

VOLUMES TOTAUX POUVANT ÊTRE PROTÉGÉS
PLAFOND APPLICABLE AUX CONTRATS
D'ÉCHANGE À PRIX FIXES
(suivi de la décision D-2002-196)

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 : 36 mois

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

- 14 • Maximum de 1,5 % du coût annualisé
- 15 du service de fourniture de gaz naturel
- 16 de SCGM et de gaz de compression

17

29

30 **BALISES VOLUMÉTRIQUES**

	0-12 mois	13-24 mois	25-36 mois
Service de fourniture de gaz naturel de SCGM et de gaz de compression			
En PJ/an	99,884	74 ⁽²⁾	57 ⁽²⁾
En 10 ⁶ m ³ /an	2 636	1 957	1 516
Portefeuille cible de protection (%) ⁽³⁾	20-75 %	0-63 %	0-40 %
Volumes annuels à protéger			
En PJ/an	20-75	0-47	0-23
En 10 ⁶ m ³ /an	527 -1 977	0 -1 233	0 – 606
Volumes maximums – transactions mensuelles (1/6 des volumes annuels)			
En PJ/mois	13	8	4
En 10 ⁶ m ³ /mois	330	206	101

31

32

33

34

35

(1) Source : **CIBC World Markets**, Energy Update, Thursday May 01, 2003 (voir annexe D)

(2) Estimé en fonction de la courbe de déplacement calculé

(3) Établi en fonction du facteur d'incertitude calculé

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

2 **1. LES CONTRATS D'ÉCHANGE**

3 Bien qu'il soit primordial de baliser l'utilisation des outils financiers en regard de la compétitivité
4 du gaz naturel dans sa franchise, une telle limite peut s'avérer limitative lors de hausses
5 soutenues du prix. En effet, lors de la flambée de février/mars 2003, le prix pour le contrat
6 d'échange d'un an (novembre 2003 à octobre 2004) s'est élevé à 7,18 \$/GJ et le prix de ce
7 même contrat a été 82 % du temps supérieur à la limite de 5,89 \$ durant la période du 2
8 décembre 2002 au 14 mars 2003. Tel qu'illustré au tableau de l'annexe A, avec un prix de
9 6,48 \$/GJ, SCGM est compétitive (à parité avec l'électricité) pour plus de 90 % de la clientèle
10 commerciale en service de fourniture. Dans le but d'avoir une marge de manœuvre suffisante
11 tout en restant très compétitive, SCGM recommande d'utiliser un prix de 6,48 \$/GJ comme
12 borne maximale pour les contrats d'échange. Pour être compétitive avec 100 % de la clientèle
13 commerciale, SCGM devrait utiliser un prix maximal pour le contrat d'échange de 5,33 \$/GJ.
14 Aux niveaux actuels des prix, cette limite empêcherait presque toute fixation des prix à l'aide de
15 contrats d'échange. Les prix pour contrats d'échanges, en date du 1^{er} mai 2003, sont présentés
16 au tableau suivant :

17

SAISON	PRIX FIXE DES CONTRATS D'ÉCHANGE (AECO) ⁽¹⁾
JUIN 03 – OCT 03	6,30\$
NOV 03 –MRS 04	6,70\$
NOV 03 – OCT 04	5,54\$
NOV 04 – MRS 05	5,98\$
NOV 04 – OCT 05	5,32\$
NOV 05 – MRS 06	5,79\$ (estimé)

18
19 (1) Source : **CIBC World Markets**, Energy Update, Thursday May 01, 2003 (voir annexe D)

1 **2. LES OPTIONS OU COMBINAISONS D'OUTILS**

2 Pour les mêmes raisons que pour les contrats d'échange, SCGM recommande que le prix
3 d'exercice maximal soit de 11 \$/GJ, à l'achat. Cette augmentation de 1 \$/GJ (10 %) par rapport
4 à la décision D-2002-196 permettra une plus grande marge de manœuvre en contexte de prix
5 élevé, et ce, sans nécessairement encourir une prime. Cette augmentation est en ligne avec
6 l'augmentation proposée pour les contrats d'échange qui est de l'ordre de 10 %. Il est important
7 de souligner que le 11,00 \$/GJ représente en fait le prix maximal d'exercice et non pas un
8 objectif de prix d'exercice, l'objectif étant d'avoir le prix plafond le plus bas possible. Dans cette
9 optique et dans la mesure où les prix demeurent extrêmement volatils, il est de l'opinion de
10 SCGM que le prix d'exercice maximal à l'achat de 11,00 \$/GJ est plus approprié. Nous ne
11 recommandons aucun prix maximal à la vente d'options d'achat car plus le prix d'exercice est
12 élevé, moins la vente de l'option est sujette à diminuer l'efficacité de la couverture. En effet, la
13 vente d'une option d'achat à un prix d'exercice plus élevé augmente le niveau de la limite de
14 protection pour les stratégies de colliers à remboursement maximal, de même que pour les prix
15 fixes à remboursement maximum.

16
17 Le prix d'exercice maximal pour les options est établi de la façon suivante :

- 18
19 • Pour les outils ayant échéance de un (1) an et moins, le prix d'exercice ne fait pas l'objet
20 d'indexation. Celui-ci reste donc à 11,00 \$/GJ à AECO.
21 • Pour les outils ayant une échéance de plus de 1 an, le prix d'exercice fait l'objet
22 d'indexation, tel que présenté dans la pièce SCGM-1, document 3, page 9 de la cause
23 tarifaire 2002 (R-3463-2001).

