

**R A P P O R T   A N N U E L   D E   P E R F O R M A N C E   :**

**P R O D U I T S   F I N A N C I E R S   D É R I V É S**

**(suivi de la décision D-2001-214)**

## TABLE DES MATIÈRES

<b>PRÉAMBULE.....</b>	<b>3</b>
SECTION 1 : OBJECTIFS POUR L'ANNÉE	4
SECTION 2 : CONTEXTE	5
2.1 Contexte de l'année 2002 :.....	7
SECTION 3 : RÉSULTATS ATTEINTS	13
3.1 Réduction de la volatilité.....	13
3.1.1 Année gazière 2002.....	13
3.1.2 Année gazière 2003.....	14
3.2 Limiter l'impact des hausses des prix .....	15
3.2.1 Année gazière 2002.....	15
3.2.2 Année gazière 2003.....	17
3.3 Préservation de la position concurrentielle du gaz.....	18
3.3.1 Année gazière 2002.....	19
3.3.2 Année gazière 2003.....	19
SECTION 4 : COMPARAISON ENTRE LE TARIF MENSUEL DE FOURNITURE ET LES PRIX MENSUELS SUR LE MARCHÉ (INDICE CGPR)	21
SECTION 5 : COÛTS ENCOURUS DES DIFFÉRENTES PRIMES	22
SECTION 6 : IMPACTS NETS POUR L'ENSEMBLE DES CONSOMMATEURS	24
SECTION 7 : AMÉLIORATIONS, SI NÉCESSAIRE	25
<b>ANNEXE A.....</b>	<b>27</b>
<b>ANNEXE B.....</b>	<b>33</b>
<b>ANNEXE C.....</b>	<b>42</b>
<b>ANNEXE D.....</b>	<b>45</b>

**P R É A M B U L E**

1  
2  
3 Dans sa décision D-2001-214, la Régie demandait à SCGM de présenter, en sus du  
4 dépôt mensuel établissant le prix du service de fourniture de gaz naturel, un rapport de  
5 performance dans le cadre du dossier tarifaire annuel.

6  
7 Le présent document répond aux exigences de la Régie et couvre les principaux points  
8 alors identifiés, à savoir :

- 9
- 10 • Les objectifs pour l'année (Section 1);
  - 11 • Les moyens utilisés aux fins d'atteindre les objectifs (Section 2);
  - 12 • Les résultats atteints en regard de chacun des objectifs fixés (Section 3);
  - 13 • Une comparaison du tarif mensuel du service de fourniture de gaz naturel avec les  
14 prix mensuels sur le marché (Section 4);
  - 15 • Les coûts encourus des différentes primes (Section 5);
  - 16 • Les impacts nets pour l'ensemble des consommateurs (Section 6); et
  - 17 • Les améliorations nécessaires, le cas échéant (Section 7).

1 **SECTION 1 : OBJECTIFS POUR L'ANNÉE**

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

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

1 **SECTION 2 : CONTEXTE**

2 Avant de discuter des outils financiers mis en place, il semble à propos de faire une  
3 brève description du contexte énergétique dans lequel a dû évoluer SCGM au cours  
4 des derniers mois.

5  
6 La cause principale des prix élevés sur le marché du gaz naturel Nord américain est le  
7 fait de la diminution marquée des réserves. Les coûts d'exploration et de  
8 développement ont fortement augmenté au cours de l'année 2002. Durant cette même  
9 année, le prix du gaz naturel est demeuré relativement faible (voir graphique 1) ce qui a  
10 considérablement réduit les activités de forages. Un faible niveau d'appareils de forage  
11 en activité combiné à un taux de déclin des puits de gaz naturel en croissance de  
12 même qu'une meilleure technologie ont permis aux producteurs de tirer plus rapidement  
13 sur les réserves en exploitation. Ces facteurs laissent croire que la production  
14 américaine de gaz naturel va diminuer de 1,6 % en 2003, comparativement à la  
15 production de 2002 qui elle aussi était déjà très faible. Une production plus restreinte de  
16 gaz naturel à laquelle s'ajoute un hiver plus froid, il n'en fallait pas plus pour entraîner  
17 un marché du gaz naturel extrêmement serré et volatil en Amérique du nord.

18  
19 Au cours du mois de février 2003, une flambée de prix s'est réalisée en combinaison  
20 avec une augmentation massive de la volatilité. Ces événements s'expliquent par le fait  
21 que tous les ingrédients étaient présents pour avoir un marché explosif;

- 22  
23 • des températures très froides;  
24 • des inventaires bien en deçà de la moyenne des cinq dernières années;  
25 • une augmentation des positions ouvertes des non-commerciaux (intervenant  
26 spéculateur) sur les contrats à terme sur le gaz naturel (NYMEX);  
27 • l'incertitude face à la guerre en Irak ;

- 1 • la grève au Venezuela et au Nigeria entraînant le prix du baril de pétrole WTI à près  
2 de 40 \$.

3  
4 Tous ces événements ont entraîné une hausse soutenue du prix et de la volatilité du  
5 gaz naturel depuis le mois de novembre. Une nouvelle cassure s'est produite en date  
6 du 24 février, le contrat à terme du mois de mars transigeant sur NYMEX a connu une  
7 augmentation de 38 % en une journée en passant de 7,50 \$/MMBtu (7,91 \$/GJ) à  
8 9,95 \$/MMBtu (10,49 \$/GJ). Cette augmentation représente un mouvement de prix de  
9 plus de cinq écarts type ce qui représente une probabilité d'occurrence de 0,0000001 %  
10 (une chance sur 10 millions). Dans un tel contexte, les producteurs peuvent être  
11 gagnants mais c'est l'ensemble des consommateurs qui se retrouvent désavantagés.

12 En date du 14 mars 2003, les inventaires américains se situaient à 636 Bcf (602,8 GJ  
13 ou 17,7 milliards de m<sup>3</sup>), soit 50,4 % en deçà de la moyenne des cinq dernières années.  
14 Ce chiffre est aussi le plus faible niveau enregistré par l'Energy Information Agency  
15 (EIA) en neuf années de compilation. Il faut noter qu'un chiffre en deçà de 700 Bcf  
16 (663,5 PJ ou 19,5 milliards de m<sup>3</sup>) en date du 1<sup>er</sup> avril est jugé extrêmement inquiétant  
17 par l'ensemble des intervenants du marché du gaz naturel. Ces faibles inventaires  
18 associés à un déclin de la production rendront fort difficile la création d'un niveau  
19 d'entreposage suffisant pour la prochaine saison de chauffage soit, près de 3 000 Bcf  
20 (2 843,5 PJ ou 83,5 milliards de m<sup>3</sup>).

21  
22 Selon une analyse de la firme de courtage Goldman Sachs<sup>1</sup>, un rationnement de la  
23 demande de l'ordre de 2 Bcf par jour sur une consommation quotidienne de 53 Bcf  
24 devra se réaliser pour atteindre un niveau d'inventaire adéquat pour la prochaine saison  
25 de chauffage. Pour obtenir ce rationnement, le prix sur NYMEX devra se situer aux  
26 environs de 6,90 \$MMMbtu, soit un équivalent de 8,75 \$/GJ au point de livraison  
27 AECO. Ce prix présume que la température de l'été se situera près des normales de la  
28 saison estivale. Un été plus frais diminuerait la pression sur les prix. Par contre, un été

---

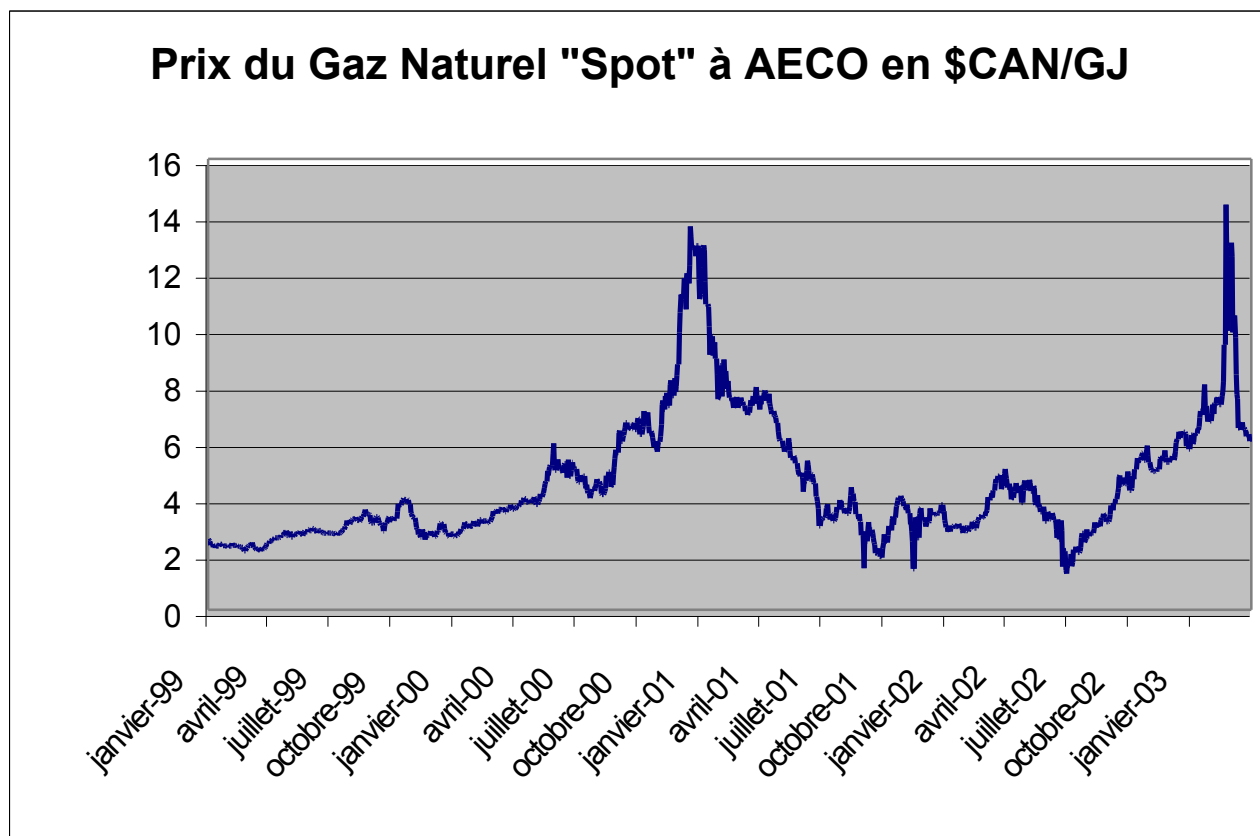
<sup>1</sup> Natural Gas Watch Commodities, February 21, 2003 (voir annexe D)

1 plus chaud que la moyenne des cinq dernières années pourrait entraîner d'autres  
2 flambées de prix.

3

4 **GRAPHIQUE 1**

5



6

7

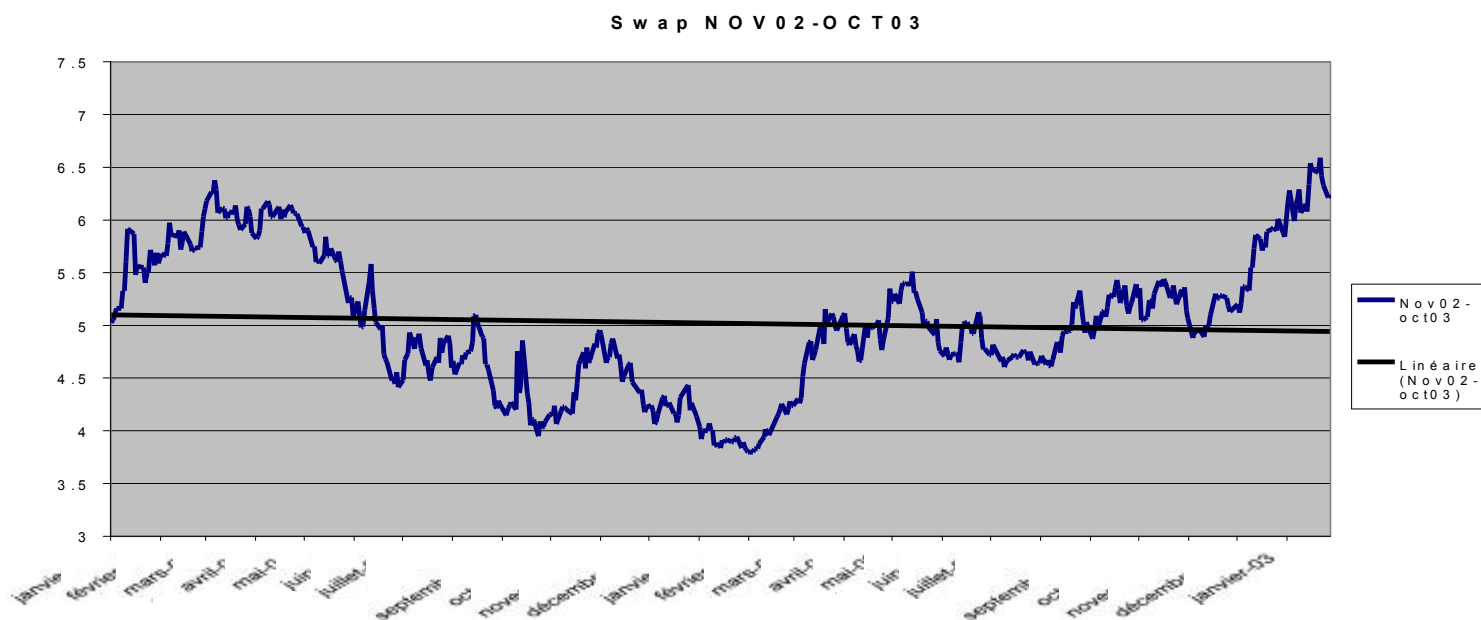
## 8 **2.1 Contexte de l'année 2002 :**

9

10 Suite à l'hiver 2002, les inventaires de gaz naturel se situaient à un niveau très élevé et  
11 l'économie américaine, de même que les marchés financiers, affichaient encore une  
12 certaine morosité. En effet, les prix à terme, de même que ceux au comptant, ont atteint  
13 leur sommet au cours des mois d'avril et de mai 2002. Par exemple, le marché au  
14 comptant «spot» se transigeait le 2 avril 2002 à 5,00 \$/GJ au point de livraison AECO, à

1 5,11 \$/GJ pour du gaz livrable de novembre 2002 à octobre 2003 (voir graphique 2) et à  
 2 5,02 \$/GJ pour du gaz livrable de novembre 2003 à octobre 2004 (voir graphique 3). Le  
 3 marché à terme a connu pour sa part son sommet en date du 14 mai 2002 et le gaz  
 4 livrable de novembre 2002 à octobre 2003, de même que celui livrable de novembre  
 5 2003 à octobre 2004 se transigeaient respectivement à 5,51 \$/GJ et à 5,88 \$/GJ.

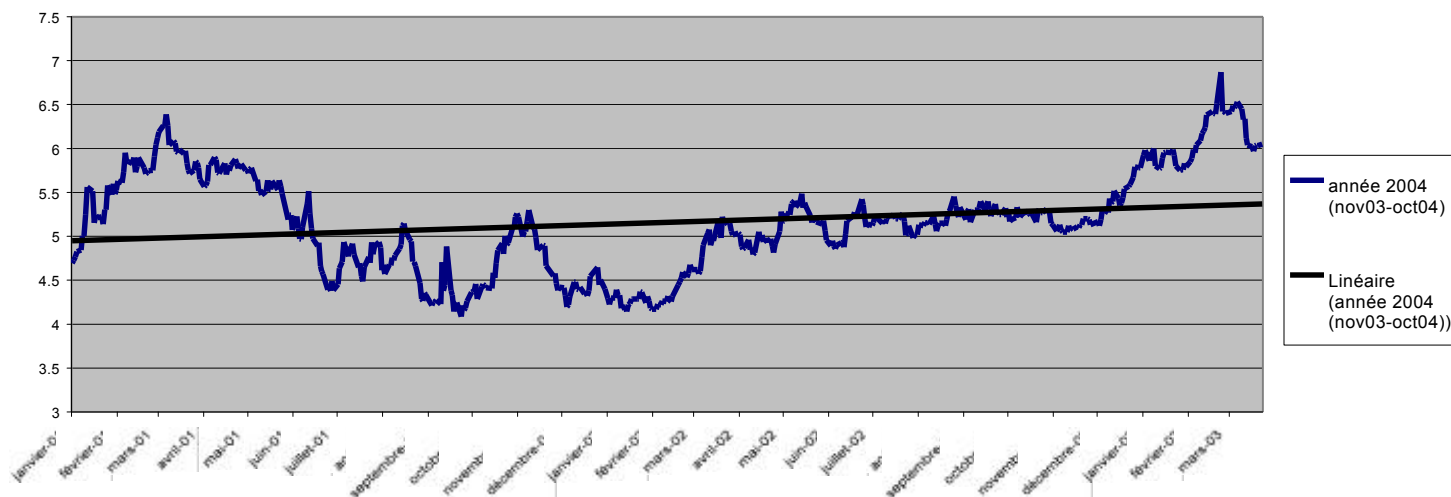
7 **Graphique 2**



8

1 **Graphique 3**

Swap Nov03-Oct04



2  
3  
4  
5  
6

4 **Couverture pour la fin de l'année gazière 2002 et pour l'année gazière 2003 (Nov. 02 – Oct. 03)**

7 Dès le début de mai 2002, SCGM s'était donné comme objectif d'atteindre une  
8 couverture de 33 % des volumes du service de fourniture de gaz naturel de SCGM pour  
9 l'année gazière 2003. Pour se faire, la stratégie choisie était de couvrir 3500 GJ/j toutes  
10 les deux semaines et ce, en alternant à raison de 1000 GJ/j pour une semaine et de  
11 2500 GJ/j pour l'autre semaine, jusqu'à l'obtention du pourcentage de couverture  
12 désiré. Le tableau 1 de l'annexe A montre les transactions effectuées par SCGM entre  
13 le 1<sup>er</sup> mai et le 6 juin 2002. Étant donné que les prix pour les contrats d'échange, bien  
14 que relativement élevés se situaient en deçà du prix maximal de 5,89 \$/GJ, SCGM a  
15 majoritairement utilisé comme outils des colliers à remboursement maximal (CARM)  
16 pour la couverture du gaz naturel du service de fourniture de SCGM. Ces colliers ont  
17 comme moyenne un plafond de 6,75 \$/GJ avec une limite de protection moyenne de  
18 8,15 \$/GJ et un plancher moyen de 3,71 \$/GJ. L'objectif recherché en utilisant des

1 colliers et des CARM était de protéger le coût d'acquisition du gaz de réseau contre les  
2 flambées de prix et de profiter de baisses éventuelles sur le prix du gaz naturel. SCGM  
3 a donc couvert 28 000 GJ/j au cours de la période entre le 1<sup>er</sup> mai et le 6 juin 2002.

4  
5 Tel que présenté au tableau 2 de l'annexe A, SCGM a décidé, en juin 2002, de porter le  
6 niveau de couverture pour l'année gazière 2003 à 50 %. Pour se faire, SCGM devait  
7 transiger en moyenne 4 000 GJ/j par semaine. La décision d'accélérer le rythme de  
8 couverture était justifiée par la baisse des prix du gaz naturel en été 2002. En effet,  
9 entre le 12 juin et le 12 août 2002, le prix fixe pour le contrat d'échange de novembre  
10 2002 à octobre 2003 se situait en moyenne à 4,76 \$/GJ. Au cours de cette période,  
11 SCGM a continué de privilégier majoritairement les CARM et les colliers. Ces colliers  
12 ont comme moyenne un plafond de 6,04 \$/GJ avec une limite de protection moyenne  
13 de 8,22 \$/GJ et un plancher moyen de 3,63 \$/GJ. En date du 30 août 2002, les  
14 transactions sur dérivés financiers effectuées par SCGM portaient la couverture au  
15 niveau de 44 %.

16  
17 Par la suite, les prévisionnistes et le marché à terme anticipaient des prix élevés pour  
18 l'hiver 2002/2003, SCGM a donc décidé d'augmenter la couverture de l'année gazière  
19 2003 à 60 %. Effectivement, dès le début du mois de septembre, la saison des  
20 ouragans de même que la menace d'une guerre en Irak poussaient fortement à la  
21 hausse le prix du gaz naturel. SCGM s'est montrée vigilante et a continué à transiger  
22 au cours de la période du 4 septembre au 2 décembre et ce, dans les normes et les  
23 limites imposées (voir tableau 3 en annexe A). Vers la fin de la période étudiée, SCGM,  
24 voulant davantage stabiliser le prix du gaz de réseau, a effectué des transactions de  
25 couverture à l'aide de contrats d'échange à prix fixe avec remboursement maximum  
26 (PFRM) et des options d'achats avec un prix d'exercice moyen de 6,27 \$/GJ. En date  
27 du 2 décembre 2002, le niveau de la couverture du service de fourniture de du gaz  
28 naturel de SCGM se situait à 54,4 %. SCGM avait pratiquement atteint les objectifs  
29 qu'elle s'était fixés.

1  
2 Le marché continua par la suite sa montée vertigineuse pour atteindre son apogée vers  
3 la fin de février 2003. En effet, tel que mentionné à la section 2, entre le 19 février et le  
4 24 février, le prix au comptant du gaz naturel à AECO est passé de 7,73 \$/GJ à  
5 14,38 \$/GJ, soit une augmentation de 86 % en cinq jours. C'est donc dans un contexte  
6 extrêmement difficile où les prix montaient en flèche et où la volatilité atteignait des  
7 sommets inégalés que SCGM affrontait l'hiver 2003. Heureusement, le portefeuille de  
8 dérivés financiers de SCGM offrait une protection sur près de 55 % du service de  
9 fourniture de gaz naturel et SCGM pouvait se permettre d'être patiente pour effectuer  
10 de nouvelles transactions de couverture. Entre le 17 décembre 2002 et le 10 mars  
11 2003, SCGM a transigé seulement sept fois pour une quantité totale de 9 000 GJ/j. Le  
12 tableau 4 de l'annexe A montre le détail de ces transactions.

13  
14 Par la suite, du 10 mars au 26 mars 2003, SCGM a de nouveau accéléré la cadence de  
15 couverture. Suite à la flambée de février et au changement fondamental des niveaux de  
16 prix, une correction à la baisse est survenue, faisant passer le prix au comptant de  
17 14,38 \$/GJ le 24 février 2003 à 6,05 \$/GJ le 2 avril. Craignant pour les deux prochaines  
18 années gazières (2004 et 2005) et profitant de la correction des prix, SCGM a donc utilisé,  
19 comme outils de protection, des prix fixes à remboursement maximum (pour l'année  
20 gazière 2004) et des prix fixes (pour l'année gazière 2005). Au total, 75 000 GJ/j ont été  
21 transigés : 22 000 GJ/j en contrats d'échange ayant un prix moyen pondéré de  
22 5,67 \$/GJ; 28 000 GJ/j en PFRM ayant un prix moyen pondéré de 5,84 \$/GJ avec une  
23 limite de protection moyenne de 8,39 \$/GJ et 25 000 GJ/j en option d'achat à 9,00 \$/GJ  
24 pour avril et mai 2003.

25  
26 La forte inversion de la courbe à terme rendait le niveau de prix fixe pour l'année  
27 gazière 2005 très intéressant face à la position concurrentielle du service de fourniture  
28 de gaz naturel de SCGM. L'utilisation de PFRM pour l'année 2004 s'est avérée l'outil de  
29 choix pour rencontrer les trois objectifs de la politique d'utilisation des dérivés financiers

1 dans un contexte où les prix, bien qu'ayant subis une forte correction à la baisse,  
2 demeuraient encore à des niveaux très élevés. Il faut aussi mentionner que les achats  
3 d'options d'achats pour les mois d'avril et mai 2003 avaient pour but de porter la  
4 couverture du service de fourniture de gaz naturel de SCGM à 75 % pour ces deux  
5 mois. Cette décision voulait protéger le coût d'acquisition de la molécule contre d'autres  
6 flambées de prix dans le cas où le conflit en Irak serait plus long et plus dévastateur  
7 qu'anticipé.

8  
9 Les volumes protégés par type d'outil depuis l'année gazière 2002 sont présentés à  
10 l'annexe B.



$$Y_i = \left( \frac{V}{365} \right) n_i$$

$V$  = Volumes de gaz réseau pour année en cours

$n_i$  = Nombre de jours dans le mois  $i$

Les résultats présentés au tableau 1 démontrent que les outils de protection dont s'est prémunie SCGM au cours de l'année gazière 2002 ont réussi à diminuer et ce, de façon significative (environ 22 %), la volatilité de son portefeuille d'approvisionnement. Toutefois, cette réduction de volatilité comporte des frais, le coût moyen d'approvisionnement passant de 3,57 \$/GJ à 4,03 \$/GJ. Il faut cependant mentionner que ces résultats sont en ligne avec la théorie de risque / rendement de Markowitz, théorie selon laquelle plus un portefeuille est risqué, plus son rendement est important.

