

**RÉPONSE DE SOCIÉTÉ EN COMMANDITE GAZ MÉTRO (GAZ MÉTRO)**

**À LA DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N° 2  
DE L'UNION DES CONSOMMATEURS (UC)**

**À SCGM**

---

**PROGRAMME DE DÉRIVÉS FINANCIERS**

---

**Références**

- (i) Gaz Métro-6, document 2, pages 9 et 10.

**Préambule**

- (i) Gaz Métro souligne donc que les prévisions indiquant une relative stabilité des prix du gaz naturel ne sont pas un gage que des changements importants ne peuvent pas survenir dans le marché du gaz naturel. Si en 2007 et 2008, le marché du gaz naturel s'est trompé dans sa prévision de prix élevés et volatils, comment présumer que le marché du gaz naturel de 2013 ne se trompera pas sur sa prévision de stabilité? La flambée de prix survenue en 2000 et 2001 est aussi un exemple où les prix de marché ont atteint des niveaux imprévus, forçant Gaz Métro à revoir complètement son Programme rendu inefficace dans ce nouveau contexte. Un programme de dérivés financiers vise justement à réduire l'impact sur la clientèle des changements imprévisibles de prix et le rapport de l'Expert est très éloquent à cet égard. (nos soulignés)

**Demandes**

- 1.1 Veuillez expliquer la distinction entre des « changements prévisibles » et des « changements imprévisibles ».

**Réponse :**

Dans le contexte du marché du gaz naturel, Gaz Métro considère que les changements imprévisibles font référence aux changements qui ne sont pas anticipés par les participants dans le marché (consommateurs, producteurs et courtiers) et ne sont donc pas intégrés dans les prix du marché. Par exemple, les vagues de froid en hiver ou les vagues de chaleur en été peuvent avoir un impact considérable sur les prix du gaz naturel, mais il est impossible pour les participants du marché de prévoir les vagues de froid ou de chaleur plusieurs mois à l'avance.

Lorsqu'ils se produisent, ces changements imprévisibles entraînent parfois une variation significative des prix du gaz naturel. Par exemple au 30 septembre 2013, le prix anticipé du gaz naturel pour le mois de février 2014 sur la bourse NYMEX était de 3,84 \$ US/MMbtu. Depuis, nous avons vécu une vague de froid supérieure à celles que nous vivons normalement et le prix du mois de février 2014 a augmenté à 4,23 \$ US/MMbtu au

31 décembre 2013. Ce sont justement ces variations de prix, causées par des changements imprévisibles, que le programme de dérivés financiers vise à protéger.

Par contre, certains changements, comme la fin de la période de chauffe en avril, sont prévisibles et anticipés par les participants du marché du gaz naturel. Les prix à terme reflètent cette dynamique pour toutes les années futures, avec un prix pour le mois de mars plus élevé que celui du mois d'avril. La construction de nouveaux gazoducs et les arrêts pour entretien des centrales nucléaires sont également d'autres exemples de changements prévisibles.

1.2 Veuillez indiquer quel est l'horizon temporel (la durée) des flambées de prix pour lesquelles un programme de dérivés financiers peut efficacement protéger la clientèle.

**Réponse :**

La durée maximale de flambée qu'un programme de dérivés financiers peut protéger dépend de l'horizon du programme, soit combien de temps à l'avance les dérivés sont contractés. Par exemple, pour se protéger de flambées qui dureraient une année, il faudrait que le programme contracte ses dérivés au moins 12 mois à l'avance. Dans le cas du programme proposé par Gaz Métro, 20 % des approvisionnements en gaz naturel des clients en service de fourniture seraient protégés 12 mois à l'avance.

---

**PROGRAMME DE DÉRIVÉS FINANCIERS**

---

**Références**

- (i) Gaz Métro-6, document 2, page 13.

**Préambule**

- (i) 2.3 Entrevues des représentants des clients

Dans son offre de service, l'Expert a offert de procéder à des entrevues auprès des représentants de la Régie et des intervenants relativement au Programme de Gaz Métro. Gaz Métro a accepté que l'Expert réalise ces entrevues puisqu'elles permettent de venir compléter le sondage qui a été fait directement auprès de la clientèle de Gaz Métro par Extract.

**Demande**

2.1 Des notes sténographiques de ces entrevues ont-elles été consignées? Si tel est le cas, veuillez les déposer au dossier.

**Réponse :**

There are no stenographic notes of the interviews.

**PROGRAMME DE DÉRIVÉS FINANCIERS**

---

**Références**

- (i) Gaz Métro-6, document 2, page 23.

**Préambule**

- (i) Dans le cadre du volet systématique, Gaz Métro propose, toujours en suivant les recommandations de l'Expert, d'utiliser des contrats d'échange à prix fixe ou des colliers sans frais.

**Demandes**

- 3.1 Quelle sera la proportion utilisée de colliers sans frais et de contrats d'échange à prix fixe?

**Réponse :**

En accord avec les recommandations de l'expert de Concentric, la proportion entre les contrats d'échange à prix fixe et les colliers sans frais demeurerait à la discrétion de Gaz Métro.

Cependant, le choix d'un outil dans le volet systématique aurait des conséquences dans l'application du volet dynamique. Le choix d'utiliser des contrats à prix fixe conférerait une protection plus forte à la clientèle, mais augmenterait davantage le risque de pertes d'opportunité, résultant potentiellement en un nombre réduit de transactions dans le volet dynamique (toutes choses étant égales par ailleurs).

- 3.2 Y aura-t-il une stratégie ou règle de décision afin de choisir un collier sans frais plutôt qu'un contrat d'échange à prix fixe? Veuillez élaborer.

**Réponse :**

En accord avec les recommandations de l'expert de Concentric, Gaz Métro n'a pas proposé de règle de décision pour déterminer le choix entre le contrat d'échange à prix fixe et le collier sans frais.

Premièrement, le marché des options étant moins liquide que celui des contrats d'échange à prix fixe, il arrive parfois que les prix offerts pour les colliers sans frais soient sporadiquement plus élevés que ce que les autres informations du marché suggèrent. La flexibilité dans le choix du dérivé permettra à Gaz Métro d'éviter de devoir contracter un dérivé dans un creux de liquidité où il serait plus difficile d'obtenir le meilleur prix.

Deuxièmement, étant donné que Gaz Métro aura à choisir entre un contrat d'échange à prix fixe et un ensemble de colliers sans frais (chacun avec des prix d'exercice différents), il n'existe pas de formule pour déterminer le choix en fonction des objectifs du programme proposé. Pour son rapport, l'expert n'a pas envisagé la mise en place d'une règle déterminant le choix du dérivé, jugeant une telle règle d'un niveau de complexité disproportionné par rapport au besoin de la clientèle de Gaz Métro.

Finalement, cette flexibilité de choisir entre les contrats d'échange à prix fixe et les colliers sans frais permettrait à Gaz Métro d'intégrer des informations supplémentaires dans l'application du programme telles que l'évolution de la position concurrentielle du gaz naturel face aux autres formes d'énergies.

3.3 Quels sont les prix des contrats d'échanges à prix fixe?

**Réponse :**

Les contrats d'échange à prix fixe n'ont pas de coût à la signature. Le prix d'exercice du contrat d'échange à prix fixe dépend principalement du marché à terme du gaz naturel au moment de la signature du contrat.

