

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

Résumé des propositions du programme de dérivés financiers.....	3
Objectifs du programme	4
Balise temporelle	4
Application du programme	4
Limites financières des prix d'exercice	5
1. Les contrats d'échange	5
2. Prix d'exercice maximal pour les options ou combinaisons d'outils.....	6
Limites volumétriques	8
1. Facteur de déplacement.....	9
a) Méthodologie	9
b) Résultats	9
2. Facteur d'incertitude	12
a) Méthodologie	12
b) Résultats	13
Annexe A.....	15
Annexe B.....	16

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

2

3 **OUTILS AUTORISÉS**

- 4 • Contrat d'échange à prix fixe
- 5 • Achat et vente d'options d'achat et de
- 6 vente
- 7 • Combinaison des outils précités

9 **BALISE TEMPORELLE**

- 10 • Couverture maximale : Ne dépassant
- 11 pas le 31 octobre 2015.

13 **ENVELOPPE BUDGÉTAIRE POUR LE PAIEMENT**
14 **DES PRIMES**

- 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

18

19 **PRIX MAXIMAL POUR CONTRATS D'ÉCHANGE**
20 **ET PLANCHERS DE COLLIERS**

- 21 • 8,30 \$/GJ à AECO équivalent MTL

23 **PRIX D'EXERCICE MAXIMAL POUR L'ACHAT**
24 **DES OPTIONS AVEC UNE ÉCHÉANCE**
25 **INFÉRIEURE À :**

- 26 • Octobre 2012 : 9,00 \$/GJ à AECO
- 27 • Octobre 2013 : 9,80 \$/GJ à AECO
- 28 • Octobre 2014 : 10,63 \$/GJ à AECO
- 29 • Octobre 2015 : 11,41 \$/GJ à AECO

30 **BALISES VOLUMÉTRIQUES**

	Nov. 2011 – Oct. 2012	Nov. 2012 – Oct. 2013	Nov. 2013 – Oct. 2014	Nov. 2014 – Oct. 2015
Service de fourniture de gaz naturel de Gaz Métro et de gaz de compression				
En PJ/an	79,197	71,277 ⁽¹⁾	64,150 ⁽¹⁾	57,735 ⁽¹⁾
En 10 ⁶ m ³ /an	2 090	1 881	1 693	1 524
Portefeuille cible de protection ⁽²⁾	20-75 %	0-75 %	0-56 %	0-42 %
Volumes annuels à protéger				
En PJ/an	15,8 – 59,4	0 – 53,5	0 – 36,1	0 – 24,4
En 10 ⁶ m ³ /an	418 -1 568	0 -1 411	0 – 952	0 – 643
Volumes maximums – transactions mensuelles (1/6 des volumes annuels)				
En PJ/mois	9,900	8,910	6,014	4,059
En 10 ⁶ m ³ /mois	261	235	159	107

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

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

1 **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 **BALISE TEMPORELLE**

11 La balise temporelle est la période débutant le 1^{er} novembre 2011 et se terminant le 31 octobre
12 2015, période de 48 mois qui demeure fixe durant l'application de l'année tarifaire.

13 **APPLICATION DU PROGRAMME**

14 Gaz Métro demande à la Régie de l'énergie une approbation anticipée de son programme de
15 produits dérivés financiers sur le gaz naturel pour le 1^{er} octobre 2011.

16 En 2008 et 2009, en raison des dates où les décisions ont été rendues, Gaz Métro n'a pu
17 profiter des nouvelles balises réglementaires pendant plus de deux mois, en particulier la
18 possibilité de transiger la quatrième année du programme. De plus, les systèmes de suivi des
19 balises du programme ont été développés sur la base que les paramètres du programme
20 seraient connus au 1^{er} octobre de chaque année tarifaire. Le fait que cela ne soit pas le cas
21 crée un risque opérationnel supplémentaire puisque des ajustements manuels doivent être
22 apportés aux rapports produits par les systèmes de suivi.

23 De plus, comme le marché des dérivés financiers sur le gaz naturel est structuré sur la base de
24 l'année gazière (du 1^{er} novembre au 31 octobre de l'année suivante), une approbation du
25 programme avant le 1^{er} octobre permet à Gaz Métro de transiger des produits dérivés annuels

1 sur la base des paramètres de la nouvelle cause tarifaire pour couvrir, le cas échéant, l'année
2 gazière qui s'amorce (l'année gazière 2012 dans le cas présent).

3 Lors de la cause tarifaire 2011, Gaz Métro avait demandé une approbation anticipée sur son
4 programme de produits dérivés financiers et la Régie de l'énergie avait accepté la demande
5 dans la décision D-2010-133.

6 Gaz Métro ne propose aucune modification structurelle de son programme de produits dérivés
7 financiers sur le gaz naturel dans le cadre de la présente cause tarifaire.