**TABLEAU 1 : VOLATILITÉ DU PORTEFEUILLE D'APPROVISIONNEMENT GAZIER**

	<b>Coût Moyen d'approvisionnement (\$/GJ)</b>	<b>Volatilité</b>
<b>Portefeuille avec couverture</b>	4,03	45 %
<b>Portefeuille non couvert</b>	3,57	67 %

### 3.1.2 Année gazière 2003

En ce qui a trait à l'année gazière 2003, la méthode d'analyse utilise sept mois de données et est effectuée selon la méthodologie de l'année gazière 2002. Les résultats sont présentés au tableau 2.

TABLEAU 2 : VOLATILITÉ DU PORTEFEUILLE D'APPROVISIONNEMENT GAZIER

	Coût Moyen d'approvisionnement (\$/GJ)	Volatilité (%)
Portefeuille avec couverture	6,34	46
Portefeuille non couvert	6,56	82

Il est important de noter que pour l'année 2003, le portefeuille de couverture a permis de réduire la volatilité d'environ 36 %. Cette performance remarquable démontre bien l'utilité des dérivés financiers pour bien contrôler la variabilité du coût d'approvisionnement dans un contexte de grande instabilité. De plus, il est intéressant de mentionner que les dérivés financiers sur le gaz naturel ont permis de réduire le coût moyen d'approvisionnement de 0,22 \$ (une diminution de 3,4 %).

### 3.2 Limiter l'impact des hausses des prix

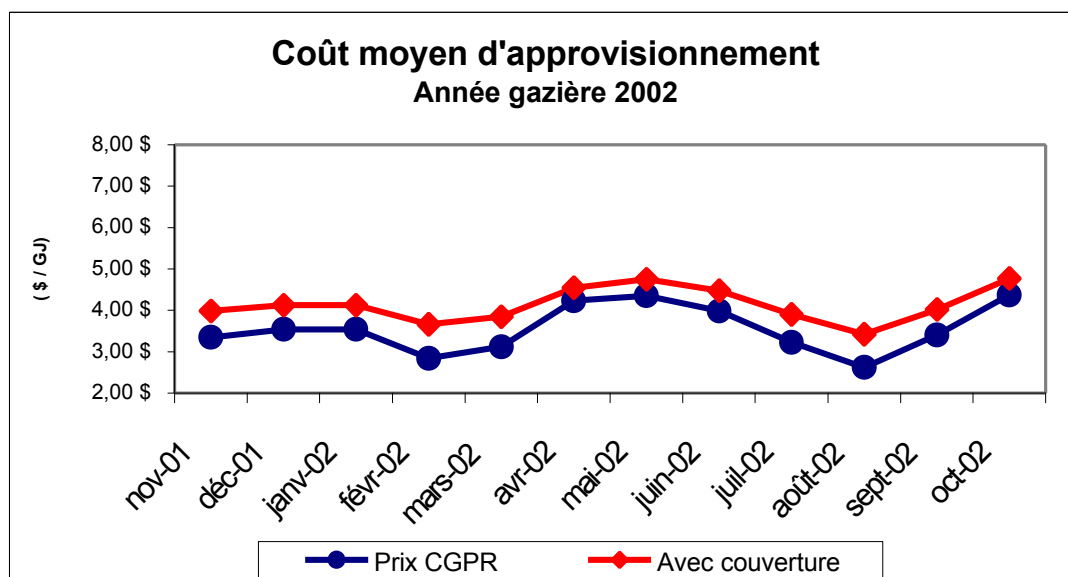
Le second objectif de la présente politique est de limiter l'impact des flambées de prix du gaz naturel. Pour ce faire, tel que mentionné précédemment, SCGM s'est munie d'outils de protection au cours des années gazières 2002 et 2003. Les graphiques 4 et 5 montrent les résultats des stratégies de couverture pour les années considérées.

#### 3.2.1 Année gazière 2002

Tel que mentionné précédemment, l'hiver 2002 s'est soldé par un écrasement des prix du gaz naturel. Or, le second objectif de la politique de SCGM est de limiter l'impact d'une hausse éventuelle des prix, hausse qui ne s'est pas matérialisée.

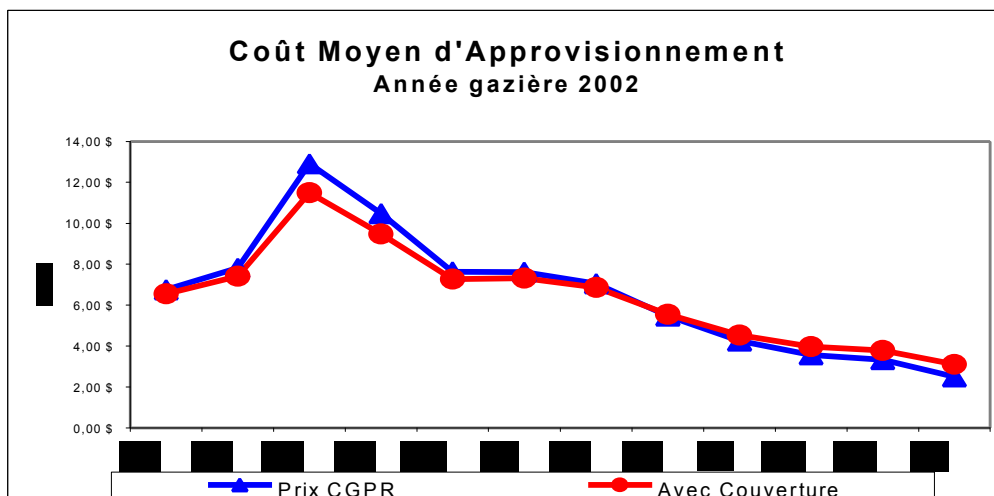
1 Le graphique 4 met notamment en lumière l'évolution du prix de référence du  
2 service de fourniture de gaz naturel de SCGM et du prix de l'indice CGPR  
3 (Canadian Gas Price Reporter).

5 **Graphique 4 : Évolution du coût d'approvisionnement - Année gazière 2002**



6  
7  
8 faut rappeler que la majorité des joueurs de l'industrie gazière s'accordaient à  
9 l'époque pour dire que l'année 2002 serait la copie conforme de l'année 2001. Afin  
10 de reconnaître les mérites des stratégies de couverture de SCGM quant au  
11 second objectif, il serait judicieux de supposer que les prix de l'année gazière 2001  
12 se seraient répétés au cours de l'année 2002. Autrement dit, au lieu de faire une  
13 analyse rétrospective (après les faits), il semble pertinent de se remettre dans le  
14 contexte et de procéder à une analyse prospective (avant les faits).

1 **Graphique 5 : Évolution du coût d'approvisionnement - Année gazière 2002**  
 2 (contexte de prix similaire à l'année 2000/2001)



3  
 4 Le graphique 5 montre que si les prix au cours de l'année gazière 2002 s'étaient  
 5 réalisés à des niveaux semblables à l'hiver 2001, les stratégies mises en place  
 6 auraient effectivement limité l'impact d'une flambée des prix. En effet, alors que les  
 7 prix hypothétiques auraient atteint des sommets de près de 13 \$/GJ les outils de  
 8 couverture mis en place auraient contraint les prix des volumes protégés à des  
 9 niveaux de moins de 11,50 \$/GJ, résultant ainsi en un coût moyen  
 10 d'approvisionnement d'au plus 6,42 \$/GJ. Tout comme pour l'année 2001, le  
 11 programme de dérivés de SCGM répond donc au second objectif de couverture  
 12 pour l'année 2002.

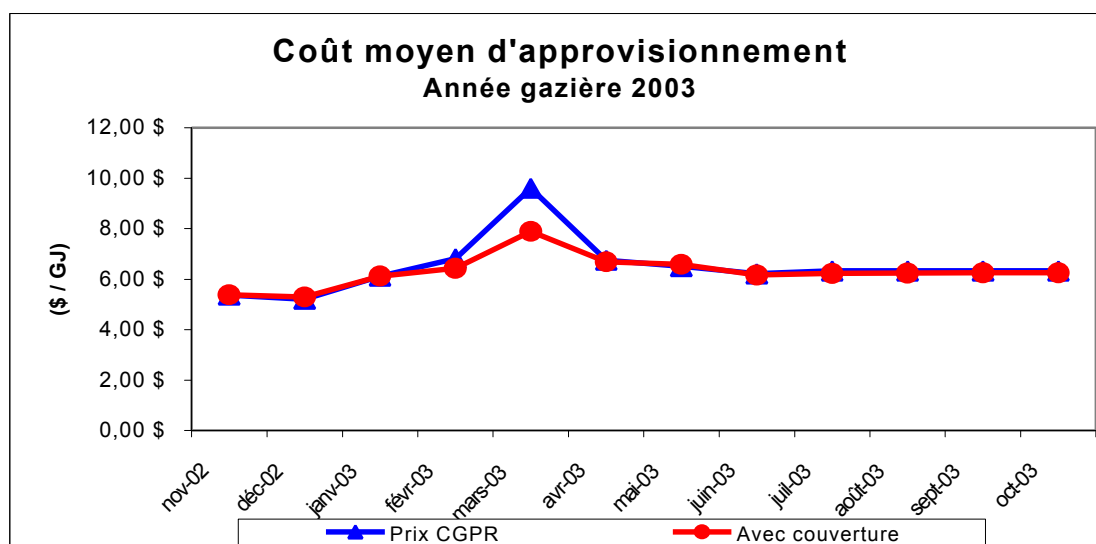
### 13 3.2.2 Année gazière 2003

14 Il est clair que le second objectif de la politique de dérivés financiers a été atteint  
 15 pour l'année gazière 2003. En effet, alors que les prix du marché ont atteint des  
 16 sommets près de 8 \$/GJ en janvier et 14 \$/GJ en février 2003, les stratégies de  
 17 couverture de SCGM ont contraint les prix des volumes protégés à un plafond de  
 18 7,89 \$/GJ résultant en un prix moyen d'approvisionnement de 6,34 \$/GJ.  
 19  
 20

1 Il est par ailleurs important de souligner qu'en plus de limiter l'impact de la hausse  
2 des prix, les résultats démontrent que la stratégie adoptée par SCGM a également  
3 permis au distributeur, et par conséquent à l'ensemble de ses consommateurs, de  
4 bénéficier de la correction des prix au cours du mois de mars 2003.

5  
6 Le graphique 6 illustre les résultats de la politique de dérivés suite, d'une part, aux  
7 prix réalisés jusqu'à présent et, d'autre part, de la prévision des prix jusqu'à la fin  
8 de l'été. La prévision des prix qui est constante entre mai et octobre et l'hypothèse  
9 qu'il n'y aura pas de nouvelles transactions de couverture pour la période de mai à  
10 octobre explique la nature constante des deux courbes.

11  
12  
13 **Graphique 6 : Coût moyen d'approvisionnement - Année gazière 2003**



14  
15  
16  
17 **3.3 Préservation de la position concurrentielle du gaz**

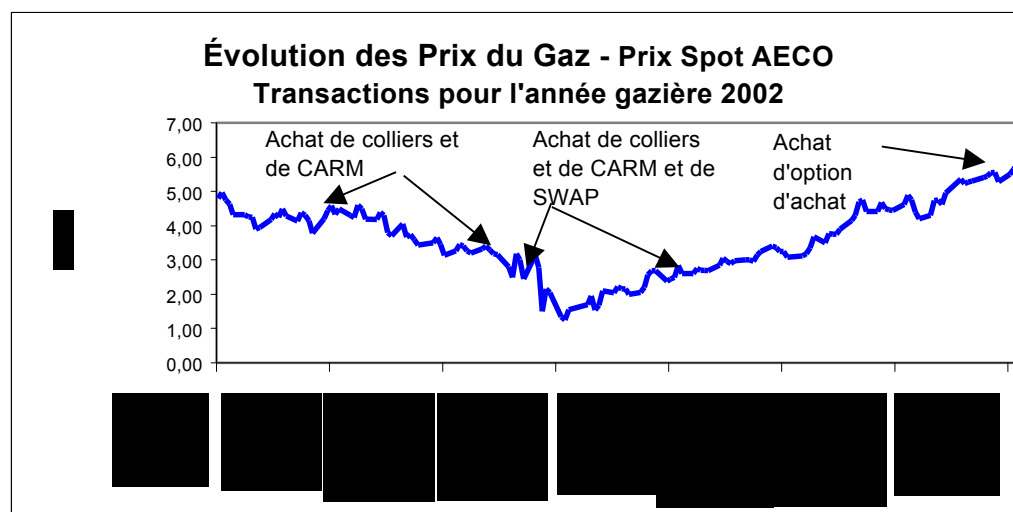
18 Le dernier objectif de la présente politique de gestion des risques est de saisir ce qui  
19 est perçu comme une opportunité de marché afin de préserver la position  
20 concurrentielle du gaz. En d'autres termes, il s'agit pour SCGM de prendre avantage

1 lors des baisses soudaines du marché et de se munir d'outils permettant de protéger sa  
2 position concurrentielle face à d'autres formes d'énergie. Dans sa dernière cause  
3 tarifaire, SCGM avait démontré qu'un prix de 5,89 \$/GJ assurait la compétitivité du gaz  
4 naturel à l'intérieur de sa franchise face à la concurrence électrique.

### 6 3.3.1 Année gazière 2002

7 Le graphique suivant présente l'évolution des prix du gaz naturel entre le 1<sup>er</sup> avril  
8 2002 et le 28 octobre 2002, période durant laquelle SCGM s'est dotée d'outils pour  
9 l'année gazière 2002. SCGM a su profiter de la faiblesse du marché au cours de  
10 l'été 2002 pour effectuer plusieurs transactions et porter son niveau de protection à  
11 près de 55 % pour l'année gazière allant de novembre 2002 à octobre 2003.

13 **GRAPHIQUE 7 : PROFIL DES TRANSACTIONS POUR L'ANNÉE GAZIÈRE 2002**

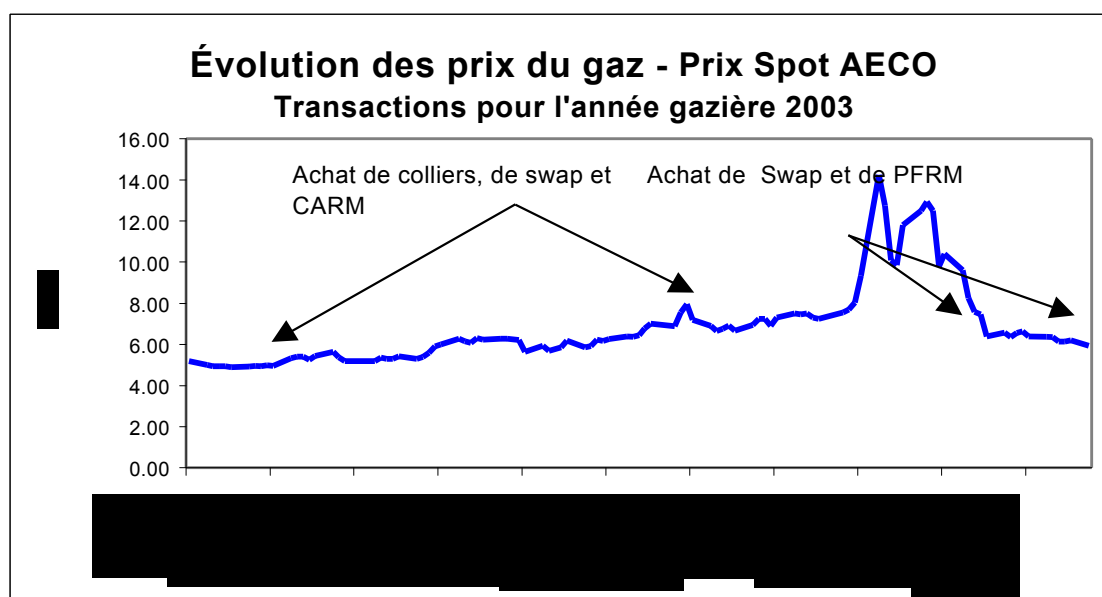


### 16 3.3.2 Année gazière 2003

17 Le graphique ci-dessous présente l'évolution des prix du gaz naturel pour la  
18 période du 1<sup>er</sup> novembre 2002 au 30 mars 2003; période au cours de laquelle  
19 SCGM s'est munie d'outils de protection pour l'année gazière 2003. Il ressort  
20 clairement que les opportunités de transaction associées à une faiblesse

1 temporaire des prix ont été pratiquement inexistantes durant la période  
2 contemplée. En revanche, le graphique 8 montre que SCGM a su éviter les  
3 périodes de crise (entre le 19 février 2003 et le 10 mars 2003) et concentrer ses  
4 transactions sur la période de correction à la baisse des prix, là où la valeur des  
5 outils financiers répondait simultanément aux normes de saine protection et de  
6 position concurrentielle. Cependant, malgré ce contexte difficile, SCGM a toujours  
7 su fixer la protection en deçà de 5,89 \$/GJ, prix qui, encore une fois, assure la  
8 compétitivité du gaz naturel en franchise. De ce fait, SCGM s'est pleinement  
9 conformée au troisième objectif du programme de produits dérivés financiers.

11 **Graphique 8 : Profil des transactions pour l'année gazière 2003**



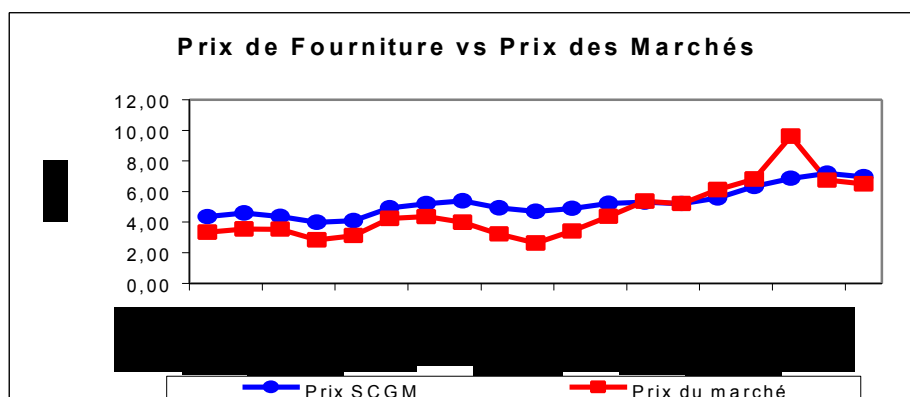
12  
13  
14 Le graphique 8 démontre bien que SCGM a transigé en respectant les paramètres  
15 du programme en évitant de conclure des opérations de couvertures lorsque les  
16 prix étaient trop élevés (de janvier à mars) et à recommencer à agir suite à la  
17 correction à la baisse des prix au cours du mois de mars 2003.

1 **SECTION 4 : COMPARAISON ENTRE LE TARIF MENSUEL DE FOURNITURE**  
2 **ET LES PRIX MENSUELS SUR LE MARCHÉ (INDICE CGPR)**

3 Le graphique ci-dessous montre la compétitivité relative des tarifs mensuels du service  
4 de fourniture de SCGM par rapport aux prix du marché. Les prix affichés ont respecté la  
5 relation d'équilibre entre le rendement et les risques. De fait, bien que les tarifs de  
6 fourniture aient été en moyenne 12,5 % plus élevées que les prix mensuels sur le  
7 marché (indice CGPR), leur volatilité a été de 64 % moins élevée (69 % vs 25 %).

8

9 **Graphique 9 : Prix de fourniture SCGM vs. Prix des marchés**



10

1 **SECTION 5 : COÛTS ENCOURUS DES DIFFÉRENTES PRIMES**

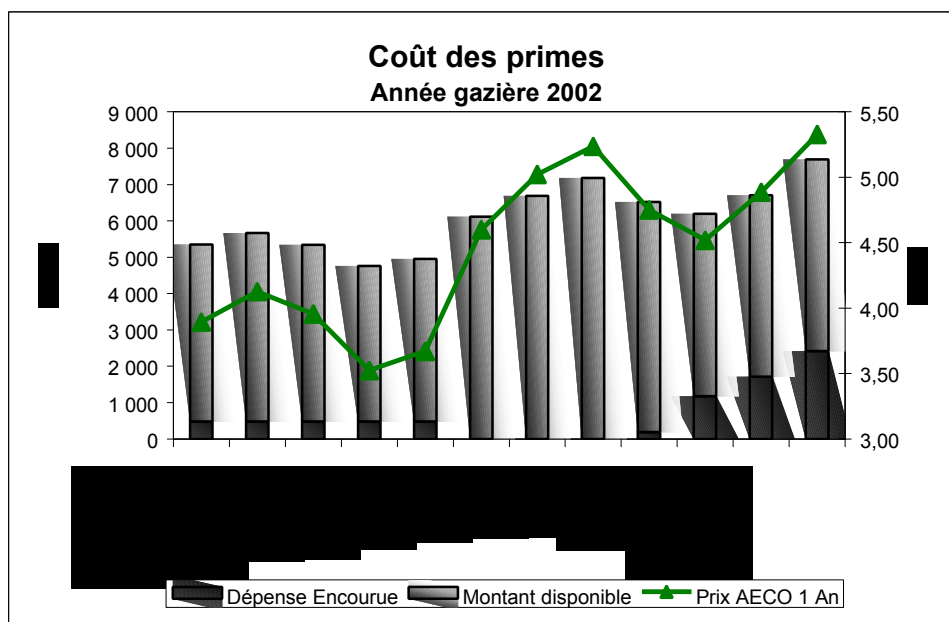
2 Certains outils de protection requièrent le versement de primes. Ces dernières varient  
3 grandement selon les prix d'exercice visés et le contexte du marché en matière de  
4 volatilité.

5  
6 Tel que convenu, l'enveloppe budgétaire affectée au paiement de primes n'a jamais  
7 dépassé les limites édictées par la Régie, soit 1,5 % du coût annuel du service de  
8 fourniture de SCGM prévu au moment de la transaction. Les graphiques suivants  
9 illustrent les dépenses encourues par SCGM lors de l'achat d'outils de protection de  
10 même que la prévision des prix un an et ce, pour les années gazières 2002 et 2003.

11

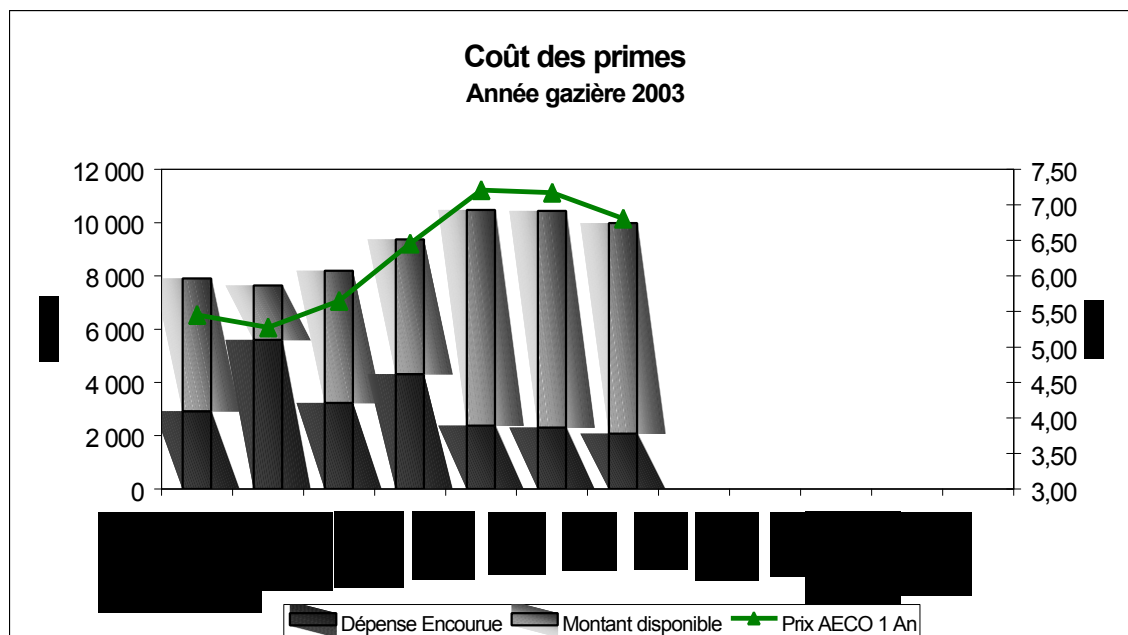
12

**Graphique 10 : Coût des primes - Année gazière 2002**



13

1 **Graphique 11: Coût des primes - Année gazière 2003**



2  
3  
4 À l'aide des graphiques ci-dessus, il est clair que SCGM a toujours respecté la limite  
5 imposée par la Régie quant aux primes.  
6

1 **SECTION 6 : IMPACTS NETS POUR L'ENSEMBLE DES CONSOMMATEURS**

2 Le lecteur est prié de se référer à la section 4 du présent document.

3

4

5

1 **SECTION 7 : AMÉLIORATIONS, SI NÉCESSAIRE**

2 Le programme de produits dérivés financiers, amendé dans le cadre de la cause  
3 tarifaire 2003, visait, d'une part, à accroître la flexibilité et la souplesse des opérations  
4 de couverture et, d'autre part, à faciliter le processus et le suivi réglementaire. Compte  
5 tenu des perspectives haussières et volatiles du prix du gaz naturel, il ne fait aucun  
6 doute que SCGM dispose aujourd'hui d'un programme des plus pertinent et novateur  
7 en Amérique du Nord.