3.4 Quels sont les paramètres selon lesquels les prix des contrats d'échange à prix fixe vont varier?

**Réponse :**

Les principaux facteurs déterminant le prix d'exercice du contrat d'échange à prix fixe sont les prix à terme des mois couverts par le contrat (par exemple, le prix d'exercice d'un contrat couvrant l'année calendrier 2014 dépendra des prix à terme des mois de janvier à décembre 2014).

3.5 Quelles sont vos prévisions quant aux coûts d'acquisition des contrats d'échange à prix fixe? Veuillez fournir votre réponse en relation avec les volumes couverts.

**Réponse :**

Il n'y a aucun coût d'acquisition pour un contrat d'échange à prix fixe. Quant aux prix d'exercice, étant donné que ceux-ci dépendent principalement des prix à terme au moment de la signature des contrats, il est donc impossible de prévoir maintenant ce qu'ils seraient.

3.6 Y a-t-il des frais de courtage pour l'acquisition de collier sans frais? Quels sont-ils?

**Réponse :**

Il n'y a pas de frais de courtage pour l'acquisition d'un collier sans frais. Aucun transfert d'argent n'a lieu lors de la signature du contrat.

3.7 Y a-t-il des frais de courtage pour l'acquisition de contrats d'échange à prix fixe? Quels sont-ils?

**Réponse :**

Il n'y a pas de frais de courtage pour l'acquisition d'un contrat d'échange à prix fixe. Aucun transfert d'argent n'a lieu lors de la signature du contrat.

---

**PROGRAMME DE DÉRIVÉS FINANCIERS**

---

**Références**

- (i) Gaz Métro-6, document 2, page 39.

**Préambule**

- (i) Cette méthode ne permet toutefois pas de diminuer l'impact d'une hausse des prix du gaz naturel. Elle ne fait que retarder la hausse jusqu'à la fin de la plage de paiements égaux. La volatilité calculée sur une période plus longue que celle du mode de paiements égaux n'est pas nulle. De plus, en cas de variations importantes par rapport aux prévisions de prix ou au profil de consommation, une réévaluation du montant mensuel à facturer peut être faite en cours d'année.

Cette option est déjà offerte aux clients en service de fourniture.

Gaz Métro considère que le mode de paiements égaux ne contribue nullement à protéger contre les flambées de prix et ne répond à l'objectif de réduire la volatilité que sur une courte période de temps. Elle constitue purement et simplement un outil de gestion budgétaire pour les clients qui désirent une répartition stable de leurs paiements au cours d'une année donnée. (nos soulignés)

**Demandes**

- 4.1 En l'absence d'un programme de dérivés financiers et en l'absence d'un mode de versements égaux (MVE), veuillez fournir des estimations (calculs ou exemples numériques représentatifs) de la volatilité de la facture des clients résidentiels pour des périodes de 6 mois, 1 an et 2 ans.

**Réponse :**

Afin de simuler les estimations demandées aux questions 4.1 à 4.4, Gaz Métro a utilisé les hypothèses suivantes pour estimer les factures mensuelles pour un client résidentiel type :

- Consommation annuelle de 1 471 m<sup>3</sup> répartie mensuellement selon les degrés-jours. Pour isoler l'effet des dérivés, Gaz Métro a fait l'hypothèse que le profil de consommation demeurerait le même sur toute la période de simulation, soit quatre ans<sup>1</sup>;

---

<sup>1</sup> Soit deux ans pour mettre en place les transactions de dérivés et l'historique du MPE, suivis de deux ans pour observer les factures simulées.

- Gaz Métro a utilisé les prix réels à AECO<sup>2</sup> entre le 1<sup>er</sup> juin 2000 et le 30 juin 2004 (prix à terme et prix réalisés). Pour illustrer l'effet des dérivés et l'effet du mode de paiements égaux (« MPE »), Gaz Métro a utilisé une période au cours de laquelle les prix de marché ont connu une volatilité significative puisque, sans la présence de volatilité dans les prix de marché, les dérivés n'auraient aucun impact sur la facture du client et il n'y aurait que des ajustements minimes lors des révisions annuelles du MPE;
- Pour refléter la réalité en simulant les factures d'un client type, il aurait fallu refaire pour chaque mois le calcul du prix de la fourniture selon la formule présentement utilisée (« WACOG »). Comme cela représentait une charge de travail très importante et que la formule de calcul du prix de la fourniture n'était pas l'enjeu de la question, Gaz Métro a fait les estimations des factures d'un client type en utilisant uniquement les prix de marché pour la composante du coût de la fourniture et leur a appliqué, le cas échéant, l'effet des dérivés contractés selon les paramètres du programme proposé. En ce qui concerne le MPE, ce sont les prix à terme de la dernière journée ouvrable du mois de juin de chaque année qui ont été utilisés pour estimer le coût de la fourniture dans le calcul du montant de la mensualité pour les 12 mois suivants;
- Tarifs et taux utilisés dans les simulations :
  - Tarifs de distribution, de transport, d'inventaire et d'équilibrage en vigueur au 1<sup>er</sup> janvier 2014,
  - Contribution au Fonds vert en vigueur au 1<sup>er</sup> janvier 2014,
  - Taux de compression en vigueur au 1<sup>er</sup> janvier 2014;
- Transactions de dérivés contractées selon les paramètres du volet systématique comme proposé dans la pièce B-0092, Gaz Métro-6, Document 2. Par souci de simplification, Gaz Métro a limité l'application du programme proposé aux dérivés contractés dans le cadre du volet systématique, soit 20 % de couverture;
- MPE appliqué aux périodes de juillet à juin selon les modalités du MPE en vigueur au 1<sup>er</sup> janvier 2014.

Le tableau suivant présente les factures simulées d'un client résidentiel type pour les quatre alternatives énoncées dans les questions 4.1 à 4.4 :

---

<sup>2</sup> Sources : Bloomberg et ICE

Mois	Alternative 1 Sans dérivés, sans MPE	Alternative 2 Sans dérivés, avec MPE	Alternative 3 Avec dérivés, sans MPE	Alternative 4 Avec dérivés, avec MPE
juil-02	17,36 \$	85,92 \$	17,36 \$	86,40 \$
août-02	17,36 \$	85,92 \$	17,36 \$	86,40 \$
sept-02	24,69 \$	85,92 \$	24,90 \$	86,40 \$
oct-02	59,49 \$	85,92 \$	59,99 \$	86,40 \$
nov-02	108,96 \$	85,92 \$	109,04 \$	86,40 \$
déc-02	175,76 \$	85,92 \$	176,55 \$	86,40 \$
janv-03	217,56 \$	85,92 \$	216,25 \$	86,40 \$
févr-03	196,17 \$	85,92 \$	193,02 \$	86,40 \$
mars-03	177,93 \$	85,92 \$	170,55 \$	86,40 \$
avr-03	81,94 \$	85,92 \$	80,19 \$	86,40 \$
mai-03	32,71 \$	85,92 \$	32,32 \$	86,40 \$
juin-03	16,80 \$	85,92 \$	16,80 \$	86,40 \$
juil-03	17,36 \$	101,78 \$	17,36 \$	99,23 \$
août-03	17,36 \$	101,78 \$	17,36 \$	99,23 \$
sept-03	26,16 \$	101,78 \$	26,00 \$	99,23 \$
oct-03	62,59 \$	101,78 \$	62,13 \$	99,23 \$
nov-03	107,92 \$	101,78 \$	107,70 \$	99,23 \$
déc-03	176,48 \$	101,78 \$	176,43 \$	99,23 \$
janv-04	222,05 \$	101,78 \$	219,60 \$	99,23 \$
févr-04	192,46 \$	101,78 \$	190,35 \$	99,23 \$
mars-04	146,88 \$	101,78 \$	146,12 \$	99,23 \$
avr-04	78,74 \$	101,78 \$	78,12 \$	99,23 \$
mai-04	32,58 \$	101,78 \$	32,35 \$	99,23 \$
juin-04	16,80 \$	101,78 \$	16,80 \$	99,23 \$
Ajustement du MPE		-28,31 \$		-22,95 \$
<b>Total</b>	<b>2 224,11 \$</b>	<b>2 224,11 \$</b>	<b>2 204,65 \$</b>	<b>2 204,65 \$</b>