8 **LIMITES FINANCIÈRES DES PRIX D'EXERCICE**

9 **1. LES CONTRATS D'ÉCHANGE**

10 Gaz Métro est toujours d'avis qu'il est primordial de baliser l'utilisation des outils financiers en
11 regard de la compétitivité du gaz naturel dans sa franchise. Toutefois, une telle limite peut
12 s'avérer limitative lors de hausses soutenues du prix. Tel qu'illustré au tableau de l'annexe A,
13 avec un prix de 8,30 \$/GJ, Gaz Métro est compétitive (à parité avec l'électricité) pour plus de
14 93 % de la clientèle commerciale en service de fourniture. Gaz Métro recommande d'utiliser un
15 prix de 8,30 \$/GJ comme borne maximale pour les contrats d'échange dans le but de maintenir
16 une marge de manœuvre suffisante tout en restant très compétitive. Gaz Métro rappelle que
17 cette valeur de 8,30 \$/GJ représente une limite et non un objectif et que cette limite dépend du
18 coût de l'alternative électrique, des coûts de transport, d'équilibrage et de compression ainsi
19 que des tarifs de distribution de Gaz Métro (incluant la contribution au Fonds vert). Il est évident
20 que si les prix de marché le permettent, la couverture sera achetée à un prix moindre pour
21 protéger la position concurrentielle d'une plus grande partie de la clientèle.

22 Pour être compétitive avec 100 % de la clientèle commerciale, Gaz Métro devrait utiliser un prix
23 maximal pour le contrat d'échange de 5,77 \$/GJ (voir l'annexe A). Même avec les prix
24 actuellement bas du gaz naturel, en cas de hausse des prix, cette limite réduirait
25 considérablement les opportunités de fixation des prix à l'aide de contrats d'échange pour
26 l'ensemble des périodes sur lesquelles le programme de dérivés financiers permet d'agir, en
27 particulier pour les transactions à plus long terme. Comme le marché à AECO est
28 principalement déterminé par le marché NYMEX, lequel transige en dollars américains, un
29 affaiblissement de la devise canadienne se traduirait aussi en une augmentation des prix du

1 gaz naturel sur le marché à AECO. Les prix pour les contrats d'échange en date du 31 mars
2 2011 sont présentés aux tableaux suivants.

3 **Tableau 1**

PÉRIODE	PRIX FIXE DES CONTRATS D'ÉCHANGE À AECO ⁽¹⁾ (\$CAD / GJ)
Mai 2011 – Octobre 2011	3,66
Novembre 2011 – Octobre 2012	4,03
Novembre 2012 – Octobre 2013	4,39
Novembre 2013 – Octobre 2014	4,76
Novembre 2014 – Octobre 2015	5,11

4 (1) Source : **CIBC World Markets**, Energy Update, en date du 31 mars 2011 (voir Annexe B)

