

SOCIÉTÉ EN COMMANDITE GAZ MÉTROPOLITAIN

**CAUSE TARIFAIRE 2002
R-3463-2001**

**PROGRAMME DE PRODUITS
FINANCIERS DÉRIVÉS**

**TÉMOIN : RENÉ CHOUINARD
SOPHIE BROCHU**

1 **Préambule :**
2

3 Le présent document fait suite aux décisions D-2001-109 et D-2001-157 et porte sur le
4 programme de « Gestion du coût du gaz par le biais de dérivatifs financiers ». Le document
5 fera d'abord un survol du programme existant (1^{ère} partie) et de son applicabilité dans le
6 contexte actuel du marché gazier (2^{ième} partie), pour ensuite proposer certains ajustements
7 dans le cadre d'un nouveau programme (3^{ième} partie). Le cœur des changements porte
8 principalement sur les paramètres d'exercice et les limites volumétriques associés aux outils
9 que SCGM a le loisir d'utiliser dans ses opérations de couverture.
10

11
12 **1ÈRE PARTIE - LE PROGRAMME ACTUEL**
13

14 La Société en commandite Gaz Métropolitain (SCGM) dispose actuellement d'un programme de
15 gestion du coût du gaz en deux volets, soit le volet régulier et le volet spécifique. Le premier
16 volet encadre les transactions d'échange à prix fixe (Swaps) sur une base continue tout au long
17 de l'année et vise, entre autres, à limiter l'impact de l'augmentation des prix lors des cycles
18 haussiers. Le second volet cherche pour sa part à prémunir la clientèle contre la volatilité sans
19 cesse grandissante des prix du gaz naturel sur le marché nord-américain. Le fonctionnement
20 de ces deux volets est expliqué en détail ci-après.
21

22 **1. Le volet régulier**
23

24 En 1995¹, SCGM se dotait d'un programme de dérivés financiers applicable aux volumes de
25 gaz naturel acquis directement par SCGM, pour les fins de sa clientèle en gaz de réseau. Ce
26 programme s'articule autour d'une grille volumes/prix qui doit être mise à jour régulièrement afin
27 de refléter l'évolution des facteurs fondamentaux du marché.
28

29 **1.1 Objectifs du volet régulier**
30

31 Les objectifs que cherche à atteindre le volet régulier se résument comme suit :
32

- 33 • Limiter l'impact de l'augmentation des prix lors des cycles haussiers afin de préserver la
34 position concurrentielle du gaz naturel dans le marché québécois.
- 35 • Stabiliser le coût du gaz en réduisant la vulnérabilité du portefeuille aux variations des prix
36 des marchés à court terme.
37

38 **1.2 Moyens et critères : La grille volumes/prix**
39

40 La grille volumes/prix consigne les prix d'exercice permettant de fixer la valeur du gaz naturel
41 pour des volumes donnés et pour une période déterminée. La borne inférieure de la fourchette
42 des prix est établie en fonction d'un prix plancher qui pourrait justifier un producteur à
43 poursuivre ses activités tandis que la borne supérieure correspond à la moyenne des prévisions
44 de diverses firmes spécialisées en gaz et pétrole. Il faut noter que les prévisions de ces firmes

¹ Il faut cependant mentionner que SCGM avait déjà obtenu une approbation de la Régie pour l'usage de contrats d'échange en date du 27 octobre 1994 (Décision D-94-156).

1 se basent sur des données fondamentales et non sur les anticipations du marché financier. Les
 2 colonnes correspondent à une échéance précise des contrats (par tranches de 12 mois), alors
 3 que les rangées délimitent les portions des volumes pouvant être converties de prix variables
 4 en prix fixes.

5
 6 La grille volumes/prix en vigueur à compter du 1^{er} juin 2001, telle qu'avalisée par la Régie, se
 7 présente ainsi :

8
 9
 10 **Tableau 1**
Prix à AECO

Pourcentage autorisé des volumes (%)	2001 0 – 12 mois (\$/Gj)	2002 13 – 24 mois (\$/Gj)	2003 25-36 mois (\$/Gj)
0	7,61	5,63	4,77
25	6,06	4,57	3,93
50	4,51	3,52	3,09
75	2,95	2,46	2,24
100	1,40	1,40	1,40

11
 12
 13
 14 Par ailleurs, la portion maximale pouvant être convertie diminue dans le temps. Ceci s'explique,
 15 d'une part, par l'incertitude de prix qui s'accroît naturellement en fonction du temps et, d'autre
 16 part, par l'impératif de tenir compte des déplacements possibles du gaz de réseau vers les
 17 achats directs. La limite temporelle des volumes de gaz de réseau sur lesquels les prix peuvent
 18 être fixés se présente comme suit :

Douze prochains mois	13^e au 24^e mois	25^e au 36^e mois
66 %	45 %	31 %

19
 20
 21
 22 À titre d'exemple, selon les paramètres actuels, si un contrat d'échange (Swaps) était disponible
 23 au prix de 1,40 \$/Gj, SCGM pourrait fixer jusqu'à 100 % de 66 % des volumes pour les
 24 prochains douze mois.

1 **2. Le volet spécifique**

2
3 **2.1 Objectif du volet spécifique**

4
5 L'efficacité du volet régulier repose, dans une large mesure, sur l'adéquation entre les
6 prévisions obtenues des firmes spécialisées et les perspectives de prix du marché financier qui
7 elles, varient en fonction d'éléments aléatoires et imprévisibles. En ce sens, des dichotomies
8 ponctuelles entre les fondamentaux économiques et les marchés financiers peuvent se
9 manifester, rendant, du même coup, assez rares les occasions d'utilisation de la grille
10 volumes/prix.

11
12 À l'été 2000, afin d'apparier le programme de dérivés aux perspectives haussières et volatiles
13 des prix du gaz naturel, SCGM introduisait, avec l'aval de la Régie, de nouveaux outils de
14 gestion des risques pour les volumes de gaz de réseau, outils à la base d'un second volet. Ce
15 dernier, beaucoup plus souple et efficace que le premier, cherche à protéger la clientèle contre
16 le caractère volatil des prix du gaz, conséquence directe de l'ouverture des marchés
17 énergétiques en Amérique du Nord.

18
19 **2.2. Moyens et critères**

20
21 L'utilisation par SCGM de nouveaux outils financiers propres au volet spécifique a été
22 approuvée par la Régie dans ses décisions D-2000-152, D-2000-187 et D-2001-21 et
23 D-2001-96. La toute première stratégie, approuvée en date du 31 juillet 2000 (D-2000-152),
24 couvrait la période hivernale 2000-2001 et se résumait comme suit :

- 25
26 > Possibilité de fixer jusqu'à 30 Bcf par contrats d'échange à un prix maximum de 3,16 \$/Gj.
27 > Possibilité de fixer jusqu'à 10 Bcf par contrats d'échange à un ou des prix variant entre
28 3,16 \$/Gj et 5 \$/Gj.
29 > Possibilité de fixer par "colliers" jusqu'à un maximum de 10 Bcf, le prix plafond de cet outil
30 ne pouvant dépasser 7,50 \$/Gj.

