financiers » au Tableau 4 (Partie 2).

SOCIÉTÉ EN COMMANDITE GAZ MÉTRO						
Frais reportés des services de fourniture de gaz et de gaz de compression pour les 12 mois débutant le 1 décembre 2011 Évaluation au 30 novembre 2011 (suite)						
Impact des dérivés financiers pour le mois						
#	par jour (GJ)	mensuel (GJ)	Nombre de jours du mois :		30	
			Prix	Indice-->	3,1914	Impact (\$)
<u>Prix fixe</u>			<u>Plancher</u>			
761	2 500	75 000	6,690			262 395,00
<u>Prix fixe (avec option)</u>			<u>Plancher</u>	<u>Limite de protection</u>		
701	2 500	75 000	7,500	9,250		323 145,00
702	2 500	75 000	7,400	9,250		315 645,00
711	2 500	75 000	7,170	9,250		298 395,00
716	2 500	75 000	6,950	9,250		281 895,00
727	2 500	75 000	6,950	9,250		281 895,00
731	2 500	75 000	6,650	9,000		259 395,00
738	2 500	75 000	6,500	9,000		248 145,00
740	2 500	75 000	6,600	9,000		255 645,00
743	2 500	75 000	6,640	9,000		258 645,00
747	2 500	75 000	6,400	9,000		240 645,00
764	2 500	75 000	6,135	9,000		220 770,00
768	2 500	75 000	6,000	9,000		210 645,00
790	2 500	75 000	5,850	9,500		199 395,00
804	2 500	75 000	6,100	9,000		218 145,00
812	2 500	75 000	6,000	9,000		210 645,00
<u>Collier</u>			<u>Plancher</u>	<u>Plafond</u>		
<u>Collier - Remboursement limité</u>			<u>Plancher</u>	<u>Plafond</u>	<u>Limite de protection</u>	
704	2 500	75 000	6,950	8,250	10,000	281 895,00
707	2 500	75 000	6,750	8,250	10,000	266 895,00
713	2 500	75 000	6,300	8,250	10,000	233 145,00
717	2 500	75 000	6,300	8,000	10,000	233 145,00
729	2 500	75 000	6,100	7,500	9,500	218 145,00
734	2 500	75 000	5,850	7,500	9,500	199 395,00
737	2 500	75 000	6,000	7,000	9,000	210 645,00
744	2 500	75 000	6,100	7,250	9,000	218 145,00
750	2 500	75 000	6,150	7,000	9,000	221 895,00
755	2 500	75 000	5,900	7,000	9,000	203 145,00
758	2 500	75 000	5,630	7,000	9,000	182 895,00
765	2 500	75 000	5,660	6,500	9,000	185 145,00
767	2 500	75 000	5,530	6,500	9,000	175 395,00
770	2 500	75 000	5,700	7,000	9,000	188 145,00
775	2 500	75 000	5,500	7,000	9,000	173 145,00
777	2 500	75 000	5,700	7,000	9,000	188 145,00
785	2 500	75 000	5,350	7,000	9,000	161 895,00
798	2 500	75 000	5,050	7,000	9,000	139 395,00
TOTAL	85 000	2 550 000				7 766 055,00 \$

Tableau 5

Ce tableau d'amortissement sert à suivre le solde résiduel des montants transférés vers le service d'équilibrage afin qu'il ne soit pas considéré lors du déclenchement du remboursement (D-2008-083, R-3662-2008, Gaz Métro-1, Document 1).

Le mini-encadré intitulé « *Amortissement du montant transféré pour remboursement via un taux unitaire* » sert à évaluer l'amortissement des remboursements accélérés via un taux unitaire. Chaque montant transféré via ce taux unitaire fera l'objet d'un suivi individualisé dans une colonne distincte.

SOCIÉTÉ EN COMMANDITE GAZ MÉTRO Amortissement du montant transféré à l'équilibrage											
	mars 2011	avr. 2011	mai 2011	juin 2011	juil. 2011	août 2011	sept. 2011	oct. 2011	nov. 2011	déc. 2011	janv. 2012
Prévision 12 mois (TJ)	78 403	78 962	78 866	78 932	78 824	78 948	79 073	76 973	76 973	76 982	
Volume d'achat réel mensuel (TJ)	11 597	7 632	5 669	4 682	4 042	3 142	1 938	2 195			
Volume d'achats estimés du dernier mois (TJ)									2 159		
Montant transféré (milliers \$)	0	0	0	0	0	0	0	(18 653)	0		
Solde du début (milliers \$)	326	278	251	233	219	208	200	195	(17 932)		
Taux unitaire sur prévision 12 mois (\$)	0,004	0,004	0,003	0,003	0,003	0,003	0,003	(0,240)	(0,233)		
Amortissement (milliers \$)	48	27	18	14	11	8	5	(526)	(503)		
Solde de la fin (milliers \$)	278	251	233	219	208	200	195	(17 932)	(17 429)		
Amortissement du montant transféré pour remboursement via un taux unitaire											
	Date du transfert										
	déc. 2011										
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

Ce tableau détaille les quantités prévues être achetées auprès des fournisseurs à prix variables sur une période de 12 mois, débutant à la date de l'estimation du prix de la fourniture. La quantité totale doit être la même que celle du Tableau 1 (Sommaire) et de la prévision d'achat totale de gaz naturel au Tableau 2.

