

**VOLUMES TOTAUX POUVANT ÊTRE PROTÉGÉS**  
**PLAFOND APPLICABLE AUX CONTRATS**  
**D'ÉCHANGE À PRIX FIXE**

**T A B L E D E S M A T I È R E S**

<b>1. RÉSUMÉ DES PROPOSITIONS DU PROGRAMME DE DÉRIVÉS FINANCIERS .....</b>	<b>3</b>
<b>2. RÉFLEXION SUR LE PROGRAMME DE DÉRIVÉS FINANCIERS DANS LE CONTEXTE DE MARCHÉ ACTUEL .....</b>	<b>4</b>
2.1 QUELQUES FAITS SAILLANTS DU PROGRAMME .....	4
2.2 PERFORMANCE DU PROGRAMME .....	6
2.3 ÉLÉMENTS SOUS-TENDANT LA RÉFLEXION.....	6
2.4 CONCLUSION.....	7
<b>3. OBJECTIFS DU PROGRAMME .....</b>	<b>8</b>
<b>4. BALISE TEMPORELLE .....</b>	<b>8</b>
<b>5. LIMITES FINANCIÈRES DES PRIX D'EXERCICE.....</b>	<b>8</b>
5.1 LES CONTRATS D'ÉCHANGE.....	8
5.2 PRIX D'EXERCICE MAXIMAL POUR LES OPTIONS D'ACHAT OU COMBINAISONS D'OUTILS .....	10
<b>6. LIMITES VOLUMÉTRIQUES ANNUELLES.....</b>	<b>12</b>
6.1 FACTEUR DE DÉPLACEMENT.....	12
6.2 FACTEUR D'INCERTITUDE .....	15
<b>ANNEXE A .....</b>	<b>18</b>
<b>ANNEXE B .....</b>	<b>19</b>

1 **1. RÉSUMÉ DES PROPOSITIONS DU PROGRAMME DE DÉRIVÉS**  
 2 **FINANCIERS**

- 3 **OUTILS AUTORISÉS** 18  
 4 • Contrat d'échange à prix fixe 19 **PRIX MAXIMAL POUR CONTRATS D'ÉCHANGE**  
 5 • Achat et vente d'options d'achat et de 20 **ET PLANCHERS DE COLLIERS**  
 6 vente 21 • 8,15 \$/GJ à AECO équivalent MTL  
 7 • Combinaison des outils précités 22  
 8 23 **PRIX D'EXERCICE MAXIMAL POUR L'ACHAT**  
 9 **BALISE TEMPORELLE** 24 **DES OPTIONS D'ACHAT AVEC UNE ÉCHÉANCE**  
 10 • Couverture maximale : Ne dépassant 25 **INFÉRIEURE À :**  
 11 pas le 31 octobre 2016. 26 • Octobre 2013 : 7,00 \$/GJ à AECO  
 12 27 • Octobre 2014 : 8,27 \$/GJ à AECO  
 13 **ENVELOPPE BUDGÉTAIRE POUR LE PAIEMENT** 28 • Octobre 2015 : 9,01 \$/GJ à AECO  
 14 **DES PRIMES** 29 • Octobre 2016 : 9,62 \$/GJ à AECO  
 15 • Maximum de 1,5 % du coût annualisé  
 16 du service de fourniture de gaz naturel  
 17 de Gaz Métro et de gaz de compression

30 **BALISES VOLUMÉTRIQUES**

	Nov. 2012 – Oct. 2013	Nov. 2013 – Oct. 2014	Nov. 2014 – Oct. 2015	Nov. 2015 – Oct. 2016
Service de fourniture de gaz naturel de Gaz Métro et de gaz de compression				
En PJ/an	76,425	68,783 <sup>(1)</sup>	61,904 <sup>(1)</sup>	55,714 <sup>(1)</sup>
En 10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> /an	2 017	1 815	1 634	1 470
Portefeuille cible de protection <sup>(2)</sup>	20-75 %	0-75 %	0-56 %	0-42 %
Volumes annuels à protéger				
En PJ/an	15,3 – 57,3	0 – 51,6	0 – 34,8	0 – 23,5
En 10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> /an	403 -1 513	0 -1 361	0 – 919	0 – 620
Volumes maximums – transactions mensuelles (1/6 des volumes annuels)				
En PJ/mois	9,553	8,598	5,804	3,917
En 10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> /mois	252	227	153	103

31 (1) Estimé en fonction de la courbe de déplacement calculée

32 (2) Établi en fonction du facteur d'incertitude convenu

1 **2. RÉFLEXION SUR LE PROGRAMME DE DÉRIVÉS FINANCIERS**  
2 **DANS LE CONTEXTE DE MARCHÉ ACTUEL**

3 Le programme de produits dérivés de Société en commandite Gaz Métro (« Gaz Métro ») a été  
4 mis en place en 2001 (D-2001-2014) à la suite d'une demande de Gaz Métro. Depuis son  
5 approbation par la Régie, Gaz Métro a appliqué chaque année le programme de dérivés selon  
6 les paramètres approuvés par celle-ci. Gaz Métro a toutefois modulé son application en fonction  
7 du contexte de marché, particulièrement au cours des deux dernières années puisque le prix du  
8 gaz naturel était à la baisse et que la volatilité observée était faible.

9 Afin de s'assurer de respecter les paramètres du programme de dérivés approuvés par la Régie  
10 de l'énergie (la « Régie ») de même que pour prendre les décisions en termes de stratégie  
11 comme les volumes à couvrir et le type d'outils utilisés, un comité multisectoriel se réunit huit  
12 fois par année. Ce comité est composé de représentants de divers secteurs de l'entreprise,  
13 notamment les approvisionnements gaziers, la trésorerie, les ventes et la prévision de la  
14 demande et est présidé par le vice-président exécutif, Affaires corporatives et chef des  
15 finances. Chaque trimestre, une présentation est faite au comité d'audit de Gaz Métro par la  
16 trésorière. Le rôle du comité d'audit est, entre autres, de s'assurer que le programme de dérivés  
17 financiers respecte les balises approuvées par la Régie. Au niveau opérationnel, un groupe se  
18 réunit chaque semaine afin de prendre des décisions sur les transactions à effectuer en  
19 conformité avec les directives données par le comité multisectoriel.

20 En prévision du dépôt du programme de dérivés financiers dans le cadre du dossier tarifaire  
21 2013, les membres du comité multisectoriel se sont questionnés sur la pertinence de poursuivre  
22 le programme de dérivés financiers compte tenu des niveaux de prix depuis quatre ans et du  
23 peu de volatilité dans le marché. Le comité multisectoriel a cru bon de partager ses réflexions  
24 avec la Régie dans le cadre du dossier tarifaire 2013 et le conseil de gestion de Gaz Métro a  
25 entériné cette stratégie lors de sa réunion du 28 mai 2012. Cette démarche a également été  
26 présentée au comité d'audit de Gaz Métro du 10 mai 2012.

27 **2.1 QUELQUES FAITS SAILLANTS DU PROGRAMME**

28 Le programme de dérivés financiers, dans sa forme actuelle, a été mis en place en 2001 au  
29 moment où le marché du gaz naturel vivait une vive flambée de prix et était très volatil. Le  
30 programme sert uniquement aux clients assujettis au service de fourniture du distributeur.