+18 %

+15 %

Couverture de 20 %				
Client résidentiel type (1471 m <sup>3</sup> )	Alternative 1 Sans dérivés, sans MPE	Alternative 2 Sans dérivés, avec MPE	Alternative 3 Avec dérivés, sans MPE	Alternative 4 Avec dérivés, avec MPE
Facture totale	2 224,11 \$	2 224,11 \$	2 204,65 \$	2 204,65 \$
Composantes F+C	700,43 \$	700,43 \$	680,97 \$	680,97 \$
Composantes D+T+E+I+FV	1 523,68 \$	1 523,68 \$	1 523,68 \$	1 523,68 \$
Impact dérivés : en \$			-19,45 \$	
En % de la facture totale			-1 %	
En % des composantes F+C			-3 %	

Constats :

- Le coût total pour le client est le même selon les alternatives 1 et 2, démontrant clairement que le MPE n'offre aucune protection contre les flambées de prix.
- Le coût total pour le client est inférieur selon les alternatives 3 et 4, soit celles incorporant des dérivés.
- Le MPE ne réduit la volatilité que sur une courte période de temps. À preuve, comme le démontrent les alternatives 2 et 4, le client type bénéficie d'une stabilité de sa facture pendant 12 mois mais subit une hausse de ses mensualités au moment de la réévaluation, en juillet 2003 (18 % selon l'alternative 2, et 15 % selon l'alternative 4).

L'impact du programme de dérivés financiers dépend largement du niveau de couverture contractée dans le cadre du programme. À titre d'illustration, le tableau suivant reprend les mêmes calculs pour le même client résidentiel type, mais en augmentant le pourcentage de couverture de 20 % à 50 % (toutes les autres conditions du volet systématique du programme proposé s'appliquent).

<b>Couverture de 50 %</b>				
<b>Client résidentiel type (1471 m<sup>3</sup>)</b>	<b>Alternative 1 Sans dérivés, sans MPE</b>	<b>Alternative 2 Sans dérivés, avec MPE</b>	<b>Alternative 3 Avec dérivés, sans MPE</b>	<b>Alternative 4 Avec dérivés, avec MPE</b>
Facture totale	2 224,11 \$	2 224,11 \$	2 175,47 \$	2 175,47 \$
Composantes F+C	700,43 \$	700,43 \$	651,79 \$	651,79 \$
Composantes D+T+E+I+FV	1 523,68 \$	1 523,68 \$	1 523,68 \$	1 523,68 \$
Impact dérivés : en \$			-48,63 \$	
En % de la facture totale			-2 %	
En % des composantes F+C			-7 %	

À titre indicatif, Gaz Métro a aussi fait le même exercice en utilisant le profil de consommation d'un petit client commercial type (15 000 m<sup>3</sup>, 30 % profil chauffage). Les constats sont les mêmes que pour le client résidentiel type.

<b>Couverture de 20 %</b>				
<b>Client commercial type (15 000 m<sup>3</sup>)</b>	<b>Alternative 1 Sans dérivés, sans MPE</b>	<b>Alternative 2 Sans dérivés, avec MPE</b>	<b>Alternative 3 Avec dérivés, sans MPE</b>	<b>Alternative 4 Avec dérivés, avec MPE</b>
Facture totale	18 965,29 \$	18 965,29 \$	18 784,84 \$	18 784,84 \$
Composantes F+C	7 066,91 \$	7 066,91 \$	6 886,46 \$	6 886,46 \$
Composantes D+T+E+I+FV	11 898,38 \$	11 898,38 \$	11 898,38 \$	11 898,38 \$
Impact dérivés : en \$			-180,46 \$	
En % de la facture totale			-1 %	
En % des composantes F+C			-3 %	



Couverture de 50 %				
Client commercial type (15 000 m <sup>3</sup> )	Alternative 1 Sans dérivés, sans MPE	Alternative 2 Sans dérivés, avec MPE	Alternative 3 Avec dérivés, sans MPE	Alternative 4 Avec dérivés, avec MPE
Facture totale	18 965,29 \$	18 965,29 \$	18 514,15 \$	18 514,15 \$
Composantes F+C	7 066,91 \$	7 066,91 \$	6 615,77 \$	6 615,77 \$
Composantes D+T+E+I+FV	11 898,38 \$	11 898,38 \$	11 898,38 \$	11 898,38 \$
Impact dérivés : en \$			-451,14 \$	
En % de la facture totale			-2 %	
En % des composantes F+C			-6 %	

- 4.2 En l'absence d'un programme de dérivés financiers, mais en la présence d'un mode de versements égaux (MVE), veuillez fournir des estimations (calculs ou exemples numériques représentatifs) de la volatilité de la facture des clients résidentiels pour des périodes de 6 mois, 1 an et 2 ans.

**Réponse :**

Veuillez vous référer à la réponse à la question 4.1.

- 4.3 En la présence d'un programme de dérivés financiers (le programme suggéré), mais en l'absence d'un mode de versements égaux (MVE), veuillez fournir des estimations (calculs ou exemples numériques représentatifs) de la volatilité de la facture des clients résidentiels pour des périodes de 6 mois, 1 an et 2 ans.

**Réponse :**

Veuillez vous référer à la réponse à la question 4.1.

- 4.4 En la présence d'un programme de dérivés financiers (le programme suggéré), et la présence d'un mode de versements égaux (MVE), veuillez fournir des estimations (calculs ou exemples numériques représentatifs) de la volatilité de la facture des clients résidentiels pour des périodes de 6 mois, 1 an et 2 ans.

**Réponse :**

Veuillez vous référer à la réponse à la question 4.1.

---

## PROGRAMME DE DÉRIVÉS FINANCIERS

---

### Références

- (i) Gaz Métro-6, document 2, page 40.
- (ii) Gaz Métro-6, document 2, page 23.

### Préambule

- (i) La formule actuelle pourrait être modifiée pour diminuer l'impact des variations des prix du gaz naturel. On pourrait, par exemple, amortir les écarts sur 24 mois plutôt que sur 12 mois, mais une telle modification serait clairement en conflit avec le principe d'équité intergénérationnelle. En effet, le calcul du prix de fourniture actuel est un compromis entre la réduction de la volatilité et le maintien d'une équité intergénérationnelle. (nos soulignés)
- (ii) Dans le cadre du volet systématique, Gaz Métro propose, toujours en suivant les recommandations de l'Expert, d'utiliser des contrats d'échange à prix fixe ou des colliers sans frais.