24
25 Par exemple, pour des options ayant une échéance en octobre 2005, le prix d'exercice se
26 calculera de la façon suivante :

27
$$I_v = \frac{\text{Valeur contrat d'échange avec échéance octobre 2005}}{\text{Valeur contrat d'échange avec échéance octobre 2004}} = \frac{5,60}{6,03} = 0,929$$

28
29
30
$$\text{Prix d'exercice} = 11,00 \text{ \$/GJ} \times 0,929 = 10,22 \text{ \$/GJ}$$

1 De même, pour des options ayant une échéance en octobre 2006, le prix d'exercice se
2 calculera de la façon suivante :

$$3 I_v = \frac{\text{Valeur contrat d'échange avec échéance octobre 2006}}{\text{Valeur contrat d'échange avec échéance octobre 2005}} = \frac{5,42}{5,60} = 0,968$$

$$6 \text{ Prix d'exercice} = 10,22 \text{ \$/GJ} \times 0,968 = 9,89 \text{ \$/GJ}$$

9 **LIMITES VOLUMÉTRIQUES**

10 **1. FACTEUR DE DÉPLACEMENT**

11 **a) Méthodologie**

12 L'utilisation de dérivés financiers n'étant pas spéculative, il importe de s'assurer que les
13 volumes protégés dans le temps ne dépassent jamais les volumes en service de
14 fourniture de gaz naturel de SCGM. Le facteur de déplacement établit une courbe de
15 migration maximale des volumes du service de fourniture de gaz naturel de SCGM. Il
16 est possible d'établir avec une certaine assurance les volumes qui seront vendus en
17 service de fourniture de gaz naturel de SCGM pour l'année courante. En effet, un client
18 qui opte pour ce service de fourniture doit le faire pour une durée minimale de douze
19 mois. Pour ce qui est des années subséquentes, SCGM a procédé à une évaluation
20 statistique d'un intervalle unilatéral à gauche.

21
22 L'approche préconisée pour quantifier ce facteur de déplacement peut, à l'occasion,
23 poser certaines difficultés mathématiques. Afin d'aider le lecteur à saisir les rudiments
24 de la démarche, il est à propos de résumer les étapes de quantification.

25
26 Étapes :

- 27 1. À l'aide d'une série historique, il s'agit d'abord de mesurer la variation mensuelle
28 des volumes du service de fourniture de gaz naturel de SCGM.
- 29
30 2. Il devient dès lors possible de calculer, sur une période donnée, la moyenne et
31 l'écart type associés à ces variations.

3. Il est présumé que les variations suivent une distribution normale ayant une espérance nulle¹ ($\mu = 0$) et un écart type (σ) annualisé.

4. L'écart type décrit à l'étape précédente est affecté d'un indicateur de confiance Z_α correspondant à une probabilité d'occurrence supérieure ou égale à α .

La valeur $-Z_\alpha \times \sigma$ mesure donc un taux de substitution (φ) de la clientèle non captive en faveur de la compétition sous des conditions extrêmement défavorables.

Le facteur de déplacement fixant les limites temporelles d'approvisionnement est donc le résultat d'une relation fonctionnelle entre la clientèle à moyenne ou à forte élasticité et la clientèle à faible élasticité. Cette relation s'écrit sous la forme suivante :

$$FD_t = CFE + (1-\varphi)^{(t-1)} \times CME_t \quad \forall t;$$

en terme absolu (PJ), et :

$$FD_t = \frac{CFE + (1-\varphi)^{(t-1)} \times CME_t}{VGR} \quad \forall t;$$

en proportion (%)

Où :

- FD_t : facteur de déplacement au temps t;
- CFE : clientèle à faible élasticité en service de fourniture de gaz naturel de SCGM;
- CME_t : clientèle à moyenne ou à forte élasticité en service de fourniture de gaz naturel de SCGM;
- φ : taux de substitution de la clientèle non captive en faveur de la compétition;
- t : année;
- VGR : volumes actuels du service de fourniture de gaz naturel de SCGM

b) Résultats

Tel que présenté ci haut, la méthodologie quant au facteur de déplacement reste identique à celle décrite par SCGM dans le cadre de la cause tarifaire 2003 (R-3484-2002). Par ailleurs, les données historiques à partir desquelles est construit l'intervalle de confiance unilatéral à gauche ont été mises à jour (voir annexe B).

¹ Compte tenu de l'état du marché québécois du gaz naturel, il n'y a présentement pas de raison pour s'attendre à une croissance plutôt qu'à une décroissance des volumes du service de fourniture de gaz naturel de SCGM. Voilà donc pourquoi, il est supposé que les volumes du service de fourniture de gaz naturel de SCGM oscilleront vraisemblablement autour des volumes actuels ou, autrement dit, que la moyenne des variations est nulle.

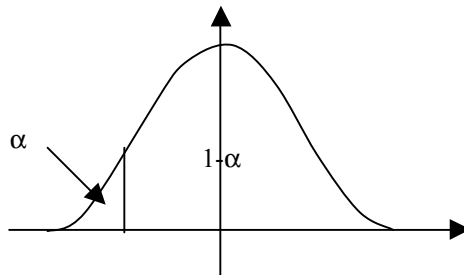
1
2 La première donnée historique utilisée est celle de janvier 1999. Nous nous servons de
3 quatre années pour faire le calcul afin de garder le même poids pour les années 1, 2, 3
4 et 4. De ce fait, les écarts type mensuels et annuels de la variation des volumes du
5 service de fourniture de gaz naturel de SCGM sont respectivement de 0,0612 et de
6 0,2121 pour l'année gazière 2004 (novembre 2003 - octobre 2004). Ces écarts varient
7 d'années en années suite à la mise à jour des données historiques et, tout comme au
8 cours de l'année gazière 2002, les volumes en service de fourniture de gaz naturel de
9 SCGM se sont avérés plus constants durant l'année gazière 2003.