1 Gaz Métro ne fait aucun profit et n'encourt aucune perte sur les dérivés tant que ceux-ci  
2 respectent les balises du programme approuvées par la Régie puisque ceux-ci font partie du  
3 coût de la fourniture.

4 Depuis 2004, les clients avec une consommation entre 7 500 m<sup>3</sup> et 1 168 000 m<sup>3</sup> peuvent  
5 participer à un programme de prix fixe (décision D-2003-180, R-3510-2003). Étant donné que  
6 l'approvisionnement en achat direct n'est, en pratique, pas accessible aux clients de faible  
7 consommation, il existe donc une catégorie de clients « captifs » au service de fourniture offert  
8 par le distributeur. Sans programme de produits dérivés, ces clients subiraient donc les  
9 variations de prix durant les périodes de forte volatilité du prix du gaz naturel.

10 Dans la foulée de l'ouragan Katrina (automne 2005), à la suite duquel les prix ont subi une forte  
11 pression à la hausse, plusieurs clients ont manifesté le désir de rejoindre le service de fourniture  
12 du distributeur dont le prix était alors nettement inférieur au prix de marché, grâce à l'effet positif  
13 des dérivés financiers. Des règles ont alors été approuvées par la Régie (D-2006-86,  
14 R-3596-2006) et mises en place pour encadrer les migrations entre le service de fourniture du  
15 distributeur et l'achat direct et vice-versa. Depuis cette date, un client qui veut quitter le service  
16 de fourniture du distributeur doit donner un préavis de six mois et celui qui veut intégrer ce  
17 service peut le faire en donnant un préavis de six mois ou en payant une pénalité prévue au  
18 texte des *Conditions de services et Tarifs*.

19 L'effet de la crise financière de 2008 sur la demande de gaz naturel combiné à l'effet sur l'offre  
20 de l'exploitation du gaz de shale facilitée par l'émergence de nouvelles technologies d'extraction  
21 ont résulté en une baisse importante du prix du gaz naturel. L'indice "One month spot index" du  
22 *Canadian Gas Price Reporter* (indice mensuel CGPR) est passé de 6,56 \$/GJ en novembre  
23 2008 à 1,56 \$/GJ en mai 2012. Cette baisse de prix a résulté en des pertes de 1,39 \$/GJ<sup>1</sup> sur  
24 les produits dérivés que Gaz Métro avait contractés.

25 À la suite de cette baisse des prix du gaz naturel, Gaz Métro a ajusté sa stratégie de couverture  
26 en privilégiant l'utilisation de colliers, un outil qui permet à la clientèle de profiter de baisses  
27 éventuelles des prix de marché, tout en respectant l'objectif de préserver la situation  
28 concurrentielle et de limiter l'impact des flambées de prix.

---

<sup>1</sup> Pertes totales entre novembre 2008 et mai 2012, inclusivement

1 **2.2 PERFORMANCE DU PROGRAMME**

2 Pour étayer son analyse, Gaz Métro s'est d'abord penché sur les trois objectifs du programme  
3 de dérivés financiers (et a analysé, en particulier au cours des quatre années qui ont suivi la  
4 crise financière de 2008, le comportement du programme face à chacun de ses objectifs (tel  
5 qu'énoncé à la page 7 de la pièce SCGM-1, Document 3 du dossier R-3463-2001) :

- 6 • Stabiliser le coût du gaz naturel en réduisant la volatilité du portefeuille. Cet objectif est  
7 difficile à évaluer présentement compte tenu de la faible volatilité du prix du gaz naturel  
8 depuis la crise financière de 2008.
- 9 • Limiter l'impact des flambées de prix. La conclusion pour cet objectif est aussi difficile à  
10 tirer puisqu'il n'y a pas eu de flambée de prix. Cependant, comme Gaz Métro l'a  
11 démontré dans son rapport annuel de performance pour l'exercice 2011 (R-3782-2011,  
12 Gaz Métro-14, Document 1), le portefeuille aurait protégé la clientèle s'il y avait eu une  
13 flambée des prix.
- 14 • Préserver la position concurrentielle du gaz naturel. Au niveau actuel du prix du gaz  
15 naturel et des autres sources d'énergie, la situation concurrentielle est favorable à  
16 Gaz Métro. Le programme permet d'assurer que la situation concurrentielle serait  
17 maintenue advenant une flambée des prix.

18 **2.3 ÉLÉMENTS SOUS-TENDANT LA RÉFLEXION**

19 Au cours des quatre dernières années, le programme de dérivés financiers a généré un impact  
20 de 1,39 \$/GJ sur le prix de la molécule pour les clients au service de fourniture. Au mois de juin  
21 2012, les dérivés financiers représentent 0,82 \$/GJ dans le prix du gaz naturel de fourniture  
22 selon le calcul mensuel (« WACOG »). Malgré ce fait, aucune migration majeure de clients n'a  
23 été observée jusqu'à présent.

24 Les prix du gaz naturel observés dans le marché sont à des niveaux historiquement bas et avec  
25 peu de volatilité. Certains croient que les prix n'augmenteront pas ou peu au cours des  
26 prochaines années, notamment en raison d'une offre de gaz très élevée (gaz de shale). De  
27 plus, une flambée des prix pourrait être moins dommageable pour les clients et sur la situation  
28 concurrentielle compte tenu du niveau de prix actuel du gaz naturel et des énergies  
29 concurrentes puisque les premiers dollars d'augmentation n'affecteraient pas notre position  
30 concurrentielle.

1 Les pertes encourues depuis novembre 2008 sont uniquement le résultat des baisses de prix  
2 dans le marché du gaz naturel. Ce ne sont pas les prix bas et stables qui entraînent des pertes  
3 dans le programme, mais bien la baisse des prix entre le moment où le dérivé financier est  
4 négocié et le moment de son échéance. Dans un scénario hypothétique où les prix à terme  
5 demeureraient au niveau actuel, l'impact du programme irait en diminuant, au fur et à mesure  
6 que les dérivés financiers transigés dans un environnement de prix plus élevé viendraient à  
7 échéance. Gaz Métro rappelle qu'elle peut prendre des positions sur quatre ans. Gaz Métro a,  
8 dans son portefeuille de couverture de l'année gazière 2012, des dérivés financiers transigés  
9 depuis décembre 2008, date à laquelle les prix de marché à terme étaient aux environs de  
10 8,00 \$/GJ. Dans un scénario hypothétique où les prix du marché à terme demeureraient aux  
11 niveaux actuels, les transactions réalisées aujourd'hui dans le cadre du programme n'auraient  
12 aucun impact dans le futur (ni gain, ni perte).

13 Si les prix augmentaient et si le marché devenait plus volatil, le programme, ainsi que la  
14 stratégie utilisée par Gaz Métro permettraient de répondre aux trois objectifs énoncés  
15 précédemment.