31
32 Afin de s'ajuster aux hausses du marché, SCGM proposait, dans un second temps,
33 d'augmenter le plafond admissible des colliers de 7,50 \$/Gj à 10,00 \$/Gj et de permettre
34 l'utilisation des options d'achat sur les contrats à terme. La Régie de l'énergie accueillait cette
35 demande le 20 octobre dernier (D-2000-187) et autorisait conséquemment les modifications
36 suivantes :

- 37
38 > Une augmentation du plafond admissible aux colliers de 7,50 \$/Gj à 10,00 \$/Gj;
39 > L'utilisation d'options d'achat pour les mois de janvier, février et mars 2001 à un prix
40 d'exercice variant de 7,50 \$/Gj à 10,00 \$/Gj, pour une protection de 10 Bcf;
41 > Une protection des outils combinés, ne devant jamais dépasser 30 Bcf, soit 5/12 des
42 volumes annuels de gaz de réseau évalués à 80 Bcf;
43 > Une enveloppe budgétaire, afférente au paiement de primes, inférieure à 1 % du coût
44 annualisé du gaz de réseau au moment de la transaction.

45
46 Fort du succès des deux premiers programmes de protection, SCGM proposait la reconduction
47 du volet spécifique pour l'été 2001 et l'hiver 2001-2002. Depuis la décision D-2001-21 de la

1 Régie, en date du 23 janvier dernier, le volet spécifique se décrit comme suit :

- 2
3 > Possibilité de fixer par "colliers", le prix plafond de cet outil ne pouvant dépasser 10,00 \$/Gj;
4 > Possibilité de détenir une ou des option(s) d'achat à un prix d'exercice variant de 7,50 \$/Gj à
5 10,00 \$/Gj.

6
7 Pour ce faire, SCGM s'est engagée à ce que les opérations de couverture n'excèdent en aucun
8 cas les volumes physiques nécessaires à l'approvisionnement de gaz de réseau et ce, toujours
9 dans le respect de l'enveloppe budgétaire afférente.

10
11 Finalement, le 6 avril dernier, la Régie souscrivait à la recommandation de SCGM d'utiliser pour
12 des durées variables ne pouvant excéder la fin de novembre 2004, les options d'achat, les
13 options de vente et les colliers, lorsque jugé requis.

14 15 16 17 **2IÈME PARTIE – L'APPLICABILITÉ DU PROGRAMME ACTUEL**

18 19 **1. Le volet régulier**

20
21 Tel que mentionné précédemment, la grille volumes/prix a été mise en place dans un contexte
22 de marché beaucoup moins volatil que celui qui prévaut actuellement. Le resserrement
23 inattendu de l'offre et de la demande à l'été 2000 est certes à l'origine de la hausse aussi
24 étonnante que vertigineuse, ainsi que de la volatilité sans précédent des prix du gaz naturel au
25 cours des derniers mois. Cependant, au-delà d'une nouvelle donnée conjoncturelle,
26 d'importants changements structurels bouleversent profondément les marchés gaziers sur le
27 continent nord-américain.

28
29 D'une part, la déréglementation progressive du marché de l'électricité dans plusieurs régions de
30 l'Amérique du Nord accroît les besoins gaziers aux fins de génération électrique, alimentant les
31 pressions inflationnistes associées à une plus grande volatilité des prix. Parce que trop
32 récente, il est par ailleurs difficile de prévoir précisément l'impact final de la libéralisation en
33 cours du marché de l'électricité sur la demande et les prix du gaz naturel.

34
35 D'autre part, il n'en est pas plus aisé d'anticiper les niveaux de l'offre de gaz. Les bassins de
36 l'Ouest canadien montrent certains signes de maturité. Également, une incertitude perdure
37 quant à la mise en fonction de nombreux projets de gazoduc en cours, et donc l'accès à de
38 nouvelles sources d'approvisionnement demeure un enjeu important pour plusieurs régions en
39 Amérique du Nord.

40
41 En d'autres mots, le caractère volatil du prix du gaz, conséquence, bien sûr, de phénomènes
42 exogènes mais aussi, et de plus en plus, de l'ouverture des différents marchés énergétiques,
43 est dorénavant admis par l'ensemble comme un phénomène non éphémère. Or, la conception
44 de la grille volumes/prix repose sur un raisonnement et des hypothèses économiques associées
45 à un contexte énergétique relativement stable. Les changements structurels précités
46 complexifient davantage le travail des prévisionnistes et donc la convenance des bornes
47 supérieures, que ce soit à court ou à long terme.

- 1
2 • Au plan des prévisions à long terme (bornes 13-24 mois et 25-36 mois), il devient
3 extrêmement difficile de prévoir le prix du gaz. Tel qu'illustré aux graphiques de l'annexe A,
4 les prévisions des organismes, établies par essence sur une période d'un an, se sont
5 avérées, depuis la fin de l'année 1998, inférieures aux anticipations financières. (Cette
6 tendance s'est renversée depuis le mois de mai 2001 où les prix supérieurs de la grille en
7 vigueur pour la période 0-12 mois excèdent les prix des contrats d'échange à AECO).
8
- 9 • Quant aux prévisions à court et moyen termes (borne 0-12 mois), l'information publique
10 disséminée sur les marchés n'est incorporée par les fundamentalistes que sur une base
11 mensuelle voire même trimestrielle. En comparaison, les prix négociés sur les marchés
12 financiers varient quotidiennement incorporant en temps réel l'ensemble de l'information
13 publique disponible (niveau d'entrepôt, nouveaux puits de production, ouragan, etc). Il
14 se produit donc de manière régulière des dichotomies entre les prévisions fondamentales et
15 le marché financier.
16
- 17 • Il faut de plus rappeler qu'il existe des pôles anticipatifs complètement divergents dans la
18 communauté des prévisionnistes. Les uns prévoient un maintien de la fermeté des prix en
19 raison de la popularité du gaz naturel aux États-Unis couplée à une capacité de production
20 stagnante alors que les autres tablent sur un fléchissement des prix en considération d'un
21 possible essoufflement économique conjugué à une nouvelle poussée de production. Cette
22 disparité baisse la moyenne arithmétique des prévisions, moyenne à la base des bornes
23 supérieures de la grille.
24

25 La grille, dans sa forme actuelle, est devenue pratiquement inutilisable et limite donc la mise en
26 place d'une stratégie de protection efficace. Dans les faits, depuis janvier 1998, il n'a été
27 possible de s'engager que dans quatre contrats d'échange en vertu du volet régulier: deux en
28 1999, un en 2000 et un en 2001.
29

30 Par ailleurs, la fébrilité de ce nouveau contexte énergétique commande une plus grande
31 souplesse quant aux stratégies de gestion des risques. Ainsi, une stratégie fort efficace une
32 année peut être rapidement désuète l'année suivante. La grille, dans sa forme actuelle, ne
33 rencontre certainement pas les critères de souplesse nécessaires afin de contrer la volatilité
34 des prix du gaz naturel et de maintenir la position concurrentielle du gaz par rapport aux autres
35 formes d'énergie. Le recours aux contrats d'échange n'en demeure pas moins indispensable.
36 Une procédure offrant une flexibilité accrue, couplée à une gestion et un suivi rigoureux des
37 positions, s'avèrent les meilleurs gages d'une saine protection.
38

40 **2. Le volet spécifique**

41
42 Il faut dans un premier temps rappeler que le volet spécifique a été amendé à plus d'une
43 reprise, avec l'aval de la Régie, afin, certes, d'ajuster les stratégies aux aléas du marché mais
44 aussi, afin de marier l'efficacité économique à une protection adéquate. Les stratégies
45 proposées dans le cadre de ce volet transitent autour d'options d'achat (call), d'options de vente
46 (put), de contrats d'échange (swaps), et de la combinaison des outils précités, comme par
47 exemple les colliers. Ces instruments s'avèrent des outils de protection de choix qui gagnent la

1 faveur des entreprises œuvrant dans le domaine de l'énergie. L'annexe B illustre l'impact
2 jusqu'à aujourd'hui du volet spécifique du programme de produits financiers dérivés sur le coût
3 d'acquisition du gaz.
4
5