Les caractéristiques du volet systématique seraient les suivantes :

Objectif : un niveau de couverture de 20 % des volumes prévus;

Fréquence : mensuelle;

Période : les 13<sup>e</sup> à 24<sup>e</sup> mois suivant le mois en cours;

(nos soulignés)

### Demande

- 5.1 Veuillez indiquer si l'achat de dérivés financiers (en particulier les contrats d'échange à prix fixe) pour des périodes allant de 13 à 24 mois au-delà de la période courante cause un problème d'équité intergénérationnelle. Veuillez commenter en regard de la partie (i) du préambule.

#### Réponse :

Gaz Métro ne croit pas que l'achat de dérivés pour les périodes allant du 13<sup>e</sup> au 24<sup>e</sup> mois suivant le mois courant créerait un problème d'équité intergénérationnelle. À l'intérieur de la formule de calcul du prix de la fourniture (« WACOG »), les gains et les pertes des dérivés sont assumés par les clients en service de fourniture au moment du règlement de ces dérivés, et non pas au moment de leur mise en place. Autrement dit, les clients bénéficient (ou paient) seulement des règlements courants, et non des règlements passés ou des règlements futurs (hors de la période couverte par la formule de calcul du prix de la fourniture).

À titre d'illustration, les transactions de dérivés du volet systématique qui auraient été prises durant le mois d'octobre 2013 pour couvrir les mois de novembre 2014 à octobre 2015 n'auraient eu aucun impact sur le prix de la fourniture du mois de novembre 2013, car celui-ci est basé sur la période de novembre 2013 à octobre 2014. Chaque mois, le calcul de prix de la fourniture ne tient compte que des dérivés venant à échéance au cours des 12 mois suivants (incluant le mois du calcul). Donc, ces transactions de dérivés ne

poseraient pas de problème d'équité intergénérationnelle au-delà de ce qui est déjà toléré dans la formule de calcul du prix de la fourniture présentement en vigueur.

Dans le cas d'une extension de la période d'amortissement des écarts, comme mentionné à la pièce B-0092, Gaz Métro-6, Document 2, page 40, les écarts courants seraient étalés sur 24 mois avec comme résultat que ce serait les futurs clients qui assumeraient (ou bénéficieraient) les écarts constatés aujourd'hui.

---

## **PROGRAMME DE DÉRIVÉS FINANCIERS**

---

### **Références**

- (i) Gaz Métro-6, document 1, page 5.
- (ii) Gaz Métro-6, document 1, page 7.
- (iii) Gaz Métro-6, document 1, page 18.

### **Préambule**

- (i) 12. It is true that natural gas prices and volatility have decreased over the past four years, but this should not be viewed as a signal that the risk of natural gas markets has diminished. Current market conditions favor the recommended improvements and continuation of the Program.
- (ii) Hedging provides a valuable service to the customers under a fixed set of rules, since there are circumstances when the right thing to do is simply not to hedge.
- (iii) All agreed that the currently-low natural gas price environment lessens the importance of hedging when compared to the past, especially since natural gas now enjoys a competitive price advantage over electric power in Quebec.

### **Demandes**

- 6.1 En regard de la partie (ii) du préambule, veuillez indiquer quelles seraient les circonstances pour lesquelles il serait préférable que Gaz Métro abandonne tout programme de dérivés financiers (« not to hedge »).

### **Réponse :**

Below are some conditions that would lead me to recommend abandoning the Program.

- **The risk in the market is such that significant price changes do not occur and there is little potential that they will occur.** It is not the case right now, since market participants continue to participate and the instruments continue to grow in complexity and depth. Furthermore, price levels have progressively increased since 2012 (Figure 1), and we have seen evidence of increased price spikes in the Northeast. For instance, during the cold spell of January 2014 in the Atlantic Canada and the Northeast U.S., we saw intra-day natural gas trading above US\$100/MMBtu and settlements above US\$35/MMBtu (Figure 2). In my mind, market volatility and the benefit of hedging have not disappeared.

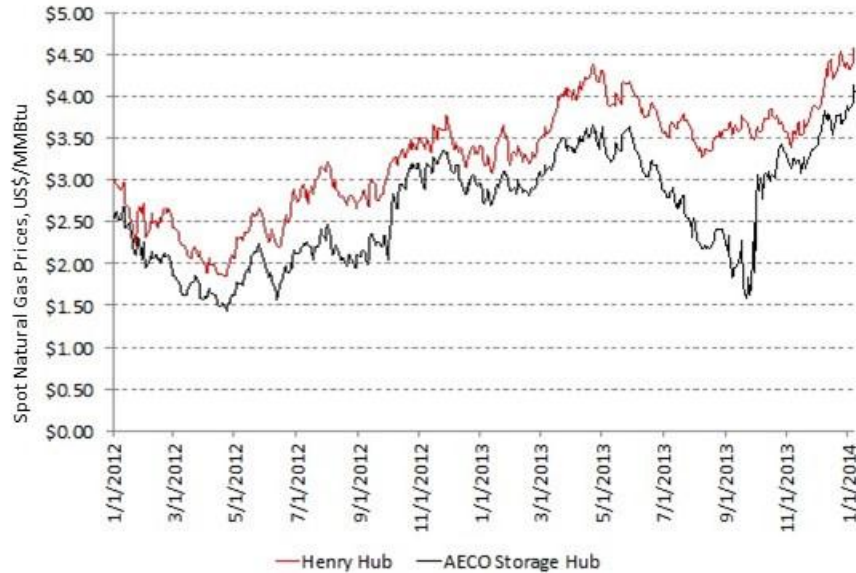


Figure 1: Historical Henry Hub and AECO Natural Gas Spot Prices, 2012-2014  
Source: CEA using market prices from SNL

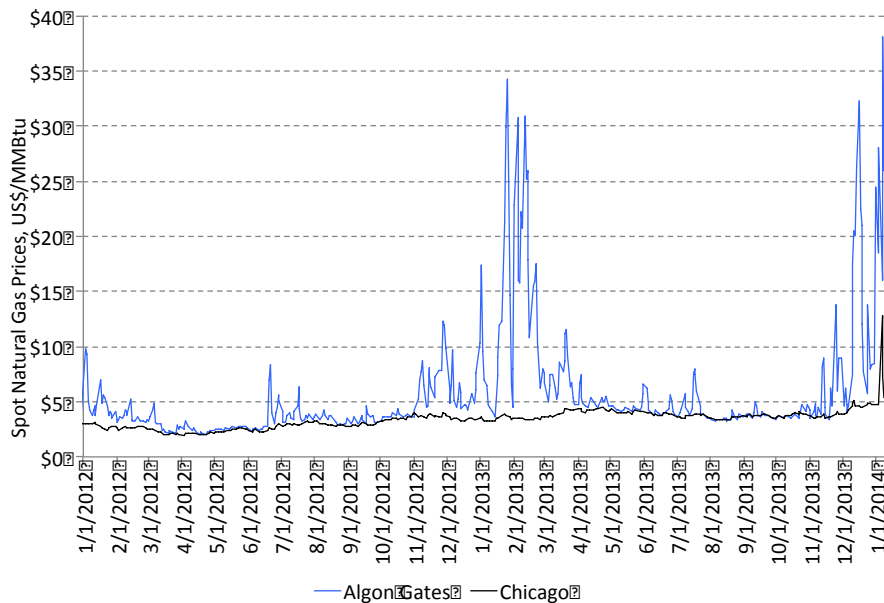


Figure 2: Historical Boston (Algon Gates) and Chicago Natural Gas Spot Prices, 2012-2014  
Source: CEA using market prices from SNL

- **Consumers find a more efficient way to protect against price variability.** If the consumers were able to find alternatives to protect against price variability of energy or would have passed-on the economic consequences of risk to somebody

else, the hedging program would not be necessary. I believe that Gaz Métro is comparatively a more efficient entity to structure, monitor and report on a program to protect consumers' expenditures in natural gas.