## 16 **2.4 CONCLUSION**

17 Étant donné :

- 18 • que l'impact des dérivés financiers sur le prix du gaz de réseau depuis novembre 2008  
19 est entièrement dû aux baisses des prix de marché et qu'un environnement de prix bas  
20 et stables n'entraîne pas nécessairement de pertes dans le programme ;
- 21 • qu'aucune migration majeure de clients n'a été observée jusqu'à présent ; et
- 22 • que Gaz Métro a adapté sa stratégie de couverture, afin de s'ajuster aux conditions  
23 actuelles de prix relativement bas, en privilégiant les colliers comme outil de couverture,

24 Gaz Métro maintiendra, en 2013, le programme de produits dérivés dans sa forme actuelle, tout  
25 en continuant à utiliser une stratégie de dérivés adaptée aux conditions de marché pour  
26 répondre aux trois objectifs du programme, sous réserve de l'approbation de la Régie.

1 **3. OBJECTIFS DU PROGRAMME**

2 Tel que mentionné à la page 7 de la pièce SCGM-1, Document 3 du dossier R-3463-2001, les  
3 orientations de Gaz Métro en matière de gestion du coût du service de fourniture de gaz naturel  
4 s'articulent autour des trois objectifs suivants :

- 5 1. Stabiliser le coût du gaz naturel en réduisant la volatilité du portefeuille.
- 6 2. Limiter l'impact d'une augmentation potentielle des prix lors de cycles haussiers ou lors de  
7 pointes de la demande dans le marché.
- 8 3. Saisir ce qui est perçu comme une opportunité de marché afin de préserver la position  
9 concurrentielle du gaz naturel.

10 **4. BALISE TEMPORELLE**

11 La balise temporelle est la période débutant le 1<sup>er</sup> novembre 2012 et se terminant le 31 octobre  
12 2016, période de 48 mois qui demeure fixe durant l'application de l'année tarifaire.

13 **5. LIMITES FINANCIÈRES DES PRIX D'EXERCICE**

14 **5.1 LES CONTRATS D'ÉCHANGE**

15 Gaz Métro est toujours d'avis qu'il est primordial de baliser l'utilisation des outils financiers en  
16 regard de la compétitivité du gaz naturel dans sa franchise. Toutefois, une telle contrainte peut  
17 s'avérer limitative lors de hausses soutenues du prix. Tel qu'illustré au tableau de l'annexe A,  
18 avec un prix de 8,15 \$/GJ, Gaz Métro est compétitive (à parité avec l'électricité) pour plus de  
19 91 % de la clientèle commerciale en service de fourniture. Gaz Métro recommande donc  
20 d'utiliser un prix de 8,15 \$/GJ comme borne maximale pour les contrats d'échange dans le but  
21 de maintenir une marge de manœuvre suffisante tout en restant très compétitive. Gaz Métro  
22 rappelle que cette valeur de 8,15 \$/GJ représente une limite et non un objectif et que cette  
23 limite dépend du coût de l'alternative électrique, des coûts de transport, d'équilibrage et de  
24 compression ainsi que des tarifs de distribution de Gaz Métro (incluant la contribution au Fonds  
25 vert). Il est évident que si les prix de marché le permettent, la couverture sera achetée à un prix  
26 moindre pour protéger la position concurrentielle d'une plus grande partie de la clientèle.

1 Pour être compétitive avec 100 % de la clientèle commerciale, Gaz Métro devrait utiliser un prix  
2 maximal pour le contrat d'échange de 5,66 \$/GJ (voir l'annexe A). Même avec les prix  
3 actuellement bas du gaz naturel, en cas de hausse des prix, cette limite réduirait  
4 considérablement les opportunités de fixation des prix à l'aide de contrats d'échange pour  
5 l'ensemble des périodes sur lesquelles le programme de dérivés financiers permet d'agir, en  
6 particulier pour les transactions à plus long terme. Comme le marché à AECO est  
7 principalement déterminé par le marché NYMEX, lequel transige en dollars américains, un  
8 affaiblissement de la devise canadienne se traduirait aussi en une augmentation des prix du  
9 gaz naturel sur le marché à AECO. Les prix pour les contrats d'échange en date du 30 avril  
10 2012 sont présentés aux tableaux suivants.

11 **Tableau 1**

<b>PÉRIODE</b>	<b>PRIX FIXE DES CONTRATS D'ÉCHANGE À AECO<sup>(1)</sup> (\$CAD / GJ)</b>
Juin 2012 – Octobre 2012	1,90
Novembre 2012 – Octobre 2013	2,76
Novembre 2013 – Octobre 2014	3,26
Novembre 2014 – Octobre 2015	3,55
Novembre 2015 – Octobre 2016	3,79

12 (1) Source : **CIBC World Markets**, Energy Update, en date du 30 avril 2012 (voir annexe B)

13 **Tableau 2**

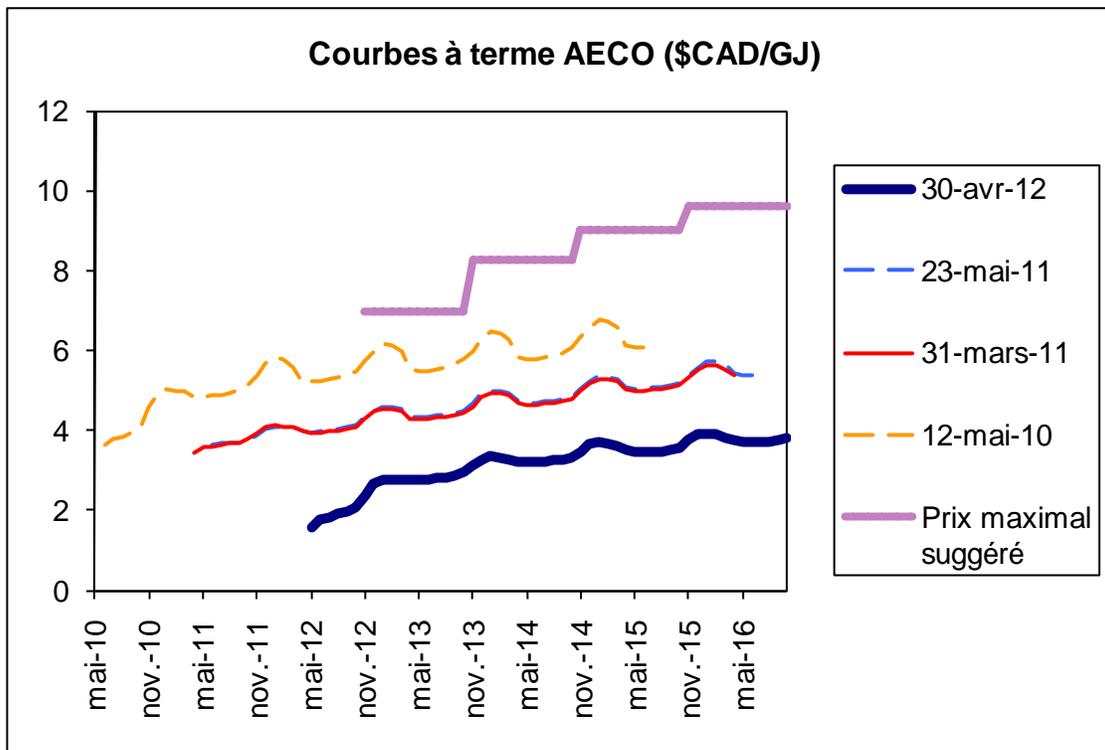
<b>PÉRIODE D'HIVER</b>	<b>PRIX FIXE DES CONTRATS D'ÉCHANGE À AECO<sup>(1)</sup> (\$CAD / GJ)</b>
Novembre 2012 – Mars 2013	2,67
Novembre 2013 – Mars 2014	3,27
Novembre 2014 – Mars 2015	3,56 ( <i>estimé</i> )
Novembre 2015 – Mars 2016	3,80 ( <i>estimé</i> )