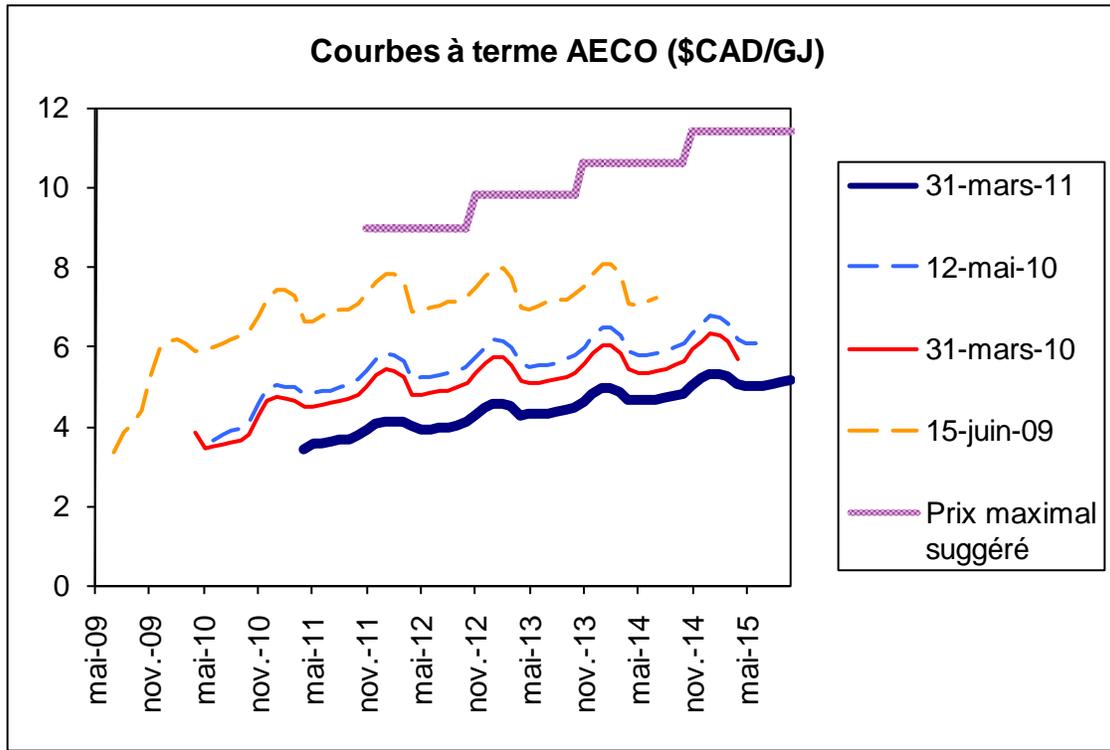
5 **Tableau 2**

PÉRIODE D'HIVER	PRIX FIXE DES CONTRATS D'ÉCHANGE À AECO ⁽¹⁾ (\$CAD / GJ)
Novembre 2011 – Mars 2012	4,07
Novembre 2012 – Mars 2013	4,47
Novembre 2013 – Mars 2014	4,85 (estimé)
Novembre 2014 – Mars 2015	5,20 (estimé)

6 (1) Source : **CIBC World Markets**, Energy Update, en date du 31 mars 2011 (voir Annexe B)

7 **2. PRIX D'EXERCICE MAXIMAL POUR LES OPTIONS OU COMBINAISONS D'OUTILS**

8 Gaz Métro recommande que le prix d'exercice maximal soit fixé à 9,00 \$/GJ, à l'achat, soit un
9 niveau identique à celui proposé dans la Cause tarifaire 2011. Compte tenu des prix actuels du
10 gaz naturel, ce niveau maintient une marge de manœuvre suffisante pour acheter de la
11 couverture en cas de hausse subite. Il est important de souligner que le prix de 9,00 \$/GJ
12 représente en fait le prix maximal d'exercice et non pas un objectif de prix d'exercice, l'objectif
13 étant d'avoir le prix plafond le plus bas possible. Dans cette optique et dans la mesure où les
14 prix peuvent redevenir extrêmement volatils, il est de l'opinion de Gaz Métro que le prix
15 d'exercice maximal de 9,00 \$/GJ à l'achat est approprié. Le graphique 1 montre l'évolution de la
16 courbe à terme du gaz naturel.

1 **Graphique 1**

2
3 Source: Bloomberg et CIBC World Markets.

4 Dans le graphique 1, la courbe du 15 juin 2009 représente la journée entre le 1^{er} avril 2009 et le
5 31 mars 2010 où le marché du gaz a atteint son niveau de prix maximum. De même, la courbe
6 du 12 mai 2010 représente la journée entre le 1^{er} avril 2010 et le 31 mars 2011 où le marché du
7 gaz a atteint son niveau de prix maximum.

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

14 Le prix d'exercice maximal pour les options est établi de la façon suivante :

- 15 • Pour les outils ayant une échéance d'un an et moins, le prix d'exercice sera fixé à 9,00 \$/GJ
16 à AECO, si la Régie l'autorise.

- 1 • Pour les outils ayant une échéance de plus d'un an, le prix d'exercice fait l'objet d'une
2 indexation, tel que présenté dans la pièce SCGM-1, Document 3, page 9 de la Cause
3 tarifaire 2002 (R-3463-2001) en utilisant les valeurs présentées au tableau 1.

4 Pour des options ayant une échéance en octobre 2013, le prix d'exercice maximal se calculera
5 de la façon suivante :

$$6 \quad I_v = \frac{\text{Valeur contrat d'échange avec échéance octobre 2013}}{\text{Valeur contrat d'échange avec échéance octobre 2012}} = \frac{4,39}{4,03} = 1,089$$

$$9 \quad \text{Prix d'exercice maximal} = 9,00 \text{ \$/GJ} \times 1,089 = 9,80 \text{ \$/GJ}$$

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

$$12 \quad I_v = \frac{\text{Valeur contrat d'échange avec échéance octobre 2014}}{\text{Valeur contrat d'échange avec échéance octobre 2013}} = \frac{4,76}{4,39} = 1,084$$

$$15 \quad \text{Prix d'exercice maximal} = 9,80 \text{ \$/GJ} \times 1,084 = 10,63 \text{ \$/GJ}$$

16 De même, pour des options ayant une échéance en octobre 2015, le prix d'exercice maximal se
17 calculera de la façon suivante :

$$18 \quad I_v = \frac{\text{Valeur contrat d'échange avec échéance octobre 2015}}{\text{Valeur contrat d'échange avec échéance octobre 2014}} = \frac{5,11}{4,76} = 1,074$$

$$21 \quad \text{Prix d'exercice maximal} = 10,63 \text{ \$/GJ} \times 1,074 = 11,41 \text{ \$/GJ}$$

22 **LIMITES VOLUMÉTRIQUES ANNUELLES**

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

1 **1. FACTEUR DE DÉPLACEMENT**

2 **a) Méthodologie**

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

7
$$FD_t = (1-\varphi)^{(t-1)} \times VSF, \quad \forall t;$$

8 en terme absolu (PJ)

9 Où : FD_t : facteur de déplacement au temps t
10 φ : taux de migration
11 t : temps (exprimé en année)
12 VSF : volume projeté du service de fourniture de Gaz Métro

13 Le volume projeté du service de fourniture de Gaz Métro pour 2012 est de 2 090 10⁶m³
14 (79,197 PJ). Pour ce qui est des années subséquentes, Gaz Métro doit estimer le taux de
15 migration, c'est-à-dire le potentiel de diminution des volumes en service de fourniture de
16 Gaz Métro. Les variations passées du volume en service de fourniture de Gaz Métro sont
17 utilisées pour justifier le taux de migration.