8  
9 Fait intéressant, la solidité financière du distributeur lui permet d'obtenir la même  
10 protection et le même outil à des prix favorables par rapport aux autres fournisseurs du  
11 même type de services. Il importe cependant de souligner que l'utilisation de produits  
12 financiers dérivés par SCGM ne consiste pas à profiter des fluctuations du marché pour  
13 réaliser une plus value et battre le marché mais bien à offrir une saine protection aux  
14 clients en service de fourniture de gaz naturel de SCGM. Dans cette perspective, il ne  
15 faut pas s'étonner si SCGM se concentre davantage sur la paramétrisation des prix que  
16 sur la réduction absolue du coût de gaz fourni par SCGM. Il ne faut pas non plus  
17 s'étonner si SCGM augmente et régularise la fréquence de transactions que ce soit en  
18 temps favorable ou difficile.

19  
20 Le manque de liquidité sur le marché du gaz naturel se fait ressentir depuis la chute du  
21 géant de l'énergie Enron. Effectivement, il est de plus en plus difficile d'obtenir des  
22 cotations par plusieurs contreparties au moment où SCGM veut transiger, les temps de  
23 réponse des courtiers ont considérablement augmenté et, avec la grande volatilité, il  
24 devient difficile d'attendre les réponses de plusieurs courtiers. Il peut s'écouler  
25 facilement une dizaine de minutes avant d'avoir une réponse, ce qui peut paraître peu  
26 de temps, mais dans un marché aussi volatil que celui du gaz naturel cela constitue une  
27 éternité. Pour répondre à ce problème SCGM doit placer des ordres à révocation  
28 auprès des courtiers. Une telle pratique a pour avantage de permettre à un courtier de

1 travailler efficacement une commande. Par contre, elle a le désavantage de montrer  
2 notre main longtemps d'avance au courtier. SCGM étudie l'opportunité de transiger  
3 directement sur le marché des contrats à terme NYMEX, ce marché est d'avantage  
4 liquide que le marché AECO et la corrélation entre AECO et NYMEX est presque  
5 parfaite. Une étude avantages/coûts sera réalisée avant d'entreprendre des  
6 transactions directement sur le NYMEX.

7  
8 En conclusion, SCGM désire maintenir le cap et continuer de travailler dans le respect  
9 des paramètres du programme; gage de résultats concrets et utiles pour les  
10 consommateurs de gaz naturel québécois.

## ANNEXE A

## COUVERTURE PAR PÉRIODE

TABLEAU 1 : TRANSACTIONS EFFECTUÉES ENTRE LE 01 MAI 2002 ET LE 06 JUIN 2002

Date Transaction	Type Transaction	Période		Volumes (GJ/jour)	Prix Plancher (\$/GJ)	Prix Plafond (\$/GJ)	Limite de protection (\$/GJ)	Prime (\$/GJ)
		Début	Fin					
01-mai-02	CARM <sup>(1)</sup>	nov-02	oct-04	1 000	3,53	6,20	7,50	0,00
02-mai-02	Collier	nov-02	oct-03	1 000	4,68	6,20		0,00
08-mai-02	CARM	nov-02	oct-03	1 000	3,75	7,50	9,40	0,00
08-mai-02	CARM	nov-03	oct-04	1 000	3,75	6,90	9,08	0,00
09-mai-02	CARM	nov-03	oct-04	1 000	3,75	7,50	10,75	0,00
10-mai-02	CARM	nov-02	oct-04	1 000	3,75	6,20	7,50	0,00
13-mai-02	CARM	nov-02	oct-04	1 000	3,70	6,20	7,50	0,00
14-mai-02	CARM	nov-02	oct-04	1 000	3,50	7,00	8,08	0,00
14-mai-02	CARM	nov-02	oct-03	1 000	3,75	7,00	8,12	0,00
14-mai-02	CARM	nov-03	oct-04	1 000	3,50	7,00	8,47	0,00
15-mai-02	CARM	nov-02	oct-03	1 000	3,75	7,00	8,25	0,00
15-mai-02	CARM	nov-03	oct-04	1 000	3,50	7,00	8,59	0,00
20-mai-02	CARM	nov-02	oct-03	1 000	3,75	7,00	8,45	0,00
21-mai-02	CARM	nov-03	oct-04	1 000	3,50	7,00	8,76	0,00
21-mai-02	CARM	nov-02	oct-03	1 000	3,75	7,00	9,70	0,00
21-mai-02	CARM	nov-03	oct-04	1 000	3,50	7,00	8,90	0,00
21-mai-02	CARM	nov-02	oct-04	1 000	3,50	7,00	8,50	0,00
24-mai-02	CARM	nov-02	oct-03	1 000	3,50	7,00	8,35	0,00
24-mai-02	CARM	nov-03	oct-04	1 000	3,50	7,00	9,00	0,00
28-mai-02	CARM	nov-02	oct-03	1 000	3,75	6,20	8,20	0,00
30-mai-02	Collier	nov-02	mars-03	1 000	4,00	7,00		0,10
30-mai-02	Collier	nov-02	mars-03	1 000	4,00	6,88		0,10
30-mai-02	CARM	nov-02	mars-03	1 000	3,75	6,55	8,00	0,00
31-mai-02	CARM	nov-02	oct-04	1 000	3,50	6,38	8,00	0,00
04-juin-02	Collier	nov-02	mars-03	1 000	4,00	6,42		0,10
06-juin-02	Collier	nov-02	mars-03	1 000	3,88	6,40		0,10
06-juin-02	CARM	nov-02	oct-03	1 000	3,50	6,20	7,98	0,00
06-juin-02	CARM	nov-02	oct-03	1 000	3,50	6,20	8,20	0,00

<sup>(1)</sup> CARM : Collier à remboursement maximal

1 TABLEAU 2 : TRANSACTIONS EFFECTUÉES ENTRE LE 12 JUIN 2002 ET LE 30 AOÛT 2002

Date Transaction	Type Transaction	Période		Volumes (GJ/jour)	Prix Plancher (\$/GJ)	Prix Plafond (\$/GJ)	Limite de protection (\$/GJ)	Prime (\$/GJ)
		Début	Fin					
12-juin-02	Collier	nov-02	mars-03	1 000	3,85	6,35		0,10
14-juin-02	CARM	nov-02	mars-03	1 000	3,88	6,63	8,00	0,00
18-juin-02	CARM	nov-02	mars-03	1 000	3,59	6,20	8,00	0,10
19-juin-02	CARM	nov-02	mars-03	1 000	3,50	6,20	7,97	0,10
20-juin-02	CARM	nov-02	mars-03	1 000	3,50	6,18	8,00	0,10
25-juin-02	CARM	nov-02	oct-03	1 000	3,50	6,20	8,20	0,10
26-juin-02	CARM	nov-02	oct-03	1 000	3,50	6,08	8,00	0,10
27-juin-02	CARM	nov-02	oct-03	1 000	3,50	5,80	8,00	0,10
28-juin-02	CARM	nov-02	mars-03	2 000	3,65	6,20	8,50	0,055
02-juil-02	Collier	nov-02	mars-03	2 000	3,70	6,20		0,15
03-juil-02	CARM	nov-02	mars-03	2 000	3,60	6,00	9,20	0,12
08-juil-02	Collier	nov-02	mars-03	1 000	3,55	6,20		0,15
08-juil-02	CARM	nov-02	oct-03	1 000	3,46	6,00	9,00	0,10
09-juil-02	CARM	nov-02	oct-03	1 000	3,50	6,20	9,20	0,10
10-juil-02	CARM	nov-03	oct-04	1 000	3,60	6,25	8,50	0,10
10-juil-02	CARM	nov-02	oct-03	1 000	3,50	6,20	9,00	0,10
11-juil-02	Collier	nov-02	oct-03	1 000	3,58	6,20		0,10
11-juil-02	Prix fixe	août-02	juil-03	1 000	4,18			
11-juil-02	CARM	nov-03	oct-04	1 000	3,60	6,20	8,50	0,10
12-juil-02	CARM	nov-04	mars-05	1 000	3,75	6,30	7,45	0,00
15-juil-02	CARM	nov-02	oct-03	1 000	3,41	6,20	9,00	0,10
17-juil-02	CARM	nov-02	oct-03	1 000	3,45	6,20	9,00	0,10
17-juil-02	CARM	nov-02	oct-03	1 000	3,40	6,20	9,00	0,095
18-juil-02	CARM	nov-02	oct-03	1 000	3,50	6,20	9,00	0,10
18-juil-02	CARM	nov-03	oct-04	1 000	3,46	6,20	8,50	0,15
18-juil-02	CARM	nov-02	oct-03	1 000	3,50	6,20	9,00	0,10
19-juil-02	CARM	nov-02	oct-03	2 000	3,38	6,20	9,00	0,10
22-juil-02	CARM	nov-02	oct-03	1 000	3,51	6,20	9,00	0,10
24-juil-02	CARM	nov-02	oct-03	2 000	3,35	6,20	9,00	0,10
24-juil-02	CARM	nov-03	oct-04	1 000	3,45	6,20	8,50	0,15
26-juil-02	CARM	nov-02	oct-03	2 000	3,47	6,20	9,00	0,10
30-juil-02	Prix fixe	août-02	juil-03	1 000	4,25			
30-juil-02	CARM	nov-03	oct-04	1 000	3,35	6,20	8,50	0,15
31-juil-02	CARM	nov-02	oct-03	1 000	3,50	6,15	9,00	0,10
01-août-02	CARM	nov-02	oct-03	2 000	3,54	6,10	9,00	0,10
02-août-02	CARM	nov-02	oct-03	1 000	3,58	6,10	9,00	0,10
05-août-02	Prix fixe	sept-02	août-03	1 000	4,41			
05-août-02	CARM	nov-02	oct-03	1 000	3,48	6,10	9,00	0,10
07-août-02	CARM	nov-02	oct-03	1 000	3,48	6,10	9,00	0,10
09-août-02	CARM	nov-02	oct-03	2 000	3,50	6,10	9,00	0,12
09-août-02	CARM	nov-03	oct-04	1 000	3,65	6,10	8,50	0,15
14-août-02	CARM	nov-03	oct-04	1 000	3,65	6,10	8,50	0,15
14-août-02	CARM	nov-02	oct-03	2 000	3,55	6,10	9,00	0,12
20-août-02	CARM	nov-02	oct-03	1 000	3,75	6,10	8,50	0,15

Date Transaction	Type Transaction	Période		Volumes (GJ/jour)	Prix Plancher (\$/GJ)	Prix Plafond (\$/GJ)	Limite de protection (\$/GJ)	Prime (\$/GJ)
		Début	Fin					
20-août-02	CARM	nov-02	oct-03	1 000	3,65	6,10	8,50	0,15
20-août-02	CARM	nov-03	oct-04	1 000	3,65	6,10	8,50	0,16
23-août-02	CARM	nov-02	oct-03	1 000	4,00	6,02	8,60	0,15
23-août-02	CARM	nov-02	oct-03	1 000	4,00	5,95	8,60	0,15
27-août-02	CARM	nov-02	oct-03	1 000	4,00	6,00	8,60	0,15
28-août-02	CARM	nov-03	oct-04	1 000	3,80	6,00	8,50	0,15
28-août-02	CARM	nov-02	oct-03	1 000	3,83	6,00	8,50	0,15
29-août-02	CARM	nov-02	oct-03	1 000	3,64	6,00	8,50	0,15
29-août-02	CARM	nov-02	oct-03	2 000	3,64	6,00	8,50	0,15
30-août-02	CARM	nov-02	oct-03	2 500	3,65	6,00	8,50	0,15

1

1 **TABLEAU 3 : TRANSACTIONS EFFECTUÉES ENTRE LE 04 SEPTEMBRE 2002**  
 2 **ET LE 02 DÉCEMBRE 2002**

Date Transaction	Type Transaction	Période		Volumes (GJ/jour)	Prix Plancher (\$/GJ)	Prix Plafond (\$/GJ)	Limite de protection (\$/GJ)	Prime (\$/GJ)
		Début	Fin					
04-sept-02	CARM	nov-02	oct-03	1 000	3,75	5,93	8,50	0,15
06-sept-02	Collier	nov-02	oct-03	1 000	4,00	6,00		0,195
06-sept-02	CARM	nov-03	oct-04	1 000	3,80	6,00	8,50	0,16
11-sept-02	CARM	nov-02	oct-03	1 000	4,00	6,00	8,50	0,15
11-sept-02	CARM	nov-02	oct-03	1 000	3,98	5,97	8,50	0,15
13-sept-02	CARM	nov-03	oct-04	1 000	3,95	6,00	8,50	0,16
17-sept-02	CARM	nov-03	oct-04	1 000	3,93	6,00	8,50	0,15
20-sept-02	CARM	nov-02	oct-03	2 000	4,00	6,00	8,50	0,15
24-sept-02	CARM	nov-03	oct-04	1 000	3,80	6,00	8,50	0,15
25-sept-02	CARM	avr-03	mars-04	1 000	3,84	6,00	8,50	0,15
25-sept-02	CARM	nov-02	oct-03	1 000	3,87	6,00	8,50	0,15
25-sept-02	CARM	nov-02	oct-03	1 000	3,80	6,00	8,50	0,15
02-oct-02	CARM	nov-03	oct-04	1 000	3,95	5,90	8,50	0,15
03-oct-02	CARM	nov-02	oct-03	1 000	3,99	6,00	8,50	0,15
04-oct-02	CARM	nov-02	oct-03	2 000	3,98	6,00	8,50	0,15
10-oct-02	CARM	nov-02	oct-03	1 000	3,88	6,00	8,00	0,15
10-oct-02	CARM	avr-03	mars-04	2 000	3,90	6,00	8,00	0,15
10-oct-02	CARM	nov-03	oct-04	1 000	3,75	6,00	8,50	0,15
11-oct-02	CARM	nov-03	oct-04	1 000	3,88	6,00	8,50	0,15
16-oct-02	CARM	nov-03	oct-04	1 000	3,90	6,00	8,50	0,15
21-oct-02	CARM	avr-03	mars-04	1 000	3,98	6,00	8,00	0,15
23-oct-02	CARM	nov-02	oct-03	1 000	4,11	6,00	8,00	0,18
24-oct-02	CARM	avr-03	mars-04	1 000	3,98	6,00	8,00	0,15
31-oct-02	Option d'achat	01-déc-02	31-mars-03	1 000		6,00		0,405
31-oct-02	Option d'achat	01-déc-02	31-mars-03	2 000		6,00		0,40
01-nov-02	Option d'achat	01-déc-02	31-mars-03	1 000		6,00		0,32
04-nov-02	Option d'achat	01-déc-02	31-mars-03	1 000		6,00		0,28
05-nov-02	Option d'achat	01-déc-02	31-mars-03	2 000		6,00		0,22
05-nov-02	CARM	nov-03	oct-04	1 000	4,00	6,00	8,50	0,05
19-nov-02	Prix fixe	nov-04	oct-05	2 000	5,05			
19-nov-02	Prix fixe	nov-03	oct-04	2 000	5,10			
19-nov-02	CARM	nov-04	oct-05	2 000	4,00	6,00	9,00	0,085
26-nov-02	Option d'achat	01-janv-03	31-mars-03	2 000		6,00		0,27
26-nov-02	Option d'achat	01-janv-03	31-mars-03	2 000		7,00		0,12
26-nov-02	Option d'achat	01-janv-03	31-mars-03	2 000		6,00		0,27

Date Transaction	Type Transaction	Période		Volumes (GJ/jour)	Prix Plancher (\$/GJ)	Prix Plafond (\$/GJ)	Limite de protection (\$/GJ)	Prime (\$/GJ)
		Début	Fin					
26-nov-02	Option d'achat	01-janv-03	31-mars-03	2 000		7,00		0,115
26-nov-02	Prix fixe	janv-03	mars-03	2 000	5,48			
26-nov-02	Prix fixe	janv-03	mars-03	2 000	5,45			
02-déc-02	CARM	nov-04	oct-05	4 000	4,00	6,00	9,00	0,06

1

1

2 **TABLEAU 4 : TRANSACTIONS EFFECTUÉES ENTRE LE 17 DÉCEMBRE 2002 ET LE 30 AVRIL 2003**

Date Transaction	Type Transaction	Période		Volumes (GJ/jour)	Prix Plancher (\$/GJ)	Prix Plafond (\$/GJ)	Limite de protection (\$/GJ)	Prime (\$/GJ)
		Début	Fin					
17-déc-02	PFRM	nov-03	oct-05	1 000	4,80		6,70	0,00
19-déc-02	CARM	nov-04	oct-05	1 000	4,25	5,50	8,00	0,07
07-janv-03	PFRM	avr-03	oct-03	1 000	5,50		6,56	0,00
08-janv-03	PFRM	nov-03	oct-04	1 000	4,80		5,50	0,00
10-janv-03	PFRM	nov-04	oct-05	1 000	4,80		6,30	0,00
13-févr-03	PFRM	nov-04	oct-05	2 000	5,20		7,49	0,00
04-mars-03	PFRM	nov-03	oct-04	2 000	5,75		7,45	0,00
11-mars-03	Prix fixe	nov-04	oct-05	3 000	5,67			
12-mars-03	Option d'achat	avr-03	mai-03	25 000		9,00		0,115
12-mars-03	Prix fixe	nov-04	oct-05	2 500	5,60			
13-mars-03	Prix fixe	nov-04	oct-05	2 500	5,54			
14-mars-03	PFRM	nov-03	oct-04	5 000	5,89		7,97	0,00
14-mars-03	PFRM	nov-03	oct-04	3 000	5,89		8,85	0,00
17-mars-03	PFRM	nov-03	oct-04	2 000	5,89		8,13	0,106
17-mars-03	Prix fixe	nov-05	mars-06	5 000	5,57			
17-mars-03	PFRM	nov-03	oct-05	3 000	5,89		9,60	0,00
20-mars-03	PFRM	nov-03	oct-04	2 000	5,76		8,75	0,00
21-mars-03	PFRM	nov-04	mars-05	3 000	5,75		8,24	0,00
27-mars-03	PFRM	nov-03	oct-04	2 500	5,65		8,05	0,00
28-mars-03	PFRM	nov-03	oct-04	2 500	5,80		9,46	0,00
03-avr-03	PFRM	nov-03	mars-04	5 000	5,89		7,50	0,00
03-avr-03	Prix fixe	nov-03	oct-05	4 000	5,84			
04-avr-03	Prix fixe	nov-03	oct-05	5 000	5,75			
16-avr-03	PFRM	nov-03	oct-04	7 500	5,89		8,37	0,00
16-avr-03	Prix fixe	nov-04	oct-05	2 500	5,68			
17-avr-03	Prix fixe	nov-04	oct-05	2 500	5,67			
17-avr-03	PFRM	nov-03	oct-04	6 500	5,89		8,25	0,00
26-avr-03	Prix fixe	nov-05	mars-05	5 000	5,78			

3

4

**A N N E X E B**

**COUVERTURE PAR OUTILS**

**1. ANNÉE GAZIÈRE 2002**

**TABLEAU 1A : COLLIERS**

Date Transaction	Période		Volumes (GJ/jour)	Prix Plancher (\$/GJ)	Prix Plafond (\$/GJ)	Prime (\$/GJ)
	Début	Fin				
09-mai-01	juil-01	mars-02	5 000	5,00	8,00	0,11
09-mai-01	nov-01	mars-02	5 000	5,00	8,50	0,16
21-mai-01	juil-01	mars-02	5 000	4,75	7,75	0,15
19-juil-01	nov-01	mars-02	2 500	4,10	5,00	0,00

**TABLEAU 1B : OPTIONS D'ACHAT**

Date Transaction	Période		Volumes (GJ/jour)	Prix Plafond (\$/GJ)	Prime (\$/GJ)
	Début	Fin			

**TABLEAU 1C : PRIX FIXE**

Date Transaction	Période		Volumes (GJ/jour)	Prix (\$/GJ)
	Début	Fin		
<b>30-avr-01</b>	<b>nov-01</b>	<b>oct-04</b>	<b>10 000</b>	<b>6,20</b>
31-mai-01	nov-01	oct-02	5 000	5,30
22-juin-01	nov-01	oct-02	5 000	4,99
19-juil-01	nov-01	mars-02	2 500	4,45
<b>11-juil-02</b>	<b>août-02</b>	<b>juil-03</b>	<b>1 000</b>	<b>4,18</b>
<b>30-juil-02</b>	<b>août-02</b>	<b>juil-03</b>	<b>1 000</b>	<b>4,25</b>
<b>05-août-02</b>	<b>sept-02</b>	<b>août-03</b>	<b>1 000</b>	<b>4,41</b>

*Les transactions en gras couvrent plus d'une année gazière*

**TABLEAU 1D : PRIX FIXE À REMBOURSEMENT MAXIMAL**

Date Transaction	Période		Volumes (GJ/jour)	Prix (\$/GJ)	Prix plafond (\$/GJ)
	Début	Fin			
<b>23-avr-01</b>	<b>nov-01</b>	<b>oct-03</b>	<b>10 000</b>	<b>6,20</b>	<b>10,00</b>
<b>24-avr-01</b>	<b>nov-01</b>	<b>oct-04</b>	<b>5 000</b>	<b>6,00</b>	<b>9,30</b>
<b>24-avr-01</b>	<b>juin-01</b>	<b>oct-04</b>	<b>5 000</b>	<b>6,20</b>	<b>9,50</b>
29-mai-01	nov-01	mars-02	5 000	4,25	4,65
26-juin-01	nov-01	mars-02	5 000	4,00	4,49

*Les transactions en gras couvrent plus d'une année gazière*

## 2. ANNÉE GAZIÈRE 2003

**TABLEAU 2A : COLLIERS**

Date Transaction	Période		Volumes (GJ/jour)	Prix Plancher (\$/GJ)	Prix Plafond (\$/GJ)	Prime (\$/GJ)
	Début	Fin				
11-janv-02	nov-02	oct-03	1 000	3,25	5,50	0,00
15-janv-02	nov-02	oct-03	1 000	3,14	5,50	0,00
31-janv-02	nov-02	oct-03	1 000	3,15	5,50	0,00
01-févr-02	nov-02	oct-03	1 000	3,13	5,50	0,00
01-févr-02	nov-02	oct-03	1 000	3,10	5,50	0,00
02-mai-02	nov-02	oct-03	1 000	4,68	6,20	0,00
30-mai-02	nov-02	mars-03	1 000	4,00	7,00	0,10
30-mai-02	nov-02	mars-03	1 000	4,00	6,88	0,10
04-juin-02	nov-02	mars-03	1 000	4,00	6,42	0,10
06-juin-02	nov-02	mars-03	1 000	3,88	6,40	0,10
12-juin-02	nov-02	mars-03	1 000	3,85	6,35	0,10
02-juil-02	nov-02	mars-03	2 000	3,70	6,20	0,15
08-juil-02	nov-02	mars-03	1 000	3,55	6,20	0,15
11-juil-02	nov-02	oct-03	1 000	3,58	6,20	0,10
06-sept-02	nov-02	oct-03	1 000	4,00	6,00	0,195

1  
2  
3  
4  
5  
6  
7

**TABLEAU 2B : OPTIONS D'ACHAT**

Date Transaction	Période		Volumes (GJ/jour)	Prix Plafond (\$/GJ)	Prime (\$/GJ)
	Début	Fin			
31-oct-02	01-déc-02	31-mars-03	1 000	6,00	0,405
31-oct-02	01-déc-02	31-mars-03	2 000	6,00	0,4
01-nov-02	01-déc-02	31-mars-03	1 000	6,00	0,32
04-nov-02	01-déc-02	31-mars-03	1 000	6,00	0,28
05-nov-02	01-déc-02	31-mars-03	2 000	6,00	0,22
26-nov-02	01-janv-03	31-mars-03	2 000	6,00	0,27
26-nov-02	01-janv-03	31-mars-03	2 000	7,00	0,12
26-nov-02	01-janv-03	31-mars-03	2 000	6,00	0,27
26-nov-02	01-janv-03	31-mars-03	2 000	7,00	0,115
12-mars-03	01-avr-03	31-mai-03	25 000	9,00	0,115

**TABLEAU 2C : PRIX FIXE**

Date Transaction	Période		Volumes (GJ/jour)	Prix (\$/GJ)
	Début	Fin		
26-nov-02	janv-03	mars-03	2 000	5,48
26-nov-02	janv-03	mars-03	2 000	5,45

**TABLEAU 2D : PRIX FIXE À REMBOURSEMENT MAXIMAL**

Date Transaction	Période		Volumes (GJ/jour)	Prix (\$/GJ)	Prix plafond (\$/GJ)
	Début	Fin			
07-janv-03	avr-03	oct-03	1 000	5,50	6,56