CALCUL MENSUEL DU PRIX DE LA FOURNITURE ET DU GAZ DE COMPRESSION

Tableau 6									
SOCIÉTÉ EN COMMANDITE GAZ MÉTRO									
Évaluation du coût du gaz pour les 12 mois débutant le 1 décembre 2011									
Quantité: 76,982 PJ									
Période: 1 décembre 2011 au 30 novembre 2012									
Fournisseurs	Indice	Points de livraison	Quantité (PJ)	Indice (\$/GJ)	Prime (\$/GJ)	Différentiel de lieu			
						AECO-Empress (\$/GJ)	SMM	\$/GJ	
1	CGPR - AECO	(2)	DAWN	0,610	3,352\$	N/A	(0,0500)	2,01	3,302
1	CGPR - AECO	(7)	DAWN	0,390	3,352\$	N/A	(0,0500)	1,29	3,302
1	CGPR - AECO	(6)	DAWN	1,520	3,352\$	N/A	(0,0500)	5,02	3,302
1	CGPR - AECO	(8)	DAWN	0,610	3,352\$	N/A	(0,0500)	2,01	3,302
1	CGPR - AECO	(7)	DAWN	0,300	3,352\$	N/A	(0,0500)	0,99	3,302
1	CGPR - AECO	(6)	DAWN	1,220	3,352\$	N/A	(0,0500)	4,03	3,302
1	CGPR - AECO	(6)	DAWN	1,220	3,352\$	N/A	(0,0500)	4,03	3,302
1	CGPR - AECO	(8)	DAWN	1,830	3,352\$	N/A	(0,0500)	6,04	3,302
2	CGPR - AECO	(6)	DAWN	1,830	3,352\$	N/A	(0,0500)	6,04	3,302
2	CGPR - AECO	(6)	DAWN	1,220	3,352\$	N/A	(0,0500)	4,03	3,302
2	CGPR - AECO	(8)	DAWN	1,830	3,352\$	N/A	(0,0500)	6,04	3,302
3	CGPR - AECO	(1)	DAWN	2,440	3,352\$	N/A	(0,0500)	8,06	3,302
3	CGPR - AECO	(2)	DAWN	0,610	3,352\$	N/A	(0,0500)	2,01	3,302
3	CGPR - AECO	(2)	DAWN	0,610	3,352\$	N/A	(0,0500)	2,01	3,302
3	CGPR - AECO	(3)	DAWN	0,300	3,352\$	N/A	(0,0500)	0,99	3,302
3	CGPR - AECO	(2)	DAWN	0,610	3,352\$	N/A	(0,0500)	2,01	3,302
3	CGPR - AECO	(2)	DAWN	0,610	3,352\$	N/A	(0,0500)	2,01	3,302
3	CGPR - AECO	(3)	DAWN	0,455	3,352\$	N/A	(0,0500)	1,50	3,302
3	CGPR - AECO	(4)	DAWN	1,586	3,352\$	N/A	(0,0500)	5,24	3,302
3	CGPR - AECO	(7)	DAWN	0,600	3,352\$	N/A	(0,0500)	1,98	3,302
3	CGPR - AECO	(6)	DAWN	1,520	3,352\$	N/A	(0,0500)	5,02	3,302
3	CGPR - AECO	(6)	DAWN	3,660	3,352\$	N/A	(0,0500)	12,09	3,302
3	CGPR - AECO	(8)	DAWN	1,220	3,352\$	N/A	(0,0500)	4,03	3,302
3	CGPR - AECO	(6)	DAWN	2,440	3,352\$	N/A	(0,0500)	8,06	3,302
3	CGPR - AECO	(8)	DAWN	0,610	3,352\$	N/A	(0,0500)	2,01	3,302
3	CGPR - AECO	(6)	DAWN	1,220	3,352\$	N/A	(0,0500)	4,03	3,302
3	CGPR - AECO	(8)	DAWN	0,610	3,352\$	N/A	(0,0500)	2,01	3,302
4	CGPR - EMPRESS	(5)	GMI EDA	0,122	3,021\$	0,0000 \$	N/A	0,37	3,021
5	CGPR - AECO	(7)	DAWN	0,600	3,352\$	N/A	(0,0500)	1,98	3,302
5	CGPR - AECO	(6)	DAWN	1,520	3,352\$	N/A	(0,0500)	5,02	3,302
5	CGPR - AECO	(6)	DAWN	3,050	3,352\$	N/A	(0,0500)	10,07	3,302
5	CGPR - AECO	(8)	DAWN	1,220	3,352\$	N/A	(0,0500)	4,03	3,302
5	CGPR - AECO	(8)	DAWN	0,610	3,352\$	N/A	(0,0500)	2,01	3,302
5	CGPR - AECO	(6)	DAWN	1,520	3,352\$	N/A	(0,0500)	5,02	3,302
5	CGPR - AECO	(8)	DAWN	0,610	3,352\$	N/A	(0,0500)	2,01	3,302
6	CGPR - AECO	(6)	DAWN	1,220	3,352\$	N/A	(0,0500)	4,03	3,302
6	CGPR - AECO	(8)	DAWN	1,830	3,352\$	N/A	(0,0500)	6,04	3,302
6	CGPR - AECO	(8)	DAWN	1,830	3,352\$	N/A	(0,0500)	6,04	3,302
7	CGPR - AECO	(8)	DAWN	1,220	3,352\$	N/A	(0,0500)	4,03	3,302
7	CGPR - AECO	(6)	DAWN	0,610	3,352\$	N/A	(0,0500)	2,01	3,302
7	CGPR - AECO	(6)	DAWN	0,610	3,352\$	N/A	(0,0500)	2,01	3,302
7	CGPR - AECO	(6)	DAWN	0,610	3,352\$	N/A	(0,0500)	2,01	3,302
7	CGPR - AECO	(7)	DAWN	0,060	3,352\$	N/A	(0,0500)	0,20	3,302
7	CGPR - AECO	(6)	DAWN	1,098	3,352\$	N/A	(0,0500)	3,63	3,302
8	CGPR - AECO	(9)	N/D	26,961	3,352\$	0,0000 \$	(0,0500)	89,02	3,302
			76,982				254,16		
						Coût moyen du gaz:	3,302		