18 **b) Résultats**

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

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

1 **Tableau 3**

Période (1 ^{er} 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 ¹	-18,9 %	-21,6 %
2010-2011	87,2	78,4 *	-9,1 %	12,6 %
Moyenne des variations en valeur absolue			9,7 %	12,3 %

2 * Les volumes des mois d'avril à septembre sont estimés.

3 Avec la baisse importante survenue entre 2008-2009 et 2009-2010 (-21,6 %), la moyenne des
4 variations annuelles, en valeur absolue, des volumes réels en service de fourniture depuis
5 octobre 2000 est de 12,3 %. Gaz Métro propose de conserver le facteur de déplacement de
6 10 %, établi lors de la Cause tarifaire 2007.

7 Malgré la baisse de 21,6 % des volumes entre 2008-2009 et 2009-2010, le facteur de
8 déplacement demeure une estimation conservatrice. Depuis l'année 2000-2001, la moyenne
9 des variations annuelles des volumes réels est -1,4%, une valeur significativement inférieure au
10 facteur de 10% proposé. En excluant l'année 2010-2011, la moyenne des variations annuelles
11 des volumes réels est de -2,9%.

12 De plus, il est à noter que la baisse de 19 % survenue entre 2005-2006 et 2006-2007 a été
13 amplifiée par le transfert temporaire de certains clients en achat direct vers le service de

¹ Ce volume, qui était estimé à 86,6 PJ dans le document Gaz Métro-5, Document 1 de la Cause tarifaire 2011 a été révisé avec les données réelles d'avril à septembre 2010. Les pourcentages de variation ont été recalculés avec ce nouveau volume.

1 fourniture de Gaz Métro (en augmentant les volumes réels de 2005-2006 et en augmentant les
 2 volumes projetés de 2006-2007). Dans la Cause tarifaire 2007, les tarifs ont été modifiés de
 3 manière à exiger un préavis de six mois pour tout client désirant migrer vers le service de
 4 fourniture de Gaz Métro. Le même préavis s'applique à tout client désirant se retirer du service
 5 de fourniture de Gaz Métro, sous réserve d'avoir souscrit au service pour une période minimale
 6 de 12 mois. Un client peut toutefois migrer au service de fourniture de Gaz Métro à l'intérieur du
 7 délai de six mois moyennant des frais de migration.

8 À partir de ces hypothèses, les facteurs de déplacement annuels proposés sont les suivants :

9 **Tableau 4 : Facteurs de déplacement annuels**

	Année gazière	Taux de migration	Volumes du service de fourniture de Gaz Métro		Facteur de déplacement
			(PJ)	(10 ⁶ m ³)	
1	2011-2012		79,197	2 090	100 %
2	2012-2013	10 %	71,277	1 881	90 %
3	2013-2014	10 %	64,150	1 693	81 %
4	2014-2015	10 %	57,735	1 524	73 %