6 7 **3^{ÈME} PARTIE – LE NOUVEAU PROGRAMME** 8

9 Comme explicité dans les sections précédentes, la volatilité des prix du gaz naturel s'annonce
10 durable. À tout le moins, tant les tenants de l'analyse économique fondamentale que les
11 acteurs du marché financier n'anticipent pas un retour vers plus de stabilité à court et moyen
12 termes. Or, pour de nombreux clients en gaz de réseau, le fait de pouvoir bénéficier de prix
13 balisés s'avère une caractéristique souhaitable. C'est d'ailleurs là une des motivations à la
14 base de la présentation, par SCGM, d'une proposition d'option de prix fixe en gaz de réseau.
15 Dans cet ordre d'idée, il devient impératif d'adapter les programmes de dérivés financiers en
16 place aux nouvelles réalités de marché. L'approche préconisée se veut en fait un
17 enrichissement du programme actuel et ce, toujours à des fins de protection, plutôt qu'une
18 refonte complète.
19

20 **1. Les objectifs du programme** 21

22 En matière de gestion de gaz de réseau, les orientations de SCGM s'articulent autour de trois
23 objectifs :

- 24 • Stabiliser le coût du gaz en réduisant la volatilité du portefeuille;
- 25 • Limiter l'impact d'une augmentation potentielle des prix lors de cycles haussiers ou lors de
26 pointes de la demande dans le marché;
- 27 • Saisir ce qui est perçu comme une opportunité de marché afin de préserver la position
28 concurrentielle du gaz.
29

30 Prémisse de base au développement du programme, l'utilisation des dérivés financiers ne vise
31 pas à battre le marché mais bien à gérer la volatilité et/ou les prix élevés. Il s'agit donc d'une
32 approche d'assurance pour laquelle il y a un coût et ce, sans pour autant compter sur des gains
33 financiers. Tout comme pour une assurance, les situations de "gains" se produisent lorsque
34 l'événement adverse contre lequel le bénéficiaire s'est protégé se matérialise. Le but ultime du
35 programme consiste donc à optimiser le ratio risques/bénéfices pour les clients.
36

37 38 **2. Les moyens et critères** 39

40 Le programme de dérivés financiers est constitué de deux composantes, à savoir les outils que
41 peut utiliser SCGM dans le cadre de sa gestion de gaz de réseau, d'une part, et les paramètres
42 d'exercice associés à chacun de ces outils, d'autre part. Le lecteur trouvera à l'annexe C un
43 sommaire schématique du programme proposé, lequel est également expliqué en détail ci-
44 après.
45

1 **2.1 Les outils financiers proposés**
2

3 Même si au cours des dernières années, SCGM a peu recouru aux instruments financiers
4 d'échange, il n'en demeure pas moins qu'ils possèdent, de par leur nature, une fonction
5 régulatrice hors pair. Par ailleurs, l'introduction d'outils complémentaires, à partir de l'hiver
6 2000, s'est avérée un choix judicieux de la part de SCGM.
7

8 Les amendements au volet spécifique tendent à démontrer qu'aucun instrument financier ne
9 convient parfaitement à lui seul aux différentes conditions de marché. Ainsi, un outil ou une
10 stratégie fort efficace pour un temps peut être tout à fait inutile dans la période suivante. Dans
11 ce contexte, SCGM se doit de pouvoir utiliser des structures ou combinaisons de produits
12 dérivés plus complexes que les stricts contrats d'échange à prix fixes. Dans la perspective de
13 ce qui précède, SCGM maintient le cap et propose de reconduire les mêmes outils que ceux qui
14 prévalent en fonction du programme actuel, ces outils offrant dans leur globalité une
15 diversification suffisante en fonction de nos objectifs. Il s'agit de:
16

- 17 • Négociation de contrats d'échange;
- 18 • Utilisation d'options d'achat;
- 19 • Utilisation d'options de vente;
- 20 • Combinaisons des outils ci-dessus mentionnés, comme par exemple les colliers.

21 Évidemment, en aucun cas les opérations de dérivés financiers ne seront menées à des fins
22 spéculatives. À cet égard, SCGM s'engage à rapporter dans le cadre de la procédure
23 mensuelle d'ajustement du prix du gaz de réseau et du gaz de compression, comme elle le fait
24 déjà d'ailleurs, toutes transactions effectuées en vertu du programme de gestion du coût du gaz
25 par le biais de produits dérivés.
26
27

28 **2.2 Limites financières des prix d'exercice**
29

30 La détermination des paramètres d'exercice doit se faire dans le respect des principes
31 directeurs du programme à savoir : la position concurrentielle et la gestion de la volatilité.
32

33 **2.2.1 Les contrats d'échange:**
34

35 En ce qui a trait aux contrats d'échange, SCGM recommande d'abandonner la grille
36 volumes/prix. SCGM propose plutôt de baliser l'utilisation des outils financiers en regard de la
37 compétitivité du gaz naturel en franchise. SCGM appliquerait donc aux contrats d'échange à
38 prix fixes un plafond se situant à parité avec le prix d'électricité dans tous ses marchés du
39 secteur commercial. Tel qu'illustré au tableau de l'annexe D, ce plafond de compétitivité est
40 actuellement de 6,32 \$/Gj à Empress. Cette borne maximale (à Empress), révisée et soumise
41 annuellement à la Régie en fonction du contexte concurrentiel, s'ajusterait, en tout temps, selon
42 la localisation géographique du point de transaction. Le prix de 6,32 \$/Gj à Empress
43 correspond, par exemple, actuellement à un prix de 6,20 \$/Gj à Aeeco ou de 7,00 \$/Gj à Dawn
44 ou de 7,50 \$/Gj à Montréal, en raison notamment des coûts de transport.
45

1 **2.2.2 Les options ou combinaisons d'outils :**

2
3 Le prix d'exercice maximum admissible : Pour l'année gazière 2001-2002, SCGM recommande
4 que le prix d'exercice maximal soit de 10 \$/Gj, à l'achat comme à la vente. Pour des prises de
5 positions excédant un an, SCGM suggère d'ajuster le dit prix d'exercice maximal en fonction de
6 la valeur temporelle des contrats d'échange un an. Ainsi, SCGM désire indexer dans le temps
7 le prix d'exercice maximal à l'aide de la formule suivante :

8
9
$$\text{Indexation} = \frac{\text{VCE}_{t+\Delta t}}{\text{VCE}_t}$$

10
11
12 Où :

13 VCE_t : Valeur des contrats d'échange un an de l'année en cours

14 $\text{VCE}_{t+\Delta t}$: Valeur des contrats d'échange un an de l'année en cours pour
15 une durée égale à la prise de position

16
17 Par exemple, l'indice de variation (I_v) du plafond admissible associé à une option d'achat de
18 novembre 2001 à octobre 2003 (durée de deux ans) se calculerait comme suit:

19
20
$$I_v = \frac{\text{Valeur du contrat d'échange novembre 2001 à octobre 2003}}{\text{Valeur du contrat d'échange novembre 2001 à octobre 2002}}$$

21
22
23 Le plancher admissible : Toujours dans un souci de protection de la compétitivité du gaz
24 naturel livré en franchise, SCGM recommande que le prix plancher soit égal ou inférieur au prix
25 maximum fixé annuellement pour les contrats d'échange. Pour les prises de position excédant
26 un an, SCGM ne souhaite pas indexer cette balise, la compétitivité du gaz naturel étant
27 difficilement prévisible et quantifiable dans le temps.