Types de contrats:

(1) Contrats négociés débutant en décembre 2007
(2) Contrats négociés débutant en décembre 2008
(3) Contrats négociés débutant en janvier 2009
(4) Contrats négociés débutant en décembre 2010
(5) Contrats négociés débutant en novembre 2011
(6) Contrats négociés débutant en décembre 2011
(7) Contrats négociés débutant en janvier 2012
(8) Contrats négociés débutant en avril 2012
(9) Contrats non encore négociés

- (A) La quantité totale prévue pour les 12 prochains mois, tel que détaillée au Tableau 2.
- (B) L'indice en \$/GJ correspond aux prix moyens reportés du Tableau 7 (Annexe 1).
- (C) À ce prix s'ajoutent les primes connues auprès des fournisseurs. Pour les contrats non encore négociés dont le point de livraison est « *N/D* », Gaz Métro estime la prime moyenne à partir des primes négociées en vigueur.
- (D) On ajoute à la prévision le différentiel de lieu correspondant à la valeur moyenne du marché entre AECO/NIT et Empress, tel qu'établi à (0,05\$/GJ) jusqu'au 30 septembre 2012 (D-2011-164).
- (E) Le coût d'acquisition moyen du gaz à Empress est reporté au Tableau 1 (Sommaire). Il correspond aux coûts totaux divisés par les quantités totales échangés à l'intérieur de la période de calcul.

Tableau 7 (Annexe 1)

L'évaluation des coûts moyens du gaz à AECO/NIT et Empress s'obtiennent en utilisant le prix milieu des médianes entre l'offre et la demande affichées lors des jours où il y a des soumissions par l'institution financière choisie.

Les données provenant de l'institution financière sont produites en fonction de périodes définies (été et hiver). La moyenne des prix projetés pour l'ensemble des journées ouvrables du mois (D-2001-214, R-3463-2001, SCGM-1, Document 2) pour chacune des périodes est pondérée en fonction du nombre de mois inclus dans chaque période.