10

11 Le calcul détaillé du facteur de déplacement se fait comme suit :

12 Selon les hypothèses et les calculs, tel que détaillés aux pages précédentes

13 $\varphi = 10 \%$

14 $VSF = 79,197 \text{ PJ}$

15 Donc, lorsque :

16 • $t=1$ $FD_1 = (1-0,10)^0 \times 79,197 = 79,197 \text{ PJ}$

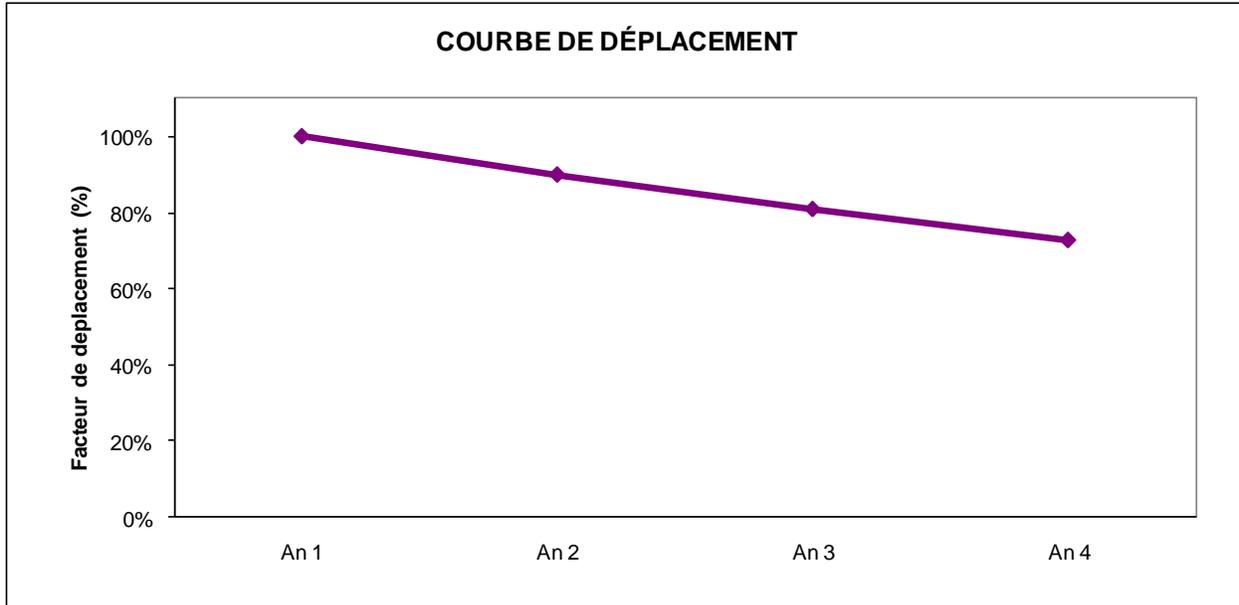
17 • $t=2$ $FD_2 = (1-0,10)^1 \times 79,197 = 71,277 \text{ PJ}$

18 • $t=3$ $FD_3 = (1-0,10)^2 \times 79,197 = 64,150 \text{ PJ}$

19 • $t=4$ $FD_4 = (1-0,10)^3 \times 79,197 = 57,735 \text{ PJ}$

1 Le tableau se traduit graphiquement comme suit :

2 **Graphique 2**



3
4

5 **2. FACTEUR D'INCERTITUDE**

6 **a) Méthodologie**

7 Le facteur d'incertitude fixe le portefeuille de protection en fonction du temps. Gaz Métro
8 propose de conserver les mêmes facteurs d'incertitude pour les quatre années gazières
9 couvertes par le programme ainsi que le même niveau minimum de protection pour la première
10 année, tels que présentés et autorisés dans le cadre de la Cause tarifaire 2006 (R-3559-2005).
11 Pour la première année, Gaz Métro souhaite protéger par l'utilisation de l'un ou l'autre des outils
12 financiers autorisés, au minimum 20 %, mais au maximum 75 % des volumes prévus en service
13 de fourniture de gaz naturel. Gaz Métro souhaite utiliser le même facteur comme limite
14 maximale pour la seconde année. En ce qui a trait aux années subséquentes, Gaz Métro
15 propose de composer successivement un nouveau facteur d'incertitude fixe de 75 % pour
16 chaque année.

b) Résultats

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

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

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

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

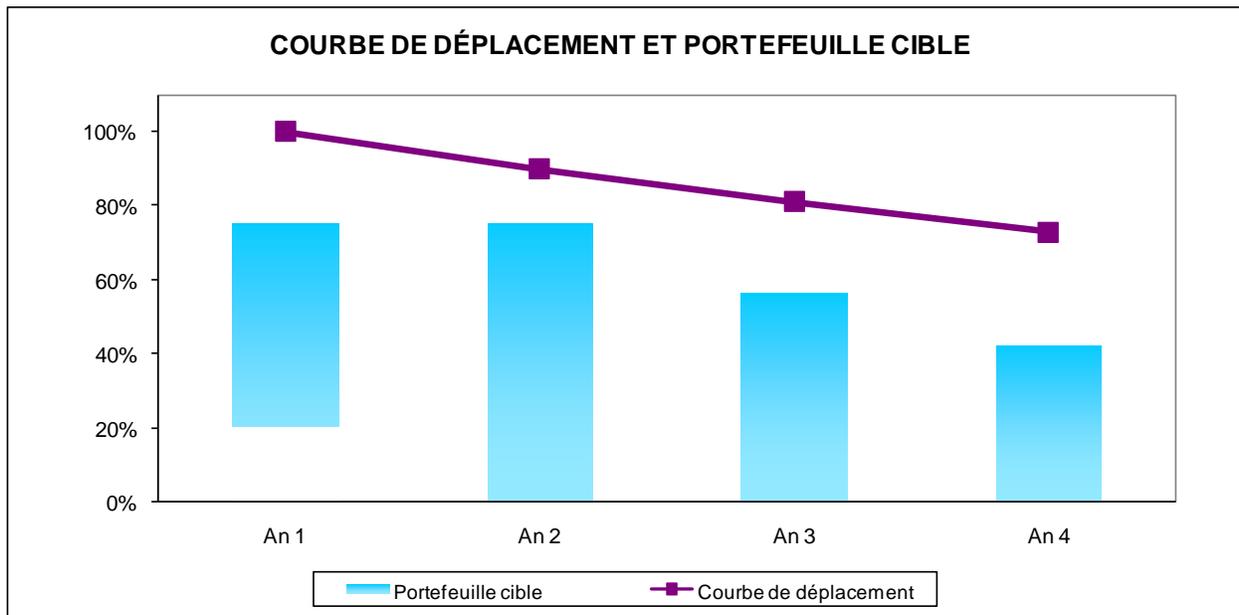
Le facteur résultant pour les années gazières 3 et 4 est donc de :