14 (1) Source : **CIBC World Markets**, Energy Update, en date du 30 avril 2012 (voir annexe B)

## 5.2 PRIX D'EXERCICE MAXIMAL POUR LES OPTIONS D'ACHAT OU COMBINAISONS D'OUTILS

Gaz Métro recommande que le prix d'exercice maximal soit fixé à 7,00 \$/GJ, à l'achat, soit un niveau de 2 \$/GJ inférieur à celui proposé dans la Cause tarifaire 2012. Compte tenu des prix actuels du gaz naturel, ce niveau maintient une marge de manœuvre suffisante pour acheter de la couverture en cas de hausse subite. Il est important de souligner que le prix de 7,00 \$/GJ représente en fait le prix maximal d'exercice et non pas un objectif de prix d'exercice, l'objectif étant d'avoir le prix plafond le plus bas possible. Dans cette optique et dans la mesure où les prix peuvent redevenir volatils, il est de l'opinion de Gaz Métro que le prix d'exercice maximal de 7,00 \$/GJ à l'achat est approprié. Le graphique 1 montre l'évolution de la courbe à terme du gaz naturel.

Graphique 1



Source : Bloomberg et CIBC World Markets, Energy Update.

Dans le graphique 1, la courbe du 12 mai 2010 représente la journée entre le 1<sup>er</sup> avril 2010 et le 31 mars 2011 où le marché du gaz a atteint son niveau de prix maximum. De même, la courbe

1 du 23 mai 2011 représente la journée entre le 1<sup>er</sup> avril 2011 et le 30 avril 2012 où le marché du  
2 gaz a atteint son niveau de prix maximum.

3 Gaz Métro continue de ne recommander aucun prix maximal à la vente d'options d'achat, car  
4 plus le prix d'exercice est élevé, moins la vente de l'option est susceptible de diminuer  
5 l'efficacité de la couverture. En effet, la vente d'une option d'achat à un prix d'exercice plus  
6 élevé augmente le niveau de la limite de protection pour les stratégies de colliers à  
7 remboursement maximum, de prix fixes à remboursement maximum, de même que pour les  
8 prix fixes à double remboursement.

9 Le prix d'exercice maximal pour l'achat des options d'achat est établi de la façon suivante :

- 10 • Pour les outils ayant une échéance d'un an et moins, le prix d'exercice sera fixé à 7,00 \$/GJ  
11 à AECO, si la Régie l'autorise.
- 12 • Pour les outils ayant une échéance de plus d'un an, le prix d'exercice fait l'objet d'une  
13 indexation, tel que présenté dans la pièce SCGM-1, Document 3, page 9 de la Cause  
14 tarifaire 2002 (R-3463-2001) en utilisant les valeurs présentées au tableau 1.

15 Pour des options ayant une échéance en octobre 2014, le prix d'exercice maximal se calculera  
16 de la façon suivante :

$$17 \quad I_v = \frac{\text{Valeur contrat d'échange avec échéance octobre 2014}}{\text{Valeur contrat d'échange avec échéance octobre 2013}} = \frac{3,26}{2,76} = 1,181$$

19

$$20 \quad \text{Prix d'exercice maximal} = 7,00 \text{ \$/GJ} \times 1,181 = 8,27 \text{ \$/GJ}$$

21 Pour des options ayant une échéance en octobre 2015, le prix d'exercice maximal se calculera  
22 de la façon suivante :

$$23 \quad I_v = \frac{\text{Valeur contrat d'échange avec échéance octobre 2015}}{\text{Valeur contrat d'échange avec échéance octobre 2014}} = \frac{3,55}{3,26} = 1,089$$

25

$$26 \quad \text{Prix d'exercice maximal} = 8,27 \text{ \$/GJ} \times 1,089 = 9,01 \text{ \$/GJ}$$

27 De même, pour des options ayant une échéance en octobre 2016, le prix d'exercice maximal se  
28 calculera de la façon suivante :

$$I_v = \frac{\text{Valeur contrat d'échange avec échéance octobre 2016}}{\text{Valeur contrat d'échange avec échéance octobre 2015}} = \frac{3,79}{3,55} = 1,068$$

$$\text{Prix d'exercice maximal} = 9,01 \text{ \$/GJ} \times 1,068 = 9,62 \text{ \$/GJ}$$

## 6. LIMITES VOLUMÉTRIQUES ANNUELLES

Une situation de couverture en excès des achats réels n'étant pas souhaitable, il importe donc de mettre en place certaines mesures pour minimiser cette éventualité. Les facteurs de déplacement et d'incertitude permettent de réduire le risque d'occurrence d'une situation de couverture en excès des achats réels sur une base annuelle.

### 6.1 FACTEUR DE DÉPLACEMENT

#### a) Méthodologie

Le facteur de déplacement (FD) permet d'établir une estimation conservatrice des volumes futurs en service de fourniture de Gaz Métro. Le facteur de déplacement est le résultat d'une relation entre le taux de migration et le temps. Cette relation s'écrit sous la forme suivante :

$$FD_t = (1-\varphi)^{(t-1)}, \quad \forall t;$$

Où :

$FD_t$	:	facteur de déplacement au temps t
$\varphi$	:	taux de migration
t	:	temps (exprimé en année)

Les volumes futurs (VF) sont ensuite calculés en multipliant le volume projeté du service de fourniture de Gaz Métro (VSF) par le facteur de déplacement (FD).

$$VF_t = VSF \times FD_t, \quad \forall t;$$

Où :

$VF_t$	:	volume futur au temps t
VSF	:	volume projeté du service de fourniture de Gaz Métro
$FD_t$	:	facteur de déplacement au temps t
t	:	temps (exprimé en année)

Le volume projeté du service de fourniture de Gaz Métro pour 2013 est de 2 017 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup> (76,425 PJ). Pour ce qui est des années subséquentes, Gaz Métro doit estimer le taux de migration, c'est-à-dire le potentiel de diminution des volumes en service de fourniture de Gaz Métro. Les variations passées du volume en service de fourniture de Gaz Métro sont utilisées pour justifier le taux de migration.

1 *b) Résultats*

2 La volatilité du prix du gaz naturel est un phénomène postérieur à l'année 2000, la première  
 3 flambée de prix s'étant produite en janvier 2001, et c'est à la suite de cette volatilité des prix que  
 4 le programme de dérivés a été enrichi afin d'en améliorer la flexibilité. Gaz Métro a donc décidé  
 5 d'utiliser comme historique les années subséquentes à 2000, car elles sont plus représentatives  
 6 de la réalité actuelle de marché.