10
11 Pour mesurer le taux de substitution, il suffit de multiplier l'écart type annuel (σ_{annuel}) par
12 la variable aléatoire centrée réduite Z associée au niveau de confiance choisi à 95 % (Z
13 = 1,65).

14
15 La valeur ainsi calculée détermine la borne inférieure de l'intervalle de confiance
16 suivante :

$$\begin{aligned} & [-Z_a \times s; \infty \\ & [-1,65 \times 0,2121; \infty \\ & [-0,35; \infty \end{aligned}$$

17
18
19
20
21 Graphiquement :



31 Cet intervalle s'interprète ainsi : dans le cas où la distribution des variations des
32 volumes en service de fourniture de gaz naturel de SCGM est approximativement
33 normale, il existe une probabilité d'environ $1-\alpha = 95\%$ que le taux de substitution soit
34 supérieur à la borne $-Z_a \times s = -35\%$. Cette borne n'est en fait rien d'autre que le
35 paramètre φ , à savoir les pertes potentielles des volumes à moyenne ou forte élasticité

1 en service de fourniture de gaz naturel de SCGM au cours d'une année donnée, sous
2 conditions extrêmement défavorables.

3
4 Conséquemment, le taux de substitution passe de 37 % pour l'année 2003 à 35 % pour
5 2004. Par ailleurs, les volumes projetés du service de fourniture de gaz naturel de
6 SCGM sont de 2 637 10⁶m³ pour 2004. À partir de ces hypothèses, les facteurs de
7 déplacement annuels proposés sont les suivants :

8
9 **Tableau 1 : Facteurs de déplacement annuels (en PJ)**

Année	Volumes du service de fourniture de gaz naturel de SCGM (PJ)	Volumes à faible élasticité (PJ)	Taux de substitution	Volumes à moyenne ou forte élasticité (PJ)	Facteur de déplacement
1	99,88	26,38	35 %	73,51	100 %
2	74,15	26,38	35 %	47,78	74 %
3	57,43	26,38	35 %	31,06	57 %
4	46,56	26,38	35 %	20,19	47 %
5	39,50	26,38	35 %	13,12	40 %
6	34,90	26,38	35 %	8,53	35 %
7	31,92	26,38	35 %	5,54	32 %
8	29,98	26,38	35 %	3,60	30 %
9	28,72	26,38	35 %	2,34	29 %
10	27,90	26,38	35 %	1,52	28 %

10

11

1 **Tableau 2 : Facteurs de déplacement annuels (en 10⁶m³)**

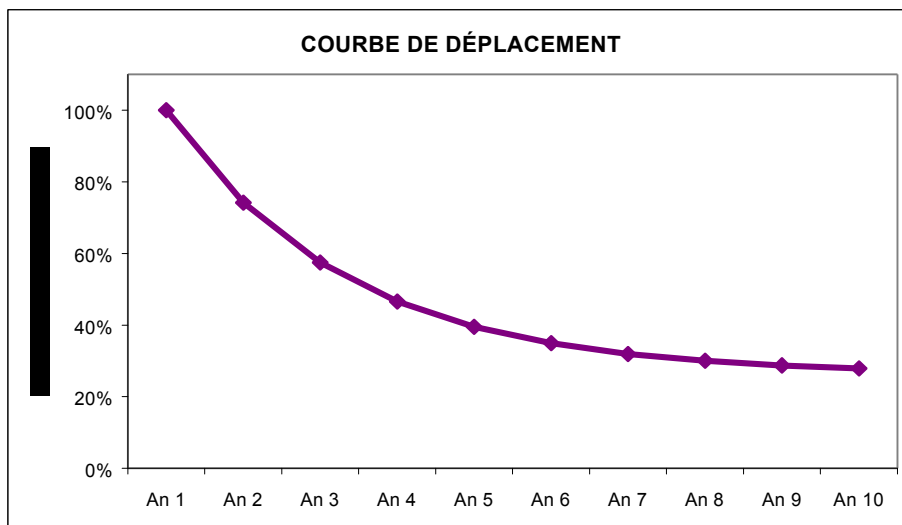
Année	Volumes du service de fourniture de gaz naturel de SCGM (10 ⁶ m ³)	Volumes à faible élasticité(*) (10 ⁶ m ³)	Taux de substitution	Volumes à moyenne ou forte élasticité (10 ⁶ m ³)	Facteur de déplacement
1	2 636	696	35 %	1 940	100 %
2	1 957	696	35 %	1 261	74 %
3	1 516	696	35 %	820	57 %
4	1 229	696	35 %	533	47 %
5	1 042	696	35 %	346	40 %
6	921	696	35 %	225	35 %
7	842	696	35 %	146	32 %
8	791	696	35 %	95	30 %
9	758	696	35 %	62	29 %
10	736	696	35 %	40	28 %

2
3 *Les volumes à faible élasticité (CFE) ne sont pas la résultante d'un modèle quantitatif d'élasticité de la
4 demande par rapport aux prix. Il est plutôt vraisemblable, voire conservateur, de supposer qu'un petit volume
5 (surtout celui des clients résidentiels et petits commerciaux) restera en service de fourniture de gaz naturel de
6 SCGM dans les années à venir, compte tenu de la nature et du profil de la clientèle de SCGM. Effectivement,
7 le niveau le plus bas atteint en terme de volume du service de fourniture de gaz naturel de SCGM fut de
8 l'ordre de 36,91 PJ (974 10⁶m³). De ce fait, SCGM demeure très conservatrice en supposant que les volumes
9 à faible élasticité sont de l'ordre de 26,38 PJ (696 10⁶m³).