28
29 **2.3 Les limites volumétriques**

30
31 Principe à la base du programme de dérivés financiers, le choix des outils doit se faire dans le
32 respect le plus strict de certaines contraintes volumétriques correspondant aux échéances des
33 contrats. À ce propos, le lecteur trouvera dans les annexes E et H le détail des méthodologies
34 proposées pour quantifier le pourcentage maximal annuel de protection. Ces méthodologies
35 sont guidées par un souci de rigueur et de prudence.

36
37 **2.3.1 Limites volumétriques annuelles**

38
39 L'utilisation de dérivés financiers par SCGM n'étant pas spéculative, il importe de s'assurer que
40 les volumes protégés dans le temps ne dépasseront jamais les volumes vendus en gaz de
41 réseau. La limite volumétrique de protection correspond à la portion annuelle maximale des
42 volumes à protéger sur les volumes totaux de gaz de réseau. Comme mentionné
43 précédemment, il semble tout à fait naturel que cette limite diminue dans le temps en raison,
44 d'une part, des déplacements possibles du gaz de réseau vers les achats directs et/ou vers
45 d'autres sources d'énergie et, d'autre part, de l'incertitude qui s'accroît en fonction du temps.
46 Or, la méthodologie proposée pour quantifier la limite volumétrique annuelle repose justement
47 sur : 1) des hypothèses de déplacement du gaz de réseau, que ce soit vers les achats directs

1 ou vers une forme d'énergie concurrente (facteur de déplacement), et 2) sur le degré de
2 prévision des prix des contrats d'échange dans le temps (facteur d'incertitude).

3 4 **1) Le facteur de déplacement**

5
6 SCGM compte deux grands types de clientèle, soit les clients en achat-revente et les clients en
7 gaz de réseau. Les premiers consomment typiquement des volumes significatifs de gaz et
8 acquièrent eux-mêmes le gaz naturel requis à leurs besoins. Les seconds, dont la
9 consommation est généralement plus modeste, optent pour un service en vertu duquel SCGM
10 est responsable de négocier et d'acheter en leur nom le gaz naturel qu'ils utilisent.

11
12 Or, les clients en gaz de réseau n'affichent pas tous la même élasticité de la demande par
13 rapport aux prix. Alors que certains seront très sensibles à une augmentation de prix donnée, et
14 chercheront rapidement à se déplacer soit en achats directs, soit vers une autre forme
15 d'énergie, d'autres demeureront en service de fourniture avec le distributeur. Autrement dit,
16 quelles que soient les conditions de marché, un certain "volume minimal" de gaz de réseau
17 demeurera fort probablement dans le portefeuille d'approvisionnement de SCGM. Par contre,
18 dans la mesure où le prix du gaz de réseau deviendrait substantiellement supérieur aux prix du
19 marché ou aux prix des énergies de substitution, la portion excédentaire au "volume minimal"
20 pourrait vraisemblablement quitter le gaz de réseau.

21
22 Le facteur de déplacement fixant les limites temporelles d'approvisionnement est précisément le
23 résultat d'une relation fonctionnelle entre la clientèle à moyenne ou à forte élasticité et la
24 clientèle à faible élasticité. Cette relation s'écrit sous la forme suivante :

$$25 \quad \quad \quad FD_t = CFE + (1-\varphi)^{t-1} * CME_t \quad \forall t$$

26
27 Où :

28 FD_t : facteur de déplacement au temps t
29 CFE : clientèle à faible élasticité en gaz de réseau
30 CME_t : clientèle à moyenne ou à forte élasticité en gaz de réseau
31 φ : taux de substitution de la clientèle non captive en faveur de la compétition
32 t : année

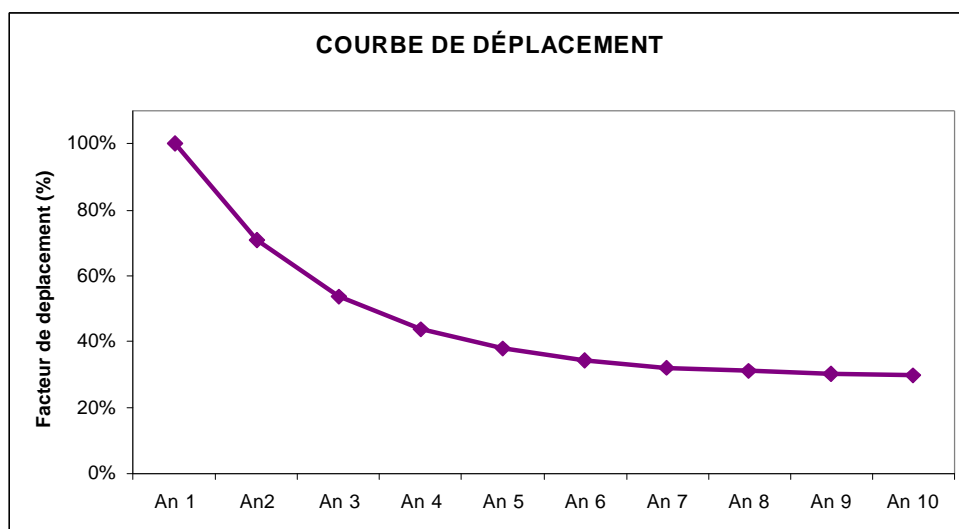
33
34 Le paramètre φ quantifie les pertes potentielles des volumes à moyenne ou à forte élasticité en
35 gaz de réseau au cours d'une période, $\forall t$, donnée. Pour le calculer, il faut construire à l'aide de
36 données historiques un intervalle de confiance unilatéral à gauche auquel est associé une
37 grande probabilité de contenir les taux de perte et de substitution potentiels.

38
39 Selon les hypothèses et les calculs tels que détaillés à l'annexe E, les facteurs de déplacement
40 annuels proposés seraient les suivantes :

Tableau 2
Facteurs de déplacement annuels

Année	Volumes de gaz de réseau (Bcf)	Volumes à faible élasticité	Taux de substitution (%)	Volumes à moyenne ou forte élasticité	Facteur de déplacement (%)
1	85,47	25	41	60,47	100
2	60,52	25	41	35,52	71
3	45,86	25	41	20,86	54
4	37,25	25	41	12,25	44
5	32,20	25	41	7,20	38
6	29,23	25	41	4,23	34
7	27,48	25	41	2,48	32
8	26,46	25	41	1,46	31
9	25,86	25	41	0,86	30
10	25,50	25	41	0,50	30

Graphiquement :



Il s'agit là d'une approche et de résultats conservateurs. De fait, le lecteur trouvera à l'annexe F, l'évolution des volumes vendus par SCGM en gaz de réseau au cours des dernières années. Le tableau montre une tendance en vertu de laquelle ce service gagne en importance par rapport aux ventes totales de l'entreprise. Cette situation s'explique par la compétitivité des approvisionnements assurés par SCGM et par la simplicité relative de ce service.