CALCUL MENSUEL DU PRIX DE LA FOURNITURE ET DU GAZ DE COMPRESSION

Période: Décembre 2011 Janvier, février et mars 2012			Période: Avril, mai, juin, juillet, août, septembre et octobre 2012			Période: Novembre 2012			Prix moyen pondéré à AECO/NIT	Prix moyen pondéré à Empress
Indices:	AECO/NIT	Empress	Indices:	AECO/NIT	Empress	Indices:	AECO/NIT	Empress	(\$/GJ)	(\$/GJ)
Date	Prix Moyen (\$/GJ)	Prix Moyen (\$/GJ)	Date	Prix Moyen (\$/GJ)	Prix Moyen (\$/GJ)	Date	Prix Moyen (\$/GJ)	Prix Moyen (\$/GJ)		
28 octobre 2011	3,416\$	3,127\$	28 octobre 2011	3,439\$	3,132\$	28 octobre 2011	3,916\$	3,669\$	3,471\$	3,175\$
31 octobre 2011	3,448\$	3,175\$	31 octobre 2011	3,478\$	3,188\$	31 octobre 2011	3,950\$	3,726\$	3,507\$	3,229\$
1 novembre 2011	3,399\$	3,165\$	1 novembre 2011	3,425\$	3,117\$	1 novembre 2011	3,927\$	3,689\$	3,458\$	3,181\$
2 novembre 2011	3,429\$	3,119\$	2 novembre 2011	3,404\$	3,081\$	2 novembre 2011	3,892\$	3,644\$	3,453\$	3,141\$
3 novembre 2011	3,444\$	3,147\$	3 novembre 2011	3,411\$	3,102\$	3 novembre 2011	3,891\$	3,649\$	3,462\$	3,163\$
4 novembre 2011	3,453\$	3,155\$	4 novembre 2011	3,420\$	3,100\$	4 novembre 2011	3,906\$	3,661\$	3,471\$	3,165\$
7 novembre 2011	3,371\$	3,073\$	7 novembre 2011	3,349\$	3,029\$	7 novembre 2011	3,840\$	3,594\$	3,397\$	3,091\$
8 novembre 2011	3,384\$	3,089\$	8 novembre 2011	3,355\$	3,042\$	8 novembre 2011	3,836\$	3,601\$	3,405\$	3,104\$
9 novembre 2011	3,333\$	3,014\$	9 novembre 2011	3,303\$	2,957\$	9 novembre 2011	3,801\$	3,557\$	3,355\$	3,028\$
10 novembre 2011	3,333\$	3,017\$	10 novembre 2011	3,308\$	2,963\$	10 novembre 2011	3,782\$	3,537\$	3,356\$	3,029\$
11 novembre 2011	3,290\$	2,946\$	11 novembre 2011	3,270\$	2,923\$	11 novembre 2011	3,723\$	3,478\$	3,314\$	2,977\$
14 novembre 2011	3,246\$	2,882\$	14 novembre 2011	3,237\$	2,884\$	14 novembre 2011	3,707\$	3,453\$	3,279\$	2,931\$
15 novembre 2011	3,228\$	2,866\$	15 novembre 2011	3,214\$	2,865\$	15 novembre 2011	3,705\$	3,437\$	3,260\$	2,913\$
16 novembre 2011	3,191\$	2,818\$	16 novembre 2011	3,172\$	2,815\$	16 novembre 2011	3,676\$	3,416\$	3,220\$	2,866\$
17 novembre 2011	3,236\$	2,852\$	17 novembre 2011	3,228\$	2,859\$	17 novembre 2011	3,718\$	3,439\$	3,271\$	2,905\$
18 novembre 2011	3,159\$	2,749\$	18 novembre 2011	3,161\$	2,789\$	18 novembre 2011	3,675\$	3,393\$	3,203\$	2,826\$
21 novembre 2011	3,208\$	2,816\$	21 novembre 2011	3,227\$	2,854\$	21 novembre 2011	3,755\$	3,459\$	3,265\$	2,892\$
22 novembre 2011	3,227\$	2,852\$	22 novembre 2011	3,249\$	2,889\$	22 novembre 2011	3,762\$	3,476\$	3,284\$	2,926\$
23 novembre 2011	3,265\$	2,894\$	23 novembre 2011	3,303\$	2,938\$	23 novembre 2011	3,834\$	3,537\$	3,334\$	2,973\$
25 novembre 2011	3,310\$	2,945\$	25 novembre 2011	3,359\$	3,005\$	25 novembre 2011	3,888\$	3,604\$	3,386\$	3,035\$
28 novembre 2011	3,173\$	2,793\$	28 novembre 2011	3,211\$	2,864\$	28 novembre 2011	3,756\$	3,480\$	3,244\$	2,892\$
	3,312 \$	2,976 \$		3,311 \$	2,971 \$		3,807 \$	3,548 \$	3,352 \$	3,021 \$

Tableau 8 (Annexe 2)

Ce tableau regroupe l'ensemble des dérivés en vigueur durant les mois du calcul. Le résultat des prix du gaz à AECO/NIT selon les mois d'été ou d'hiver décrit à la ligne « Période » du Tableau 7 (Annexe 1) sont reportés à ce tableau (Annexe 2) à la ligne « Prix projeté-> » pour évaluer l'impact des dérivés financiers par période.

Les zones ombragées de cette annexe indiquent que le calcul n'est pas applicable pour ce mois.

Si le total de l'impact des dérivés est négatif, Gaz Métro doit remettre l'impact unitaire à sa clientèle et doit le récupérer si l'impact est positif. Cet impact unitaire estimé des dérivés financiers actifs durant la période visée par le calcul du tarif de fourniture (D-2008-083) est affiché au Tableau 1 (Sommaire). Le taux unitaire (C) est obtenu en divisant l'impact total (A) par les quantités prévues d'achat (B).