1 **TABLEAU 2E : COLLIERS À REMBOURSEMENT MAXIMAL**

Date Transaction	Période		Volumes (GJ/jour)	Prix Plancher (\$/GJ)	Prix Plafond (\$/GJ)	Prix option (\$/GJ)	Prime (\$/GJ)
	Début	Fin					
21-mars-02	nov-02	oct-03	1 000	3,30 \$	5,75 \$	6,45	0,00
05-avr-02	nov-02	oct-03	2 500	3,68 \$	6,20 \$	8,00	0,00
05-avr-02	nov-02	oct-03	1 000	3,52 \$	6,20 \$	7,50	0,00
09-avr-02	nov-02	oct-03	1 000	3,45 \$	6,20 \$	7,50	0,00
12-avr-02	nov-02	oct-03	1 000	3,35 \$	6,20 \$	7,50	0,00
16-avr-02	nov-02	oct-03	1 000	3,40 \$	6,20 \$	7,50	0,00
19-avr-02	nov-02	oct-03	1 000	3,50 \$	6,20 \$	7,50	0,00
23-avr-02	nov-02	oct-03	1 000	3,46 \$	6,20 \$	7,50	0,00
24-avr-02	nov-02	oct-03	1 000	3,39 \$	6,20 \$	7,50	0,00
25-avr-02	nov-02	oct-03	1 000	3,22 \$	6,20 \$	7,50	0,00
<b>01-mai-02</b>	<b>nov-02</b>	<b>oct-04</b>	<b>1 000</b>	<b>3,53 \$</b>	<b>6,20 \$</b>	<b>7,50</b>	<b>0,00</b>
08-mai-02	nov-02	oct-03	1 000	3,75 \$	7,50 \$	9,40	0,00
<b>10-mai-02</b>	<b>nov-02</b>	<b>oct-04</b>	<b>1 000</b>	<b>3,75 \$</b>	<b>6,20 \$</b>	<b>7,50</b>	<b>0,00</b>
<b>13-mai-02</b>	<b>nov-02</b>	<b>oct-04</b>	<b>1 000</b>	<b>3,70 \$</b>	<b>6,20 \$</b>	<b>7,50</b>	<b>0,00</b>
<b>14-mai-02</b>	<b>nov-02</b>	<b>oct-04</b>	<b>1 000</b>	<b>3,50 \$</b>	<b>7,00 \$</b>	<b>8,08</b>	<b>0,00</b>
14-mai-02	nov-02	oct-03	1 000	3,75 \$	7,00 \$	8,12	0,00
15-mai-02	nov-02	oct-03	1 000	3,75 \$	7,00 \$	8,25	0,00
20-mai-02	nov-02	oct-03	1 000	3,75 \$	7,00 \$	8,45	0,00
21-mai-02	nov-02	oct-03	1 000	3,75 \$	7,00 \$	9,70	0,00
<b>21-mai-02</b>	<b>nov-02</b>	<b>oct-04</b>	<b>1 000</b>	<b>3,50 \$</b>	<b>7,00 \$</b>	<b>8,50</b>	<b>0,00</b>
24-mai-02	nov-02	oct-03	1 000	3,50 \$	7,00 \$	8,35	0,00
28-mai-02	nov-02	oct-03	1 000	3,75 \$	6,20 \$	8,20	0,00
30-mai-02	nov-02	mars-03	1 000	3,75 \$	6,55 \$	8,00	0,00
<b>31-mai-02</b>	<b>nov-02</b>	<b>oct-04</b>	<b>1 000</b>	<b>3,50 \$</b>	<b>6,38 \$</b>	<b>8,00</b>	<b>0,00</b>
06-juin-02	nov-02	oct-03	1 000	3,50 \$	6,20 \$	7,98	0,00
06-juin-02	nov-02	oct-03	1 000	3,50 \$	6,20 \$	8,20	0,00

**Société en commandite Gaz Métropolitain**  
**Cause tarifaire 2004, R-3510-2003**

Date Transaction	Période		Volumes (GJ/jour)	Prix Plancher (\$/GJ)	Prix Plafond (\$/GJ)	Prix option (\$/GJ)	Prime (\$/GJ)
	Début	Fin					
14-juin-02	nov-02	mars-03	1 000	3,88	6,63	8,00	0,00
18-juin-02	nov-02	mars-03	1 000	3,59	6,20	8,00	0,10
19-juin-02	nov-02	mars-03	1 000	3,50	6,20	7,97	0,10
20-juin-02	nov-02	mars-03	1 000	3,50	6,18	8,00	0,10
25-juin-02	nov-02	oct-03	1 000	3,50	6,20	8,20	0,10
26-juin-02	nov-02	oct-03	1 000	3,50	6,08	8,00	0,10
27-juin-02	nov-02	oct-03	1 000	3,50	5,80	8,00	0,10
28-juin-02	nov-02	mars-03	2 000	3,65	6,20	8,50	0,055
03-juil-02	nov-02	mars-03	2 000	3,60	6,00	9,20	0,12
08-juil-02	nov-02	oct-03	1 000	3,46	6,00	9,00	0,10
09-juil-02	nov-02	oct-03	1 000	3,50	6,20	9,20	0,10
10-juil-02	nov-02	oct-03	1 000	3,50	6,20	9,00	0,10
15-juil-02	nov-02	oct-03	1 000	3,41	6,20	9,00	0,10
17-juil-02	nov-02	oct-03	1 000	3,45	6,20	9,00	0,10
17-juil-02	nov-02	oct-03	1 000	3,40	6,20	9,00	0,095
18-juil-02	nov-02	oct-03	1 000	3,50	6,20	9,00	0,10
18-juil-02	nov-02	oct-03	1 000	3,50	6,20	9,00	0,10
19-juil-02	nov-02	oct-03	2 000	3,38	6,20	9,00	0,10
22-juil-02	nov-02	oct-03	1 000	3,51	6,20	9,00	0,10
24-juil-02	nov-02	oct-03	2 000	3,35	6,20	9,00	0,10
26-juil-02	nov-02	oct-03	2 000	3,47	6,20	9,00	0,10
31-juil-02	nov-02	oct-03	1 000	3,50	6,15	9,00	0,10
01-août-02	nov-02	oct-03	2 000	3,54	6,10	9,00	0,10
02-août-02	nov-02	oct-03	1 000	3,58	6,10	9,00	0,10
05-août-02	nov-02	oct-03	1 000	3,48	6,10	9,00	0,10
07-août-02	nov-02	oct-03	1 000	3,48	6,10	9,00	0,10
09-août-02	nov-02	oct-03	2 000	3,50	6,10	9,00	0,12

**Société en commandite Gaz Métropolitain**  
**Cause tarifaire 2004, R-3510-2003**

Date Transaction	Période		Volumes (GJ/jour)	Prix Plancher (\$/GJ)	Prix Plafond (\$/GJ)	Prix option (\$/GJ)	Prime (\$/GJ)
	Début	Fin					
14-août-02	nov-02	oct-03	2 000	3,55	6,10	9,00	0,12
20-août-02	nov-02	oct-03	1 000	3,75	6,10	8,50	0,15
20-août-02	nov-02	oct-03	1 000	3,65	6,10	8,50	0,15
23-août-02	nov-02	oct-03	1 000	4,00	6,02	8,60	0,15
23-août-02	nov-02	oct-03	1 000	4,00	5,95	8,60	0,15
27-août-02	nov-02	oct-03	1 000	4,00	6,00	8,60	0,15
28-août-02	nov-02	oct-03	1 000	3,83	6,00	8,50	0,15
29-août-02	nov-02	oct-03	1 000	3,64	6,00	8,50	0,15
29-août-02	nov-02	oct-03	2 000	3,64	6,00	8,50	0,15
30-août-02	nov-02	oct-03	2 500	3,65	6,00	8,50	0,15
04-sept-02	nov-02	oct-03	1 000	3,75	5,93	8,50	0,15
11-sept-02	nov-02	oct-03	1 000	4,00	6,00	8,50	0,15
11-sept-02	nov-02	oct-03	1 000	3,98	5,97	8,50	0,15
20-sept-02	nov-02	oct-03	2 000	4,00	6,00	8,50	0,15
<b>25-sept-02</b>	<b>avr-03</b>	<b>mars-04</b>	<b>1 000</b>	<b>3,84</b>	<b>6,00</b>	<b>8,50</b>	<b>0,15</b>
25-sept-02	nov-02	oct-03	1 000	3,87	6,00	8,50	0,15
25-sept-02	nov-02	oct-03	1 000	3,80	6,00	8,50	0,15
03-oct-02	nov-02	oct-03	1 000	3,99	6,00	8,50	0,15
04-oct-02	nov-02	oct-03	2 000	3,98	6,00	8,50	0,15
10-oct-02	nov-02	oct-03	1 000	3,88	6,00	8,00	0,15
<b>10-oct-02</b>	<b>avr-03</b>	<b>mars-04</b>	<b>2 000</b>	<b>3,90</b>	<b>6,00</b>	<b>8,00</b>	<b>0,15</b>
<b>21-oct-02</b>	<b>avr-03</b>	<b>mars-04</b>	<b>1 000</b>	<b>3,98</b>	<b>6,00</b>	<b>8,00</b>	<b>0,15</b>
23-oct-02	nov-02	oct-03	1 000	4,11	6,00	8,00	0,18
<b>24-oct-02</b>	<b>avr-03</b>	<b>mars-04</b>	<b>1 000</b>	<b>3,98</b>	<b>6,00</b>	<b>8,00</b>	<b>0,15</b>

1 Les transactions en gras couvrent plus d'une année gazière

2

1  
2 **3. ANNÉES GAZIÈRES 2004, 2005 ET 2006**

3  
4 **TABLEAU 3A : PRIX FIXE**

Date Transaction	Période		Volumes (GJ/jour)	Prix (\$/GJ)
	Début	Fin		
19-nov-02	nov-04	oct-05	2 000	5,05
19-nov-02	nov-03	oct-04	2 000	5,10
11-mars-03	nov-04	oct-05	3 000	5,67
12-mars-03	nov-04	oct-05	2 500	5,60
13-mars-03	nov-04	oct-05	2 500	5,54
17-mars-03	nov-05	mars-06	5 000	5,57
<b>03-avr-03</b>	<b>nov-03</b>	<b>oct-05</b>	<b>4 000</b>	<b>5,84</b>
<b>04-avr-03</b>	<b>nov-03</b>	<b>oct-05</b>	<b>5 000</b>	<b>5,75</b>
16-avr-03	nov-04	oct-05	2 500	5,68
17-avr-03	nov-04	oct-05	2 500	5,67
26-avr-03	nov-05	mars-06	5 000	5,78

5

1 **TABLEAU 3B : PRIX FIXE À REMBOURSEMENT MAXIMAL**

Date Transaction	Période		Volumes (GJ/jour)	Prix (\$/GJ)	Prix Plafond (\$/GJ)	Prime (\$/GJ)
	Début	Fin				
<b>17-déc-02</b>	<b>nov-03</b>	<b>oct-05</b>	<b>1 000</b>	<b>4,80</b>	<b>6,70</b>	<b>0,00</b>
08-janv-03	nov-03	oct-04	1 000	4,80	5,50	0,00
10-janv-03	nov-04	oct-05	1 000	4,80	6,30	0,00
13-févr-03	nov-04	oct-05	2 000	5,20	7,49	0,00
04-mars-03	nov-03	oct-04	2 000	5,75	7,45	0,00
<b>17-mars-03</b>	<b>nov-03</b>	<b>oct-05</b>	<b>3 000</b>	<b>5,89</b>	<b>9,60</b>	<b>0,00</b>
17-mars-03	nov-03	oct-04	2 000	5,89	8,13	0,106
14-mars-03	nov-03	oct-04	5 000	5,89	7,97	0,00
14-mars-03	nov-03	oct-04	3 000	5,89	8,85	0,00
20-mars-03	nov-03	oct-04	2 000	5,76	8,75	0,00
21-mars-03	nov-04	mars-05	3 000	5,75	8,24	0,00
27-mars-03	nov-03	oct-04	2 500	5,65	8,05	0,00
28-mars-03	nov-03	oct-04	2 500	5,80	9,46	0,00
03-avr-03	nov-03	mars-04	5 000	5,89	7,50	0,00
16-avr-03	nov-03	oct-04	7 500	5,89	8,37	0,00
17-avr-03	nov-03	oct-04	6 500	5,89	8,25	0,00

2 *Les transactions en gras couvrent plus d'une année gazière*

**Société en commandite Gaz Métropolitain**  
**Cause tarifaire 2004, R-3510-2003**

1 **TABEAU 3C : COLLIERS À REMBOURSEMENT MAXIMAL**

Date Transaction	Période		Volumes (GJ/jour)	Prix Plancher (\$/GJ)	Prix Plafond (\$/GJ)	Prix option (\$/GJ)	Prime (\$/GJ)
	Début	Fin					
16-avr-02	nov-03	oct-04	1 000	3,36	6,20	8,00	0,00
24-avr-02	nov-03	oct-04	1 000	3,30	6,20	8,00	0,00
08-mai-02	nov-03	oct-04	1 000	3,75	6,90	9,08	0,00
09-mai-02	nov-03	oct-04	1 000	3,75	7,50	10,75	0,00
14-mai-02	nov-03	oct-04	1 000	3,50	7,00	8,47	0,00
15-mai-02	nov-03	oct-04	1 000	3,50	7,00	8,59	0,00
21-mai-02	nov-03	oct-04	1 000	3,50	7,00	8,76	0,00
21-mai-02	nov-03	oct-04	1 000	3,50	7,00	8,90	0,00
24-mai-02	nov-03	oct-04	1 000	3,50	7,00	9,00	0,00
10-juil-02	nov-03	oct-04	1 000	3,60	6,25	8,50	0,10
11-juil-02	nov-03	oct-04	1 000	3,60	6,20	8,50	0,10
12-juil-02	nov-04	mars-05	1 000	3,75	6,30	7,45	0,00
18-juil-02	nov-03	oct-04	1 000	3,46	6,20	8,50	0,15
24-juil-02	nov-03	oct-04	1 000	3,45	6,20	8,50	0,15
30-juil-02	nov-03	oct-04	1 000	3,35	6,20	8,50	0,15
09-août-02	nov-03	oct-04	1 000	3,65	6,10	8,50	0,15
14-août-02	nov-03	oct-04	1 000	3,65	6,10	8,50	0,15
20-août-02	nov-03	oct-04	1 000	3,65	6,10	8,50	0,16
28-août-02	nov-03	oct-04	1 000	3,80	6,00	8,50	0,15
06-sept-02	nov-03	oct-04	1 000	3,80	6,00	8,50	0,16
13-sept-02	nov-03	oct-04	1 000	3,95	6,00	8,50	0,16
17-sept-02	nov-03	oct-04	1 000	3,93	6,00	8,50	0,15
24-sept-02	nov-03	oct-04	1 000	3,80	6,00	8,50	0,15
02-oct-02	nov-03	oct-04	1 000	3,95	5,90	8,50	0,15
10-oct-02	nov-03	oct-04	1 000	3,75	6,00	8,50	0,15
11-oct-02	nov-03	oct-04	1 000	3,88	6,00	8,50	0,15

**A N N E X E C**

**CALCULS POUR TABLEAUX 4 ET 5**

Voici les données permettant de calculer les coûts moyen d'approvisionnement et les volatilités des tableaux 4 et 5. Les formules sont décrites dans la section 3.1.1 du présent document (SCGM-5, document 2, pages 17 à 18).

**1. ANNÉE GAZIÈRE 2002**

Les données nécessaires permettant de reconstituer le tableau 4 sont les suivantes :

- Volumes de gaz de réseau pour l'année gazière 2002 : 90,18 PJ;
- Détail des transactions de couverture effectuées pour l'année gazière 2002 : prière de se référer à l'Annexe A (SCGM-5, document 2, pages 29 à 37);

	AVEC Couverture		SANS Couverture		Coût Moyen Appro.
	Volumes Protégés	$P^c$	Volumes non couverts	CGPR	
	(PJ)	(/GJ)	(PJ)	(/GJ)	
Nov-01	2,100	5,36	4,927	3,35	3,95
Déc-01	2,170	5,36	5,091	3,55	4,09
Jan-02	2,170	5,36	5,091	3,54	4,08
Fév-02	1,960	5,36	4,598	2,84	3,60
Mars-02	2,170	5,36	5,091	3,12	3,79
Avr-02	1,200	5,91	5,827	4,24	4,52
Mai-02	1,240	5,91	6,021	4,36	4,62
Juin-02	1,200	5,91	5,827	3,99	4,32
Juil-02	1,240	5,91	6,021	3,22	3,68
Août-02	1,302	5,83	5,959	2,62	3,20
Sept-02	1,290	5,80	5,737	3,41	3,85
Oct-02	1,333	5,80	5,928	4,37	4,64
<b>Total</b>	<b>19,38</b>	<b>5,59</b>	<b>66,115</b>	<b>3,57</b>	<b>4,03</b>

1

	AVEC couverture		SANS couverture	
	$P^c$	Rendement ( $LN(P_t / P_{t-1})$ )	CGPR	Rendement ( $LN(P_t / P_{t-1})$ )
	(/GJ)	(%)	(/GJ)	(%)
Nov-01	3,95		3,35	
Déc-01	4,09	3,43	3,55	5,70
Jan-02	4,08	-0,08	3,54	-0,14
Fév-02	3,60	-12,74	2,84	-21,91
Mars-02	3,79	5,24	3,12	9,26
Avr-02	4,52	17,71	4,24	30,58
Mai-02	4,62	2,17	4,36	2,79
Juin-02	4,32	-6,82	3,99	-8,81
Juil-02	3,68	-15,90	3,22	-21,31
Août-02	3,20	-14,12	2,62	-20,65
Sept-02	3,85	18,46	3,41	26,18
Oct-02	4,64	18,68	4,37	24,99
<b>Volatilité</b>				
<b>Mensuelle</b>		<b>12,98</b>		<b>19,35</b>
<b>Annuelle</b>		<b>44,97</b>		<b>67,03</b>

2

3

4

5 **2. ANNÉE GAZIÈRE 2003**

6 Les données nécessaires permettant de reconstituer le tableau 5 sont les suivantes :

7

8

9

10

11

- Volumes de gaz de réseau pour l'année gazière 2003 : 89,679 PJ;
- Détail des transactions de couverture effectuées pour l'année gazière 2003 : prière de se référer à l'Annexe A (SCGM-5, document 2, pages XX à XX);

	AVEC Couverture		SANS Couverture		Coût Moyen Appro. (/GJ)
	Volumes Protégés	$P^c$	Volumes non couverts	CGPR	
	(PJ)	(/GJ)	(PJ)	(/GJ)	
Nov-02	4,080	5,58	3,291	5,37	5,48
Déc-02	4,433	5,51	3,184	5,21	5,38
Jan-03	4,805	6,12	2,812	6,12	6,12
Fév-03	4,340	6,20	2,539	6,81	6,43
Mars-03	4,805	6,89	2,812	9,61	7,89
Avr-03	4,500	6,30	2,871	6,74	6,47
Mai-03	4,650	6,63	2,967	6,50	6,58
<b>Total</b>	<b>31,613</b>	<b>6,20</b>	<b>20,475</b>	<b>6,56</b>	<b>6,34</b>

12

	AVEC couverture		SANS couverture	
	$P^c$	Rendement ( $LN(P_t / P_{t-1})$ )	CGPR	Rendement ( $LN(P_t / P_{t-1})$ )
	(/GJ)	(%)	(/GJ)	(%)
Nov-02	5,38		5,37	
Déc-02	5,29	-1,71	5,21	-2,91
Jan-03	6,12	14,57	6,12	16,08
Fév-03	6,43	4,84	6,81	10,60
Mars-03	7,89	20,53	9,61	34,46
Avr-03	6,68	-16,62	6,74	-35,38
Mai-03	6,58	-1,58	6,50	-3,68
<b>Volatilité</b>				
<b>Mensuelle</b>		<b>13,21</b>		<b>23,54</b>
<b>Annuelle</b>		<b>45,74</b>		<b>81,55</b>

1

# Natural Gas Watch

## Commodities

February 21, 2003

A regular series from Commodity Research that discusses the implications of recent events for the natural gas markets.

### Steven Strongin

steve.strongin@gs.com  
New York: 1-212-357-4706

### Jeffrey Currie

jeffrey.currie@gs.com  
New York: 1-212-902-3307

### Colin Fenton

colin.fenton@gs.com  
New York: 1-212-357-5741

### Lewis Segal

lewis.segal@gs.com  
New York: 1-212-357-4322

### Allison Fleischmann

allison.fleischmann@gs.com  
New York: 1-212-357-7504

### David Greely

david.greely@gs.com  
New York: 1-212-902-2850

### Greg Sharenow

greg.sharenow@gs.com  
New York: 1-212-902-7494

### Noah Weisberger

noah.weisberger@gs.com  
New York: 1-212-357-6261

### Marlene Barzana

marlene.barzana@gs.com  
New York: 1-212-902-3392

## Tight fundamentals will likely lead to demand rationing this summer.

### Low inventory levels may lead to near-term upward price spikes

It is now likely that the market will end this winter at minimum storage operating levels of 700 bcf, suggesting a record 2.4 tcf draw since the end of October. Further, cold weather forecasts in coming weeks suggest that inventories could push against minimum operating constraints, leading to upward spikes in prices in the near term.

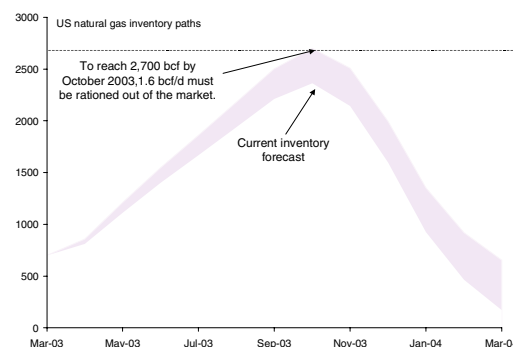
### The need to ration demand this summer should push summer prices higher

Although cold weather has been a key contributor to the strong draw, weather adjusting this draw still leaves a record 2.2 tcf draw down, reflecting the extremely tight underlying market fundamentals. These tight fundamentals and expected low inventories entering into the summer refill season suggest demand will need to be rationed out of the market this summer to avoid deliverability problems during the 2003/2004 winter. To achieve this rationing, we believe the summer NYMEX strip may have to average as high as \$6.45/mmBtu. However, the expected extreme summer imbalance will be unprecedented, suggesting a much higher level of uncertainty and potential summer price volatility than in the past.

### Prices for next winter are dependent on summer demand rationing

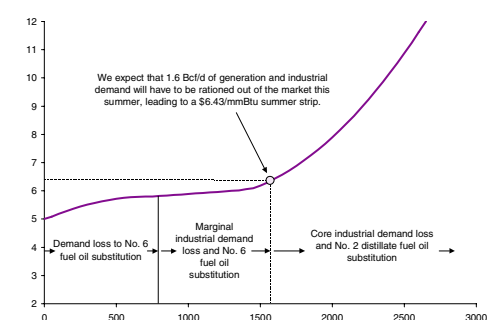
The outlook for next winter is dependent on what type of demand is rationed out this summer. Lost industrial demand is likely permanent and would not return during the winter, while lost generation demand due to fuel substitution has the potential to return during the winter months, forcing additional demand rationing during the winter. We believe some additional rationing will need to occur during the 2003/2004 winter, leading us to expect an average winter strip price of \$5.60/mmBtu.

### Summer build unlikely to reach 2.7 tcf without demand rationing bcf



Source: DOE, Goldman Sachs Research estimates.

### Summer 2003 natural gas price model\* natural gas demand loss in mmcf/d (horizontal axis); \$/mmBtu (vertical axis)



\*Please see Exhibit 5 for more details on this preliminary model

Source: Goldman Sachs Research estimates.

## Table of contents

1	<b>Overview:</b> Tight fundamentals will likely lead to demand rationing this summer
15	<b>Recommendations</b>
17	<b>Macro overview and forecasts</b>
23	<b>Trading notes</b>
29	<b>Outlook summary</b>
33	<b>Disclosures</b>

### Commodities Research Group

**Steve Strongin**

steve.strongin@gs.com  
New York: 1-212-357-4706

**Lewis Segal**

lewis.segal@gs.com  
New York: 1-212-357-4322

**Francisco Blanch**

francisco.blanch@gs.com  
London: 44-207-552-0404

**Marlene Barzana**

marlene.barzana@gs.com  
New York: 1-212-902-3392

### Energy Strategy Group

**Alex Lesin**

alex.lesin@gs.com  
New York: 1-212-902-1385

**Jeffrey Currie**

jeffrey.currie@gs.com  
New York: 1-212-902-3307

**Allison Fleischmann**

allison.fleischmann@gs.com  
New York: 1-212-357-7504

**Greg Sharenow**

greg.sharenow@gs.com  
New York: 1-212-902-7494

**Elizabeth Mateo**

elizabeth.mateo@gs.com  
New York: 1-212-855-0484

**Anthony Terrano**

anthony.terrano@gs.com  
New York: 1-212-357-0323

**Colin Fenton**

colin.fenton@gs.com  
New York: 1-212-357-5741

**David Greely**

david.greely@gs.com  
New York: 1-212-902-2850

**Noah Weisberger**

noah.weisberger@gs.com  
New York: 1-212-357-6261

*The prices in this report are based on the market close of February 18, 2003, unless otherwise noted.*

## Overview: Tight fundamentals will likely lead to demand rationing this summer

It is now likely that the market will end this winter at minimum storage operating levels of 700 bcf, suggesting a record 2.4 tcf draw since the end of October. Further, cold weather forecasts in coming weeks suggest that inventories could push against minimum operating constraints, leading to sharp upward spikes in prices in the near term. Although cold winter weather has been a key contributor to the strong draw, weather adjusting this draw still leaves a record 2.2 tcf draw down (see Exhibit 1), reflecting the extremely tight underlying market fundamentals that have exacerbated the impact of the cold weather.