- **The tolerance to price variability is big enough so as not to be concerned with strategies to protect against price variability.**

6.2 En regard de la partie (i) du préambule, veuillez identifier des signaux qui pourraient permettre de conclure que le risque des marchés du gaz naturel augmente ou diminue.

**Réponse :**

In general, indicators to assess the changing nature of the market rely on some form of dispersion comparing how current data compares against historical patterns (i.e some form of volatility). This volatility can be directly deduced from option prices (implied volatility), measured from historical prices (just as the proposed Program does), econometrically modeled or some combination of these methods. There is also a whole set of indicators implemented by traders based on their personal way of looking at the market (so-called technical indicators), but even these tend to include a notion of volatility (or deviation) at the core of their perspectives (such as the case for Bollinger Bands that measure if changes in prices are "normal").

A formal estimation of the volatility through a statistical technique continues to be best practices, especially for a non-market participant such as Gaz Métro that does not have a speculative trading book. Technical trading remains a useful tool for trade-for-profit operations but they rely heavily on the personal appreciation of the trader.

Value at Risk approach continues to be best practices and it can use a statistically-derived volatility as the key form of dispersion analysis, or it can also accept a market-deduced volatility (such as implied volatility). Implied volatilities are nevertheless generated by third parties (mostly traders) and may not prove to be a complete or consistent historical series.

Under the proposed Program, hedging triggers in the defensive protocol are based on a dynamic calculation of historical price volatility. By using the latest price series, we observe how volatility evolves as price expectations fluctuate.

6.3 En regard de la partie (i) du préambule, veuillez indiquer qu'elles sont les conditions de marché qui justifient la poursuite du programme de dérivés financiers.

**Réponse :**

The Program should not be terminated, but there are elements that need to be improved. I believe this perspective is shared amongst the interveners and to my knowledge, none of them indicated a desire to terminate the Program.

- **The risk of price fluctuations has diminished, but has not disappeared.**  
Although diminished, price volatility continues to be an issue of concern. Figure 3

shows how the average price of natural gas (at Henry Hub) has progressively increased from the lows in April 2012 (the month when prices were the cheapest). Since the suspension of the Program, market prices have progressively increased.

Average Price of Natural Gas (HH)

	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
2009	\$ 5.280	\$ 4.549	\$ 3.976	\$ 3.511	\$ 3.798	\$ 3.811	\$ 3.399	\$ 3.183	\$ 2.943	\$ 3.968	\$ 3.655	\$ 5.283
2010	\$ 5.852	\$ 5.348	\$ 4.328	\$ 4.032	\$ 4.119	\$ 4.792	\$ 4.617	\$ 4.360	\$ 3.891	\$ 3.458	\$ 3.680	\$ 4.236
2011	\$ 4.481	\$ 4.107	\$ 3.956	\$ 4.232	\$ 4.310	\$ 4.553	\$ 4.424	\$ 4.065	\$ 3.906	\$ 3.562	\$ 3.248	\$ 3.194
2012	\$ 2.699	\$ 2.518	\$ 2.186	\$ 1.947	\$ 2.423	\$ 2.440	\$ 2.931	\$ 2.861	\$ 2.840	\$ 3.300	\$ 3.545	\$ 3.340
2013	\$ 3.330	\$ 3.322	\$ 3.785	\$ 4.156	\$ 4.053	\$ 3.848	\$ 3.630	\$ 3.425	\$ 3.624	\$ 3.673	\$ 3.623	\$ 4.219
2014	\$ 4.420											

Percentiles	1%	5%	10%	20%	30%	40%	50%	60%	70%	80%	90%	95%

Figure 3: Monthly Average Price of Natural Gas (Henry Hub) Colored by Percentiles

Source: CEA using market prices from SNL

- **A Program that yields limited hedging is not the same as not hedging because there is no Program.** The market continues to be unpredictable and having a Program that may provide limited hedging activity, as a function of reduced (historical) volatility, is not the same as having no Program at all (which eliminates the possibility to hedge against any potential market changes). The expected performance of the Program is to show a low-hedged percentage as a consequence of the reduced risk exposure compared to values prior to 2009.
- **Natural gas prices delivered to specific neighboring areas have increased substantially and may, with time, influence prices affecting Gaz Métro.** Prices to the Northeast of the U.S. and Atlantic Canada continue to experience an increased seasonal volatility. Figure 4 shows how the average prices have evolved for gas delivered into Boston and Dawn. It is clear to see that prices are progressively increasing from the lows in 2012.

Boston, MA												
	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
2004							\$ 6.372	\$ 5.852	\$ 5.425	\$ 6.647	\$ 6.746	\$ 7.594
2005	\$ 10.682	\$ 7.120	\$ 7.856	\$ 7.782	\$ 7.015	\$ 7.717	\$ 8.174	\$ 10.128	\$ 12.841	\$ 14.419	\$ 10.469	\$ 14.285
2006	\$ 9.458	\$ 8.685	\$ 7.736	\$ 7.831	\$ 6.809	\$ 6.801	\$ 6.933	\$ 7.969	\$ 5.429	\$ 6.280	\$ 7.889	\$ 7.541
2007	\$ 8.045	\$ 10.431	\$ 8.635	\$ 8.586	\$ 8.318	\$ 8.047	\$ 6.863	\$ 7.008	\$ 6.572	\$ 7.242	\$ 8.045	\$ 12.523
2008	\$ 11.421	\$ 10.685	\$ 10.357	\$ 11.042	\$ 12.070	\$ 13.591	\$ 12.296	\$ 8.869	\$ 8.097	\$ 7.367	\$ 7.567	\$ 7.551
2009	\$ 9.113	\$ 6.178	\$ 4.996	\$ 4.072	\$ 4.179	\$ 4.106	\$ 3.714	\$ 3.552	\$ 3.240	\$ 4.453	\$ 4.032	\$ 6.975
2010	\$ 7.651	\$ 6.518	\$ 4.750	\$ 4.428	\$ 4.543	\$ 5.194	\$ 5.088	\$ 4.763	\$ 4.281	\$ 3.812	\$ 4.589	\$ 8.179
2011	\$ 8.232	\$ 6.630	\$ 5.306	\$ 4.729	\$ 4.643	\$ 4.974	\$ 5.434	\$ 4.405	\$ 4.193	\$ 3.937	\$ 3.960	\$ 4.150
2012	\$ 4.996	\$ 3.550	\$ 2.824	\$ 2.451	\$ 2.616	\$ 3.572	\$ 3.796	\$ 3.450	\$ 3.436	\$ 3.730	\$ 7.353	\$ 5.792
2013	\$ 10.818	\$ 17.174	\$ 7.322	\$ 5.111	\$ 4.549	\$ 4.320	\$ 4.672	\$ 3.566	\$ 3.863	\$ 3.897	\$ 5.782	\$ 13.367
2014	\$ 25.300											
Percentiles	1%	5%	10%	20%	30%	40%	50%	60%	70%	80%	90%	95%