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

et

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

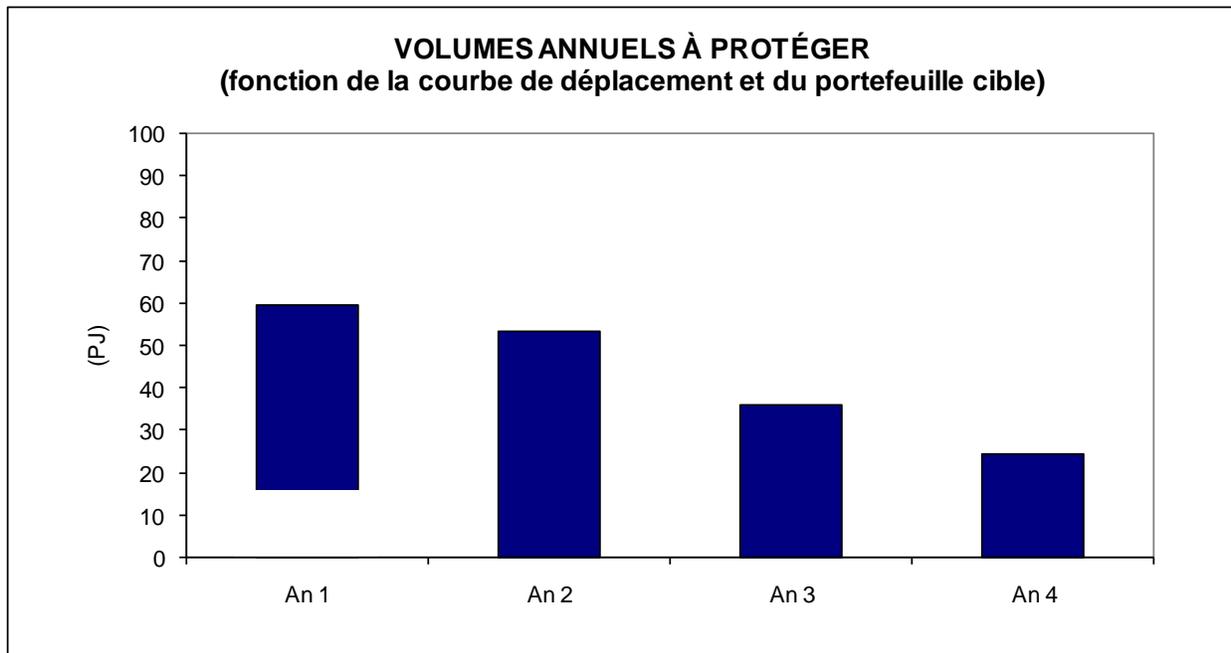
Le graphique suivant présente la courbe de déplacement et le portefeuille cible de protection.

Graphique 3

13

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

2 **Graphique 4**



3

1 **ANNEXE A**

**Prix du gaz naturel à parité avec l'électricité régulière
Année 2011 - 2012**

Cas type m3	Service de fourniture (PJ)	Pourcentage service de fourniture	Pourcentage cummulatif	Prix à parité (\$/GJ)
2 000	0,86	1,28%	100,00%	5,77
5 000	3,37	5,03%	98,72%	6,97
15 000	11,23	16,76%	93,69%	8,30
50 000	16,56	24,71%	76,93%	8,32
250 000	16,21	24,18%	52,22%	8,50
600 000	11,57	17,27%	28,04%	9,09
1 000 000	7,22	10,78%	10,78%	9,44
Total commercial	67,03			

2

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

- 4
- 5 • Le prix pour l'électricité régulière est de 8,30 ¢/KWh pour la majorité des clients.
6 Pour les clients à grande consommation, le prix utilisé est de 7,71 ¢/KWh. Ces prix
7 incluent la baisse de 0,4 % des tarifs d'Hydro-Québec au 1^{er} avril 2011;
 - 8 • Un taux de gaz de compression de 3,38 %;
 - 9 • La contribution au Fonds vert en vigueur au 1^{er} avril 2011;
 - 10 • Le tarif de transport en vigueur au 1^{er} avril 2011 de 2,14 \$/GJ;
 - 11 • Les tarifs de distribution en vigueur au 1^{er} avril 2011;
 - 12 • Le tarif d'équilibrage en vigueur au 1^{er} avril 2011.