10

1 Le tableau se traduit graphiquement comme suit :

2
3 **Graphique 1 : Facteur de déplacement**



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

8 Selon les hypothèses et les calculs tels que détaillés aux pages précédentes

9 CFE = 26,38 PJ

10 $\varphi = 35 \%$

11 VGR = 99,884 PJ

12
13 Puisque :

14 VGR = CFE + CME

15
16 Il s'ensuit que :

17 $CME_t = 73,504 \text{ PJ} \quad \forall t;$

18
19 Donc lorsque :

- 20 • t=1

21 $FD_1 = \frac{26,38 + (1-0,35)^0 \times 73,504}{99,884} = 100 \%$

- 22
23 • t=2

24 $FD_2 = \frac{26,38 + (1-0,35)^1 \times 73,504}{99,884} = 74 \%$

25

1

2 • t=3

$$3 \quad FD_2 = \frac{26,38 + (1-0,35)^2 \times 73,504}{99,884} = 57 \%$$

4

5

6

7 **2. FACTEUR D'INCERTITUDE**8 **a) Méthodologie**

9 Le facteur d'incertitude fixe le portefeuille de protection en fonction du temps. Pour la
10 première année, SCGM souhaite protéger par l'utilisation de l'un ou l'autre des outils
11 financiers autorisés, au moins 20 % mais au maximum 75 % des volumes prévus en
12 service de fourniture de gaz naturel de SCGM. En ce qui a trait aux années 2 et 3,
13 SCGM a procédé à une modélisation mathématique se basant sur la théorie des
14 intervalles de confiance. La méthodologie développée capture la relation inverse entre
15 la période de temps et le degré de confiance. Tout comme pour le facteur de
16 déplacement la méthodologie quant au calcul du facteur d'incertitude reste inchangée.
17 Qui plus est, tel que SCGM avait démontré dans la cause tarifaire 2002, le calcul du
18 facteur ne dépend que du temps. Par conséquent, les facteurs d'incertitude restent
19 identiques. Le lecteur trouvera d'ailleurs dans ce qui suit les étapes de quantification du
20 facteur d'incertitude.

21

22 Étapes :

23 1. À l'aide de données mensuelles des prix de l'indice CGPR, il faut d'abord calculer
24 les rendements des prix (voir ANNEXE C). Il est à noter que les rendements
25 dénotés par δ_t correspondent au logarithme népérien du rapport entre les prix de
26 deux périodes consécutives.

$$27 \quad \delta_t = \ln (P_t/P_{t-1}) \quad \forall t$$

28

29 Il est par ailleurs supposé que les rendements des prix obéissent à une loi normale
30 d'espérance μ_m (où $\mu_m = 0$) et d'écart type σ_m .

31

Les statistiques sur les rendements mensuels CGPR sont les suivantes :

Moyenne :	0,0162
Volatilité :	0,1685
Coefficient de symétrie :	-0,0975
Coefficient d'aplatissement :	0,3254

Statistique D de Kolmogorov-Sirmov (avec 12 classes) : 0,0594

Valeur de référence au niveau 95 %: 0,0886

Donc, l'hypothèse de normalité n'est pas rejetée au niveau 95 %

Le test de Kolmogorov-Smirnov confirme statistiquement que les rendements des prix mensuels CGPR ne sont pas significativement éloignés d'une distribution normale.

2. Il faut ensuite calculer l'écart type correspondant à la période de couverture. Ainsi :

$$\delta_{1\text{an}} = \sqrt{12} \sigma_m$$

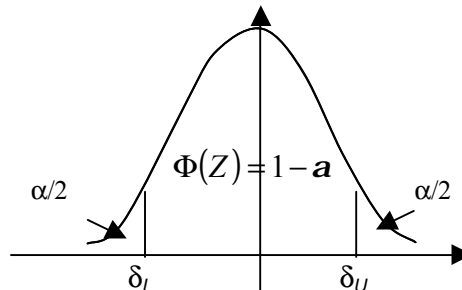
$$\delta_{2\text{ans}} = \sqrt{24} \sigma_m$$

$$\delta_{3\text{ans}} = \sqrt{36} \sigma_m$$

3. Pour un niveau de confiance, choisi par hypothèse à 90 %, il s'agit d'estimer l'intervalle de confiance $[\delta_L, \delta_U]$ tel que

$$\Phi(Z) = P[\mathbf{d}_L \leq \mathbf{d} \leq \mathbf{d}_U] = 1 - \alpha \quad \text{où} \quad \alpha = 10 \%$$

Graphiquement, l'intervalle de confiance se situe comme suit :



L'interprétation de l'équation et du graphique ci-dessus est la suivante : dans la mesure où les rendements obéissent à une distribution normale, il faut s'attendre à

ce qu'ils se situent au cours de la prochaine année entre les valeurs δ_L et δ_U dans une proportion de 90 %. La valeur de Z correspondante au niveau de confiance de 90 % est $Z_{\alpha/2} = 1,65$.