Dawn												
	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
2004							\$ 6.244	\$ 5.687	\$ 5.212	\$ 6.407	\$ 6.585	\$ 6.779
2005	\$ 6.277	\$ 6.366	\$ 7.240	\$ 7.472	\$ 6.716	\$ 7.219	\$ 7.563	\$ 9.233	\$ 11.562	\$ 13.213	\$ 9.676	\$ 12.713
2006	\$ 8.776	\$ 7.712	\$ 6.813	\$ 7.262	\$ 6.461	\$ 6.262	\$ 5.998	\$ 7.083	\$ 5.165	\$ 5.946	\$ 7.644	\$ 7.165
2007	\$ 6.554	\$ 7.735	\$ 7.395	\$ 7.893	\$ 7.956	\$ 7.586	\$ 6.429	\$ 6.243	\$ 6.076	\$ 6.863	\$ 7.474	\$ 7.519
2008	\$ 8.168	\$ 8.863	\$ 9.884	\$ 10.677	\$ 11.669	\$ 12.812	\$ 11.469	\$ 8.419	\$ 7.508	\$ 6.916	\$ 6.871	\$ 6.327
2009	\$ 5.906	\$ 4.940	\$ 4.263	\$ 3.886	\$ 4.179	\$ 3.969	\$ 3.577	\$ 3.325	\$ 3.099	\$ 4.437	\$ 3.955	\$ 5.728
2010	\$ 6.026	\$ 5.615	\$ 4.643	\$ 4.429	\$ 4.495	\$ 5.091	\$ 4.861	\$ 4.639	\$ 4.285	\$ 3.948	\$ 4.400	\$ 4.660
2011	\$ 4.882	\$ 4.530	\$ 4.461	\$ 4.603	\$ 4.701	\$ 4.831	\$ 4.657	\$ 4.361	\$ 4.220	\$ 3.835	\$ 3.906	\$ 3.648
2012	\$ 3.102	\$ 2.969	\$ 2.577	\$ 2.297	\$ 2.626	\$ 2.587	\$ 3.117	\$ 3.076	\$ 3.122	\$ 3.584	\$ 4.055	\$ 3.750
2013	\$ 3.597	\$ 3.624	\$ 4.095	\$ 4.544	\$ 4.457	\$ 4.162	\$ 4.118	\$ 3.904	\$ 4.010	\$ 3.938	\$ 3.774	\$ 4.574
2014	\$ 5.446											

Figure 4: Monthly Average Price of Natural Gas (delivered into Boston and Dawn) Colored by Percentiles

Source: CEA using market prices from SNL

6.4 En regard de la partie (iii) du préambule, êtes-vous en accord ou désaccord avec l'idée soutenue par tous les intervenants consultés, à savoir que les bas prix actuels du gaz naturel conjugués avec la position concurrentielle favorable du gaz relativement à l'électricité, réduisent l'importance de maintenir un programme de dérivés financiers? Veuillez élaborer.

**Réponse :**

The time that has passed since the Program was suspended has allowed us to test whether the newly-found abundance of natural gas in North America has brought a new era of low gas prices and diminished volatility. In part, the recent evidence over the past year has confirmed that volatility has decreased (when compared to prices before 2008), but within the new regime after 2008, we have experienced a steady increase in prices across North America and very significant price volatility in the Northeast U.S. and Atlantic Canada.

The conditions that prevailed when the Régie recommended suspending the Program and the conditions today are already different. I agree wholeheartedly with the interveners that currently-low natural gas prices lessen the impact, but do not eliminate it. Additionally, the conversation with the interveners occurred during a period of particularly low prices, but even still all of them expressed an interest in price protection. Their opinion may have evolved since the last time we talked, but the increase in price level and the increased

volatility in other delivery points (such as Boston or New York City) may have further accentuated their interest for price protection.

---

## **PROGRAMME DE DÉRIVÉS FINANCIERS**

---

### **Références**

- (i) Gaz Métro-6, document 1, page 59.

### **Préambule**

- (i) This process has a very unique feature in that all of the logic is based on an algebraic solution that can be implemented in an MS-Excel® spreadsheet and the results can be audited. Once the formulas are calculated and the parameters for risk tolerance are established, the process can be automated fairly easily. It provides an objective, methodical and quantitative way to take into account current market conditions as key drivers to the hedging decisions.

### **Demande**

- 7.1 Une telle feuille de calcul Excel a-t-elle été créée avec les paramètres du programme suggéré? Si tel est le cas, veuillez la déposer.

### **Réponse :**

Voir l'annexe 1 déposée sous pli confidentiel.

---

## **PROGRAMME DE DÉRIVÉS FINANCIERS**

---

### **Références**

- (i) Gaz Métro-6, document 1, page 59.

### **Préambule**

- (i) The selected parameters (as highlighted above) were the ones that best met the following criteria according to the five statistical metrics highlighted above:

- Low total opportunity cost (sum) over the period
- Low single-year opportunity cost over the period
- Low aggregate variation in the opportunity cost (standard deviation)
- Low hedged cost (average) over the period
- Low aggregate variation of hedged cost (standard deviation)

The detail of the analysis is available upon request.



**Demande**

8.1 Veuillez fournir lesdits détails de l'analyse.

**Réponse :**

Voir l'annexe 2.



L'annexe 1 est déposée sous pli confidentiel.