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

1 ANNEXE B

CIBC		ENERGY UPDATE										RYAN BURGIS		CALVIN JOHNSON		DOUG JONES		New York Office																					
		Thursday, March 31, 2011										Calgary (403) 221-5094		Calgary (403) 221-5361		Toronto (416) 956-6193		(888) 811-6398																					
												DEREK CODISPOT		GEORGE FRANCOIS		DAVE ALESSIO		Calgary Office																					
												New York (212) 856-4467		New York (212) 855-4387		New York (212) 856-6064		(403) 221-5361																					
CIBC TICKER BOARD		NYMEX WTI 1st	WTI 1st Vol.	IFE Brent 1st	Heating Oil 1st	RBOB 1st	NYMEX NG 1st	NYMEX 1st Vol.	HH Cash	AECO Cash	BoF Noon	OPEC basket																											
		\$106.72	31.06%	\$117.36	\$3.0898	\$3.1076	\$4.389	36.33%	\$4.3200	\$3.5996	0.9718	+110.1800																											
		+2.4500	+1.77%	+2.2300	+0.0502	+0.0436	+0.0340	-0.49%	+0.0700	-0.0141	+0.0004	+0.3100																											
CRUDE OIL										NATURAL GAS																													
Crude finished the quarter on a strong note as a number of stops were set off when the market busted through the initial resistance level at \$105 and continued to ascent further upwards...but as mentioned here yesterday the market stalled out near the 2.5 year high of \$106.95. Ongoing tensions in the Middle East and North Africa continue to keep markets well supported.										The Natural Gas market tanked by more than 10 cents early in the session immediately after the EIA revealed a larger than expected build in storage last week (+12 Bcf vs 0 expected). The sell off was short lived as end of quarter book positioning ultimately sent the market screaming back upwards as the market was met with a flurry of short covering.																													
FIXED PRICE SWAPS (USD & CAD / bbl)										FIXED PRICE & BASIS SWAPS (NYMEX & Basis in US\$/mmbtu, AECO flat in CAD\$/GJ)																													
WTI WTI C\$					WTI WTI C\$					NYMEX AECO BASIS					NYMEX AECO BASIS																								
Q2 2011	\$107.36	\$104.22	6 months	\$108.02	\$105.07	May11-Dec11	\$108.06	\$105.20	May11-Oct11	\$4.52	\$3.66	(0.55)	Nov11-Oct12	\$4.98	\$4.03	(0.64)																							
Q3 2011	\$108.20	\$105.28	1 year	\$107.89	\$105.22	2012	\$106.30	\$104.42	Nov11-Mar12	\$5.00	\$4.07	(0.60)	Nov12-Oct13	\$5.35	\$4.39	(0.66)																							
Q4 2011	\$108.25	\$105.60	3 years	\$105.30	\$103.65	2013	\$103.35	\$102.41	Apr12-Oct12	\$4.97	\$4.00	(0.67)	Nov13-Oct14	\$5.68	\$4.76	(0.63)																							
Q1 2012	\$107.69	\$105.35	5 years	\$103.85	\$102.71	2014	\$101.87	\$101.43	Nov12-Mar13	\$5.43	\$4.47	(0.65)	Nov14-Oct15	\$6.02	\$5.11	(0.62)																							
Q2 2012	\$106.79	\$104.77	7 years	\$103.37	\$102.39	2015	\$101.37	\$101.12	Apr13-Oct13	\$5.39	\$4.33	(0.67)	Nov15-Oct16	\$6.36	\$5.44	(0.63)																							
RB HO GC 3% NY 1% LBC Dated RB Crk HO Crk					Sumas Malin Rockies Social Vent Chi ITZ6 IM3 NG-NBP																																		
Q2 2011	\$3.0900	\$3.1200	\$98.09	\$103.02	\$117.06	\$116.98	\$22.42	\$23.68	May11-Oct11	(0.40)	(0.31)	(0.37)	(0.17)	(0.10)	0.01	0.36	0.29	5.48																					
Q3 2011	\$2.9900	\$3.1600	\$98.02	\$101.70	\$116.22	\$116.19	\$17.38	\$24.52	Nov11-Mar12	(0.01)	(0.27)	(0.30)	(0.17)	(0.02)	0.06	2.30	1.18	6.91																					
2012	\$2.8800	\$3.1700	\$93.68	\$99.80	\$112.69	\$112.73	\$120.96	\$132.14	Apr12-Oct12	(0.46)	(0.38)	(0.41)	(0.18)	(0.19)	(0.03)	0.35	0.28	5.79																					
COSTLESS COLLARS										COSTLESS COLLARS																													
WTI CAP FLOOR					NYMEX/AECO CAP FLOOR					NYMEX/AECO CAP FLOOR					NYMEX/AECO CAP FLOOR																								