CALCUL MENSUEL DU PRIX DE LA FOURNITURE ET DU GAZ DE COMPRESSION

Tableau 8 (en partie)

SOCIÉTÉ EN COMMANDITE GAZ MÉTRO																	
Impact des prix protégés et fixés par dérivés financiers																	
Pour la période du 1 décembre 2011 au 30 novembre 2012																	
# Transaction	Quantité journalière (GJ)	Prix fixe (\$/GJ)	Prix plancher (\$/GJ)	Prix plafond (\$/GJ)													
927	2 500	4,600									59 475	59 475					
928	2 500	4,150			64 945	64 945	60 755	64 945	62 325			318 515					
931	2 500	4,220			70 370	70 370	65 630	70 370	68 175			345 115					
932	2 500	4,590									58 725	58 725					
933	5 000	3,990			105 090	105 090	98 310	105 090	101 850			515 430					
936	5 000	3,840			81 840	81 840	75 560	81 840	79 350			401 430					
939	5 000	3,840			81 840	81 840	75 560	81 840				322 060					
942	5 000	3,800			75 640	75 640	70 760	75 640				297 680					
946	2 500	4,210			69 595	69 595	65 105	69 595				273 890					
951	2 500	4,100			61 070	61 070	57 130	61 070				240 340					
953	2 500	3,975			51 383	51 383	48 068	51 383				202 215					
960	2 500	3,990			50 220	50 220	46 580	50 220				197 640					
859	2 500	3,990	6,500	6,500					52 623	50 925	52 623	52 623	50 925	52 623	312 340		
903	2 500	3,600	6,500	6,500					22 398	21 675	22 398	22 398	21 675	22 398	132 940		
909	2 500	3,400	6,500	6,500					6 898	6 675	6 898	6 675	6 898	6 675	40 940		
920	2 500	3,300	6,500	6,500					0	0	0	0	0	0	0		
947	2 500	3,530	5,000	5,000					16 973	16 425	16 973	16 973	16 425	16 973	100 740		
955	2 500	3,380	5,000	5,000					5 348	5 175	5 348	5 175	5 348	5 175	31 740		
963	2 500	3,370	5,000	5,000	4 495	4 495	4 205	4 495							17 690		
964	2 500	3,280	5,000	5,000					0	0	0	0	0	0	0		
969	2 500	3,170	5,000	5,000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
971	2 500	3,210	5,000	5,000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
974	2 500	3,280	5,000	5,000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
979	2 500	3,115	5,000	5,000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
982	2 500	3,100	5,000	5,000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
985	2 500	2,950	5,000	5,000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
988	2 500	3,010	5,000	5,000					0	0	0	0	0	0	0		
# Transaction	Quantité journalière (GJ)	Prix plancher (\$/GJ)	Prix plafond (\$/GJ)	Limite de protection (\$/GJ)													
704	2 500	6,950	8,250	10,000	281 945	281 945	263 755	281 945	272 925			1 382 515					
707	2 500	6,750	8,250	10,000	266 445	266 445	249 255	266 445	257 925			1 306 515					
713	2 500	6,300	8,250	10,000	231 570	231 570	216 630	231 570	224 175			1 135 515					
717	2 500	6,300	8,000	10,000	231 570	231 570	216 630	231 570	224 175			1 135 515					
729	2 500	6,100	7,500	9,500	216 070	216 070	202 130	216 070	209 175			1 059 515					
734	2 500	5,850	7,500	9,500	196 695	196 695	184 005	196 695	190 425			964 515					
737	2 500	6,000	7,000	9,000	208 320	208 320	194 880	208 320	201 675			1 021 515					
744	2 500	6,100	7,250	9,000	216 070	216 070	202 130	216 070	209 175			1 059 515					
750	2 500	6,150	7,000	9,000	219 945	219 945	205 755	219 945	212 925			1 078 515					
755	2 500	5,900	7,000	9,000	200 570	200 570	187 630	200 570	194 175			983 515					
758	2 500	5,630	7,000	9,000	179 645	179 645	168 055	179 645	173 925			880 515					
765	2 500	5,660	6,500	8,000	181 970	181 970	170 230	181 970	176 175			892 315					
767	2 500	5,530	6,500	8,000	171 895	171 895	160 805	171 895	166 425			842 915					
770	2 500	5,700	7,000	9,000	185 070	185 070	173 130	185 070	179 175			907 515					
775	2 500	5,500	7,000	9,000	169 570	169 570	158 630	169 570	164 175			831 515					
777	2 500	5,700	7,000	9,000	185 070	185 070	173 130	185 070	179 175			907 515					
785	2 500	5,350	7,000	9,000	157 945	157 945	147 755	157 945	152 925			774 515					
798	2 500	5,050	7,000	9,000	134 695	134 695	126 005	134 695	130 425			660 515					
800	2 500	5,000	7,000	9,000					130 898	126 675	130 898	126 675	130 898	776 940			
806	2 500	4,850	7,000	9,000					103 773	100 425	103 773	100 425	103 773	615 940			
810	2 500	4,990	7,000	9,000					99 123	95 925	99 123	95 925	99 123	588 340			
817	2 500	4,550	7,000	9,000					96 023	92 925	96 023	92 925	96 023	569 940			
822	2 500	5,350	7,000	9,000										115 725			
827	2 500	4,660	7,000	9,000					104 548	101 175	104 548	101 175	104 548	620 540			
831	2 500	4,630	7,000	9,000					102 223	98 925	102 223	98 925	102 223	606 740			
839	2 500	4,380	7,000	9,000					82 848	80 175	82 848	80 175	82 848	491 740			
852	2 500	3,950	7,000	8,500					49 523	47 925	49 523	47 925	49 523	293 940			
855	2 500	4,420	6,500	8,500	85 870	85 870	80 330	85 870	83 175					421 115			
856	2 500	4,700	6,500	8,500										66 975			
863	2 500	4,500	6,500	8,500										51 975			
866	2 500	4,300	6,500	8,500	76 570	76 570	71 630	76 570	74 175					375 515			
873	2 500	3,990	6,500	8,000					52 623	50 925	52 623	50 925	52 623	312 340			
874	2 500	3,900	6,500	8,000					45 548	44 175	45 548	44 175	45 548	270 940			
885	2 500	3,750	6,500	8,000					34 023	32 925	34 023	32 925	34 023	201 940			
894	2 500	3,500	6,500	8,000					14 648	14 175	14 648	14 175	14 648	86 940			
TOTAL	327 900				11 853 160	11 853 160	11 088 440	11 853 160	11 094 075	1 020 133	987 225	1 020 133	1 020 133	987 225	1 020 133	3 792 075	67 589 050
															(A)		
															(B)		
															(C)		
															Prévision de volume (GJ)		
															76 981 900		
															Impact Unitaire (\$/GJ)		
															0,878		