Parameter Combination	Number of days to include in volatility calculation	Maximum percentage to hedge defensively	Number of months before expiration defensively	\$ from market for upside tolerance	\$ from market for downside tolerance	Upside/Downside Risk Balance	Target Programmatic	Number of months prior to expiration to start protocol	Number of months to execute protocol	Exercise Strike Price of Call (Absolute \$/MMBtu)	Exercise Strike Price of Call (Absolute \$/MMBtu)	Exercise Price of Call (Percentage above price as of date of evaluation)	Exercise Strike Price of Put Below of evaluation (Absolute \$/MMBtu)	Exercise Strike Price of Put (Percentage below price as of date of evaluation)	Percentage for call	Percentage for put	Percentage for fixed price position	Structure a Collar 1=yes, 0=no	Aggregate results					Rankings					
																			Sum of Opportunity Cost (million US\$)	Worst Annual Opportunity Cost (million US\$)	Standard Deviation of Annual Opportunity Cost	Average Hedged Price (US\$/Mmbtu)	Standard Deviation of Annual Hedged Price	Sum of Opportunity Cost	Worst Annual Opportunity Cost	Standard Deviation of Annual Opportunity Cost	Average Hedged Price	Standard Deviation of Annual Hedged Price	Average ranking
Proposed	40	50%	12	3,00	-1,00	60%	20%	24	12	0	0	0%	0	0%	0%	0%	0%	0	-163	-66	37	5,60	1,68	46	42	65	76	39	54
P1	40	0%	12	3,00	-1,00	60%	15%	24	12	2,5	0,1	100%	-0,5	-20%	0%	0%	100%	1	-12	-8	4	5,83	1,44	17	22	84	55	76	51
P2	40	0%	12	3,00	-1,00	60%	20%	48	3	4	0,1	100%	-0,5	-20%	100%	100%	0%	1	-19	-9	3	5,83	1,49	22	23	90	56	67	52
P3	40	0%	12	3,00	-1,00	60%	20%	48	6	4	0,1	100%	-0,5	-20%	100%	100%	0%	1	-21	-9	4	5,84	1,48	25	24	89	54	69	52
P4	40	0%	12	3,00	-1,00	60%	10%	24	12	2,5	0,1	100%	-0,5	-20%	0%	0%	100%	1	-5	-3	2	5,80	1,51	14	15	97	62	64	50
P5	40	0%	12	3,00	-1,00	60%	15%	24	12	2,5	0,1	100%	-0,5	-20%	50%	50%	50%	1	-18	-7	3	5,85	1,48	20	20	92	52	68	50
P6	40	0%	12	3,00	-1,00	60%	20%	48	12	4	0,1	100%	-0,5	-20%	100%	100%	0%	1	-24	-10	4	5,85	1,46	27	26	86	51	74	53
P7	40	0%	12	3,00	-1,00	60%	10%	24	12	2,5	0,1	100%	-0,5	-20%	50%	50%	50%	1	-8	-3	1	5,81	1,54	15	14	99	60	60	50
P8	40	50%	12	3,00	-1,00	40%	0%	24	12	0	0	0%	0	0%	0%	0%	100%	0	-1	-2	1	5,72	1,66	7	12	101	74	45	48
P9	40	0%	12	3,00	-1,00	60%	20%	24	12	2,5	0,1	100%	-0,5	-20%	50%	50%	50%	1	-31	-13	5	5,89	1,42	33	36	75	45	77	53
P10	40	0%	12	3,00	-1,00	60%	5%	24	12	2	0,1	100%	-0,5	-20%	0%	0%	100%	1	-1	-1	0	5,76	1,59	8	11	102	67	56	49
P11	40	0%	12	3,00	-1,00	60%	5%	24	12	0,1	0,1	100%	-0,5	-20%	100%	100%	0%	1	-1	-1	0	5,74	1,61	6	5	104	69	54	48
P12	40	50%	12	3,00	-1,00	0%	0%	24	12	0	0	0%	0	0%	0%	0%	100%	0	0	0	0	5,72	1,67	4	1	112	72	43	46
P13	40	50%	12	3,00	-1,00	10%	0%	24	12	0	0	0%	0	0%	0%	0%	100%	0	0	0	0	5,72	1,67	5	4	111	72	43	47
P14	40	0%	12	3,00	-1,00	60%	20%	48	36	4	0,1	100%	-0,5	-20%	100%	100%	0%	1	-28	-10	4	5,89	1,47	29	28	81	47	73	52
P15	40	0%	12	3,00	-1,00	60%	15%	24	12	2,5	0,1	100%	-0,5	-20%	100%	100%	0%	1	-19	-7	2	5,87	1,52	23	19	94	49	62	49
P16	40	0%	12	3,00	-1,00	60%	10%	24	12	2,5	0,1	100%	-0,5	-20%	100%	100%	0%	1	-8	-3	1	5,82	1,57	16	13	100	58	58	49
P17	40	0%	12	3,00	-1,00	60%	5%	24	12	2,5	0,1	100%	-0,5	-20%	50%	50%	50%	1	-2	-1	0	5,76	1,60	11	10	103	65	55	49
P18	40	0%	12	3,00	-1,00	60%	5%	24	12	1	0,1	100%	-0,5	-20%	100%	100%	0%	1	-1	-1	0	5,75	1,61	9	6	105	68	53	48
P19	40	50%	12	3,00	-1,00	20%	0%	24	12	0	0	0%	0	0%	0%	0%	100%	0	0	0	0	5,72	1,67	3	1	110	71	42	45
P20	40	0%	12	3,00	-1,00	60%	20%	3	3	4	0,1	100%	-0,5	-20%	0%	0%	100%	1	-15	-6	2	5,80	1,65	18	18	95	61	46	48
P21	40	50%	12	3,00	-1,00	30%	0%	24	12	0	0	0%	0	0%	0%	0%	100%	0	1	0	0	5,72	1,67	2	1	109	70	41	45
P22	40	0%	12	3,00	-1,00	60%	20%	40	40	4	0,1	100%	-0,5	-20%	100%	100%	0%	1	-28	-11	4	5,89	1,51	30	29	88	46	63	51
P23	40	0%	12	3,00	-1,00	60%	5%	24	12	1,5	0,1	100%	-0,5	-20%	100%	100%	0%	1	-2	-1	0	5,76	1,61	10	7	106	66	51	48
P24	40	0%	12	3,00	-1,00	60%	20%	6	6	4	0,1	100%	-0,5	-20%	0%	0%	100%	1	-19	-7	3	5,82	1,62	21	21	91	57	47	47
P25	40	0%	12	3,00	-1,00	60%	20%	36	12	4	0,1	100%	-0,5	-20%	100%	100%	0%	1	-30	-11	5	5,90	1,45	32	30	76	44	75	51
P26	40	0%	12	3,00	-1,00	60%	5%	24	12	2	0,1	100%	-0,5	-20%	100%	100%	0%	1	-2	-1	0	5,77	1,62	12	8	107	64	50	48
P27	40	0%	12	3,00	-1,00	60%	5%	24	12	2,5	0,1	100%	-0,5	-20%	100%	100%	0%	1	-2	-1	0	5,77	1,62	13	9	108	63	49	48
P28	40	0%	12	3,00	-1,00	60%	45%	24	12	2,5	0,1	100%	-0,5	-20%	0%	0%	100%	1	-109	-68	37	6,06	1,11	42	43	66	34	100	57
P29	40	0%	12	3,00	-1,00	60%	20%	24	12	2,5	0,1	100%	-0,5	-20%	100%	100%	0%	1	-34	-12	4	5,91	1,48	35	33	82	42	70	52
P30	40	0%	12	3,00	-1,00	60%	70%	48	48	2,5	0,1	100%	-0,5	-20%	0%	0%	100%	1	-203	-151	77	6,11	0,92	51	76	19	29	110	57
P31	40	0%	12	3,00	-1,00	60%	70%	48	48	3	0,1	100%	-0,5	-20%	0%	0%	100%	1	-203	-151	77	6,11	0,92	51	76	19	29	110	57
P32	40	0%	12	3,00	-1,00	60%	70%	48	48	4	0,1	100%	-0,5	-20%	0%	0%	100%	1	-203	-151	77	6,11	0,92	51	76	19	29	110	57
P33	40	50%	12	3,00	-1,00	60%	20%	24	12	2,5	0,1	100%	-0,5	-20%	100%	100%	0%	1	-17	-68	35	5,71	1,75	19	44	68	75	37	49
P34	40	0%	12	3,00	-1,00	60%	40%	24	12	2,5	0,1	100%	-0,5	-20%	0%	0%	100%	1	-86	-54	29	6,03	1,14	41	39	71	35	95	56
P35	40	0%	12	3,00	-1,00	60%	20%	24	3	4	0,1	100%	-0,5	-20%	100%	100%	0%	1	-33	-11	5	5,92	1,49	34	31	77	41	72	51
P36	40	0%	12	3,00	-1,00	60%	20%	12	6	4	0,1	100%	-0,5	-20%	100%	100%	0%	1	-37	-13	4	5,95	1,57	39	38	87	37	57	52
P37	40	0%	12	3,00	-1,00	60%	20%	24	18	4	0,1	100%	-0,5	-20%	100%	100%	0%	1	-35	-13	4	5,93	1,52	37	35	85	40	61	52
P38	40	50%	12	3,00	-1,00	60%	20%	24	12	2,5	0,1	100%	-0,5	-20%	50%	50%	50%	1	89	-64	38	5,81	1,82	1	41	64	59	28	39
P39	40	0%	12	3,00	-1,00	60%	20%	12	12	4	0,1	100%	-0,5	-20%	0%	0%	100%	1	-24	-10	4	5,86	1,55	28	27	79	50	59	49
P40	40	0%	12	3,00	-1,00	60%	20%	24	6	4	0,1	100%	-0,5	-20%	100%	100%	0%	1	-34	-12	4	5,93	1,47	36	32	78	39	71	51
P41	40	0%	12	3,00	-1,00	60%	50%	24	12	2,5	0,1	100%	-0,5	-20%	0%	0%	100%	1	-135	-84	45	6,10	1,08	44	48	54	33	104	57
P42	40	0%	12	3,00	-1,00	60%	20%	18	6	4	0,1	100%	-0,5	-20%	100%	100%	0%	1	-40	-13	4	5,96	1,48	40	37	83	36	65	52
P43	40	70%	6	3,00	-1,00	60%	0%	24	12	0	0	0%	0	0%	0%	0%	100%	0	-199	-114	33	5,52	1,61	50	54	70	78	52	61
P44	40	0%	12	3,00	-1,00	60%	20%	24	12	4	0,1	100%	-0,5	-20%	100%	100%	0%	1	-36	-12	4	5,93	1,49	38	34	80	38	66	51
P45	40	0%	12	3,00	-1,00	60%	20%	3	3	4	0,1	100%	-0,5	-20%	100%	100%	0%	1	-19	-5	1	5,85	1,69	24	16	98	53	38	46
P46	40	0%	12	3,00	-1,00	60%	20%	12	12	4	0,1	100%	-0,5	-20%	100%	100%	0%	1	-30	-9	3	5,91	1,62	31	25	93	43	48	48
P47	40	0%	12	3,00	-1,00	60%	45%	24	12	2,5	0,1	100%	-0,5	-20%	50%	50%	50%	1	-158	-64	27	6,11	1,18	45	40	73	32	85	55
P48	40	0%	12	3,00	-1,00	60%	20%	6	6	4	0,1	100%	-0,5	-20%	100%	100%	0%	1	-22	-5	2	5,87	1,67	26	17	96	48	40	45
P49	40	0%	12	3,00	-1,00	60%	50%	24	12	2,5	0,1	100%	-0,5	-20%	50%	50%	50%	1	-195	-79	33	6,15	1,15	49	47	69	27	92	57
P50	40	0%	12	3,00	-1,00	60%	70%	36	36	2,5	0,1	100%	-0,5	-20%	0%	0%	100%	1	-207	-152	75	6,12	1,07	54	81	25	28	107	59
P51	40	30%	12	3,00	-1,00	60%	0%	24	12	0	0	0%	0	0%	0%	0%	100%	0	-135	-72	28	5,57	1,79	43	45	72	77	32	54
P52	40	0%	12	3,00	-1,00	60%	60%	24	12	2,5	0,1	100%	-0,5	-20%	0%	0%	100%	1	-195	-121	65	6,18	1,05	48	57	30	26	109	54
P53	40	0%	12	3,00	-1,00	60%	50%																						