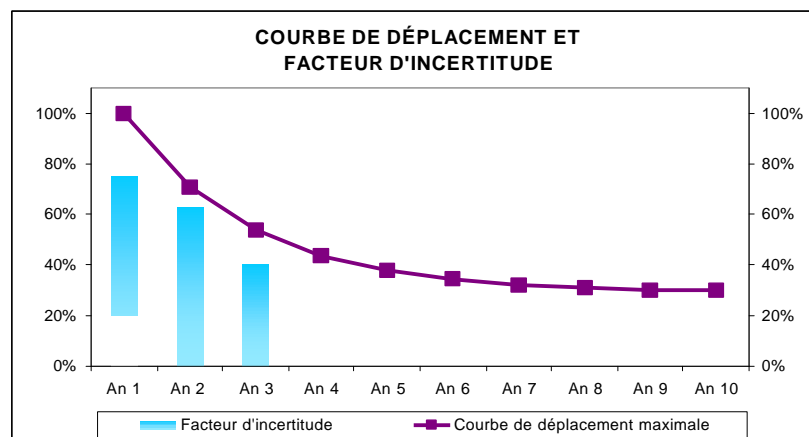
2) Le facteur d'incertitude

Il est bien connu que ni le marché financier, ni les grands organismes de prévisions ne fournissent une description parfaite de l'évolution future des prix du gaz naturel. En raison d'éléments aléatoires, imprévisibles et souvent exogènes dans le comportement des prix, il y aura systématiquement une différence, si minime soit-elle, entre les prix projetés et les prix réellement observés. Cette erreur de prévision est généralement d'autant plus grande que l'horizon de prévision est loin. À titre d'exemple, le graphique de l'annexe G montre que l'exactitude des contrats d'échange d'un an par rapport aux prix CGPR observés, diminue en fonction du temps.

Le facteur d'incertitude (FI) fixe le portefeuille cible de protection en fonction du temps. La méthodologie choisie, basée sur la théorie des intervalles de confiance, capture la relation inverse entre la période de temps et le degré de confiance. L'équation mathématique s'écrit sous la forme suivante²:

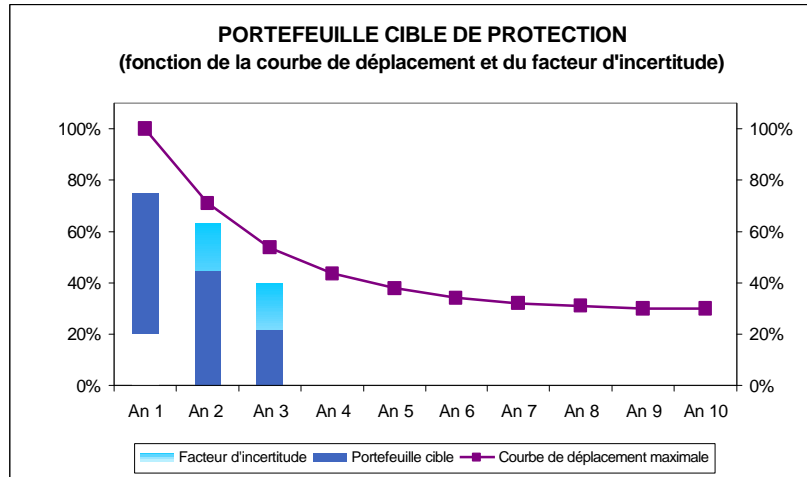
$$FI = 0,75 \times \frac{\prod_{t=1}^T \Phi \left[1,65 * \left(\frac{\sqrt{12}}{\sqrt{24}} \right)^{(t-1)} \right]}{\Phi[1,65]^T} \quad \text{pour } T=1,2,3 \text{ et } t \in \mathbb{N}$$

Le facteur d'incertitude ainsi calculé annuellement amène un portefeuille de couverture cible, par rapport aux volumes totaux fixés par la courbe de déplacement variant de 20 % à 75 % pour l'an 1, de 0 % à 63 % pour l'an 2 et de 0 % à 40 % pour l'an 3.



² Le lecteur trouvera le détail des étapes de quantification afférent au facteur d'incertitude de même que les résultats à l'annexe H.

1 Le facteur d'incertitude apporte donc un second niveau de protection volumétrique, à la marge
 2 du facteur de déplacement. Le volume en gaz de réseau pour l'exercice 2001-2002 est
 3 présentement estimé à 85 Bcf. Selon la modélisation du facteur de déplacement, les volumes
 4 requis pour les années gazières 2002-2003 et 2003-2004 ne devraient pas être inférieurs à 60
 5 Bcf et 46 Bcf respectivement. En escomptant par le facteur d'incertitude, les volumes
 6 maximums pouvant être protégés à compter de novembre 2001, novembre 2002 et novembre
 7 2003 seront donc respectivement de 64 Bcf, 38 Bcf et de 18 Bcf.
 8



9 2.3.2 Limites volumétriques mensuelles

12 Les orientations fondamentales poursuivies par SCGM transitent autour de la relation
 13 risque/bénéfice. Dans un contexte de prix volatils, alors que les cycles haussiers ou baissiers
 14 sont difficiles à identifier, il serait imprudent de faire, pendant une courte période, des
 15 transactions sur des volumes trop importants. Dans cette perspective, le volume maximum qui
 16 peut faire l'objet de transactions en matière de produits financiers dérivés au cours d'un mois
 17 donné ne dépassera jamais un sixième des volumes annuels permis. Autrement dit :

$$LVM = LVA/6$$

20 Où :

21 LVM : Limites volumétriques mensuelles;

22 LVA : Limites volumétriques annuelles.

24 L'extrême volatilité des marchés incite à la plus grande des prudenances. Cette mesure limitera
 25 l'importance et par le fait même l'impact de chacune des transactions, ce qui évitera également
 26 les possibilités de « surpondération ».

28 2.4 Limites budgétaires afférentes au paiement de primes

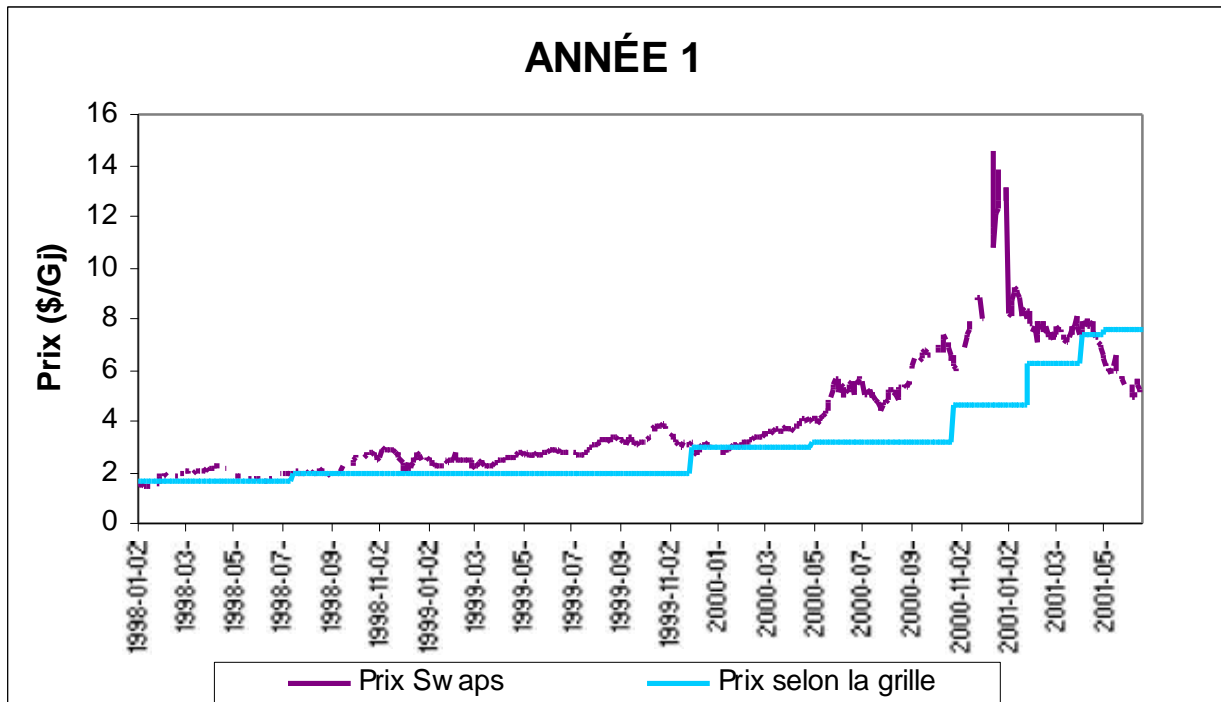
30 Certains outils de protection requièrent le versement de primes. Ces dernières varient
 31 grandement selon le prix d'exercice visé, la maturité de l'option ainsi que le niveau et la volatilité
 32 du marché au moment de sa mise en place. Il convient, par ailleurs, d'établir une limite quant