Il s'ensuit que

$$\delta_L = -1,65 \sqrt{12} \sigma_m$$

$$\delta_U = 1,65 \sqrt{12} \sigma_m$$

b) Résultats

De façon récursive, il est facile de déduire la valeur de $Z_{\alpha/2}$ et donc la borne de confiance associée aux bornes δ_L et δ_U pour une période de deux ans.

$$1,65 \sqrt{12} \sigma_m = Z \sqrt{24} \sigma_m$$

$$Z_{\alpha/2} = 1,65 \frac{\sqrt{12}}{\sqrt{24}} = 1,17$$

$$1 - \alpha = 0,76$$

Le facteur d'incertitude pour la période de 13-24 mois est donc de :

$$0,75 \times \frac{0,76}{0,90} = 0,63$$

De même, il est possible de déduire la valeur de $Z_{\alpha/2}$ pour une période de trois ans.

$$1,17 \sqrt{12} \sigma_m = Z \sqrt{24} \sigma_m$$

$$Z = 1,17 \times \frac{\sqrt{12}}{\sqrt{24}}$$

$$\text{où } 1,17 = 1,65 \frac{\sqrt{12}}{\sqrt{24}}$$

$$\text{donc } Z_{\alpha/2} = 1 - \alpha = 0,58$$

1 Le facteur d'incertitude pour la période de 25-36 mois est donc :

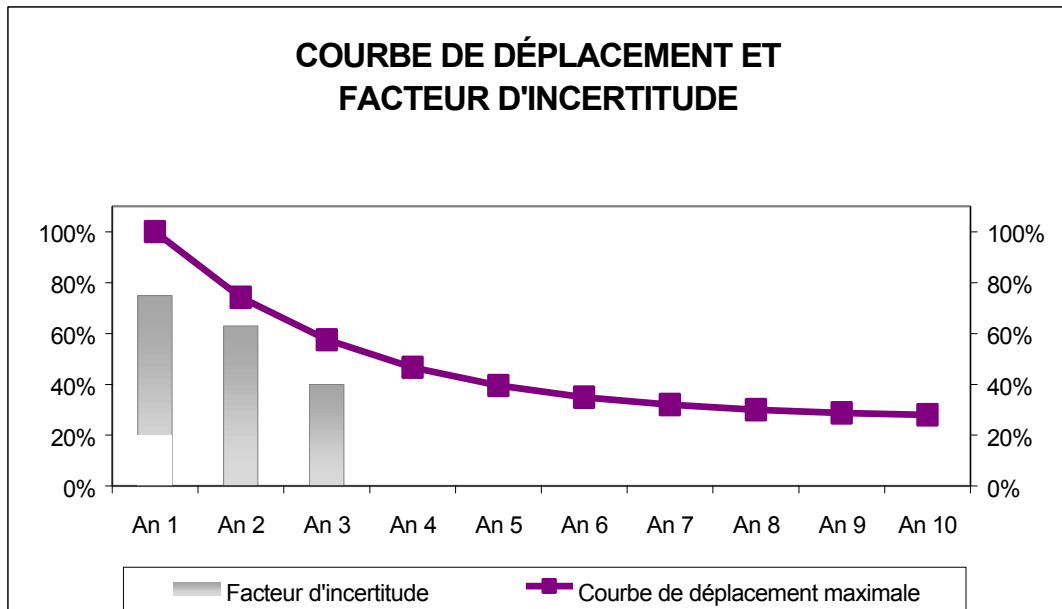
$$2 \quad 0,75 \times \frac{0,76}{0,90} \times \frac{0,58}{0,90} = 0,40$$

3
4 De façon générale, nous pouvons dire que le facteur d'incertitude peut être exprimé
5 comme suit :

$$6 \quad FI = 0,75 \times \frac{\prod_{t=1}^T \Phi \left[1,65 * \left(\frac{\sqrt{12}}{\sqrt{24}} \right)^{(t-1)} \right]}{\Phi[1,65]^T} \quad \text{pour } T=1,2,3 \text{ et } t \in \mathbb{N}$$

7
8
9 Le graphique suivant présente les facteurs de déplacement et d'incertitude.