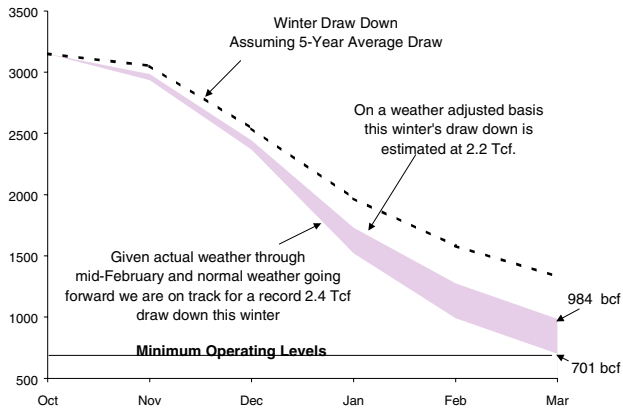
Going forward, the current tight market balance suggests that without substantial supply increases (which would be extremely difficult in the current environment) or a sharp reduction in demand, the summer build will be a record low, leaving the market with only 2.4 tcf in storage at the end of October 2003. Such a low level of inventory at the start of the winter heating season suggests inventories will be inadequate to cover winter heating demand, potentially creating a critical situation next winter.

To prevent severe deliverability problems next winter, LDCs and regulated storage operators will likely be forced to outbid competing demand sources for scarce natural gas supplies this summer in order to build inventories to at least 2.7 tcf – the minimum level that will maintain sufficient pressure in the storage facilities to ensure the ability of storage operators to meet deliverability requirements during the winter<sup>1</sup>. To reach 2.7 tcf, nearly 350 bcf of natural gas demand (1.6 bcf/d) will likely have to be rationed out of the market during the summer refill season (see Exhibit 2). To achieve this rationing, we now believe the summer NYMEX strip may have to average as high as \$6.45/mmBtu, with most of the upside risk centered around the peak cooling months during the summer. It is important to emphasize, however, that the expected extreme summer imbalance will be unprecedented, suggesting a much higher level of uncertainty and potential summer price volatility than in the past.

---

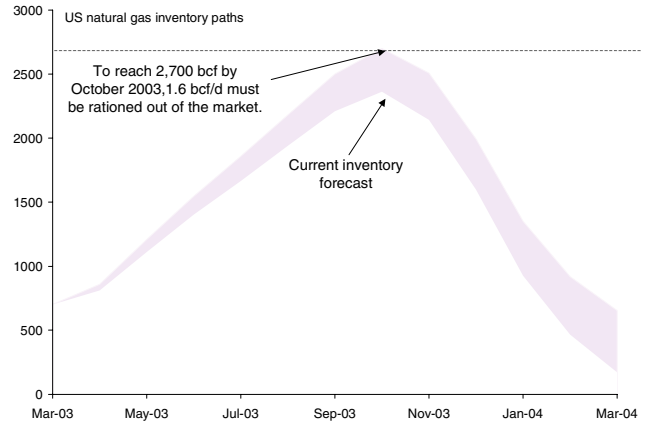
<sup>1</sup> Due to deliverability requirements during the winter, there are disincentives for not filling storage. The primary one is that the less gas that is injected, the lower the pressure in the field and the smaller the peak day withdraws can be during the winter. Further, storage fields were designed to be recycled. If the field is not refilled the operator runs the risk of losing capacity and destroying the formations of the field.

**Exhibit 1: 2002/2003 winter draw will likely be the largest draw on record even without cold weather bcf**



Source: DOE, Goldman Sachs Research estimates.

**Exhibit 2: Summer build unlikely to reach 2.7 tcf without demand rationing bcf**

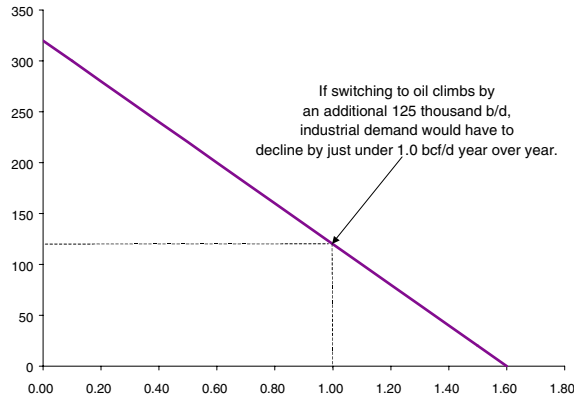


Source: Goldman Sachs Research estimates.

Any significant summer demand rationing would have to come from either generation or industrial sources, suggesting primarily a trade-off between fuel oil demand and lost industrial output (see Exhibit 3). Given the seasonal composition of demand, generation demand represents the largest share of total summer demand, while industrial demand is at its lowest seasonal point during the summer months. This suggests that the first demand to be rationed will likely be any remaining natural gas-fired generation demand that can substitute from natural gas to fuel oil.

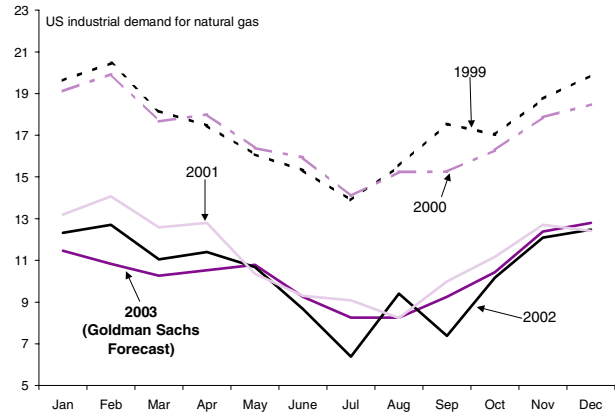
However, the ability of natural gas-fired generation to switch to fuel oil has been substantially reduced since winter 2000/2001. Due to retirements of old dual-fired plants, the total available fuel switching is now closer to 300 thousand b/d, of which 175 thousand b/d has already switched, leaving only about 125 thousand b/d or 630 mmcf/d of natural gas consumption left to switch. Further, the price threshold to incentivize the substitution will likely be substantially higher given the stronger crude price environment – we expect New York Harbor fuel oil prices to average \$32/bbl (\$5.60/mmBtu, including taxes) during the summer months.

**Exhibit 3: Trade-off between lost industrial demand and the amount of oil consumption by generators**  
 bcf/d yoy loss in industrial demand (horizontal axis);  
 thousand b/d of oil demand from generators (vertical axis)



Source: Goldman Sachs Research.

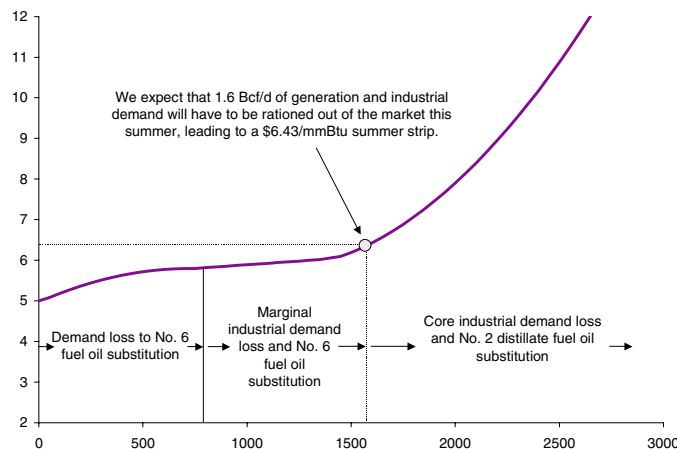
**Exhibit 4: Industrial demand was permanently lost following winter 2000/2001**  
 bcf/d



Source: DOE, Goldman Sachs Research estimates.

The vast remainder of demand reduction will likely come from reduction in industrial demand. However, due to the sharp reduction in industrial demand during the high-price environment of 2001, the remaining industrial demand is much more price inelastic. It is important to remember that most of the marginal industrial demand that was rationed out of the market in 2001 has never returned (see Exhibit 4), suggesting that the remaining industrial demand is much more inelastic. This is particularly the case in the higher oil price environment, because it significantly reduces the ability of foreign oil-based manufacturers to undercut US output with low-cost imports, which would force US industrials to reduce output, as occurred in 2001. Nonetheless, we believe that industrial demand will have to decline 12% year over year or 950 mmcf/d this summer for inventories to reach 2.7 tcf, which we estimate may require an average summer price of about \$6.45/mmBtu to offset shutdown costs (see Exhibit 5).

**Exhibit 5: Summer 2003 natural gas price model\*\*\***  
 natural gas demand loss in mmcf/d (horizontal axis); \$/mmBtu (vertical axis)



\*Assuming a \$32/bbl (\$5.60/mmBtu) average residual fuel oil price over the summer 2003.  
 \*\*Preliminary model.

Source: Goldman Sachs Research estimates.

Beyond residual fuel oil switching and reductions in more marginal industrial demand, only core industrial demand and generation demand that can substitute from natural gas to distillate fuel will be left to ration out of the market. This rationing, however, will likely require significantly higher natural gas prices given that this core industrial demand is highly inelastic and that the logistics involved in obtaining distillate fuel for most generators are costly and inefficient, which generally leaves distillate as the fuel of last resort. Our forecasts assume this degree of rationing will not be necessary to begin winter 2003 with 2.7 tcf.

However, should a warmer-than-normal summer or lower-than-expected supplies further tighten the market, the potential need for this rationing presents a significant upside risk to summer prices. This upside summer price risk, however, poses downside risks further out, because prices have the potential to overshoot to such a degree that the loss in demand is large enough for the market to reach closer to 2.9 tcf by the end of October 2003, creating significant downside price risk at the end of the summer and early winter.

Going forward, the outlook for next winter is very much dependent on what type of demand is rationed out this summer. Lost industrial demand is likely permanent and would not return during the winter, while lost generation demand due to fuel substitution has the potential to return during the winter months, forcing additional demand rationing during the winter. Assuming that the market reaches 2.7 tcf by the end of October 2003 and the lost generation demand returns, the market would finish next winter with 654 bcf in storage, below minimum operating levels of 700 bcf<sup>2</sup>.

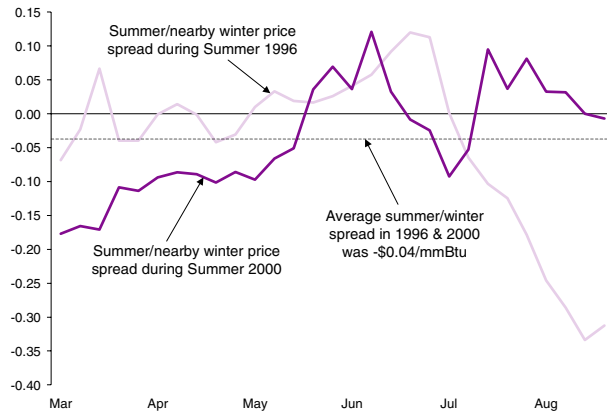
Assuming normal weather next winter, to achieve the rationing required to finish the winter with minimum operating levels, we expect the winter 2003/2004 strip to average \$5.60/mmBtu. It is important to note that we believe 2003/2004 winter prices will average below 2003 summer prices due to significant demand rationing during the summer, which will soften the winter balance. Further, the potential for demand rationing to overshoot, with high summer price spikes removing too much demand, presents significant downside risk to winter prices.

It is also important to note that although the rationing dynamic during the summer months suggests the 2003 summer strip will likely average above the 2003/2004 winter strip, we believe winter prices will likely trade relatively flat to summer prices during the summer months, except during peak cooling periods, when the summer could temporarily trade above the winter. This forward curve dynamic is similar to the ones that occurred in summer 1996 and summer 2000, when fundamentals were also extremely tight and inventories were low heading into the winter (see Exhibit 6). On net, we expect the winter-summer spread during the summer to trade at about \$0.04/mmBtu (less than full carry of about \$0.35/mmBtu on average).

---

<sup>2</sup> Our supply and demand expectations going forward suggest that with no rationing of demand, inventories would decline to 2,363 bcf by the end of October 2003 and to 171 bcf by the end of March 2004. However, winter deliverability requirements suggest demand will have to be rationed to end the summer with at least 2,700 bcf in storage. Assuming the rationed industrial demand does not reenter the market in the winter months but the rationed generation demand does return, inventories would decline to 654 bcf by the end of March 2004. However, we believe inventories cannot physically draw much below 700 bcf, suggesting additional natural gas demand will likely need to be rationed out of the market during winter 2003/2004.

**Exhibit 6: Summer-winter spread during previous tight summers**  
\$/mmBtu

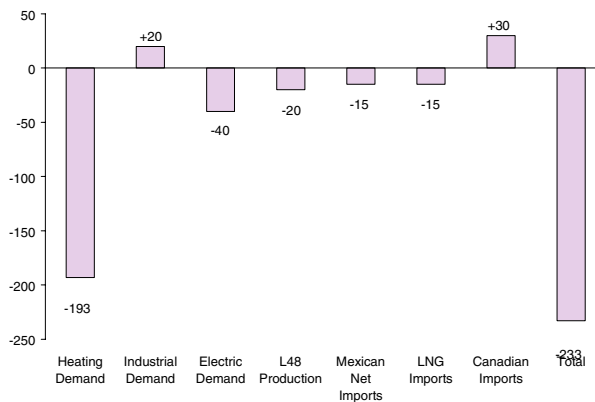


Source: Goldman Sachs Research.

**Decomposition of fundamental forecast changes**

The 581 bcf reduction in our end-of-March 2004 inventory forecast – from 752 bcf, which was published in our last *Natural Gas Watch*, to 171 bcf – is the result of a 233 bcf loss due to unexpected shocks (see Exhibit 7), a 165 bcf gain resulting from modest forecast revisions, and a 513 bcf loss due to data revisions. Although the largest fundamental shock was by far exceptionally cold winter weather, which generated approximately 190 bcf of incremental heating demand and contributed to a surge in generation demand for natural gas, the inventory draw down this winter exceeded our expectations even on a weather-adjusted basis.

**Exhibit 7: Unexpected shocks tightened the natural gas market by 233 bcf**

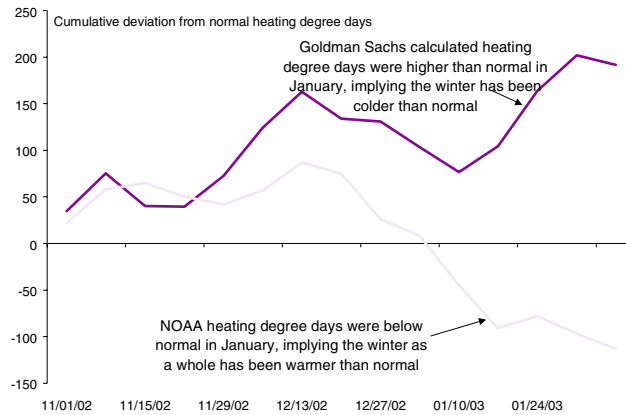


Source: Goldman Sachs Research.

Recent shocks

The largest shock occurred from exceptionally cold winter weather east of the Rockies, which the Goldman Sachs weather series estimates was approximately 6% colder than normal. The Goldman Sachs weather series is weighted by the actual consumption of residential and commercial natural gas by state, rather than the number of homes that use natural gas heating – the National Oceanic and Atmospheric Administration (NOAA) methodology (see Exhibit 8). As a result, the Goldman Sachs weather series captures the intensity of use of natural gas for heating purposes. With the intensity of use higher in the Midwest and Eastern heating regions, the Goldman Sachs weather series places more weight on these regions than the NOAA series, which estimates 1% warmer-than-normal weather over the same period. We calculate that this cold weather generated approximately 190 bcf of incremental heating demand since the beginning of December 2002.

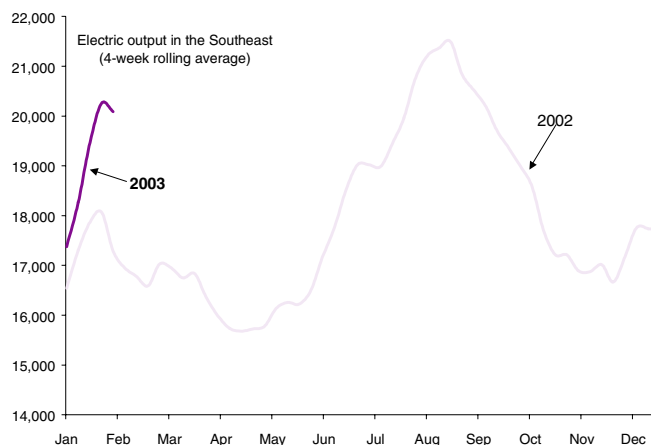
**Exhibit 8: Intensity of use matters in calculating heating degree days given recent weather patterns**  
heating degree days



Source: Goldman Sachs Research, NOAA.

The cold weather also contributed to a surge in electric generation demand above expectations despite continued lackluster industrial activity levels. Electric output in the United States has averaged 7% above year-ago levels over the past ten weeks. While strong natural gas prices suggest that 0.7 bcf/d of generation demand has been lost to fuel switching toward oil on average over this period, extreme weather as far south as the Carolinas and Florida (see Exhibit 9) – where generators are predominantly natural gas-fired – led to approximately 40 bcf of electric generation demand for natural gas above expectations.

**Exhibit 9: Power generation this winter has been supported by strong demand in the US Southeast**  
GWh

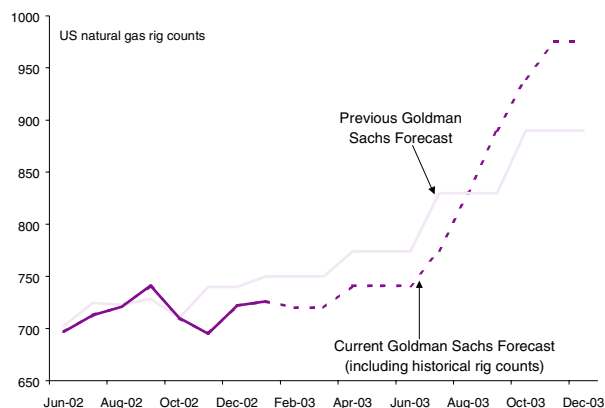


Source: Edison Electric Institute.

Industrial activity in natural gas-intensive sectors improved modestly during December 2002, with manufacturing industrial production in the top-six natural gas-intensive sectors rising 3.5% above year-ago levels. This improvement, however, partially reversed in January, as high natural gas prices squeezed industrial margins, leading to lower industrial activity. Accordingly, January industrial production in these sectors declined 0.4% month over month, reducing the year-over-year gain to 0.8%. Industrial demand for natural gas was the only component of demand that disappointed relative to expectations, falling 20 bcf below our expectations since we last published.

Supply-side shocks also contributed to a tighter market balance in the recent period. Despite substantially higher prices in recent months, US natural gas rig counts have remained below expectations (see Exhibit 10), as companies still digging out from a relatively high-cost/weak price environment on average during 2002 have shown caution in making new expenditures and as improvements in basis pricing have lagged rising NYMEX prices. On net, we estimate Lower 48 production fell more than 20 bcf below expectations since we last published.

**Exhibit 10: Natural gas rigs counts have been below expectations despite higher prices**  
number of rigs



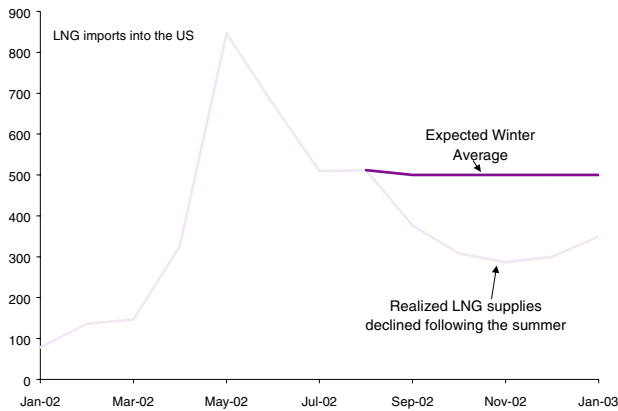
Source: Goldman Sachs Research estimates, Baker Hughes.

Another culprit of a tightening US supply situation that has gone largely unnoticed is a surge in US natural gas exports to Mexico. The recent completion (September 2002) of the 500 mmcf/d North Baja pipeline, which delivers natural gas supplies from Arizona-California border to northern Mexico, has helped feed the growing Mexican industrial base along the US border, leading to record-high US natural gas exports to Mexico in recent months. These net exports exceeded our expectations by approximately 15 bcf in the recent period.

Despite extremely strong US natural gas prices this winter, LNG imports have also been lower than expected in the recent period as Asia has absorbed the vast majority of global LNG spot cargoes (see Exhibit 11). In particular, exceptionally cold weather in Korea led Kogas to secure a substantial number of LNG spot cargoes for the winter. Japan has also contracted for additional spot LNG supplies as fossil-fueled electric generators attempt to compensate for substantial nuclear outages in the country. The demand for LNG supplies into Asia has been so strong that Trinidadian supplies have been redirected to Europe from the United States to replace Middle Eastern supplies redirected to Asia from Europe. On net, US LNG imports fell approximately 0.25 bcf/d or a total of 15 bcf below our expectations in the recent period.

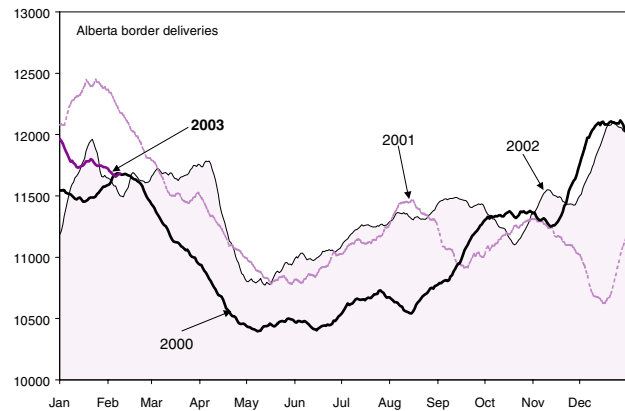
The upside surprise on supply was stronger-than-expected flows of Canadian imports to the US market (see Exhibit 12). Strong US prices, particularly in the Mid-continent, have incentivized increased Canadian flows to the US market despite declines in receipts into the NOVA and Alliance pipelines – a good indicator of northwestern Canadian production. These declines were exacerbated by well “freeze-offs” during exceptionally cold weather in January that led to temporary but large supply disruptions. These higher Canadian exports have therefore come at the expense of Canadian storage, which is near record-low levels for this time of year. On average, US-Canadian imports exceeded expectations by nearly 0.5 bcf/d or a total of 30 bcf.

**Exhibit 11: LNG supplies declined this winter due to strong demand in the Far East**  
mmcf/d



Source: DOE, CMS Energy, El Paso, Goldman Sachs Research.

**Exhibit 12: Canadian imports have remained strong despite supply disruptions due to cold weather**  
mmcf/d



Source: NOVA, Alliance.

### Forecast revisions

Modest shifts in our baseline demand and supply expectations, which assume no rationing, combined with data revisions (see text box on page 14), suggest a tighter balance going forward. On the demand side, exceptionally cold weather thus far in 2003 has led us to modestly raise our 2003 heating demand forecast to 5.7% year-over-year growth from 2.0% the last time we published on November 29, 2002. We have also slightly reduced our baseline industrial demand forecast to a 0.1% year-over-year decline in 2003 from a 2.0% increase (assuming no rationing of demand) due to higher expectations of natural gas prices that will likely motivate lower industrial usage of natural gas (please refer to the Overview section for a discussion of potential rationing of generation and industrial demand that suggest much weaker demand from both of these sectors). Net, we expect total US demand for natural gas to increase 1.3% year over year in 2003, up from an expected 0.9% decline the last time we published – again, assuming no rationing of demand.

On the supply side, higher expectations of Canadian and LNG imports have led us to raise our expectations of total supply to a slight 0.1% year-over-year increase from an 0.8% decline, despite much higher expectations of US export flows to Mexico. We maintain our forecast of a 1.6% year-over-year decline in domestic natural gas production.

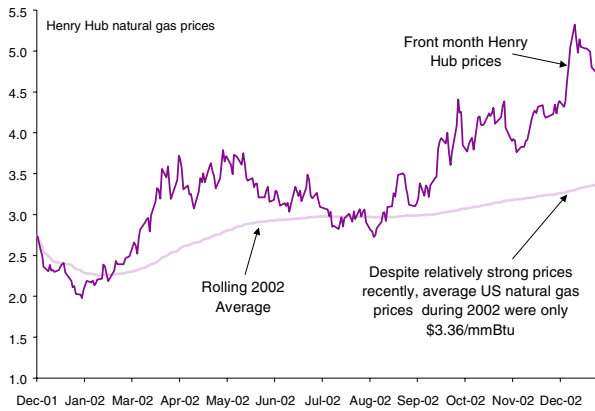
### Supply picture remains tight

**Lower prices and higher costs squeezed producers in 2002.** US natural gas rig counts have remained below expectations despite exceptionally strong natural gas prices, as the combination of disappointing cash flows in 2002 and rising costs have squeezed producers. Although Henry Hub prices finished 2002 above \$4.50/mmBtu, significantly lower prices over the first half of the year – which were lower than the prices imbedded in most capital expenditure budgets – left the 2002 average price at only \$3.36/mmBtu (see Exhibit 13). Further, prices in the producing basins during 2002 were even weaker,

averaging only \$3.10/mmBtu, \$2.70/mmBtu, and \$1.95/mmBtu in the Permian, San Juan, and Rockies basins, respectively. As drilling expenditures in 1H2002 outpaced cash flows, producers were forced to reduce exploration and development programs in the second half of the year.