Q2 2011	\$124.51	\$95.71	Q3 2011	\$126.10	\$95.30	Q4 2011	\$125.65	\$94.60	May11-Oct11	\$5.72	\$4.86	\$6.20	Nov11-Mar12	\$5.27	\$6.17	Apr12-Oct12	\$5.20	\$6.73	Nov12-Mar13	\$5.67	\$4.73	\$3.67																	
STRADDLES					THREE - WAYS					STRADDLES					THREE - WAYS																								
WTI STRIKE PREMIUM AVG. VOL.					WTI CAP FLOOR					NYMEX/AECO STRIKE PREMIUM AVG. VOL.					NYMEX/AECO CAP FLOOR																								
Q2 2011	\$107.36	\$108.20	\$106.30	Q2 2011	\$132.01	\$131.60	Q3 2011	\$90.71	\$90.30	May11-Oct11	\$4.52	\$3.66	\$5.00	Nov11-Mar12	\$4.07	\$4.07	May11-Oct11	\$5.42	\$4.46	\$5.00	Nov11-Mar12	\$4.87	\$4.87																
2012	\$25.07	\$25.07	28%	2012	\$87.15	\$87.15	2012	\$87.15	\$87.15	2012	\$0.54	\$1.04	\$3.92	Nov11-Mar12	\$3.06	\$4.40	2012	\$3.06	\$4.40	\$4.40	Nov11-Mar12	\$3.47	\$3.47																
WTI & C\$ - 60 Day Historicals										Financial Markets																													
										<table border="1"> <thead> <tr> <th></th> <th>Close</th> <th>% Chg</th> <th>Chg</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>DJ INDU AVERAGE</td> <td>12319.73</td> <td>-0.25</td> <td>-30.88</td> </tr> <tr> <td>S&P 500 INDEX</td> <td>1325.83</td> <td>-0.18</td> <td>-2.43</td> </tr> <tr> <td>S&P/TSX ENERGY</td> <td>356.96</td> <td>0.32</td> <td>1.13</td> </tr> <tr> <td>S&P/TSX COMP IDX</td> <td>14116.1</td> <td>0.23</td> <td>32.52</td> </tr> </tbody> </table>											Close	% Chg	Chg	DJ INDU AVERAGE	12319.73	-0.25	-30.88	S&P 500 INDEX	1325.83	-0.18	-2.43	S&P/TSX ENERGY	356.96	0.32	1.13	S&P/TSX COMP IDX	14116.1	0.23	32.52
	Close	% Chg	Chg																																				
DJ INDU AVERAGE	12319.73	-0.25	-30.88																																				
S&P 500 INDEX	1325.83	-0.18	-2.43																																				
S&P/TSX ENERGY	356.96	0.32	1.13																																				
S&P/TSX COMP IDX	14116.1	0.23	32.52																																				
NYMEX WTI SETTLES										MONTHLY HISTORICAL PRICES +										NYMEX NG SETTLES																			
Month	WTI	Change	Prompt	Level	Month	WTI	HO	RB	BoF	NG(LD)	NG(NX3)	Empr	Sum	Mal	Vent	Chi	Month	NG	Change	Prompt	Level																		
May-11	\$106.72	+2.45	Resistance	\$107.25	Apr-11	0.0000	0.0000	0.0000	4.2400	4.3390	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	May-11	\$4.389	+0.034	Resistance	\$4.50																		
Jun-11	\$107.24	+2.40	Support	\$104.25	Mar-11	102.9613	3.0453	2.9972	0.9766	3.7930	3.8533	3.2622	3.8200	3.8100	3.8800	3.9500	Jun-11	\$4.458	+0.032	Support	\$4.25																		
Jul-11	\$107.71	+2.34	18 Day MA	\$103.65	Feb-11	89.7432	2.7772	2.5524	0.9878	4.3160	4.4267	3.5781	4.1100	4.1700	4.5000	4.6100	Jul-11	\$4.533	+0.031	18 Day MA	\$4.19																		
Aug-11	\$107.99	+2.26	40 Day MA	\$99.78	Jan-11	89.5785	2.6093	2.4418	0.9943	4.2160	4.1370	3.6197	4.1900	4.0800	4.2500	4.3900	Aug-11	\$4.566	+0.031	40 Day MA	\$4.12																		
					Dec-10	89.2332	2.4869	2.3581	1.0077	4.2670	4.2873	3.4516	4.8900	4.3300	4.4700	4.5100																							
					Nov-10	84.3148	2.3347	2.1874	1.0125	3.2920	3.3210	3.0831	3.7500	3.5500	3.5100	3.4500																							
THIS IS THE CONFIDENTIAL PROPERTY OF CIBC WORLD MARKETS AND IS INTENDED FOR DISTRIBUTION TO THE RECIPIENT ONLY.																																							
The prices are indications only and prices fluctuate 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 proposed before entering into any transaction, or purchasing any instrument, involving a commodity or financial derivative. Clients should understand their own objectives of the risks and consequences of a transaction independently of CIBC World Markets.																																							

2