10
11 **Graphique 2 : Courbe de déplacement et facteur d'incertitude**



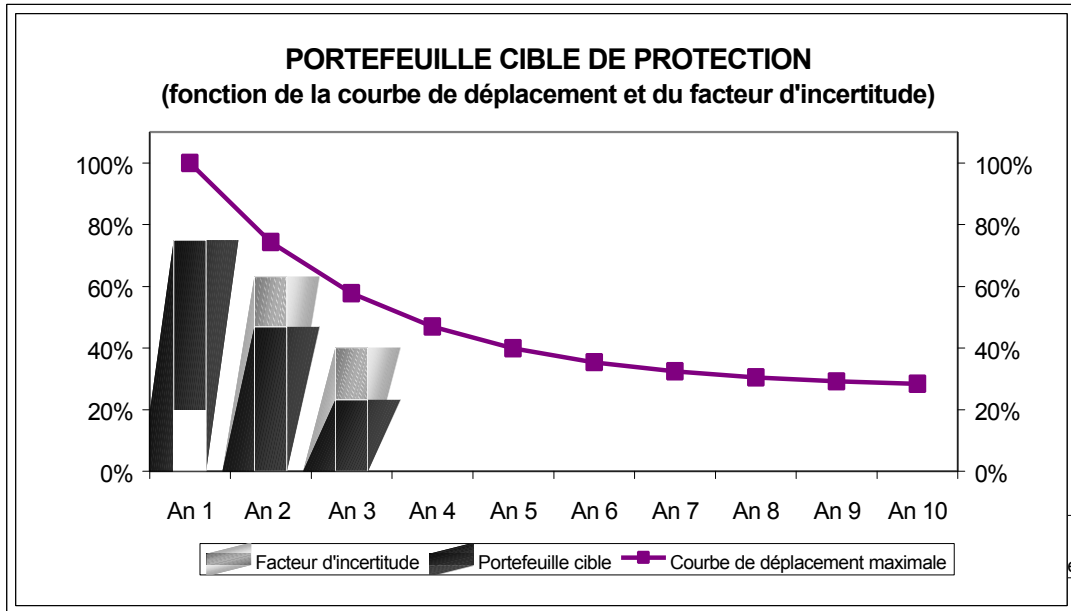
12

13

1 Le portefeuille cible est donc représenté de la façon suivante :

2

3 **Graphique 3 : Portefeuille cible de protection**



4

ANNEXE A
 PRIX DU GAZ NATUREL
 PAR RAPPORT À L'ÉLECTRICITÉ

Cas type en m ³	Profil %chauffage/ % eau chaude (1)	Prix AECO à parité (\$/GJ)	Estimation du Volume en service de fourniture de gaz naturel(PJ)	Pourcentage du service de fourniture de gaz naturel (commercial)	Pourcentage concurrentiel
5 000	(85/15) ¹	5,33	2,05	3,07 %	100,00 %
15 000	(30/70)	5,71	2,75	4,12 %	96,93 %
10 000	(85/15)	6,41	1,82	2,72 %	92,82 %
100 000	(85/15)	6,48	8,86	13,26 %	90,09 %
100 000	(60/40)	6,56	12,32	18,44 %	76,83 %
100 000	(30/70)	6,68	14,23	21,30 %	58,39 %
41 500	(85/15)	6,76	2,58	3,86 %	37,09 %
14 600	(85/15)	6,78	4,09	6,12 %	33,23 %
41 500	(60/40)	6,88	9,97	14,92 %	27,11 %
400 000	(85/15)	8,41	8,14	12,18 %	12,18 %
1 000 000	(85/15)	8,80	0	0,00 %	0,00 %
		Total commercial	66,81	100,00 %	

5 Note (1) : (% de chauffage / % procédé)

ANNEXE B
VOLUMES DU SERVICE DE FOURNITURE
DE GAZ NATUREL

Date	Gaz de réseau	Volumes Non captifs	Variation (non captif seulement) (%)
janv-99	71,66	45,28	
févr-99	71,66	45,28	0,00 %
mars-99	71,66	45,28	0,00 %
avr-99	71,66	45,28	0,00 %
mai-99	64,54	38,16	-15,73 %
juin-99	63,80	37,42	-1,94 %
juil-99	63,80	37,42	0,00 %
août-99	63,80	37,42	0,00 %
sept-99	63,80	37,42	0,00 %
oct-99	63,80	37,42	0,00 %
nov-99	63,80	37,42	0,00 %
déc-99	71,28	44,90	19,99 %
janv-00	74,00	47,63	6,06 %
févr-00	77,36	50,98	7,04 %
mars-00	77,15	50,77	-0,41 %
avr-00	87,81	61,44	21,01 %
mai-00	87,81	61,44	0,00 %
juin-00	82,45	56,08	-8,72 %
juil-00	82,45	56,08	0,00 %
août-00	87,32	60,94	8,67 %
sept-00	87,32	60,94	0,00 %
oct-00	87,32	60,94	0,00 %
nov-00	95,14	68,77	12,85 %
déc-00	95,14	68,77	0,00 %
janv-01	95,14	68,77	0,00 %
févr-01	95,14	68,77	0,00 %
mars-01	95,14	68,77	0,00 %
avr-01	95,14	68,77	0,00 %
mai-01	95,14	68,77	0,00 %
juin-01	95,14	68,77	0,00 %
juil-01	95,77	69,39	0,91 %
août-01	95,77	69,39	0,00 %
sept-01	96,27	69,90	0,73 %
oct-01	93,92	67,54	-3,37 %
nov-01	93,92	67,54	0,00 %
déc-01	93,92	67,54	0,00 %
janv-02	93,92	67,54	0,00 %

Date	Gaz de réseau	Volumes Non captifs	Variation (non captif seulement) (%)
févr-02	84,79	58,42	-13,50 %
mars-02	89,27	62,89	7,66 %
avr-02	90,70	64,32	2,27 %
mai-02	92,13	65,75	2,22 %
juin-02	92,72	66,34	0,90 %
juil-02	94,36	67,98	2,47 %
août-02	99,07	72,69	6,93 %
sept-02	101,01	74,64	2,68 %
oct-02	102,96	76,58	2,61 %
nov-02	102,96	76,58	0,00 %
déc-02	102,96	76,58	0,00 %
janv-03	101,59	75,22	-1,79 %
févr-03	101,59	75,22	0,00 %
mars-03	100,53	74,15	-1,41 %