7 Le tableau suivant présente l'historique des volumes en service de fourniture de Gaz Métro (en  
 8 PJ/an) depuis 2001 :

9 **Tableau 3**

Période (1 <sup>er</sup> octobre au 30 septembre)	Volumes projetés (PJ)	Volumes réels (PJ)	Écarts volumes réels versus projetés année précédente	Variations annuelles des volumes réels
2000-2001	89,0	100,1		
2001-2002	87,8	84,3	-5,3 %	-15,8 %
2002-2003	89,7	104,7	19,2 %	24,2 %
2003-2004	99,9	94,3	5,1 %	-9,9 %
2004-2005	98,8	92,6	-7,3 %	-1,8 %
2005-2006	91,0	99,3	0,5 %	7,2 %
2006-2007	109,0	80,4	-11,6 %	-19,0 %
2007-2008	88,5	87,3	-19,9 %	8,6 %
2008-2009	85,8	88,8	0,3 %	1,7 %
2009-2010	86,3	69,6	-18,9 %	-21,6 %
2010-2011	87,2	78,0 <sup>2</sup>	-9,6 %	12,1 %
2011-2012	79,2	62,7 *	-28,1 %	-19,6 %
Moyenne des variations en valeur absolue			11,4 %	12,9 %

10 \* Les volumes des mois de mai à septembre sont estimés.

<sup>2</sup> Ce volume, qui était estimé à 78,4 PJ dans le document Gaz Métro-5, Document 1 de la Cause tarifaire 2012 a été révisé avec les données réelles d'avril à septembre 2011. Les pourcentages de variation ont été recalculés avec ce nouveau volume.

1 Avec la baisse importante survenue entre 2010-2011 et 2011-2012 (-19,6 %), la moyenne des  
2 variations annuelles, en valeur absolue, des volumes réels en service de fourniture depuis  
3 octobre 2000 est de 12,9 %. Gaz Métro propose de conserver le facteur de déplacement de  
4 10 %, établi lors de la Cause tarifaire 2007.

5 Malgré la baisse de 19,6 % des volumes entre 2010-2011 et 2011-2012, le facteur de  
6 déplacement demeure une estimation conservatrice. Depuis l'année 2000-2001, la moyenne  
7 des variations annuelles des volumes réels est -3,1 %, une valeur significativement inférieure  
8 au facteur de 10 % proposé.

9 De plus, il est à noter que la baisse de 19 % survenue entre 2005-2006 et 2006-2007 a été  
10 amplifiée par le transfert temporaire de certains clients en achat direct vers le service de  
11 fourniture de Gaz Métro (en augmentant les volumes réels de 2005-2006 et en augmentant les  
12 volumes projetés de 2006-2007). Dans la Cause tarifaire 2007, le texte des tarifs a été modifié  
13 de façon à exiger un préavis de six mois pour tout client désirant migrer vers le service de  
14 fourniture de Gaz Métro. Le même préavis s'applique à tout client désirant se retirer du service  
15 de fourniture de Gaz Métro, sous réserve d'avoir souscrit au service pour une période minimale  
16 de 12 mois. Un client peut toutefois migrer au service de fourniture de Gaz Métro à l'intérieur du  
17 délai de six mois moyennant des frais de migration.

18 À partir de ces hypothèses, les facteurs de déplacement et les volumes futurs annuels proposés  
19 sont les suivants :

20 **Tableau 4 : Volumes futurs et facteurs de déplacement annuels**

	Année gazière	Taux de migration	Volumes futurs du service de fourniture de Gaz Métro		Facteur de déplacement
			(PJ)	(10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> )	
<b>1</b>	2012-2013		76,425	2 017	100 %
<b>2</b>	2013-2014	10 %	68,783	1 815	90 %
<b>3</b>	2014-2015	10 %	61,904	1 634	81 %
<b>4</b>	2015-2016	10 %	55,714	1 470	73 %

1 Le calcul détaillé des volumes futurs se fait comme suit :

2 Selon les hypothèses et les calculs, tels que détaillés aux pages précédentes

3  $\varphi = 10\%$

4 VSF = 76,425 PJ

5 Donc, lorsque :

6 • t=1  $VF_1 = (1-0,10)^0 \times 76,425 = 76,425$  PJ

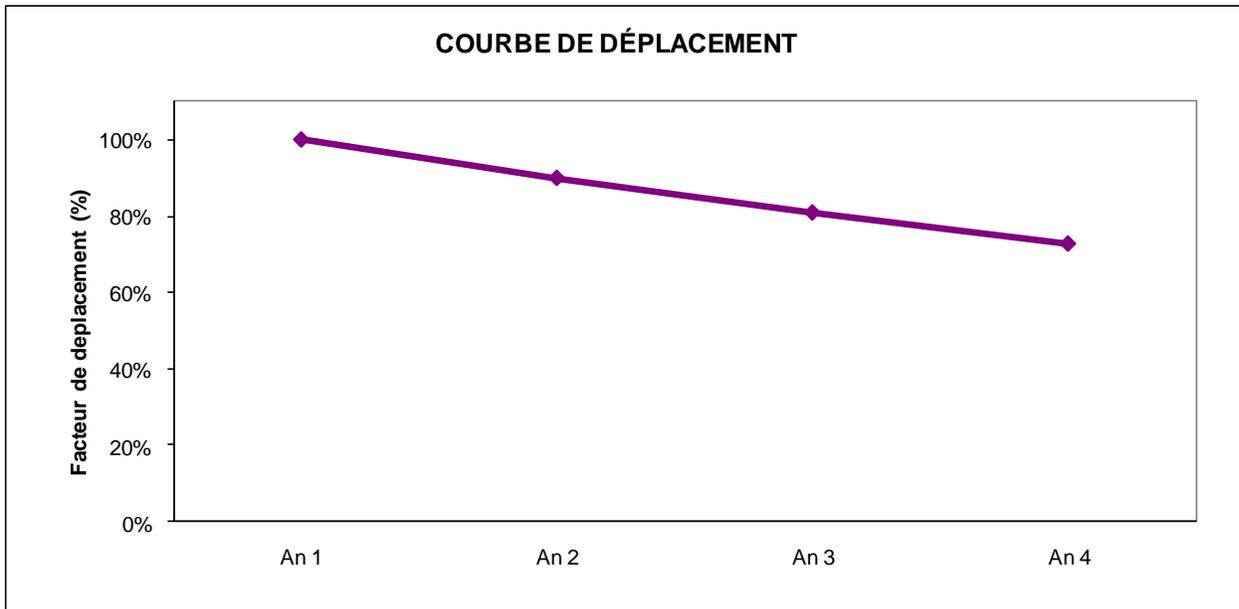
7 • t=2  $VF_2 = (1-0,10)^1 \times 76,425 = 68,783$  PJ

8 • t=3  $VF_3 = (1-0,10)^2 \times 76,425 = 61,904$  PJ

9 • t=4  $VF_4 = (1-0,10)^3 \times 76,425 = 55,714$  PJ

10 Le tableau se traduit graphiquement comme suit :

11 **Graphique 2**



12 **6.2 FACTEUR D'INCERTITUDE**

13 a) *Méthodologie*

14 Le facteur d'incertitude fixe le portefeuille de protection en fonction du temps. Gaz Métro  
 15 propose de conserver les mêmes facteurs d'incertitude pour les quatre années gazières  
 16 couvertes par le programme ainsi que le même niveau minimum de protection pour la première  
 17 année, tels que présentés et autorisés dans le cadre de la Cause tarifaire 2006 (R-3559-2005).