Tableau 9 (Annexe 3)

Ce tableau (Annexe 3) contient l'ensemble des dérivés contractés par Gaz Métro et la période couverte par cette annexe excède donc celle couverte par celle du calcul du prix de la fourniture. Ceci fait suite à l'ordonnance de la Régie :

« ORDONNE à SCGM de continuer à soumettre à la Régie les rapports mensuels de ses transactions sur le marché des dérivatifs financiers, conformément à la décision D-95-65. »
(D-2000-152, R-3307-94, 2000.07.31).

Outre le calcul des primes qui pourraient éventuellement être versées à une institution financière pour l'achat d'une option, l'Annexe 3 n'influence pas le calcul du tarif de fourniture.

Le programme de dérivés financiers permet de protéger un volume maximal de gaz naturel selon une balise temporelle prédéfinie. Ces bornes maximales et le suivi du programme de produits dérivés sont conformes au dossier tarifaire en vigueur (D-2011-153, R-3752-2011, Gaz Métro-5, Document 1, page 3 de 16).

Dans sa décision (D-2001-214, R-3463-2001), la Régie acceptait la proposition globale du programme de produits financiers dérivés; toutefois, la Régie limite l'enveloppe budgétaire afférente au paiement des primes à **1,5 %** du coût total du gaz de réseau prévu au moment de la transaction.

Exemple : Tableau 9 (Annexe 3, page 4 de 4)