1

ANNEXE C

PRIX MENSUEL ET RENDEMENT DU CGPR

	PRIX MENSUELS CGPR (\$/GJ)	RENDEMENT DES PRIX MENSUELS CGPR
janv-99	2,46	-12,95 %
févr-99	2,31	-6,29 %
mars-99	2,25	-2,63 %
avr-99	2,26	0,44 %
mai-99	2,59	13,63 %
juin-99	2,72	4,90 %
juil-99	2,80	2,90 %
août-99	2,82	0,71 %
sept-99	3,33	16,62 %
oct-99	3,22	-3,36 %
nov-99	3,76	15,50 %
déc-99	3,15	-17,70 %
janv-00	2,98	-5,55 %
févr-00	2,89	-3,07 %
mars-00	3,13	7,98 %
avr-00	3,59	13,71 %
mai-00	3,84	6,80 %
juin-00	4,61	18,17 %
juil-00	5,24	12,84 %
août-00	4,65	-11,95 %
sept-00	5,07	8,65 %
oct-00	6,57	25,92 %
nov-00	6,75	2,67 %
déc-00	7,81	14,62 %
janv-01	12,91	50,26 %
févr-01	10,47	-20,95 %
mars-01	7,63	-31,64 %
avr-01	7,60	-0,38 %
mai-01	7,05	-7,59 %
juin-01	5,48	-25,22 %
juil-01	4,26	-25,19 %
août-01	3,57	-17,59 %
sept-01	3,34	-6,65 %
oct-01	2,50	-29,11 %
nov-01	3,35	29,41 %
déc-01	3,55	5,70 %
janv-02	3,54	-0,14 %
févr-02	2,84	-21,91 %
mars-02	3,12	9,26 %
avr-02	4,24	30,58 %
mai-02	4,36	2,79 %
juin-02	3,99	-8,81 %
juil-02	3,22	-21,31 %
août-02	2,62	-20,65 %
sept-02	3,41	26,18 %

	PRIX MENSUELS CGPR (\$/GJ)	RENDEMENT DES PRIX MENSUELS CGPR
oct-02	4,30	23,22 %
nov-02	5,37	22,21 %
déc-02	5,21	-2,91 %
janv-03	6,12	16,08 %
févr-03	6,81	10,60 %
mars-03	9,61	34,46 %
avr-03	6,74	-35,38 %
mai-03	6,50	-3,68 %

1



ENERGY UPDATE

Thursday, May 01, 2003

JAMES EVANS
CALGARY (403) 221-2427

JONATHAN POPLACK
NEW YORK (212) 885-4602

CALVIN JOHNSON
CALGARY (403) 221-5361

GEORGE FRANCOIS
NEW YORK (212) 885-4387

ALAN WRIGHT
NEW YORK (212) 885-4769

DAVE ALESSIO
NEW YORK (212) 856-6064

CIBC WM TICKER BOARD:	WTI 1st \$26.03 +0.23	WTI 1st Vol 37.6% -1.8%	Brent 1st \$23.82+0.14	Heating Oil 1st \$0.7614 +0.0000	Gasoline 1st \$0.8428 +0.0000	NYMEX NG 1st \$5.267 -0.118	NYMEX 1st Vol 37.1% -4.1%	HH Cash \$5.320 +0.070	AECO Cash \$6.150 -0.525	CAD Noon FX 1.4188 -0.0147	OPEC Basket \$23.27 +0.00
------------------------------	---------------------------------	-----------------------------------	----------------------------------	--	---	---------------------------------------	-------------------------------------	----------------------------------	------------------------------------	--------------------------------------	-------------------------------------

CRUDE OIL

Crude and Products volumes were moderate today, with the May holiday weekend in Europe we may see some profit taking tomorrow. All eyes will continue to be on delivery allocations from OPEC producers looking for some sign of production cuts. Crude volatility was softer in the short dates and offered marginally lower in the term markets.

NATURAL GAS

Natural Gas finished the day lower today on moderate volume. The AECO basis was flat across the term as NYMEX prices responded to the EIA storage builds. Volatility was flat as the market traded within the expected price bands

FIXED PRICE SWAPS

	WTI	WTI-C\$	Q1 2004	WTI	WTI-C\$	2006	WTI	WTI-C\$
June 03	\$25.79	\$36.66	Q1 2004	\$24.77	\$35.77	2006	\$24.01	\$35.97
6 months	\$25.39	\$36.33	2H 2003	\$25.25	\$36.14	2007	\$23.99	\$36.23
ROY 03	\$25.33	\$36.25	1 year	\$25.06	\$35.96	3 Years	\$24.44	\$35.84
Q3 2003	\$25.44	\$36.52	2004	\$24.48	\$35.56	5 Years	\$24.26	\$36.14
Q4 2003	\$25.07	\$35.98	2005	\$24.05	\$35.62	7 Years	\$24.21	\$36.41

	HU	HO	GC 3%	NY 1%	NY 2.2	Brent	Dated	HU Crk	HO Crk
Q3 03	\$0.74	\$0.69	\$18.74	\$23.64	\$20.59	\$23.85	\$23.79	\$5.62	\$3.62
Q4 03	\$0.70	\$0.71	\$17.52	\$23.07	\$19.82	\$23.81	\$23.83	\$4.54	\$4.66
Q1 04	\$0.73	\$0.69	\$17.87	\$22.62	\$20.37	\$23.64	\$23.61	\$6.07	\$4.20

FIXED PRICE SWAPS (Basis Swaps)

	NYMEX	AECO	Nov3-Oct4	NYMEX	AECO
Jun3-Oct3	\$5.36	\$6.30 (0.70)	Nov3-Oct4	\$5.05	\$6.03 (0.67)
Nov3-Mar4	\$5.56	\$6.70 (0.65)	Nov4-Oct5	\$4.65	\$5.60 (0.65)
Apr4-Oct4	\$4.69	\$5.54 (0.68)	Nov5-Oct6	\$4.47	\$5.42 (0.64)
Nov4-Mar5	\$4.92	\$5.98 (0.63)	Nov6-Oct7	\$4.49	\$5.49 (0.64)
Apr5-Oct5	\$4.45	\$5.32 (0.66)	Nov7-Oct8	\$4.48	\$5.54 (0.62)

	Sumas	Malin	Rockies	SoCal	Ventura	Chicago	TZ6
Jun-03/Oct-03	\$(0.77)	\$(0.40)	\$(0.70)	\$(0.19)	\$(0.25)	\$0.06	\$0.56
Nov-03/Mar-04	\$(0.30)	\$(0.19)	\$(0.62)	\$(0.14)	\$0.02	\$0.15	\$1.52
Apr-04/Oct-04	\$(0.63)	\$(0.29)		\$(8.00)	\$(0.11)	\$0.13	\$0.38