1 Pour la première année, Gaz Métro souhaite protéger par l'utilisation de l'un ou l'autre des outils  
2 financiers autorisés, au minimum 20 %, mais au maximum 75 % des volumes prévus en service  
3 de fourniture de gaz naturel. Gaz Métro souhaite utiliser le même facteur comme limite  
4 maximale pour la seconde année. En ce qui a trait aux années subséquentes, Gaz Métro  
5 propose de composer successivement un nouveau facteur d'incertitude fixe de 75 % pour  
6 chaque année.

7 *b) Résultats*

8 Le facteur d'incertitude est fixé à 75 % pour les années gazières 1 et 2.

9 
$$FI_t = 0,75, t \leq 2$$

10 Gaz Métro applique ce facteur de 75 % de façon successive pour les années gazières  
11 suivantes.

12 
$$FI_t = (0,75)^{t-1}, t \geq 3$$

13 Le facteur résultant pour les années gazières 3 et 4 est donc de :

14 
$$(0,75)^2 = 0,56;$$

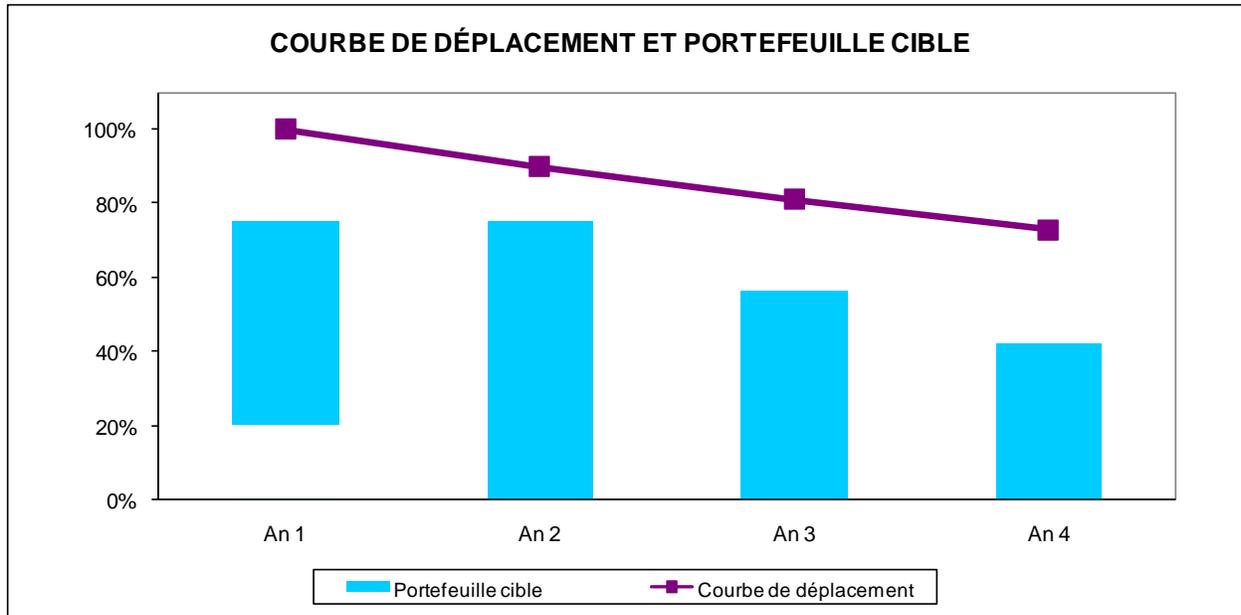
15 et

16 
$$(0,75)^3 = 0,42;$$

17 Le graphique suivant présente la courbe de déplacement et le portefeuille cible de protection.

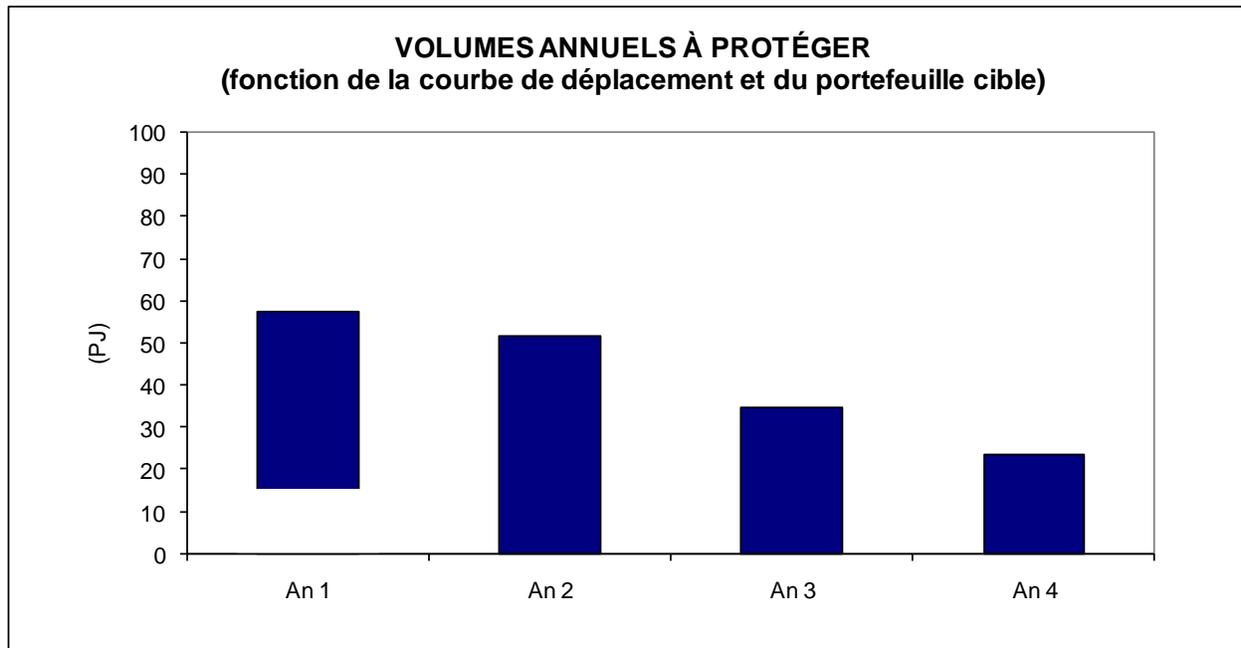
18

1 **Graphique 3**



2 Les volumes annuels à protéger sont donc représentés de la façon suivante :

3 **Graphique 4**



1 ANNEXE A

**Prix du gaz naturel à parité avec l'électricité régulière  
Année 2012 - 2013**

Cas type m3	Service de fourniture (PJ)	Pourcentage service de fourniture	Pourcentage cummulatif	Prix à parité (\$/GJ)
2 000	1,05	1,73%	100,00%	<b>5,66</b>
5 000	3,83	6,30%	98,27%	<b>7,00</b>
50 000	15,28	25,12%	91,97%	<b>8,15</b>
15 000	11,64	19,14%	66,85%	<b>8,17</b>
250 000	13,96	22,95%	47,71%	<b>8,31</b>
600 000	8,99	14,78%	24,76%	<b>8,88</b>
1 000 000	6,07	9,98%	9,98%	<b>9,23</b>
<b>Total commercial</b>	<b>60,83</b>			