CALCUL MENSUEL DU PRIX DE LA FOURNITURE ET DU GAZ DE COMPRESSION

Tableau 9															
Sommaire cumulatif des transactions de dérivatifs financiers de type « prix fixe » en date du 1 décembre 2011															
# Transaction	Date de transaction du contrat	Quantité journalière (GJ)	Prix plancher (\$/GJ)	Prix plafond (\$/GJ)	Limite de protection (\$/GJ)	Coût de la prime (\$/GJ)	Période		Quantité totale (GJ)	Coût de la prime (décembre 2011 à novembre 2012) (\$)	Coût total de la prime à l'extérieur de la période de calcul (\$)	Répartition (nov-oct) (GJ)	Répartition (nov-oct) (GJ)	Répartition (nov-oct) (GJ)	
							De	A							
946	2011-03-24	2 500	4,210	--	--	0,000	2011-12-01	2012-03-31	305 000	0	0	305 000	0	0	
948	2011-03-30	2 500	4,720	--	--	0,000	2013-11-01	2014-04-30	452 500	0	0	0	0	452 500	
949	2011-03-31	2 500	4,460	--	--	0,000	2012-12-01	2013-04-30	377 500	0	0	0	377 500	0	
951	2011-04-05	2 500	4,100	--	--	0,000	2011-12-01	2012-03-31	305 000	0	0	305 000	0	0	
953	2011-04-06	2 500	3,975	--	--	0,000	2011-12-01	2012-03-31	305 000	0	0	305 000	0	0	
954	2011-04-06	2 500	4,390	--	--	0,000	2012-12-01	2013-04-30	377 500	0	0	0	377 500	0	
956	2011-04-07	2 500	4,770	--	--	0,000	2013-11-01	2014-04-30	452 500	0	0	0	0	452 500	
957	2011-04-13	2 500	4,745	--	--	0,000	2013-11-01	2014-04-30	452 500	0	0	0	0	452 500	
958	2011-05-11	2 500	4,350	--	--	0,000	2012-12-01	2013-04-30	377 500	0	0	0	377 500	0	
959	2011-05-17	2 500	4,790	--	--	0,000	2013-11-01	2014-04-30	452 500	0	0	0	0	452 500	
960	2011-05-20	2 500	3,960	--	--	0,000	2011-12-01	2012-03-31	305 000	0	0	305 000	0	0	
961	2011-06-03	2 500	4,825	--	--	0,000	2013-11-01	2014-04-30	452 500	0	0	0	0	452 500	
962	2011-06-13	2 500	4,745	--	--	0,000	2013-11-01	2014-04-30	452 500	0	0	0	0	452 500	
970	2011-07-14	2 500	4,290	--	--	0,000	2012-12-01	2013-04-30	377 500	0	0	0	377 500	0	
972	2011-07-19	2 500	4,340	--	--	0,000	2012-12-01	2013-04-30	377 500	0	0	0	377 500	0	
973	2011-07-19	2 500	4,590	--	--	0,000	2013-11-01	2014-04-30	452 500	0	0	0	0	452 500	
977	2011-07-20	2 500	4,545	--	--	0,000	2013-11-01	2014-04-30	452 500	0	0	0	0	452 500	
987	2011-09-23	2 500	4,385	--	--	0,000	2012-12-01	2013-03-31	302 500	0	0	0	0	302 500	
993	2011-11-04	2 500	4,000	--	--	0,000	2012-12-01	2013-03-31	302 500	0	0	0	0	302 500	
Sous-total cumulatif des transactions de type « prix fixe » (GJ)									7 332 500	0	0	1 220 000	2 492 500	3 620 000	0
Total cumulatif des transactions de type « prix fixe » (GJ)									32 080 000	0	0	11 635 000	11 395 000	9 050 000	0
TRANSACTIONS CONTRACTÉES EN NOVEMBRE 2011:									302 500	0	0				
Sommaire cumulatif des transactions de dérivatifs financiers de type « prix fixe à remboursement maximal » en date du 1 décembre 2011															
# Transaction	Date de transaction du contrat	Quantité journalière (GJ)	Prix plancher (\$/GJ)	Prix plafond (\$/GJ)	Limite de protection (\$/GJ)	Coût de la prime (\$/GJ)	Période		Quantité totale (GJ)	Coût de la prime (décembre 2011 à novembre 2012) (\$)	Coût total de la prime à l'extérieur de la période de calcul (\$)	Répartition (nov-oct) (GJ)	Répartition (nov-oct) (GJ)	Répartition (nov-oct) (GJ)	
							De	A							
701	2008-12-05	2 500	7,500	--	9,250	0,000	2011-11-01	2012-04-30	455 000	0	0	455 000	0	0	
702	2008-12-08	2 500	7,400	--	9,250	0,000	2011-11-01	2012-04-30	455 000	0	0	455 000	0	0	
711	2008-12-17	2 500	7,170	--	9,250	0,000	2011-11-01	2012-04-30	455 000	0	0	455 000	0	0	
716	2008-12-22	2 500	6,950	--	9,250	0,000	2011-11-01	2012-04-30	455 000	0	0	455 000	0	0	
727	2009-02-18	2 500	6,950	--	9,250	0,000	2011-11-01	2012-04-30	455 000	0	0	455 000	0	0	
731	2009-02-27	2 500	6,650	--	9,000	0,000	2011-11-01	2012-04-30	455 000	0	0	455 000	0	0	
736	2009-04-08	2 500	6,500	--	9,000	0,000	2011-11-01	2012-04-30	455 000	0	0	455 000	0	0	
740	2009-04-28	2 500	6,600	--	9,000	0,000	2011-11-01	2012-04-30	455 000	0	0	455 000	0	0	
743	2009-05-19	2 500	6,640	--	9,000	0,000	2011-11-01	2012-04-30	455 000	0	0	455 000	0	0	