\$(74.00)

COSTLESS COLLARS

WTI	Q2'03	Q3'03	Q4'03	2H 2003	2004
Cap	\$27.00	\$28.50	\$28.00	\$28.00	\$27.00
Floor	\$23.00	\$22.50	\$22.50	\$23.00	\$22.50

COSTLESS COLLARS

NYMEX	AECO	Jun-03/Oct-03	Nov-03/Mar-04	Apr-04/Oct-04	Nov-03/ Oct -04
Cap	\$6.00	\$7.50	\$6.25	\$7.75	\$5.25
Floor	\$4.75	\$5.25	\$5.00	\$5.75	\$4.25

AT-THE-MONEY STRADDLES

WTI	Q3'03	Q4'03	2004
Strike	\$25.44	\$25.07	\$24.48
Premium	\$3.50	\$4.24	\$4.83
Avg. Vol	33%	29%	24%

THREE WAY COLLARS

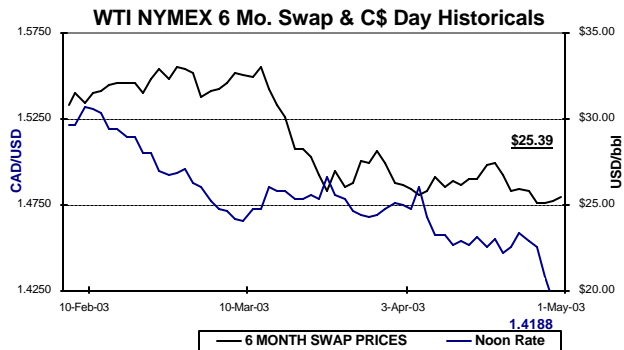
WTI	Q3'03	Q4'03	2004
Put Strike	\$23.50	\$23.00	\$23.00
Put Strike	\$19.50	\$19.00	\$19.00
Call Strike	\$28.50	\$29.00	\$28.00

AT-THE-MONEY STRADDLES

NYMEX	AECO	Jun-03/ Oct-03	Nov-03/ Mar-04
Strike	\$5.36	\$6.30	\$5.56
Premium	\$0.81	\$0.98	\$1.51
Avg. Vol.	40%	39%	43%

THREE WAY COLLARS

NYMEX	AECO	Jun-03/ Oct-03	Nov-03/ Mar-04
Put Strike	\$5.00	\$6.00	\$5.50
Put Strike	\$4.00	\$5.00	\$4.50
Call Strike	\$6.00	\$7.25	\$6.50

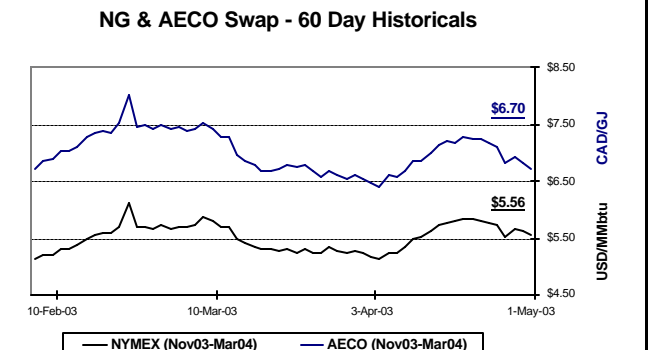


BREAKING NEWS...

NYMEX May 2003 Expiry

April 24: \$5.474
 April 25: \$5.477
 April 28: \$5.123
 NX3: \$5.3580

If you have any suggestions to further improve our service, please let us know.



WTI SETTLES			TECHNICALS	
Month	WTI	Change	Near Month	Level
Jun-03	\$26.03	+0.23	Resistance	\$26.50
Jul-03	\$25.84	+0.38	Support	\$25.35
Aug-03	\$25.65	+0.36	18 Day MA	\$27.86
Sep-03	\$25.47	+0.33	40 Day MA	\$30.11

MONTHLY HISTORICAL PRICES										
Month	WTI	BofC NG(nx3)	AEC-C	AEC-U	Empr	Sum	Mal	Vent	Chi	
Apr-03	00.000	0.0000	5.1067	6.7438	4.8319	6.9011	4.29	4.60	4.80	5.23
Mar-03	33.156	1.4759	9.2823	9.6063	6.8270	9.7753	7.32	7.55	8.77	9.32
Feb-03	35.733	1.5124	5.5000	6.8060	4.7242	6.9731	4.76	4.91	5.28	5.57
Jan-03	32.700	1.5410	5.0320	6.1213	4.1010	6.2842	4.44	4.43	4.65	5.01
Dec-02	29.393	1.5593	4.2203	5.2123	3.5267	5.3748	3.96	4.04	4.11	4.24

NYMEX NG SETTLES			TECHNICALS	
Month	NG	Change	Near Month	Level
Jun-03	\$5.267	-0.118	Resistance	\$5.48
Jul-03	\$5.347	-0.118	Support	\$5.15
Aug-03	\$5.397	-0.113	18 Day MA	\$5.44
Sep-03	\$5.380	-0.110	40 Day MA	\$5.46

THIS IS THE CONFIDENTIAL PROPERTY OF CIBC WORLD MARKETS AND IS INTENDED FOR DISTRIBUTION TO THE RECIPIENT ONLY.
 The prices on this fax are indications only as 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 proposal before entering into any transaction, or purchasing 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.