1 au montant total qui peut être investi à titre de primes de couverture. SCGM suggère que
2 l'enveloppe budgétaire affectée au paiement des primes ne dépasse pas 2 % du coût annuel du
3 gaz de réseau prévu au moment de la transaction. Cette enveloppe est en ligne avec les
4 standards de l'industrie et permet à SCGM de demeurer compétitive. En effet, le barème du
5 programme actuel de 1 % n'accorde pas suffisamment de souplesse pour procéder à la mise en
6 place d'options dans un contexte de prix et de volatilité élevés.
8

ANNEXE A

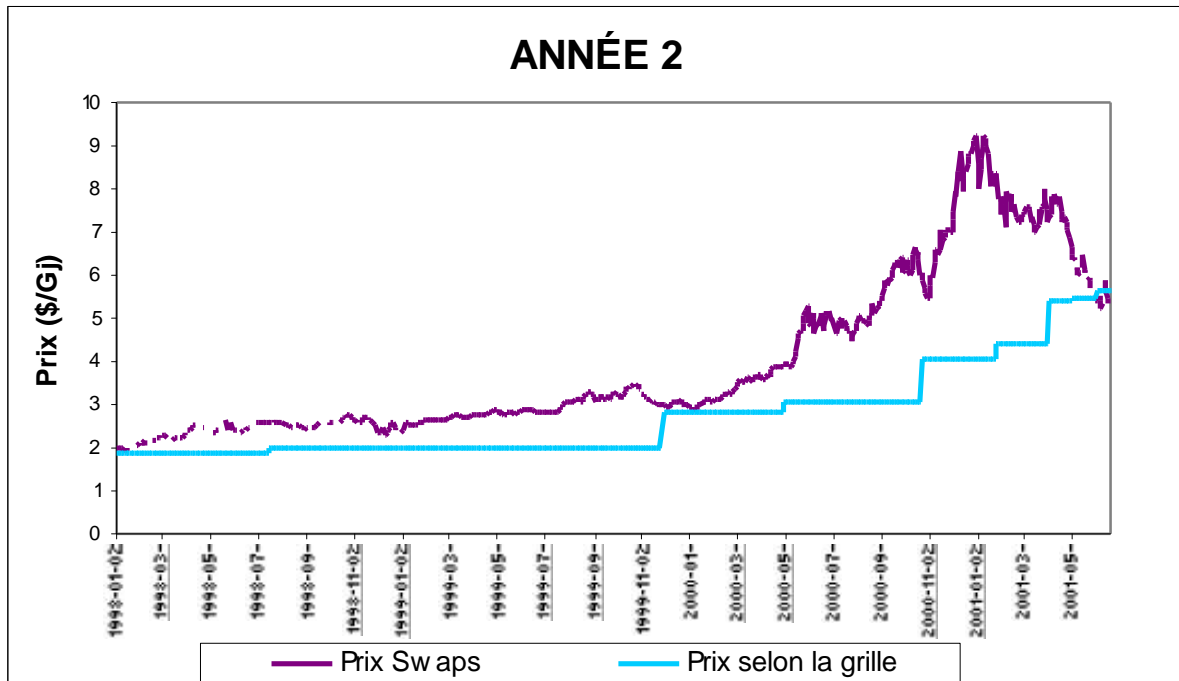
Comparaison des prix des swaps par rapport aux limites imposées par la grille

Graphique 1



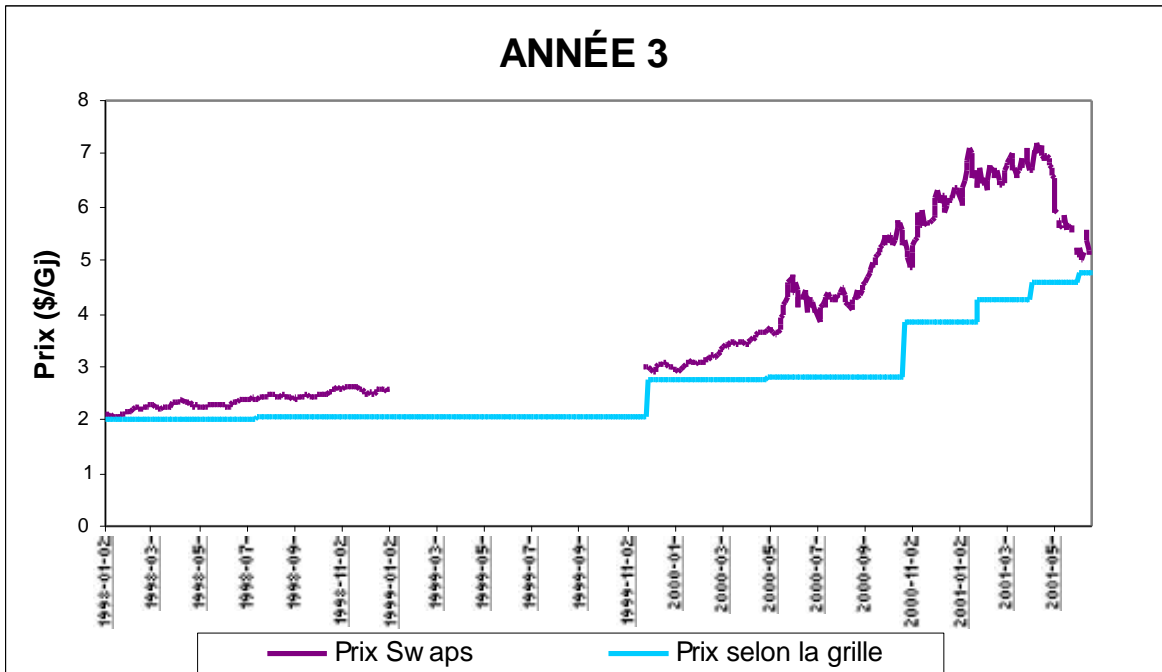
Comparaison des prix des swaps par rapport aux limites imposées par la grille

Graphique 2



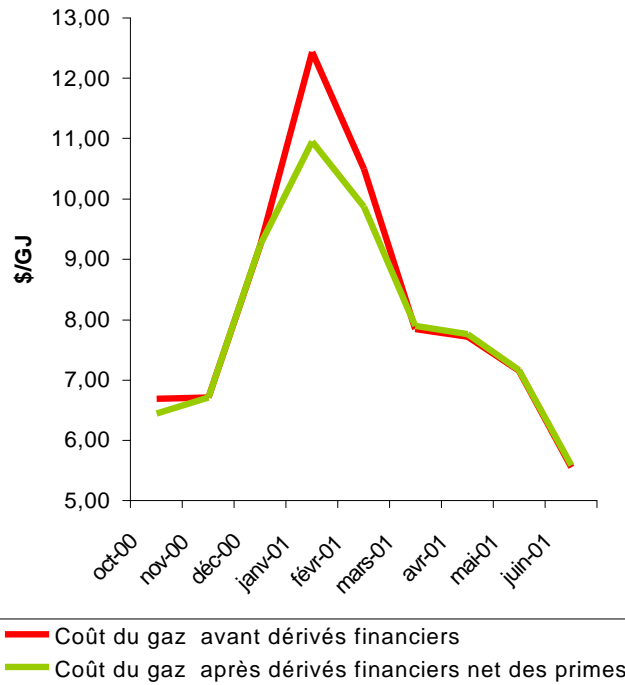
Comparaison des prix des swaps par rapport aux limites imposées par la grille