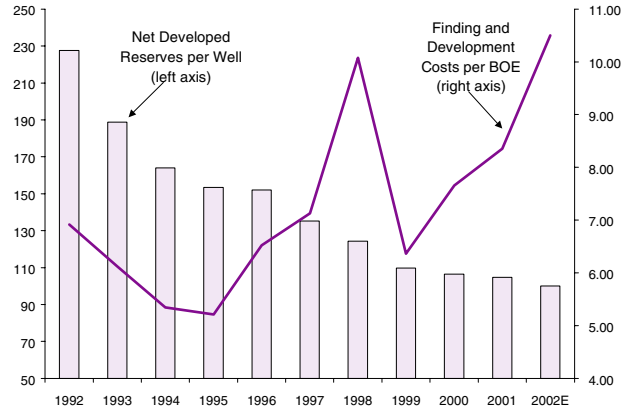
Also contributing to lower drilling activity has been a sharp rise in exploration, development, and production costs. Due to an aging production base, the average well size developed domestically has steadily declined over the past decade (see Exhibit 14), raising finding and development costs per BOE. In addition, improved production technology, which has increased immediate production at the expense of future production, has caused decline rates to accelerate. As a result, US producers need to drill many more (smaller) wells simply to offset decline rates, raising the costs of maintaining and growing production. Lifting costs have also been on the rise, further squeezing returns on investment.

**Exhibit 13: Henry Hub natural gas prices averaged \$3.36/mmBtu during 2002**  
\$/mmBtu



Source: Goldman Sachs Research.

**Exhibit 14: Reserves per well are rapidly declining, pushing up finding and development (F&D) costs**  
BOE/well (left axis); \$/BOE (right axis)



Source: J.S. Herold's, Goldman Sachs Research estimates.

The combination of relatively weak prices, higher exploration and development costs per BOE, and rising lifting costs have reduced the returns on investment in US upstream assets, discouraging such investment. As result, US well head production declined about 4.2% or 2.2 bcf/d year over year during 2002 due to lower drilling, with total US supply losses of roughly 5.3% or 2.8 bcf/d including record hurricane-related supply losses and the loss of incremental gas supplies from reduced ethane stripping in winter 2000/2001 (see below for details on ethane stripping).

**Forecast is for increased rig counts in 2H2003.** Although overall drilling activity has not increased appreciably thus far in 2003, drilling has begun to increase in producing basins where prices have been relatively strong, such as the Gulf of Mexico, East Texas, and Anadarko/Arkoma basins. Although companies are likely to continue to exhibit caution in spending given generally weaker balance sheets following 2002, we expect drilling to accelerate, likely later this spring and summer, as pricing improves on a broader basis – particularly in the West where pricing has been exceptionally weak. E&P

and private companies will likely lead this increase as the large, integrated companies are dramatically reducing their North American activity given better investment opportunities abroad. On net, our 2003 production growth forecast is unchanged at a 1.6% year-over-year decline, with production starting to plateau and then increase toward the end of the year in response to the expected drilling increases.

**Canadian production has been the exception – drilling has been on the rise.** Unlike the United States, permitting and drilling activity in western Canada has surged to record levels (surpassing January 2001) in recent months. Activity has accelerated much more rapidly in Canada than in the US due to the seasonal nature of drilling in Canada, where weather impedes drilling during much of the year. Winter weather typically provides ideal drilling conditions, as the otherwise muddy earth freezes, facilitating transportation and drilling activity. As a result of this seasonality, Canadian producers are forced to drill when the weather permits and therefore cannot wait for higher prices, as is possible in the United States.

Although unseasonably warm temperatures earlier in the Canadian winter led to a slow start to the winter drilling season, a return to seasonably cold temperatures has considerably improved drilling conditions in recent months, leading to a surge in drilling activity. This increased activity suggests the potential for stronger Canadian production, which could help sustain recent high levels of Canadian exports to the US market longer than previously expected. Strong US prices have motivated exceptionally high natural gas flows from Canada in recent months despite declines in Canadian production. These higher Canadian exports have therefore come at the expense of Canadian storage, which has drawn nearly 0.8 bcf/d faster than the historical norm. Although there is downside risk to imports as Canadian inventories deplete, the potential for stronger production helps mitigate this risk. On net, we have modestly raised our expectations for Canadian imports to a 0.1 bcf/d year-over-year increase in 2003.

**Ethane rejection<sup>3</sup> is still not a material supply source.** During winter 2000/2001, when natural gas prices spiked above both ethane and propane prices, natural gas processors reduced ethane stripping and increased peak natural gas volumes more than 2.0 bcf/d. In the recent period, ethane rejection has likely been minimal, as natural gas prices have remained below propane prices. However, should petroleum prices retreat or natural gas prices appreciate considerably, reduced stripping would be a potential source of incremental supplies. It is important to note, however, that pipeline integrity requirements likely cap the volumes of “wet” gas that can be left in the natural gas stream to about 2.5 bcf/d.

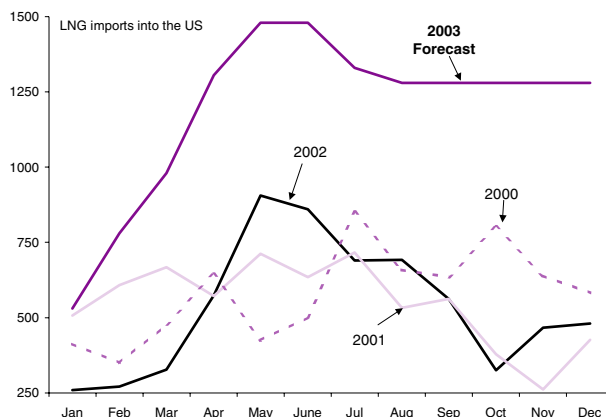
**Demand out of Asia has slowed US LNG imports.** Despite extremely strong North American natural gas prices in recent months, LNG imports fell below expectations in the recent period, as Asia has absorbed the vast majority of global LNG spot cargoes. In particular, exceptionally cold weather in Korea motivated Kogas to charter numerous LNG ships during October and November 2002. In addition, the unexpected loss of significant volumes of nuclear generation in Japan led to strong competition from Japan

---

<sup>3</sup> Ethane rejection occurs when natural gas plant processors leave the ethane in the natural gas production stream instead of removing the “wet” gas to use as chemical feedstocks, which serves to increase deliverable natural gas volumes.

in the relatively small spot LNG market. The demand for LNG supplies into Asia has been so strong that Trinidadian supplies have been redirected to Europe from the US to replace Middle Eastern supplies redirected to Asia from Europe. However, as the Asian pull on LNG supplies subsides with the end of winter, additional LNG supplies will likely begin to flow to the US market. We believe LNG imports will average about 1.3 bcf/d (see Exhibit 15). Further, global shipping capacity in 2003 is expected to expand 14% and Atlantic Train 3 is expected to start up, increasing available LNG supplies.

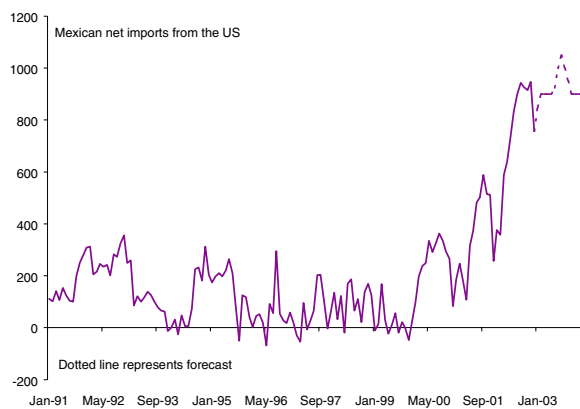
**Exhibit 15: LNG imports are likely to be strong this spring and summer**  
mmcf/d



Source: DOE, Goldman Sachs Research estimates.

**Increased demand from Mexico tightens US market.** US exports to Mexico have surged over the past few years as a combination of increased demand from new gas-fired generation plants in northern Mexico (both in Monterey and Baja California) and flat Mexican natural gas production have drawn significant supplies away from the US producing region (see Exhibit 16). Further, US exports to Mexico have benefited from reduced taxes on imported natural gas instituted in 1999. Going forward, as several additional natural gas-fired plants are completed over the next 12 months (amounting to 3,000 MW of capacity) and the Baja North pipeline continues to ramp up toward 500 mmcf/d (pipeline was started in September 2002 and is currently transporting about 200 mmcf/d to Baja California), incremental supplies will likely be drawn away from the US market, leading us to raise our net export forecast by 190 mmcf/d year-over-year during 2003. These stronger expectations of US natural gas exports to Mexico, however, will likely be offset by expectations of strong LNG imports into the US, suggesting that the US balance will be net softer from the combination of these flows.

---

**Exhibit 16: Mexico remains a significant offset to Canadian and LNG imports**  
mmcf/d

---

Source: DOE, Goldman Sachs Research estimates.

## Market tighter than suggested by measured supply and measured demand

Over the last year, measured supply and demand have increasingly understated the true tightness of the market as reflected by inventory changes. Some statistical discrepancy between measured supply and demand, on the one hand, and inventory changes on the other, is expected due to changes in pipefill and is captured by the DOE in the so-called balance term. However, the DOE balance term has been trending sharply upward and has reached record levels of 10 bcf/d, suggesting that actual demand has been persistently above measured demand, actual supply has been persistently below measured supply, or some combination of the two. To evaluate the future impact of the true supply-demand imbalance, it has become necessary to allocate portions of this balance term into fundamental components. For reasons discussed below we have allocated the balance term between non-utility generation demand and domestic production.

Although measured non-utility demand has grown rapidly over the last three years, likely reflecting the changing structure of the power generation sector, underreporting of non-utility demand for natural gas has likely grown as well, owing to the less stringent reporting requirements imposed on non-utility power generators (compared with utilities). Indeed, trend growth of the balance term has tracked the growth in measured non-utility demand quite closely, suggesting that the largest and most rapidly growing portion of the balance term likely captures incremental non-utility generation demand. When this incremental non-utility demand is added to total electric generation demand (defined as both utility and non-utility generation demand), true generation demand now reaches a seasonal peak of more than 30 bcf/d, about 4 bcf/d above measured generation demand.

Having allocated much of the trend component of the balance term to non-utility demand, we estimate the remainder of the balance term should be allocated to domestic production, which is difficult to track accurately given long lags in data collection. The domestic production component of the balance term accounts for about a 2 bcf/d reduction in production over the last nine months. However, it should be noted that by applying this reclassification to historical data, domestic production in late 2000/early 2001 is estimated to have been about 55 bcf/d, compared with the measured 53 bcf/d, likely owing to incremental flash production and reduced NGL stripping during that period.

By explicitly decomposing the balance term into domestic production and non-utility generation demand and then extrapolating market fundamentals forward, the impact of the recent tightening market balance is assumed to carry forward as well. In the current environment, the impact of this reclassification on the relative levels of supply and demand accounts for a 513-bcf reduction in end-of-March 2004 inventories relative to our previous expectations.

## Recommendations

### Trading recommendations

- **CLOSE: Long a Nov-02-Mar-03 call on a basket of 40%LGA and 60%ORD HDDs with a strike at 4555 and a \$4 million cap, as a hedge to Long 175 lots of a Nov-02-Mar-03 NYMEX natural gas \$4.00/\$2.90 put spread.<sup>4</sup>**

(Current price level at \$2.693 million; first suggested on 09/10/02 at \$1.509 million; \$1.184 million gain)

- **OPEN: Long July, August and September NYMEX.<sup>4</sup>**

(Current price level at \$5.45)

Expected low inventories entering into the summer refill season and a tight underlying market balance suggest that substantial demand will need to be rationed out of the market this summer to avoid deliverability problems during the 2003/2004 winter. To achieve this rationing, we believe the summer NYMEX strip may have to average as high as \$6.45/mmBtu, with most of the upside risk centered around the peak cooling months during the summer. Accordingly, we believe buying the peak summer months at current pricing holds significant value.

---

<sup>4</sup> Priced as of settlement February 20, 2003.



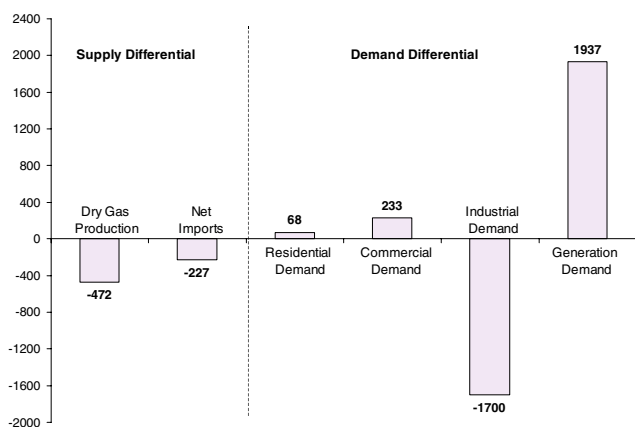
## Macro overview and forecasts

**Exhibit 17: Comparison of US DOE and Goldman Sachs supply and demand forecasts**  
bcf

	Apr-01-Mar-02		Apr-02-Mar-03	
	DOE	GS	DOE	GS
<b>Consumption</b>				
Residential	4,575	4,548	4,985	5,053
Commercial	2,960	2,941	3,045	3,278
Industrial	5,259	4,014	5,387	3,687
Generation	6,806	8,890	7,152	9,089
Lse Plt & Pipe Fuel	1,731	1,733	1,796	1,745
Tot. Apparent Con.	21,330	22,125	22,366	22,852
Balancing Item	760	(15)	1,051	106
<b>Consumption</b>	<b>22,091</b>	<b>22,111</b>	<b>23,416</b>	<b>22,958</b>
<b>Supply</b>				
U.S. Dry Gas Prod.	19,226	19,260	18,986	18,513
Supp. Gas. Fuels	78	79	83	83
Net Imports	3,563	3,535	3,805	3,577
Net from Storage	776	763	(543)	(784)
<b>Total supply</b>	<b>22,091</b>	<b>22,111</b>	<b>23,416</b>	<b>22,958</b>

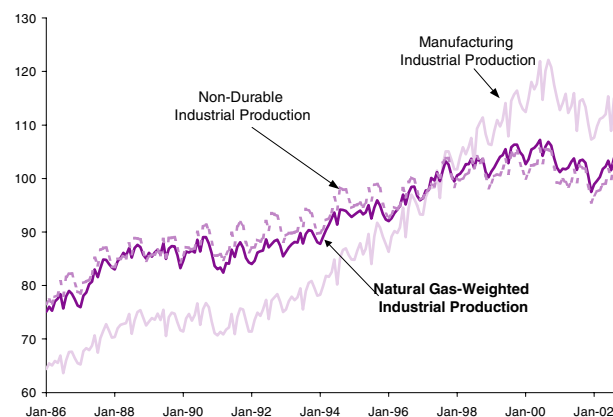
Source: US Department of Energy (DOE), Goldman Sachs Research estimates.

**Exhibit 18: Comparison of Apr-02-Mar-03 DOE and Goldman Sachs forecasts**  
bcf; (Goldman Sachs forecasts – DOE forecasts)



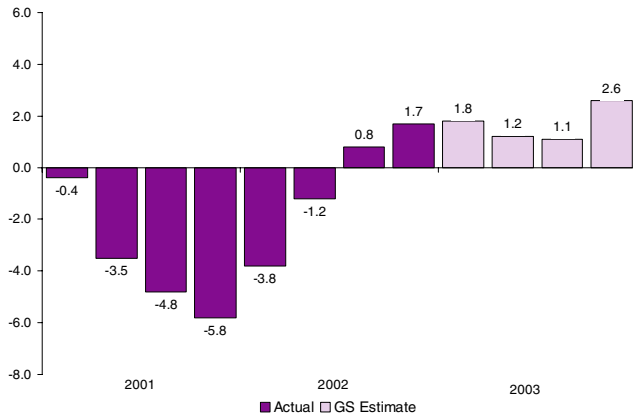
Source: DOE, Goldman Sachs Research estimates.

**Exhibit 19: Natural gas weighted industrial production index**  
index 1992 = 100



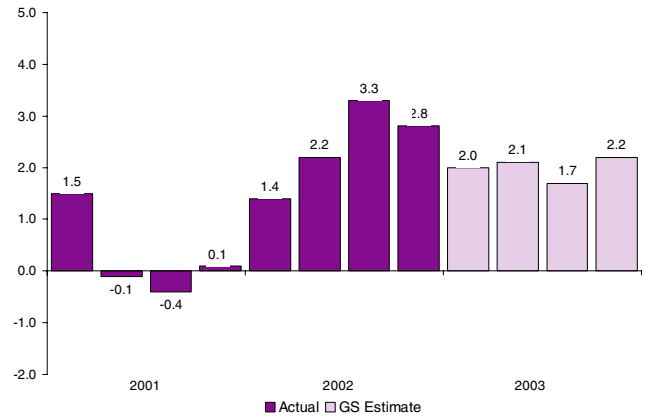
Source: Goldman Sachs Research.

**Exhibit 20: US manufacturing industrial production**  
% change year over year



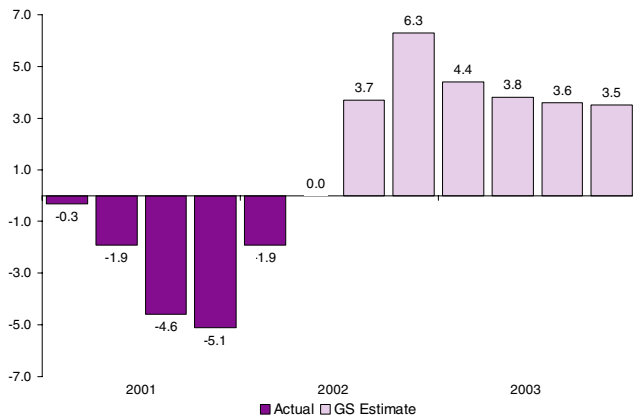
Source: Goldman Sachs Economics Research.

**Exhibit 21: US real GDP**  
% change year over year



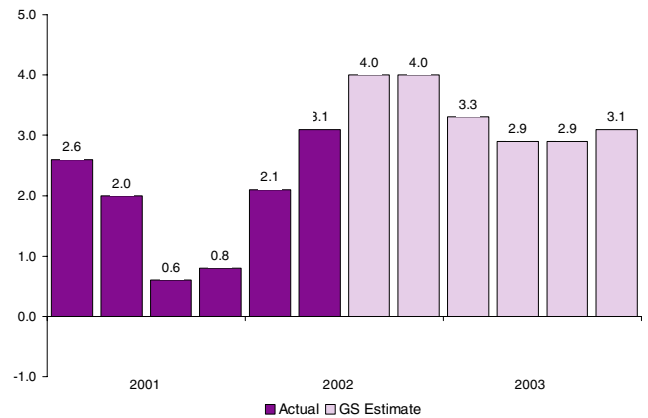
Source: Goldman Sachs Economics Research.

**Exhibit 22: Canadian manufacturing industrial production**  
% change year over year



Source: Goldman Sachs Economics Research.

**Exhibit 23: Canadian real GDP**  
% change year over year



Source: Goldman Sachs Economics Research.

**Exhibit 24: North American natural gas supply and demand balance**

bcf/d, except stocks in bcf

	Apr-02	May-02	Jun-02	Jul-02	Aug-02	Sep-02	Oct-02	Nov-02	Dec-02	Jan-03	Feb-03
<b>US</b>											
Supply											
Production	51.1	51.4	51.3	51.6	50.9	49.6	49.0	50.7	50.9	50.9	50.8
Net Imports	9.4	9.4	9.3	10.5	10.6	10.4	8.8	9.3	10.0	9.9	9.8
Other Supply	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.3	0.3	0.3
<b>Total Supply</b>	<b>65.9</b>	<b>62.4</b>	<b>62.1</b>	<b>60.0</b>	<b>60.1</b>	<b>60.6</b>	<b>55.3</b>	<b>55.2</b>	<b>57.5</b>	<b>60.6</b>	<b>64.1</b>
Demand											
Residential	14.0	8.4	5.5	4.1	3.8	4.2	7.6	14.6	23.1	32.1	29.0
Commercial	9.0	6.2	5.2	4.7	4.8	5.4	5.8	9.0	12.9	17.0	16.0
Industrial	11.4	10.7	8.7	6.4	9.4	7.4	10.2	12.1	12.5	11.5	10.8
Generation	22.5	22.2	27.1	32.6	30.1	29.7	24.2	21.9	22.3	21.8	21.7
Lease and Plant	3.2	3.2	3.2	3.2	3.1	3.1	3.2	3.2	3.2	3.2	3.2
Pipeline Fuel	1.6	1.3	1.3	1.3	1.3	1.2	1.4	1.7	2.1	2.1	2.0
Balancing Item	5.2	1.4	1.3	-2.3	-1.6	0.4	-2.6	-5.1	-3.8	-0.5	3.3
<b>Total Demand</b>	<b>61.7</b>	<b>52.0</b>	<b>50.9</b>	<b>52.3</b>	<b>52.6</b>	<b>50.9</b>	<b>52.3</b>	<b>62.4</b>	<b>76.2</b>	<b>87.6</b>	<b>82.7</b>
Storage											
Stock Change	4.2	10.4	11.2	7.7	7.5	9.7	3.0	-7.2	-18.7	-27.0	-18.6
<b>Working Stocks</b>	<b>1659</b>	<b>1968</b>	<b>2308</b>	<b>2539</b>	<b>2773</b>	<b>3057</b>	<b>3150</b>	<b>2934</b>	<b>2369</b>	<b>1522</b>	<b>990</b>
Base Stocks	4355	4361	4355	4358	4357	4368	4368	4368	4368	4368	4368
Total Stocks*	6039	6361	6699	6938	7170	7462	7554	7338	6758	5921	5400
<b>Canada</b>											
Supply											
Production	16.7	16.3	15.9	16.0	16.4	16.8	17.2	16.4	16.0	17.2	17.0
Demand											
Residential	2.0	0.9	0.6	0.4	0.5	0.6	1.1	1.7	2.4	2.9	2.8
Commercial	1.5	0.7	0.5	0.4	0.4	0.5	0.9	1.3	1.8	2.1	2.2
Industrial	1.8	1.5	1.6	1.1	1.1	1.4	3.1	2.3	1.7	3.3	2.1
Utility	2.3	1.7	1.7	1.7	1.9	1.9	2.2	2.2	2.1	2.3	2.3
Lease and Plant	0.1	0.1	0.1	0.2	0.2	0.2	0.2	0.1	0.1	0.2	0.2
Pipeline Fuel	0.3	0.3	0.3	0.4	0.4	0.3	0.3	0.4	0.4	0.4	0.4
Net Exports	9.5	9.5	9.3	10.6	10.7	10.4	8.9	9.5	10.4	10.1	10.0
<b>Total Demand</b>	<b>17.5</b>	<b>14.8</b>	<b>14.2</b>	<b>14.8</b>	<b>15.2</b>	<b>15.3</b>	<b>16.8</b>	<b>17.5</b>	<b>18.9</b>	<b>21.4</b>	<b>20.0</b>
Storage											
Stock Change	-0.5	1.5	1.8	1.2	1.2	1.5	0.5	-1.1	-2.8	-4.2	-2.9
<b>Working Stocks</b>	<b>257</b>	<b>305</b>	<b>358</b>	<b>393</b>	<b>430</b>	<b>474</b>	<b>488</b>	<b>455</b>	<b>367</b>	<b>236</b>	<b>153</b>
Base Stocks	375	372	373	374	375	376	377	378	379	379	379
Total Stocks	633	677	731	767	805	850	865	833	746	615	532
<b>North America</b>											
Supply											
Production	67.8	67.8	67.3	67.6	67.2	66.3	66.2	67.1	67.0	68.0	67.8
Net Imports	-0.1	-0.2	0.0	-0.2	-0.2	0.0	-0.2	-0.2	-0.4	-0.2	-0.2
Other Supply	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.3	0.3	0.3
<b>Total Supply</b>	<b>68.0</b>	<b>67.8</b>	<b>67.4</b>	<b>67.6</b>	<b>67.3</b>	<b>66.5</b>	<b>66.2</b>	<b>67.2</b>	<b>66.9</b>	<b>68.2</b>	<b>67.9</b>
Demand											
Residential	16.0	9.2	6.1	4.6	4.2	4.7	8.7	16.3	25.5	35.1	31.8
Commercial	10.5	6.9	5.7	5.1	5.3	5.9	6.8	10.3	14.7	19.1	18.2
Industrial	13.3	12.2	10.2	7.5	10.5	8.8	13.3	14.4	14.2	14.7	12.9
Utility	24.8	24.0	28.8	34.3	32.1	31.5	26.4	24.0	24.4	24.1	23.9
Lease and Plant	3.3	3.3	3.3	3.4	3.3	3.2	3.3	3.4	3.4	3.4	3.4
Pipeline Fuel	1.9	1.6	1.6	1.7	1.7	1.6	1.7	2.1	2.5	2.5	2.4
<b>Total Demand</b>	<b>69.8</b>	<b>57.3</b>	<b>55.7</b>	<b>56.5</b>	<b>57.1</b>	<b>55.8</b>	<b>60.2</b>	<b>70.4</b>	<b>84.7</b>	<b>98.9</b>	<b>92.7</b>
Storage											
Stock Change	3.7	11.9	13.0	8.9	8.6	11.2	3.5	-8.3	-21.5	-31.3	-21.5
<b>Working Stocks</b>	<b>1916</b>	<b>2273</b>	<b>2666</b>	<b>2932</b>	<b>3203</b>	<b>3531</b>	<b>3638</b>	<b>3388</b>	<b>2736</b>	<b>1758</b>	<b>1143</b>
Base Stocks	4730	4733	4728	4732	4732	4744	4745	4746	4747	4747	4747
Total Stocks	6672	7038	7429	7706	7975	8311	8419	8171	7505	6535	5932
Balancing Item	5.5	1.4	1.3	-2.3	-1.6	0.4	-2.6	-5.1	-3.8	-0.5	3.3

\*Total stocks may not add due to marginal LNG storage.