2 Les hypothèses suivantes ont été utilisées par Gaz Métro pour le calcul du prix à parité :

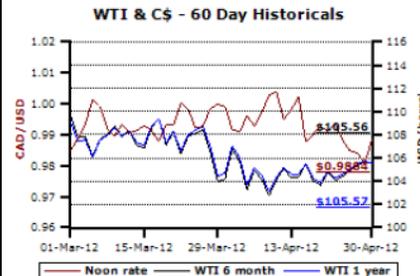
- 3 • Le prix pour l'électricité régulière est de 8,26 ¢/kWh pour la majorité des clients.  
4 Pour les clients à grande consommation, le prix utilisé est de 7,67 ¢/kWh ; ces prix  
5 incluent la hausse de 2,0 % des tarifs d'Hydro-Québec au 1<sup>er</sup> avril 2013;
- 6 • Un taux de gaz de compression de 3,38 %;
- 7 • La contribution au Fonds vert en vigueur au 30 avril 2012;
- 8 • Le tarif de transport en vigueur au 30 avril 2012 de 1,83 \$/GJ;
- 9 • Les tarifs de distribution en vigueur au 30 avril 2012;
- 10 • Le tarif d'équilibrage en vigueur au 30 avril 2012.

11 À partir de la consommation de chaque groupe de clients, Gaz Métro calcule la valeur totale  
12 d'une facture énergétique si ce client utilisait l'électricité et divise par sa consommation pour  
13 obtenir son coût à parité par unité d'énergie (GJ). De ce prix, Gaz Métro soustrait les coûts de  
14 distribution, d'équilibrage, de compression, de transport ainsi que la contribution au Fonds vert  
15 pour obtenir le prix au marché (à AECO) à parité avec l'électricité.

1 ANNEXE B

 <b>ENERGY UPDATE</b> Monday, April 30, 2012										<b>RYAN BURGTS</b> Calgary (403) 221-8064		<b>JIM THOMPSON</b> Calgary (403) 221-2427		<b>GEOFF GRAAE</b> Calgary (403) 221-1287		<b>ALEXANDRE COUTILLARD</b> Montreal (514) 847-8454							
<b>DEREK CODISPOT</b> New York (212) 885-4457										<b>GEORGE FRANCOIS</b> New York (212) 885-4367		<b>DAVE ALESSIO</b> New York (212) 856-6064		<b>DOUG JONES</b> Toronto (416) 956-6193									
<b>CIBC</b>		<b>NYMEX WTI 1st</b>	<b>WTI 1st Vol.</b>	<b>IPE Brent 1st</b>	<b>Heating Oil 1st</b>	<b>RBOB 1st</b>	<b>NYMEX NG 1st</b>	<b>NYMEX 1st Vol.</b>	<b>HH Cash</b>	<b>AECO Cash</b>	<b>BoFC Noon</b>	<b>OPEC basket</b>											
<b>TICKER BOARD</b>		\$104.87	20.80%	\$119.47	\$3.1834	\$3.1844	\$2.285	51.50%	+\$2.0961	\$1.6700	0.9884	+\$11.2500											
		-0.0600	-0.52%	-0.3600	+0.0027	-0.0218	+0.0990	+0.00%	+0.0361	+0.0800	+0.0077	-105.8900											
<b>CRUDE OIL</b>						<b>NATURAL GAS</b>																	
Crude prompt futures moved within a \$1.28 range today and settled \$0.06, or 0.06% lower at \$104.87/bbl, as the Spanish economy continues to contract, adding concern of a second recession. Spanish GDP shrank 0.3% in Q1 resulting in crude being pushed lower. Furthermore, a stronger U.S. dollar today reduced the appeal of commodities and added pressure to prices.						Natural gas contracts moved within a 14.4 cent range today and settled 10 cents, or 4.53% higher at \$2.285/MMBtu, achieving the largest monthly gain in over a year after cooler weather forecasts for next week pushed demand higher. Below-normal temperatures are expected throughout the eastern-half of the U.S. for the next 8-15 days. Additionally, recent production numbers fell more than expected, giving support to recent ten-year lows driven by the supply glut.																	
<b>FIXED PRICE SWAPS (USD &amp; CAD / bbl)</b>						<b>FIXED PRICE &amp; BASIS SWAPS (NYMEX &amp; Basis in US\$/mmbtu, AECO flat in CAD\$/G)</b>																	
			<b>WTI</b>			<b>WTI C&amp;S</b>			<b>NYMEX</b>			<b>AECO</b>			<b>BASIS</b>								
<b>Q3 2012</b>	\$105.72	\$104.72	<b>6 months</b>	\$105.56	\$104.53	<b>May12-Dec12</b>	\$105.66	\$104.71	<b>Jun12-Oct12</b>	\$2.45	\$1.90	(0.42)	<b>Nov12-Oct13</b>	\$3.33	\$2.76	(0.41)							
<b>Q4 2012</b>	\$105.92	\$105.19	<b>1 year</b>	\$105.57	\$104.81	<b>2013</b>	\$103.57	\$103.89	<b>Nov12-Mar13</b>	\$3.21	\$2.67	(0.37)	<b>Nov13-Oct14</b>	\$3.82	\$3.26	(0.42)							
<b>Q1 2013</b>	\$105.57	\$105.12	<b>3 years</b>	\$101.62	\$102.03	<b>2014</b>	\$93.61	\$99.85	<b>Apr13-Oct13</b>	\$3.42	\$2.83	(0.44)	<b>Nov14-Oct15</b>	\$4.06	\$3.55	(0.40)							
<b>Q2 2013</b>	\$104.49	\$104.35	<b>5 years</b>	\$97.57	\$98.93	<b>2015</b>	\$93.95	\$96.23	<b>Nov13-Mar14</b>	\$3.85	\$3.27	(0.43)	<b>Nov15-Oct16</b>	\$4.25	\$3.79	(0.37)							
<b>Q3 2013</b>	\$103.26	\$103.44	<b>7 years</b>	\$94.80	\$96.77	<b>2016</b>	\$90.49	\$93.48	<b>Apr14-Oct14</b>	\$3.80	\$3.25	(0.41)	<b>Nov16-Oct17</b>	\$4.44	\$4.06	(0.31)							
			<b>RB</b>			<b>HO</b>			<b>Sumas</b>			<b>Malin</b>			<b>Rockies</b>								
<b>Q3 2012</b>	\$2.9700	\$3.1900	<b>GC 3%</b>	\$106.42	\$113.90	<b>LBC</b>	\$118.00	\$118.39	\$19.02	\$28.26	(0.20)	(0.10)	(0.17)	(0.24)	(0.05)	0.29	0.44	7.55					
<b>Q4 2012</b>	\$2.9200	\$3.2000	<b>NY 1%</b>	\$104.55	\$111.06	<b>Dated</b>	\$116.46	\$116.89	\$12.52	\$28.48	<b>Nov12-Mar13</b>	0.21	(0.02)	(0.11)	(0.32)	0.04	(0.01)	2.00					
<b>2013</b>	\$2.8100	\$3.0000	<b>NY 1%</b>	\$100.43	\$0.00	<b>HO Crk</b>	\$112.24	\$112.71	\$118.02	<b>Apr13-Oct13</b>	(0.19)	(0.08)	(0.17)	(0.34)	(0.08)	(0.03)	0.21	0.44					
<b>COSTLESS COLLARS</b>						<b>COSTLESS COLLARS</b>																	
			<b>WTI</b>			<b>NYMEX/AECO</b>			<b>Jun12-Oct12</b>			<b>Nov12-Mar13</b>			<b>Apr13-Oct13</b>			<b>Nov13-Mar14</b>					
<b>CAP</b>	\$112.32	\$112.42	<b>Q1 2012</b>	\$112.42	\$111.92	<b>Q2 2013</b>	\$111.04	\$110.32	<b>CAP</b>	\$2.73	\$2.20	\$3.49	\$2.95	\$3.70	\$3.13	\$4.13	\$3.55						
<b>FLOOR</b>	\$98.07	\$98.17	<b>Q1 2013</b>	\$97.67	\$96.24	<b>2013</b>	\$96.24	\$95.82	<b>FLOOR</b>	\$2.23	\$1.70	\$2.99	\$2.45	\$3.20	\$2.63	\$2.62	\$2.05						
<b>STRADDLES</b>						<b>THREE - WAYS</b>						<b>STRADDLES</b>						<b>THREE - WAYS</b>					
			<b>WTI</b>			<b>NYMEX/AECO</b>			<b>Jun12-Oct12</b>			<b>Nov12-Mar13</b>			<b>NYMEX/AECO</b>			<b>Jun12-Oct12</b>			<b>Nov12-Mar13</b>		
<b>STRIKE</b>	\$105.72	\$105.92	<b>2013</b>	\$103.87	<b>CAP</b>	\$115.12	\$113.12	\$107.72	<b>STRIKE</b>	\$2.45	\$1.90	\$3.21	\$2.67	<b>CAP</b>	\$2.81	\$2.44	\$3.33	\$2.95					
<b>PREMIUM</b>	\$10.70	\$15.12	<b>23%</b>	\$21.16	<b>FLOOR</b>	\$93.07	\$93.17	\$90.82	<b>PREMIUM</b>	\$0.48	\$0.42	\$0.78	\$0.70	<b>FLOOR</b>	\$2.03	\$1.50	\$2.79	\$2.25					
<b>AVG. VOL.</b>	23%	25%	<b>25%</b>		<b>FLOOR</b>	\$78.07	\$78.17	\$75.82	<b>AVG. VOL.</b>	51%	51%	38%	38%	<b>FLOOR</b>	\$1.83	\$1.30	\$2.59	\$2.05					