Graphique 3



ANNEXE B

Impact du volet spécifique du programme sur le coût d'acquisition du gaz



	Coût du gaz avant dérivés financiers	Coût du gaz après dérivés financiers (net des primes)
oct-00	6,68	6,44
nov-00	6,71	6,71
déc-00	9,23	9,24
janv-01	12,44	10,95
févr-01	10,49	9,86
mars-01	7,85	7,90
avr-01	7,71	7,76
mai-01	7,15	7,16
juin-01	5,55	5,58
Coût Total M \$	602	582

ANNEXE C

Résumé des propositions du programme de dérivés financiers

Outils autorisés

- Contrat d'échange à prix fixe
- Option d'achat et de vente
- Combinaison des outils précités (ex : colliers)

Balise temporelle

- Couverture maximale : 36 mois

Prix maximal pour contrats d'échange et plancher de colliers

- 7,50 \$/Gj livré à Montréal

Prix d'exercice maximal des options

- 10 \$/Gj équivalent à AECO

Enveloppe budgétaire pour le paiement de primes

- Maximum 2 % de la valeur du gaz de réseau estimée au moment de la transaction

Balises volumétriques

	0-12 mois	13-24 mois	25-36 mois
Gaz de réseau (Bcf/an)	85 ^(*)	60 ⁽¹⁾	46 ⁽¹⁾
Portefeuille cible de protection (%) ⁽²⁾	20-75 %	0-63 %	0-40 %
Volumes cibles annuels à protéger (Bcf/an)	17-64	0-38	0-18
Volumes maximums – transactions mensuelles (1/6 des volumes annuels – Bcf/mois)	10	6	3

(*) Les volumes définitifs étant confirmés à la Régie le 1^{er} octobre de chaque année

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

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

ANNEXE D

Prix du gaz naturel par rapport à l'électricité régulière¹

	Cas Types	Volumes (Bcf) ²	Prix Empress à parité (\$/Gj)	Prix à 20 % d'avantage	Variation de 1 % (\$/Gj)
Résidentiel:					
- Existant			- 3,83	- 1,00	} 0,14
- Nouveau			- 4,05	- 1,25	
Commercial					
	5 000 m ³ (85/15) ³	1,87	6,32	3,83	} 0,13
	10 000 m ³ (85/15)	1,76	7,42	4,92	
	14 600 m ³ (85/15)	4,13	7,80	5,31	
	15 000 m ³ (30/70)	2,55	6,70	4,38	} 0,12
	41 500 m ³ (85/15)	10,93	7,80	5,48	
	41 500 m ³ (60/40)	2,02	7,71	5,39	
	100 000 m ³ (85/15)	17,47	7,53	5,37	} 0,11
	100 000 m ³ (60/40)	10,51	7,42	5,26	
	100 000 m ³ (30/70)	3,69	7,34	5,19	
	400 000 m ³ (85/15)	15,62	8,46	6,30	
	1 000 000 m ³ (85/15)	11,80	9,45	7,29	

Note (1) : Tarifs d'H-Q 2000-2001

(2) : Volumes réels de 1998-1999

(3) : (% de chauffage / % eau chaude)

ANNEXE E

Le facteur de déplacement

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

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

Étapes :

1. À l'aide d'une série historique, il s'agit d'abord de mesurer la variation mensuelle des volumes de gaz de réseau.
2. Il devient dès lors possible de calculer, sur une période donnée, la moyenne et l'écart type associés à ces variations.
3. Il est présumé que les variations suivent une distribution normale ayant une espérance nulle⁴ ($\mu = 0$) 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 .
5. 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.

Résultats empiriques :

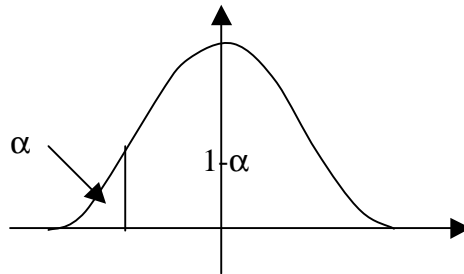
À partir des données historiques, il a été possible de calculer l'écart type mensuel ($\sigma_{\text{mensuel}} = 0,0722$) et l'écart type annuel ($\sigma_{\text{annuel}} = 0,2501$) de la variation des volumes de gaz de réserve. Pour mesurer le taux de substitution, il suffit de multiplier l'écart type annuel (σ_{annuel}) par la variable aléatoire centrée réduite Z associée au niveau de confiance choisi à 95 % ($Z = 1,65$).

⁴ 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 de gaz de réseau. Voilà donc pourquoi, il est supposé que les volumes de gaz de réseau oscilleront vraisemblablement autour des volumes actuels ou, autrement dit, que la moyenne des variations est nulle.

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

$$\begin{aligned} & [-Z_a \times s; \infty \\ & [-1,65 \times 0,2501; \infty \\ & [-0,4126; \infty \end{aligned}$$

Graphiquement :



Cet intervalle s'interprète ainsi : dans le cas où la distribution des variations des volumes en gaz de réseau est approximativement normale, il existe une probabilité d'environ $1-\alpha = 95\%$ que le taux de substitution soit supérieur à la borne $-Z_a \times s = -41,26\%$. Cette borne n'est en fait rien d'autre que le paramètre ϕ à savoir les pertes potentielles des volumes à moyenne ou forte élasticité en gaz de réseau au cours d'une année donnée, sous conditions extrêmement défavorables.

La direction des approvisionnements gaziers estime les volumes en gaz de réseau à environ 85 milliards de pieds cubes (85 Bcf) pour l'année 2001-2002. De ces volumes, il est supposé que 25 Bcf demeurent en gaz de réseau alors que l'excédent peut se déplacer en achat direct ou à une autre forme d'énergie.