Source: DOE, Statistics Canada, Goldman Sachs Research.

**Exhibit 24 cont'd: North American natural gas supply and demand balance**

bcf/d, except stocks in bcf

Mar-03	Apr-03	May-03	Jun-03	Jul-03	Aug-03	Sep-03	Oct-03	Nov-03	Dec-03	Jan-04	Feb-04	Mar-04
50.5	50.0	49.5	49.2	49.2	49.4	49.8	50.4	50.6	50.8	50.4	50.3	50.1
10.1	10.0	9.7	9.9	11.1	11.2	11.2	9.6	10.3	11.3	10.8	10.6	10.6
0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.3	0.3	0.2	0.2
61.9	64.0	61.5	60.3	60.4	60.5	61.1	57.6	56.0	58.5	61.0	64.4	62.0
20.8	14.0	8.4	5.5	4.1	3.8	4.2	7.6	15.0	23.2	28.9	27.0	20.9
12.1	9.2	6.2	5.1	4.8	4.8	5.0	6.2	9.5	13.0	15.4	15.2	12.3
10.3	10.5	10.8	9.3	8.3	8.3	9.3	10.4	12.4	12.8	11.5	10.8	10.3
22.5	22.3	21.8	26.2	30.1	30.4	29.4	24.0	21.6	22.3	21.3	21.7	22.5
3.2	3.2	3.1	3.1	3.1	3.1	3.1	3.2	3.2	3.2	3.2	3.2	3.2
1.8	1.6	1.3	1.2	1.3	1.3	1.2	1.3	1.6	2.0	2.0	2.0	1.8
1.1	3.8	2.1	1.1	0.0	-0.3	-0.1	-2.6	-5.1	-3.8	-0.6	3.3	1.1
70.8	60.8	51.6	50.5	51.7	51.7	52.2	52.7	63.4	76.6	82.4	79.9	70.9
-8.8	3.2	9.9	9.8	8.7	8.8	8.9	4.9	-7.3	-18.1	-21.4	-15.5	-9.0
<b>701</b>	<b>811</b>	<b>1112</b>	<b>1403</b>	<b>1667</b>	<b>1941</b>	<b>2212</b>	<b>2363**</b>	<b>2143</b>	<b>1598</b>	<b>927</b>	<b>466</b>	<b>171**</b>
4368	4368	4368	4368	4368	4368	4368	4368	4368	4368	4368	4368	4368
5128	5224	5532	5827	6096	6369	6636	6787	6567	6007	5345	4896	4619
17.1	16.9	16.6	16.6	16.2	16.5	16.5	17.4	16.6	16.0	17.2	17.0	17.1
2.7	2.0	0.9	0.6	0.4	0.5	0.6	1.1	1.7	2.4	3.0	2.9	2.7
2.1	1.5	0.7	0.5	0.4	0.4	0.5	0.9	1.3	1.8	2.1	2.2	2.1
0.7	-0.1	1.5	1.7	0.7	0.5	0.4	2.2	1.6	0.5	1.4	0.8	0.2
2.2	2.3	1.8	1.7	1.7	2.0	1.9	2.2	2.2	2.1	2.4	2.3	2.2
0.2	0.2	0.1	0.1	0.2	0.2	0.2	0.1	0.1	0.1	0.2	0.2	0.2
0.4	0.3	0.3	0.3	0.4	0.4	0.3	0.3	0.3	0.4	0.4	0.4	0.4
10.2	10.2	9.9	10.1	11.1	11.3	11.3	9.8	10.5	11.5	11.0	10.8	10.7
18.5	16.3	15.1	15.1	14.9	15.2	15.1	16.7	17.7	18.7	20.5	19.5	18.6
-1.5	0.6	1.5	1.5	1.3	1.4	1.4	0.8	-1.1	-2.7	-3.4	-2.5	-1.5
<b>109</b>	<b>126</b>	<b>172</b>	<b>217</b>	<b>258</b>	<b>301</b>	<b>343</b>	<b>366</b>	<b>332</b>	<b>248</b>	<b>144</b>	<b>72</b>	<b>27</b>
379	379	379	379	379	379	379	379	379	379	379	379	379
488	505	551	596	637	680	722	745	711	627	523	451	406
67.6	66.9	66.2	65.7	65.4	66.0	66.4	67.8	67.2	66.8	67.6	67.4	67.2
-0.2	-0.2	-0.2	-0.2	0.0	-0.1	-0.2	-0.2	-0.2	-0.2	-0.2	-0.2	-0.2
0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.3	0.3	0.2	0.2
67.7	66.9	66.2	65.7	65.6	66.0	66.4	67.8	67.3	66.9	67.7	67.4	67.2
23.6	16.0	9.3	6.1	4.6	4.3	4.7	8.7	16.7	25.6	31.8	29.9	23.6
14.2	10.6	6.9	5.7	5.3	5.3	5.6	7.2	10.8	14.8	17.6	17.4	14.3
11.0	10.4	12.3	10.9	9.0	8.8	9.6	12.6	14.0	13.3	12.9	11.6	10.5
24.7	24.6	23.6	28.0	31.8	32.4	31.2	26.2	23.8	24.4	23.7	24.0	24.7
3.4	3.3	3.3	3.3	3.3	3.3	3.3	3.3	3.4	3.4	3.4	3.4	3.4
2.2	1.9	1.6	1.5	1.6	1.6	1.5	1.6	2.0	2.4	2.4	2.4	2.2
79.1	66.9	56.8	55.5	55.6	55.6	56.0	59.6	70.6	83.9	91.8	88.6	78.7
-10.3	3.8	11.4	11.3	10.0	10.2	10.3	5.6	-8.5	-20.8	-24.7	-17.9	-10.4
<b>810</b>	<b>937</b>	<b>1284</b>	<b>1621</b>	<b>1925</b>	<b>2241</b>	<b>2555</b>	<b>2729</b>	<b>2475</b>	<b>1845</b>	<b>1070</b>	<b>538</b>	<b>198</b>
4747	4747	4747	4747	4747	4747	4747	4747	4747	4747	4747	4747	4747
5616	5729	6084	6423	6734	7048	7358	7533	7278	6634	5868	5348	5024
1.1	3.8	2.1	1.1	0.0	-0.3	-0.1	-2.6	-5.1	-3.8	-0.6	3.3	1.1

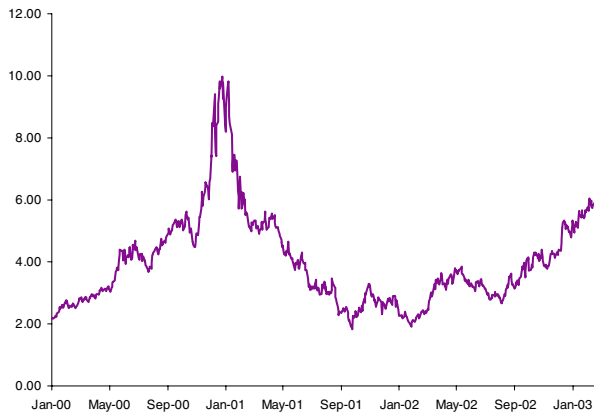
\*\*October 2003 and March 2004 working stocks assume no demand rationing.

Source: DOE, Statistics Canada, Goldman Sachs Research.



## Trading notes

**Exhibit 25: Historical NYMEX natural gas prices**  
\$/mmBtu



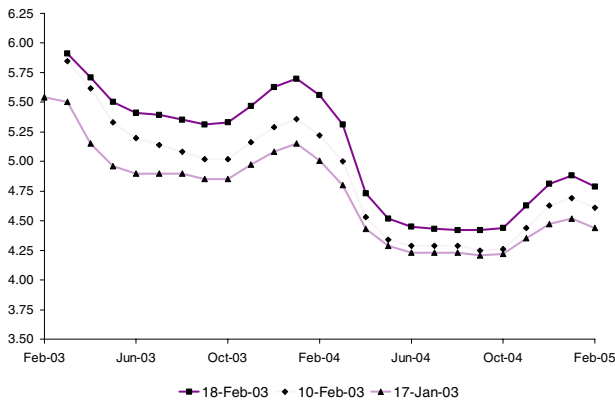
Source: Goldman Sachs Research.

**Exhibit 26: Historical AECO prices**  
C\$/GJ



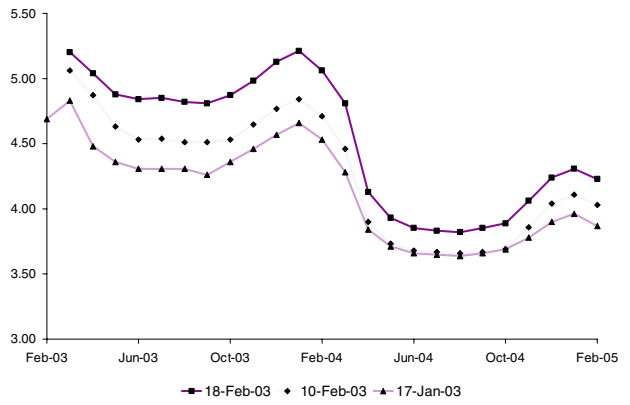
Source: Goldman Sachs Research.

**Exhibit 27: NYMEX natural gas forward curve**  
\$/mmBtu



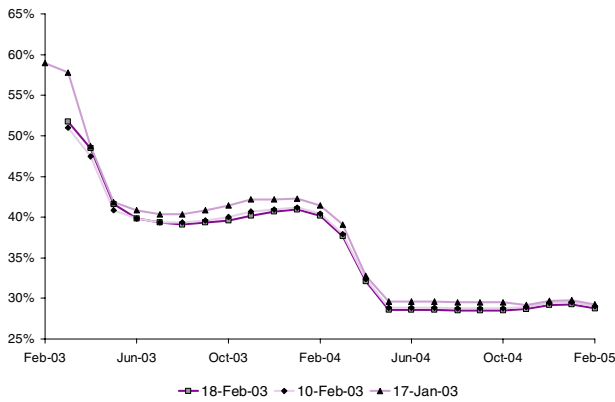
Source: Goldman Sachs Research.

**Exhibit 28: AECO forward curve**  
C\$/GJ



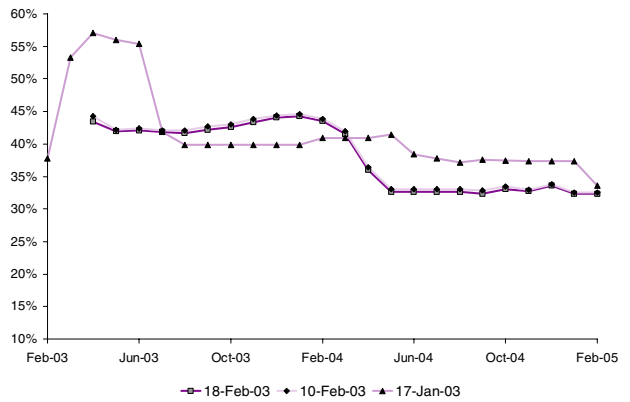
Source: Goldman Sachs Research.

**Exhibit 29: NYMEX natural gas term volatility**  
percent



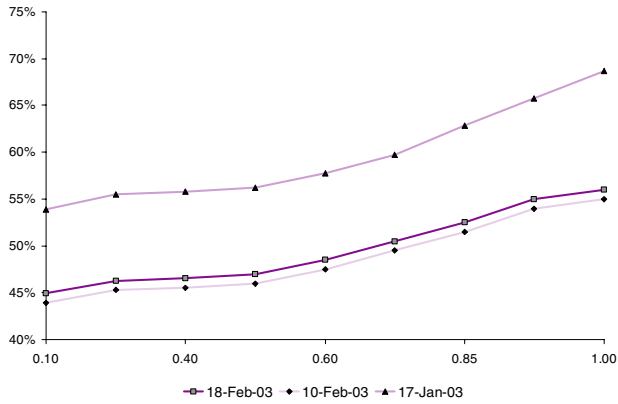
Source: Goldman Sachs Research.

**Exhibit 30: AECO term volatility**  
percent



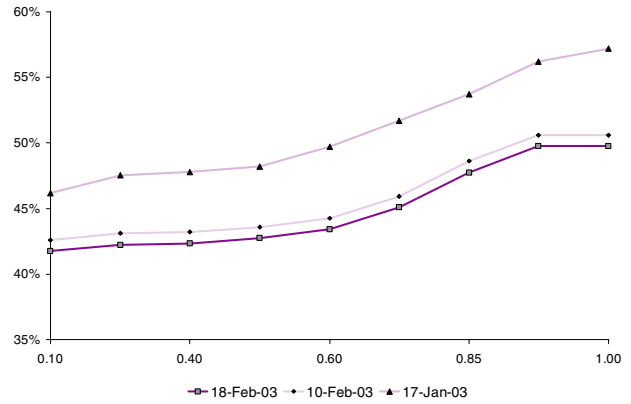
Source: Goldman Sachs Research.

**Exhibit 31: NYMEX natural gas volatility smile percent**



Source: Goldman Sachs Research.

**Exhibit 32: AECO volatility smile percent**



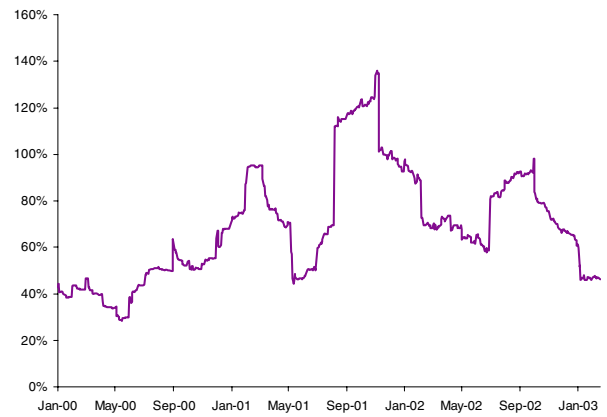
Source: Goldman Sachs Research.

**Exhibit 33: Historical realized NYMEX natural gas volatility percent**



Source: Goldman Sachs Research.

**Exhibit 34: Historical realized AECO volatility percent**



Source: Goldman Sachs Research.

**Exhibit 35: Basis prices**

\$/mmBtu

Basis Point	2/18/03	1/21/03	2/14/02	Change	
				Mon	Year
Henry Hub	6.10	5.48	2.27	<b>0.62</b>	<b>3.83</b>
Houston Shp Chnl	5.85	5.32	2.27	<b>0.53</b>	<b>3.58</b>
Permian Basin	5.37	5.13	2.14	<b>0.25</b>	<b>3.24</b>
San Juan Basin	4.48	4.58	2.15	<b>-0.09</b>	<b>2.34</b>
Rockies	4.18	3.10	2.01	<b>1.08</b>	<b>2.17</b>
AECO / NOVA	5.36	4.74	1.94	<b>0.62</b>	<b>3.42</b>
Chicago	6.12	5.56	2.26	<b>0.56</b>	<b>3.86</b>
MichCon	6.31	5.43	2.29	<b>0.88</b>	<b>4.02</b>
Socal	5.33	4.95	2.27	<b>0.38</b>	<b>3.07</b>
Transco (NYC)	10.09	13.32	2.58	<b>-3.23</b>	<b>7.52</b>
CAD/USD	1.52	1.53	1.59	<b>-0.02</b>	<b>-0.08</b>

Source: Gas Daily.

**Exhibit 36: Basis spreads**

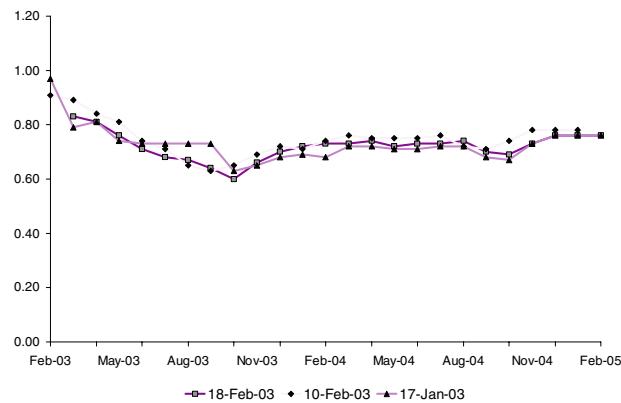
\$/mmBtu

Basis Point	2/18/03	1/21/03	2/14/02	Change	
				Mon	Year
Houston - HH	-0.25	-0.16	0.00	<b>-0.09</b>	<b>-0.25</b>
Permian Basin - HH	-0.73	-0.35	-0.14	<b>-0.38</b>	<b>-0.59</b>
San Juan Basin - HH	-1.62	-0.90	-0.13	<b>-0.72</b>	<b>-1.49</b>
Rockies - HH	-1.92	-2.38	-0.26	<b>0.46</b>	<b>-1.66</b>
AECO - HH	-0.74	-0.74	-0.33	<b>0.00</b>	<b>-0.41</b>
Chicago - HH	0.02	0.09	-0.02	<b>-0.06</b>	<b>0.04</b>
MichCon - HH	0.22	-0.04	0.02	<b>0.26</b>	<b>0.20</b>
Socal - HH	-0.77	-0.52	0.00	<b>-0.24</b>	<b>-0.76</b>
Transco (NYC) - HH	4.00	7.85	0.31	<b>-3.85</b>	<b>3.69</b>
Chicago - AECO	0.76	0.82	0.32	<b>-0.06</b>	<b>0.44</b>
Socal - AECO	-0.03	0.21	0.33	<b>-0.24</b>	<b>-0.35</b>

Source: Gas Daily.

**Exhibit 37: Chicago-AECO forward curve**

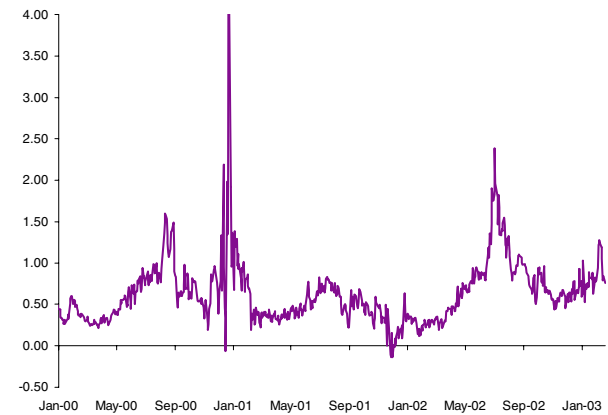
\$/mmBtu



Source: Goldman Sachs Research.

**Exhibit 38: Chicago-AECO spread**

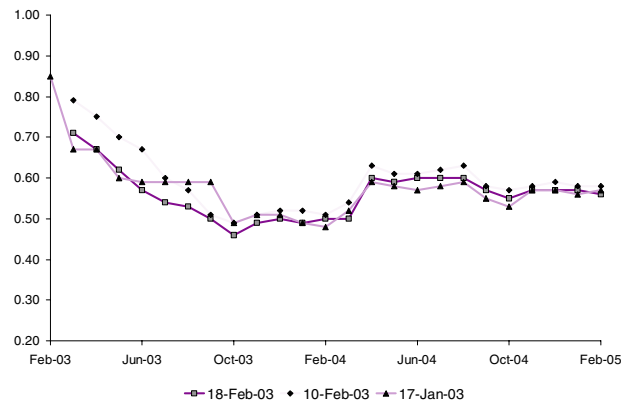
\$/mmBtu



Source: Gas Daily.

**Exhibit 39: NYMEX-AECO forward spread**

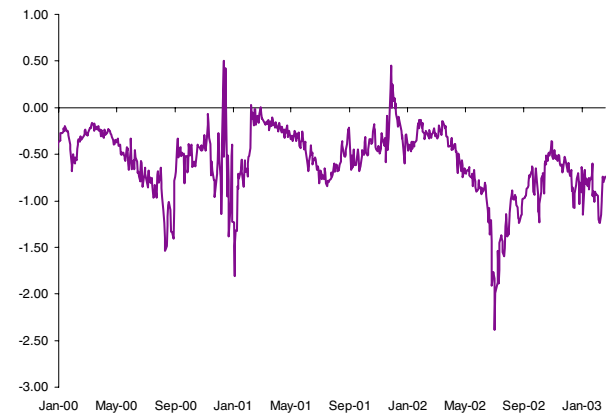
\$/mmBtu



Source: Goldman Sachs Research.

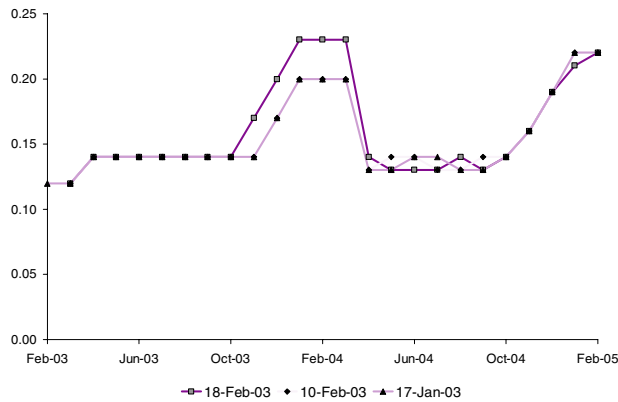
**Exhibit 40: AECO-Henry Hub spread**

\$/mmBtu



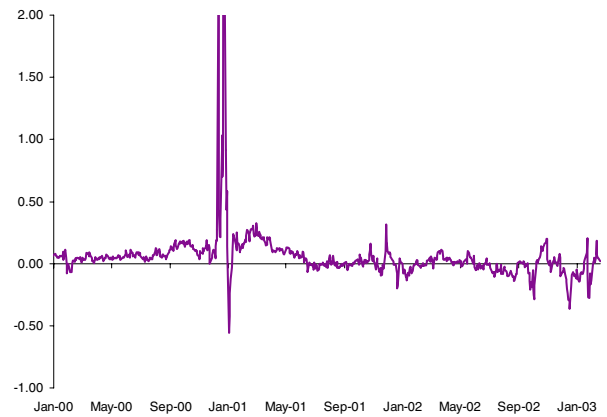
Source: Gas Daily.

**Exhibit 41: Chicago – NYMEX forward spread**  
\$/mmBtu



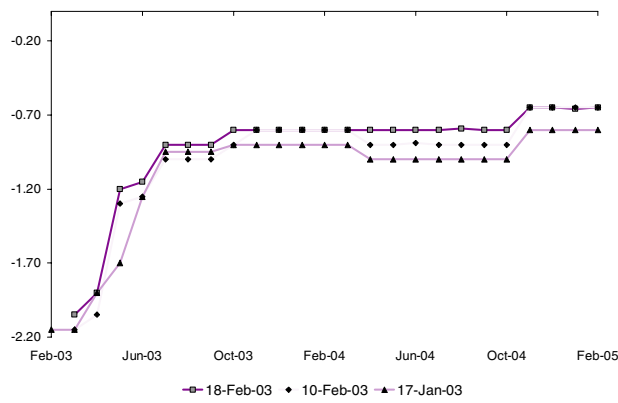
Source: Goldman Sachs Research.

**Exhibit 42: Chicago – Henry Hub spread**  
\$/mmBtu



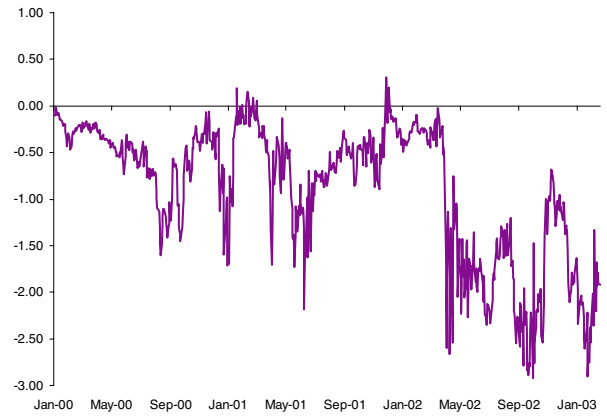
Source: Gas Daily.

**Exhibit 43: Rockies – NYMEX forward spread**  
\$/mmBtu



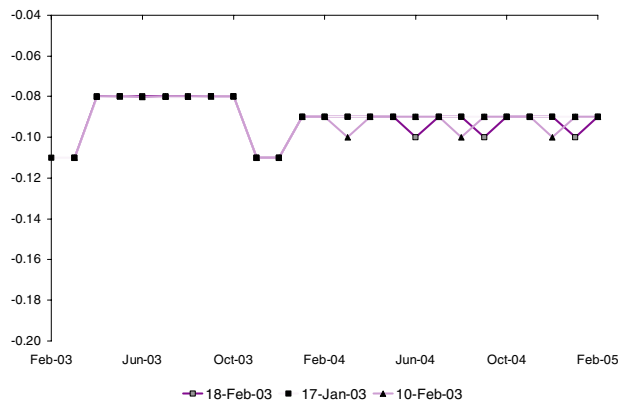
Source: Goldman Sachs Research.