<b>WTI &amp; C\$ - 60 Day Historicals</b> 		<b>Financial Markets</b> <table border="1"> <tr> <td><b>DJ INDU AVERAGE</b></td> <td>Close</td> <td>Chg</td> <td>% Chg</td> </tr> <tr> <td></td> <td>13,200.84</td> <td>-27.47</td> <td>-0.21%</td> </tr> <tr> <td><b>S&amp;P 500 INDEX</b></td> <td>1,396.79</td> <td>-6.57</td> <td>-0.47%</td> </tr> <tr> <td><b>S&amp;P/TSX ENERGY</b></td> <td>2,739.67</td> <td>29.05</td> <td>1.07%</td> </tr> <tr> <td><b>S&amp;P/TSX COMP IDX</b></td> <td>12,250.51</td> <td>12.76</td> <td>0.10%</td> </tr> </table>		<b>DJ INDU AVERAGE</b>	Close	Chg	% Chg		13,200.84	-27.47	-0.21%	<b>S&amp;P 500 INDEX</b>	1,396.79	-6.57	-0.47%	<b>S&amp;P/TSX ENERGY</b>	2,739.67	29.05	1.07%	<b>S&amp;P/TSX COMP IDX</b>	12,250.51	12.76	0.10%	<b>NG &amp; AECO Swap - 60 Day Historicals</b> 	
<b>DJ INDU AVERAGE</b>	Close	Chg	% Chg																						
	13,200.84	-27.47	-0.21%																						
<b>S&amp;P 500 INDEX</b>	1,396.79	-6.57	-0.47%																						
<b>S&amp;P/TSX ENERGY</b>	2,739.67	29.05	1.07%																						
<b>S&amp;P/TSX COMP IDX</b>	12,250.51	12.76	0.10%																						

NYMEX WTI SETTLES				TECHNICALS		MONTHLY HISTORICAL PRICES										NYMEX NG SETTLES				TECHNICALS	
Month	WTI	Change	Prompt	Level	Month	WTI	HO	RB	BoFC	NG(LD)	NG(NX3)	Empr	Sum	Mal	Vent	Chi	Month	NG	Change	Prompt	Level
Jun-12	\$104.87	-0.06	Resistance	\$105.53	May-12	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	2.0360	2.0263	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	Jun-12	\$2.285	+0.099	Resistance	\$2.25
Jul-12	\$105.26	-0.06	Support	\$101.16	Apr-12	103.3460	3.1559	3.2537	0.9926	2.1910	2.2083	1.3779	1.9600	2.0400	2.0200	2.1600	Jul-12	\$2.394	+0.095	Support	\$1.85
Aug-12	\$105.55	-0.09	18 Day MA	\$103.55	Mar-12	106.2050	3.2273	3.3426	0.9939	2.4460	2.5390	1.7715	2.4700	2.4400	2.4800	2.5900	Aug-12	\$2.462	+0.087	18 Day MA	\$2.13
Sep-12	\$105.71	-0.13	40 Day MA	\$105.28	Feb-12	102.2625	3.1945	3.0097	0.9967	2.6780	2.6707	1.9944	2.7800	2.7000	2.7100	2.7700	Sep-12	\$2.509	+0.087	40 Day MA	\$2.31
					Jan-12	100.3185	3.0462	2.7964	1.0131	3.0840	3.1033	2.4806	3.4700	3.1600	3.1500	3.3100					
					Dec-11	98.5757	2.9080	2.5986	1.0236	3.3640	3.4553	2.8255	3.9300	3.5200	3.5700	3.7200					

**THIS IS THE CONFIDENTIAL PROPERTY OF CIBC WORLD MARKETS AND IS INTENDED FOR DISTRIBUTION TO THE RECIPIENT ONLY.**

The prices are indicated only as prices actually throughout the day. All NYMEX prices shown are based on settlement prices for the above data. This information is based on various sources believed to be reliable, but its accuracy is not guaranteed. Clients should evaluate the financial, market, legal, regulatory, credit, tax and accounting risks and consequences of the proposal before entering into any transaction or purchase any instrument, involving a commodity or financial derivative. Clients should undertake their own evaluation of the risks and consequences of a transaction independently of CIBC World Markets.