747	2009-05-22	2 500	6,400	--	9,000	0,000	2011-11-01	2012-04-30	455 000	0	0	455 000	0	0	
764	2009-08-10	2 500	6,135	--	9,000	0,000	2011-11-01	2012-04-30	455 000	0	0	455 000	0	0	
766	2009-09-11	2 500	6,000	--	9,000	0,000	2011-11-01	2012-04-30	455 000	0	0	455 000	0	0	
790	2009-11-16	2 500	5,860	--	8,500	0,000	2011-11-01	2012-04-30	455 000	0	0	455 000	0	0	
804	2009-12-22	2 500	6,100	--	9,000	0,000	2011-11-01	2012-04-30	455 000	0	0	455 000	0	0	
807	2009-12-22	2 500	6,150	--	9,000	0,000	2012-11-01	2013-04-30	452 500	0	0	0	452 500	0	
812	2010-01-05	2 500	6,000	--	9,000	0,000	2011-11-01	2012-04-30	455 000	0	0	455 000	0	0	
813	2010-01-07	2 500	6,050	--	9,000	0,000	2012-11-01	2013-04-30	452 500	0	0	0	452 500	0	
821	2010-01-28	2 500	6,000	--	9,000	0,000	2011-12-01	2012-04-30	380 000	0	0	380 000	0	0	
826	2010-02-10	2 500	6,050	--	9,000	0,000	2011-12-01	2012-04-30	380 000	0	0	380 000	0	0	
828	2010-02-10	2 500	6,085	--	9,000	0,000	2012-11-01	2013-04-30	452 500	0	0	0	452 500	0	
829	2010-02-10	2 500	6,100	--	9,000	0,000	2012-11-01	2013-04-30	452 500	0	0	0	452 500	0	
832	2010-02-12	2 500	6,100	--	9,000	0,000	2012-11-01	2013-04-30	452 500	0	0	0	452 500	0	
834	2010-02-16	2 500	6,100	--	9,000	0,000	2012-11-01	2013-04-30	452 500	0	0	0	452 500	0	
835	2010-02-16	2 500	6,070	--	9,000	0,000	2012-11-01	2013-04-30	452 500	0	0	0	452 500	0	
836	2010-02-16	2 500	6,000	--	9,000	0,000	2011-12-01	2012-04-30	380 000	0	0	380 000	0	0	
842	2010-02-26	2 500	5,925	--	9,000	0,000	2012-11-01	2013-04-30	452 500	0	0	0	452 500	0	
844	2010-03-01	2 500	5,880	--	9,000	0,000	2012-11-01	2013-04-30	452 500	0	0	0	452 500	0	
850	2010-03-17	2 500	5,250	--	7,250	0,000	2011-12-01	2012-04-30	380 000	0	0	380 000	0	0	
853	2010-03-17	2 500	5,500	--	7,500	0,000	2012-11-01	2013-04-30	452 500	0	0	0	452 500	0	
860	2010-04-07	2 500	5,300	--	7,500	0,000	2012-11-01	2013-04-30	452 500	0	0	0	452 500	0	
871	2010-05-24	2 500	5,400	--	7,500	0,000	2012-11-01	2013-04-30	452 500	0	0	0	452 500	0	
872	2010-05-24	2 500	5,240	--	7,500	0,000	2011-12-01	2012-04-30	380 000	0	0	380 000	0	0	
884	2010-07-06	2 500	5,380	--	7,500	0,000	2012-11-01	2013-04-30	452 500	0	0	0	452 500	0	
890	2010-07-13	2 500	5,200	--	7,500	0,000	2012-11-01	2013-04-30	452 500	0	0	0	452 500	0	
895	2010-07-22	2 500	5,150	--	7,500	0,000	2012-11-01	2013-04-30	452 500	0	0	0	452 500	0	
905	2010-08-12	2 500	4,870	--	7,000	0,000	2012-11-01	2013-04-30	452 500	0	0	0	452 500	0	
Sous-total cumulatif des transactions de type « prix fixe à remboursement maximal » (GJ)									15 965 000	0	0	8 725 000	7 240 000	0	0
Total cumulatif des transactions de type « prix fixe à remboursement maximal » (GJ)									15 965 000	0	0	8 725 000	7 240 000	0	0
TRANSACTIONS CONTRACTÉES EN NOVEMBRE 2011:									0	0	0				
GRAND TOTAL CUMULATIF DES DÉRIVÉS FINANCIERS (GJ)									82 235 000	0	0	40 645 000	26 392 500	14 292 500	905 000
GRAND TOTAL DU CÔTÉ DES PRIMES DES DÉRIVÉS FINANCIERS CONTRACTÉS EN NOVEMBRE 2011									0	0	0				
Coût des primes des dérivés financiers contractés en novembre 2011 pour la période de calcul (décembre 2011 à novembre 2012) (\$)														0	
Coût total des primes des dérivés financiers contractés en novembre 2011 pour la période de calcul, aux fins des frais reportés (\$)														0	
Coût des primes des dérivés financiers contractés en novembre 2011, en vigueur à l'extérieur de la période de calcul (\$)														0	
Coûts totaux projetés de fourniture de gaz et de gaz de compression pour décembre 2011 (\$)														254 159 952	
Enveloppe budgétaire permise des primes (max. 1,5%) (\$)														3 812 399	
Coût cumulatif des primes des dérivés financiers pour la période de calcul (\$)														0	
Enveloppe budgétaire permise non utilisée (\$)														3 812 399	

(A) L'enveloppe budgétaire permise des primes actuellement en vigueur a été approuvée par la Régie dans sa décision D-2011-153.