**Exhibit 44: Rockies – Henry Hub spread**  
\$/mmBtu



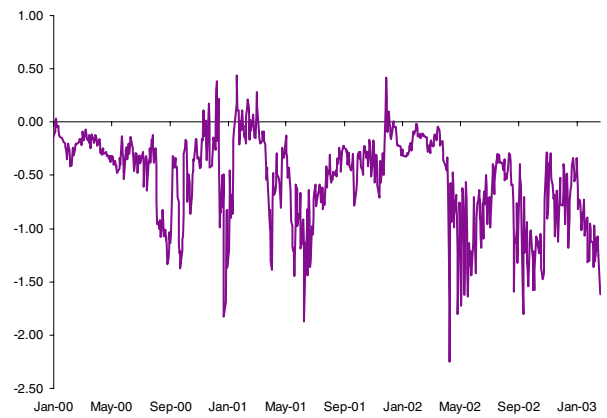
Source: Gas Daily.

**Exhibit 45: San Juan – NYMEX forward spread**  
\$/mmBtu



Source: Goldman Sachs Research.

**Exhibit 46: San Juan – Henry Hub spread**  
\$/mmBtu



Source: Gas Daily.

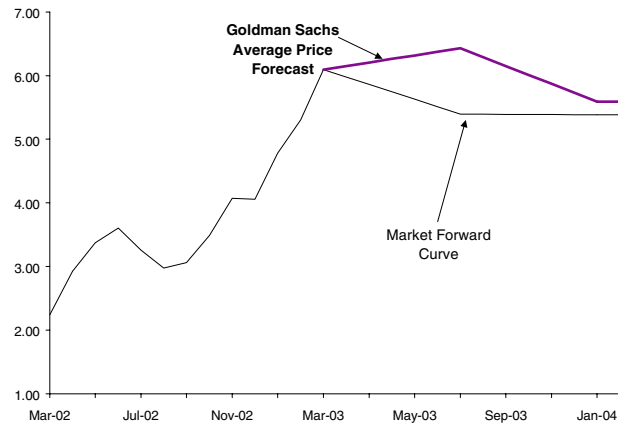


## Outlook summary



**NYMEX price path**

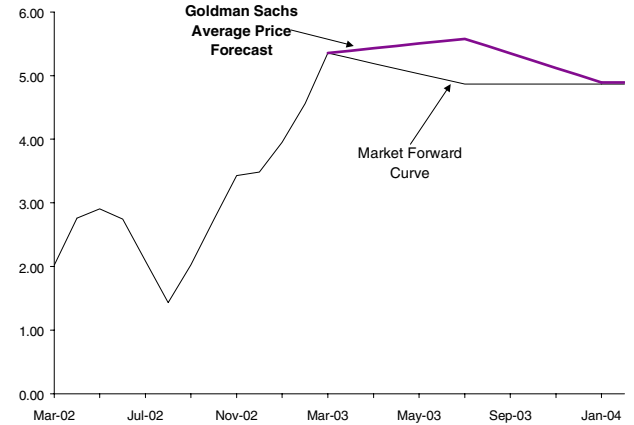
\$/mmBtu



Source: Goldman Sachs Research.

**AECO price path**

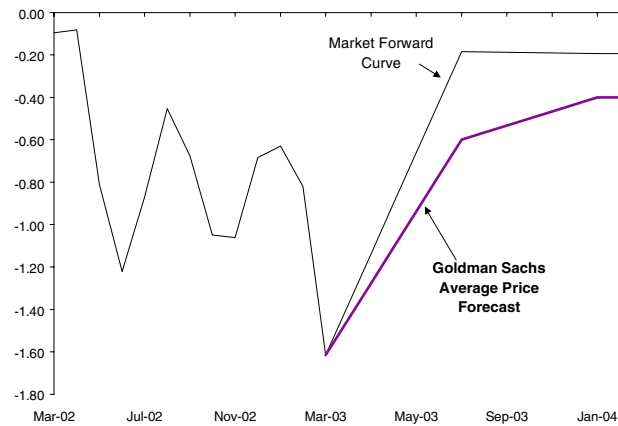
\$/mmBtu



Source: Goldman Sachs Research.

**San Juan – NYMEX spread path**

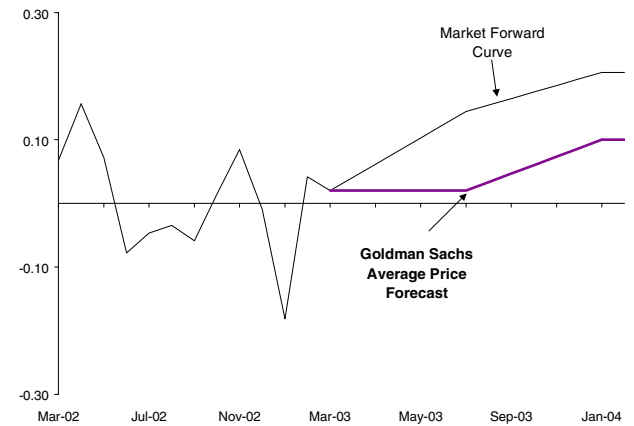
\$/mmBtu



Source: Goldman Sachs Research.

**Chicago – NYMEX spread path**

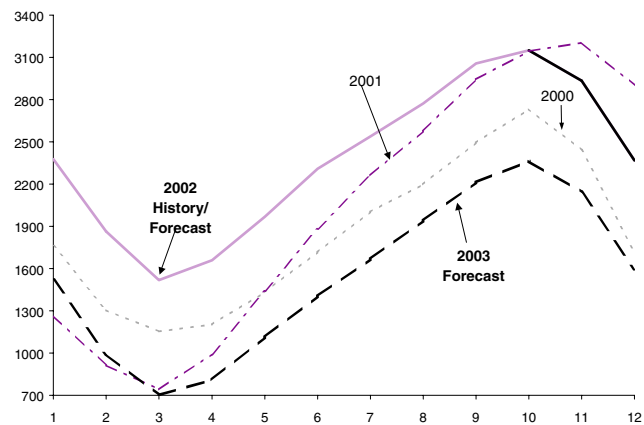
\$/mmBtu



Source: Goldman Sachs Research.

**US stock path**

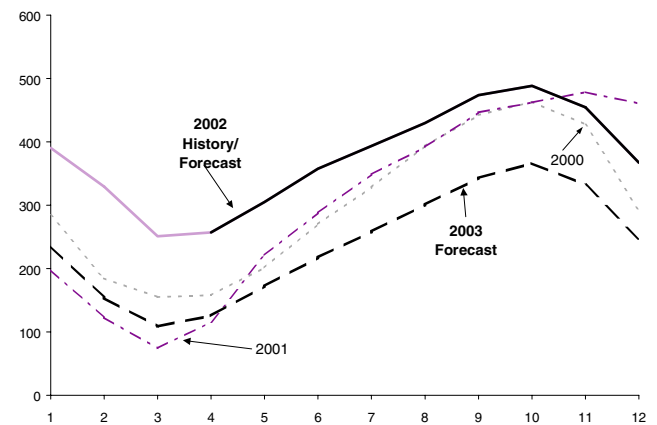
bcf



Source: DOE and Goldman Sachs Research.

**Canada stock path**

bcf



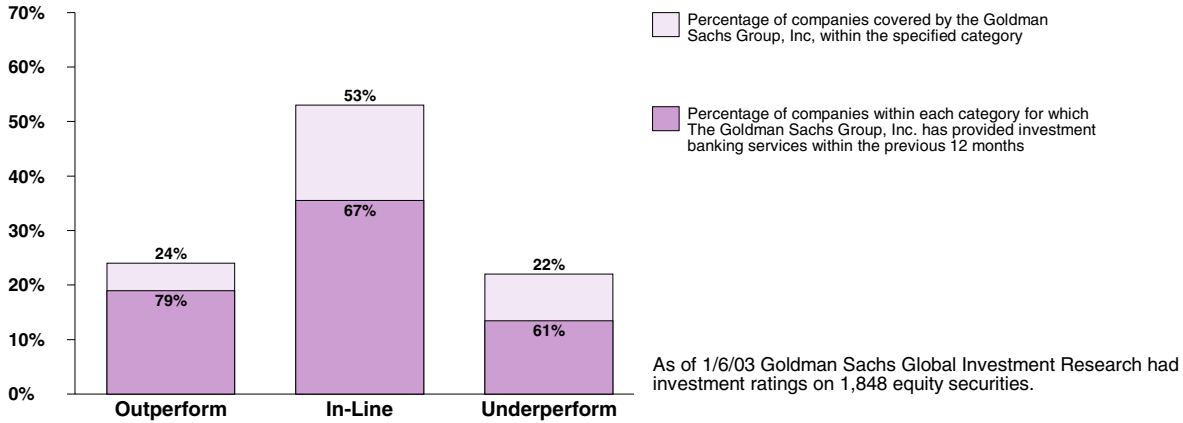
Source: Statistics Canada and Goldman Sachs Research.



## Disclosures



**Goldman Sachs Research global coverage universe**  
 Distribution of ratings/investment banking relationships



Goldman Sachs uses three ratings - Outperform, In-Line, and Underperform - reflecting expected stock price performance relative to each analyst's coverage group, on an unweighted basis with regard to market capitalization and with a 12-month time horizon. Each analyst also assigns a coverage view - Attractive, Neutral, or Cautious - representing the analyst's fundamental outlook on the coverage group. NASD/NYSE rules require a member to disclose the percentage of its rated securities to which the member would assign a buy, hold, or sell rating if such a system were used. Although relative ratings do not correlate to buy, hold, and sell ratings across all rated securities, for purposes of the NASD/NYSE rules, Goldman Sachs has determined the indicated percentages by assigning buy ratings to securities rated Outperform, hold ratings to securities rated In-Line, and sell ratings to securities rated Underperform, without regard to the coverage views of analysts.

Source: Goldman Sachs

As of January 6, 2003

# Ratings and other definitions/identifiers

## Current rating system (as of November 4, 2002)

### Definitions of ratings

**OP = Outperform.** We expect this stock to outperform the median total return for the analyst's coverage universe over the next 12 months.

**IL = In-Line.** We expect this stock to perform in line with the median total return for the analyst's coverage universe over the next 12 months.

**U = Underperform.** We expect this stock to underperform the median total return for the analyst's coverage universe over the next 12 months.

### Other definitions

**Coverage view.** The coverage view represents each analyst's overall fundamental outlook on his/her coverage universe. The coverage view will consist of one of the following designations: Attractive (A), Neutral (N), Cautious (C).

**CIL = Current Investment List.** We expect this stock to provide an absolute total return of at least 20% over the next 12 months. We only assign this designation to stocks rated Outperform. We require a 12-month price target for stocks with this designation. Each stock on the CIL will **automatically** come off the list after 90 days unless renewed by the covering analyst and the relevant Regional Investment Review Committee.

### Other ratings/identifiers

**NR = Not Rated.** The investment rating and target price, if any, have been suspended temporarily. Such suspension is in compliance with applicable regulation(s) and/or Goldman Sachs policies in circumstances when Goldman Sachs is acting in an advisory capacity in a merger or strategic transaction involving this company and in certain other circumstances.

**CS = Coverage Suspended.** Goldman Sachs has suspended coverage of this company.

**NC = Not Covered.** Goldman Sachs does not cover this company.

**RS = Rating Suspended.** Goldman Sachs Research has suspended the investment rating and price target, if any, for this stock, because there is not a sufficient fundamental basis for determining an investment rating or target. The previous investment rating and price target, if any, are no longer in effect for this stock and should not be relied upon.

**NA = Not Available or Not Applicable.** The information is not available for display or is not applicable.

**NM = Not Meaningful.** The information is not meaningful and is therefore excluded.

### Global Investment Policy and Regional Investment Review Committees

The **Global Investment Policy Committee** oversees ratings policy, monitors the distribution of ratings and the composition of the CIL, provides guidance to the Regional Investment Review Committees, and oversees the implementation of methodology for portfolio allocation by sectors.

A **Regional Investment Review Committee** in each of the Americas, Europe, Japan, and Asia-Pacific regions approves all rating changes and approves stocks for inclusion on the Current Investment List in its region.

## Previous rating system

### Investment ratings: definitions

**RL = Recommended List.** Expected to provide price gains of at least 10 percentage points greater than the market over the next 6-18 months.

**LL = Latin America Recommended List.** Expected to provide price gains at least 10 percentage points greater than the Latin America MSCI Index over the next 6-18 months.

**TB = Trading Buy.** Expected to provide price gains of at least 20 percentage points sometime in the next 6-9 months.

**MO = Market Outperformer.** Expected to provide price gains of at least 5-10 percentage points greater than the market over the next 6-18 months.

**MP = Market Performer.** Expected to provide price gains similar to the market over the next 6-18 months.

**MU = Market Underperformer.** Expected to provide price gains of at least 5 percentage points less than the market over the next 6-18 months.

### Legal/policy ratings and other abbreviations: definitions

**NR = Not Rated.** The investment rating and target price, if any, have been suspended temporarily. Such suspension is in compliance with applicable regulation(s) and/or Goldman Sachs policies in circumstances when Goldman Sachs is acting in an advisory capacity in a merger or strategic transaction involving this company and in certain other circumstances.

**NC = Not Covered.** Goldman Sachs does not cover this company.

**CS = Coverage Suspended.** Goldman Sachs has suspended coverage of this company.

**RS = Rating Suspended.** Goldman Sachs Research has suspended the investment rating and price target, if any, for this stock, because it does not currently have a sufficient basis for determining a rating or target. The previous investment rating and price target, if any, are no longer in effect for this stock and should not be relied upon.

**NA = Not Available or Not Applicable.** The information is not available for display or is not applicable.

**NM = Not Meaningful.** The information is not meaningful and is therefore excluded.

## Disclaimer

Copyright 2003 The Goldman Sachs Group, Inc. All rights reserved.

The Goldman Sachs Group, Inc. is a full-service, integrated investment banking, investment management, and brokerage firm. We are a leading underwriter of securities and a leading participant in virtually all trading markets. We have investment banking and other business relationships with a substantial percentage of the companies covered by our Investment Research Department. Our research professionals provide important input into our investment banking and other business selection processes. Investors should assume that The Goldman Sachs Group, Inc. and/or its affiliates are seeking or will seek investment banking or other business from the company or companies that are the subject of this material and that the research professionals who were involved in preparing this material may participate in the solicitation of such business. Our research professionals are paid in part based on the profitability of The Goldman Sachs Group, Inc., which includes earnings from the firm's investment banking and other business. The Goldman Sachs Group, Inc. generally prohibits its analysts, persons reporting to analysts, and members of their households from maintaining a financial interest in the securities or futures of any companies that the analysts cover. Additionally, The Goldman Sachs Group, Inc. generally prohibits its analysts, persons reporting to analysts, or members of their households from serving as an officer, director, or advisory board member of any companies that the analysts cover. Our salespeople, traders, and other professionals may provide oral or written market commentary or trading strategies to our clients that reflect opinions that are contrary to the opinions expressed herein, and our proprietary trading and investing businesses may make investment decisions that are inconsistent with the recommendations expressed herein. In reviewing these materials, you should be aware that any or all of the foregoing, among other things, may give rise to real or potential conflicts of interest. Additionally, other important information regarding our relationships with the company or companies that are the subject of this material is provided herein.

This material should not be construed as an offer to sell or the solicitation of an offer to buy any security in any jurisdiction where such an offer or solicitation would be illegal. We are not soliciting any action based on this material. It is for the general information of clients of The Goldman Sachs Group, Inc. It does not constitute a personal recommendation or take into account the particular investment objectives, financial situations, or needs of individual clients. Before acting on any advice or recommendation in this material, clients should consider whether it is suitable for their particular circumstances and, if necessary, seek professional advice. The price and value of the investments referred to in this material and the income from them may go down as well as up, and investors may realize losses on any investments. Past performance is not a guide to future performance. Future returns are not guaranteed, and a loss of original capital may occur. The Goldman Sachs Group, Inc. does not provide tax advice to its clients, and all investors are strongly advised to consult with their tax advisers regarding any potential investment. Certain transactions — including those involving futures, options, and other derivatives as well as non-investment-grade securities — give rise to substantial risk and are not suitable for all investors. The material is based on information that we consider reliable, but we do not represent that it is accurate or complete, and it should not be relied on as such. Opinions expressed are our current opinions as of the date appearing on this material only. We endeavor to update on a reasonable basis the information discussed in this material, but regulatory, compliance, or other reasons may prevent us from doing so. We and our affiliates, officers, directors, and employees, including persons involved in the preparation or issuance of this material, may from time to time have "long" or "short" positions in, act as principal in, and buy or sell the securities or derivatives (including options) thereof of companies mentioned herein. For purposes of calculating whether The Goldman Sachs Group, Inc. beneficially owns or controls, including having the right to vote for directors, 1% of more of a class of the common equity security of the subject issuer of a research report, The Goldman Sachs Group, Inc. includes all derivatives that, by their terms, give a right to acquire the common equity security within 60 days through the conversion or exercise of a warrant, option, or other right but does not aggregate accounts managed by Goldman Sachs Asset Management. No part of this material may be (i) copied, photocopied, or duplicated in any form by any means or (ii) redistributed without The Goldman Sachs Group, Inc.'s prior written consent.

This material is distributed in the United States by Goldman, Sachs & Co., in Hong Kong by Goldman Sachs (Asia) L.L.C., in Korea by Goldman Sachs (Asia) L.L.C., Seoul Branch, in Japan by Goldman Sachs (Japan) Ltd., in Australia by Goldman Sachs Australia Pty Limited (ACN 092 589 770), and in Singapore by Goldman Sachs (Singapore) Pte. This material has been issued by The Goldman Sachs Group, Inc. and/or one of its affiliates and has been approved for the purposes of section 21 of the Financial Services and Markets Act 2000 by Goldman Sachs International, which is regulated by the Financial Services Authority, in connection with its distribution in the United Kingdom, and by Goldman Sachs Canada, in connection with its distribution in Canada. Goldman Sachs International and its non-US affiliates may, to the extent permitted under applicable law, have acted on or used this research, to the extent that it relates to non-US issuers, prior to or immediately following its publication. Foreign-currency-denominated securities are subject to fluctuations in exchange rates that could have an adverse effect on the value or price of, or income derived from, the investment. In addition, investors in securities such as ADRs, the values of which are influenced by foreign currencies, effectively assume currency risk. In addition, options involve risk and are not suitable for all investors. Please ensure that you have read and understood the current options disclosure document before entering into any options transactions.

**Further information on any of the securities mentioned in this material may be obtained on request, and for this purpose, persons in Italy should contact Goldman Sachs S.I.M. S.p.A. in Milan or its London branch office at 133 Fleet Street; persons in Hong Kong should contact Goldman Sachs (Asia) L.L.C. at 2 Queen's Road Central; and persons in Australia should contact Goldman Sachs Australia Pty Limited.** Persons who would be categorized as private customers in the United Kingdom, as such term is defined in the rules of the Financial Services Authority, should read this material in conjunction with the last published reports on the companies mentioned herein and should refer to the risk warnings that have been sent to them by Goldman Sachs International. A copy of these risk warnings is available from the offices of Goldman Sachs International on request. A glossary of certain of the financial terms used in this material is also available on request. Derivatives research is not suitable for private customers. Unless governing law permits otherwise, you must contact a Goldman Sachs entity in your home jurisdiction if you want to use our services in effecting a transaction in the securities mentioned in this material.

Analyst coverage and other disclosure information is available at <http://www.gs.com/research/hedge.html>.



## Goldman Sachs US Equity Research

### Co-Directors of US Research

**Kimberly E. Ritrievi (212) 902-7693**

**David Tenney (212) 902-6791**

#### Accounting

Michael B. Clement (212) 855-0469  
Michael A. Moran, CFA (212) 357-3512

#### Economics

Jan Hatzius (212) 902-0394

#### Portfolio strategy

Abby Joseph Cohen, CFA (212) 902-4095

#### Airlines

Glenn Engel, CFA (212) 902-6753

#### Apparel, footwear & textiles

Margaret Mager (212) 902-3099

#### Applications software

Rick G. Sherlund (212) 902-6790  
Chris DeBiase (650) 234-3369

#### Autos & auto parts

Gary Lapidus (212) 902-2359

#### Banks, large-cap

Lori B. Appelbaum (212) 902-6846

#### Banks, mid-cap

Lori B. Appelbaum (212) 902-6846

#### Beverages

Marc Cohen (212) 902-0004

#### Biotechnology

May-Kin Ho, Ph.D. (212) 902-6723  
Meg Malloy, CFA (212) 902-7839

#### Brokers & asset managers

Richard K. Strauss (212) 902-2780

#### Cable

Richard Greenfield (212) 902-6830

#### Chemicals, specialty

Robert Koort, CFA (212) 357-4333

#### Commodities

Steven Strongin (212) 357-4706

#### Computer services and IT consulting

Gregory Gould (212) 902-7771

#### Convertibles

Scott Lange (212) 357-7922

#### Cosmetic, household, & personal care products

Amy Low Chasen (212) 902-6748  
Jim Hoeg (212) 902-1913

#### Electric utilities

Jonathan Raleigh (212) 357-6334  
Greg Gordon, CFA (212) 357-6336

#### Electronics manufacturing services

Stephen Savas (212) 902-2082

#### Enterprise hardware

Laura Conigliaro (212) 902-5926

#### Entertainment

Richard Greenfield (212) 902-6830

#### Environmental services

Carey Callaghan (212) 902-4351

#### Equity Derivatives

Joanne Hill (212) 902-2908

#### Food

Romitha Mally (212) 902-2533

#### Gaming and lodging

Steven Kent, CFA (212) 902-6752

#### Healthcare facilities

Andrew Bhak (212) 902-0535

#### Healthcare technology & distribution

Christopher McFadden, CFA (212) 357-0136

#### Imaging technology

Jack L. Kelly, CFA (212) 902-6764

#### Infrastructure & systems management software

Rick G. Sherlund (212) 902-6790  
Thomas P. Berquist (650) 234-3317

#### Insurance/life

Joan H. Zief (212) 902-6778

#### Insurance/nonlife

Thomas V. Cholnoy (212) 902-3408

#### Integrated oil

Arjun N. Murti (212) 357-0931

#### Internet

Anthony Noto (212) 357-1849

#### Machinery

Joanna Shatney (212) 902-1079

#### Managed care

Matthew Borsch (212) 855-7724

#### Medical supplies & devices

Lawrence Keusch (617) 204-2051

#### Metals & mining

Alberto Arias (212) 902-9884  
Aldo Mazzaferro, CFA (212) 902-9916

#### Mortgage finance

Howard Shapiro, CFA (212) 902-6736

#### Multi-industry

Jack L. Kelly, CFA (212) 902-6764  
Deane M. Dray, CFA (212) 902-2451

#### Natural gas

David Fleischer, CFA (212) 902-6018  
David Maccarrone, CFA (212) 902-0324

#### Oil & gas exploration & production

Alessandra Zortea (212) 902-7867

#### Oil services & equipment

Terry Darling (212) 357-0379

#### Paper & forest products

Mark Weintraub (212) 902-3305

#### Pharmaceuticals, major

James Kelly (212) 357-7536

#### Publishing & information services

Peter P. Appert, CFA (415) 249-7480

#### Radio & TV broadcasting

Richard Rosenstein (212) 902-6718

#### REITs

David J. Kostin (212) 902-6781

#### Restaurants

Coralie Tournier Witter, CFA (212) 855-0276

#### Retail, hardlines

Matthew J. Fassler (212) 902-6740

#### Retailing, department stores

George Strachan (212) 902-6708  
Adrienne Shapira (212) 357-4174

#### Retailing, food & drug

John Heinbockel (212) 902-6835

#### Retailing/specialty stores

Thomas Filandro (212) 357-5731

#### Semiconductor capital equipment

James Covello (212) 902-1918

#### Small companies

Carey Callaghan (212) 902-4351  
Chris Hussey (212) 902-7564

#### Specialty finance

Robert G. Hottensen (212) 902-6719  
Michael S. Hodes (212) 902-6772

#### Storage networking

Laura Conigliaro (212) 902-5926

#### Technology strategy

Laura Conigliaro (212) 902-5926  
Rick G. Sherlund (212) 902-6790

#### Telecom equipment - wireline/wireless

Brantley Thompson (212) 902-9823

#### Telecom services - wireline/wireless

Frank J. Governali, CFA (207) 772-3300

#### Tobacco

Judy E. Hong (212) 902-0490

#### Washington research

Joan Woodward (202) 637-3757

E-mail: [firstname.lastname@gs.com](mailto:firstname.lastname@gs.com)

To request a mailing list change, please send an e-mail to [americasmal@gs.com](mailto:americasmal@gs.com)

### Goldman Sachs Global Research Centers

Hong Kong

London

Menlo Park

New York

Seoul

Singapore

Sydney

Tokyo