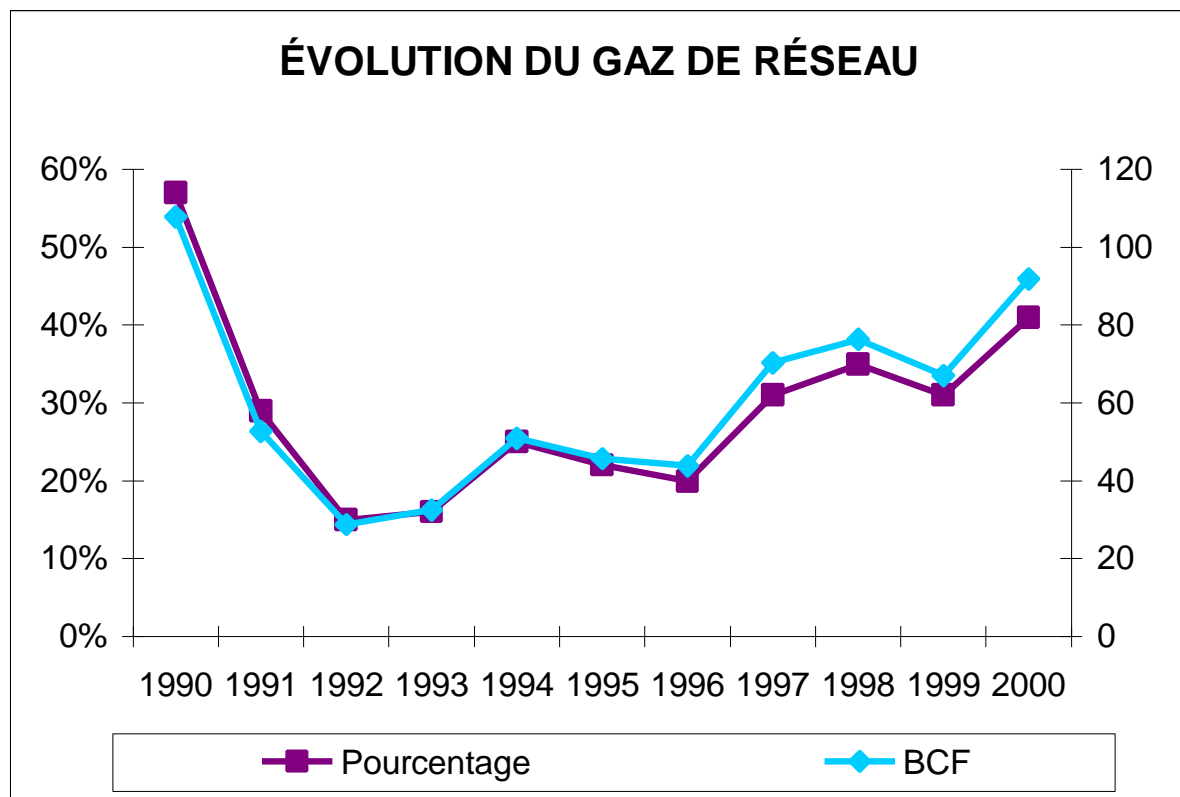
Selon les hypothèses et les calculs ci-dessus, les facteurs de déplacement annuels proposés seraient les suivantes :

Facteurs de déplacement annuels

Année	Volumes de gaz de réseau (Bcf)	Volumes à faible élasticité	Taux de substitution (%)	Volumes à moyenne ou forte élasticité	Facteur de déplacement (%)
1	85,47	25	41	60,47	100
2	60,52	25	41	35,52	71
3	45,86	25	41	20,86	54
4	37,25	25	41	12,25	44
5	32,20	25	41	7,20	38
6	29,23	25	41	4,23	34
7	27,48	25	41	2,48	32
8	26,46	25	41	1,46	31
9	25,86	25	41	0,86	30
10	25,50	25	41	0,50	30

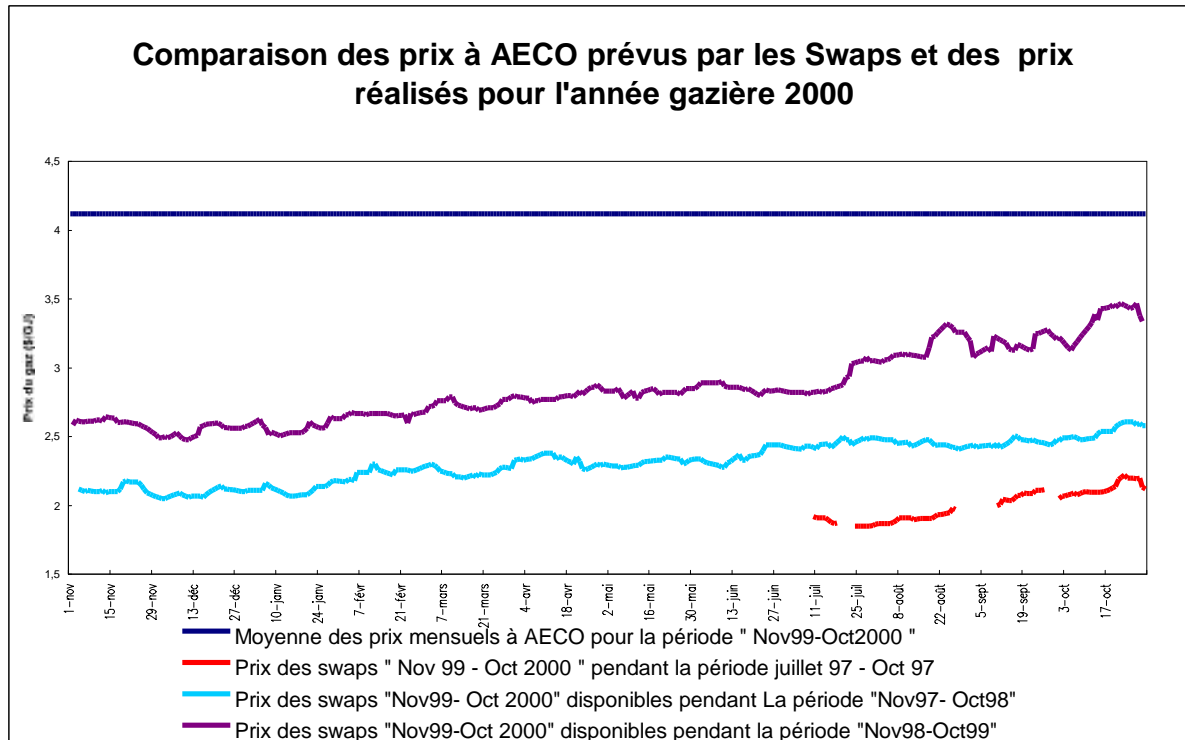
ANNEXE F

Évolution des volumes de gaz de réseau



ANNEXE G

Comparaison des prix swaps et des prix réalisés pour l'année gazière 2000



Annexe H

Le facteur d'incertitude

Le facteur d'incertitude fixe le portefeuille de protection en fonction du temps. Pour la première année, SCGM souhaite protéger par l'utilisation de l'un ou l'autre des outils financiers autorisés, au moins 20 % mais au maximum 75 % des volumes prévus en gaz de réseau. En ce qui a trait aux années 2 et 3, SCGM a procédé à une modélisation mathématique se basant sur la théorie des intervalles de confiance. La méthodologie développée capture la relation inverse entre la période de temps et le degré de confiance. Tout comme pour le facteur de déplacement, il semble à propos de résumer les étapes de quantification du facteur d'incertitude.

Étapes :

1. À l'aide de données mensuelles des prix du gaz de réseau, il faut d'abord calculer les rendements des prix. Il est possible de démontrer que les rendements dénotés par δ_t correspondent au logarithme népérien du rapport entre les prix de deux périodes consécutives.

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

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

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

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

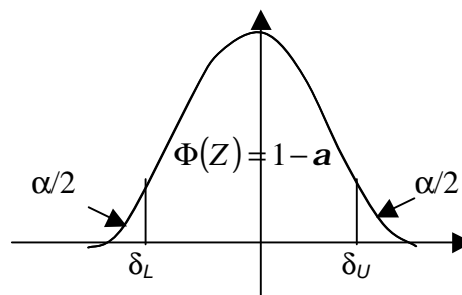
$$\delta_{2\text{ans}} = \sqrt{24} \sigma_m$$

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

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

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

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

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

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

De façon récessive, 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.

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

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

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

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

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

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

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

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

Le facteur d'incertitude ainsi calculé amène un portefeuille de couverture cible, par rapport aux volumes totaux fixés par la courbe de déplacement qui varie de :

Facteur d'incertitude

0-12 mois	13-24 mois	25-36 mois	36 mois et plus
20-75 %	0-63 %	0-40 %	0 %