Parameter Combination	Number of days to include in volatility calculation	Maximum percentage to hedge defensively	Number of months before expiration defensively	\$ from market for upside tolerance	\$ from market for downside tolerance	Upside/Downside Risk Balance	Target Percentage Programmatic	Number of months prior to expiration to start Programmatic protocol	Number of months to execute Programmatic protocol	Exercise Strike Price of Call (Absolute \$/MMBtu)	Exercise Strike Price of Call (Absolute \$/MMBtu)	Exercise Price of Call (Percentage above price as of date of evaluation)	Exercise Strike Price of Put Below of Evaluation (Absolute \$/MMBtu)	Exercise Strike Price of Put (Percentage below price as of date of evaluation)	Percentage for call	Percentage for put	Percentage for fixed price position	Structure a Costless Collar 1=yes, 0=no	Aggregate results					Rankings					
																			Sum of Opportunity Cost (million US\$)	Worst Annual Opportunity Cost (million US\$)	Standard Deviation of Annual Opportunity Cost	Average Hedged Price (US\$/Mmbtu)	Standard Deviation of Annual Hedged Price	Sum of Opportunity Cost	Worst Annual Opportunity Cost	Standard Deviation of Annual Opportunity Cost	Average Hedged Price	Standard Deviation of Annual Hedged Price	Average ranking
P76	40	0%	12	3,00	-1,00	60%	75%	24	12	2,5	0,1	100%	-0,5	-20%	0%	0%	100%	1	-304	-188	102	6,29	1,09	81	93	8	16	102	60
P77	40	50%	12	3,00	-1,00	60%	5%	24	12	0	0	0%	0	0%	0%	0%	100%	0	-283	-117	47	5,41	1,87	78	56	49	94	25	60
P78	40	70%	12	2,00	-1,00	60%	0%	24	12	0	0	0%	0	0%	0%	0%	100%	0	-278	-173	63	5,41	2,02	74	88	33	93	12	60
P79	200	50%	12	3,00	-1,00	60%	0%	24	12	0	0	0%	0	0%	0%	0%	100%	0	-271	-148	57	5,41	2,01	70	73	38	97	13	58
P80	40	0%	12	3,00	-1,00	60%	70%	48	48	3	0,1	100%	-0,5	-20%	100%	100%	0%	1	-304	-123	46	6,23	1,16	82	60	51	22	89	61
P81	40	70%	12	3,00	-3,00	60%	0%	24	12	0	0	0%	0	0%	0%	0%	100%	0	-280	-174	65	5,41	2,05	75	89	31	95	10	60
P82	40	70%	12	1,00	-1,00	60%	0%	24	12	0	0	0%	0	0%	0%	0%	100%	0	-266	-182	74	5,41	2,13	67	92	27	96	6	58
P83	40	50%	12	3,00	-1,00	80%	0%	24	12	0	0	0%	0	0%	0%	0%	100%	0	-232	-149	55	5,46	2,01	59	75	41	83	14	54
P84	40	50%	12	3,00	-1,00	90%	0%	24	12	0	0	0%	0	0%	0%	0%	100%	0	-219	-153	58	5,47	2,04	57	82	36	82	11	54
P85	40	50%	12	3,00	-1,00	100%	0%	24	12	0	0	0%	0	0%	0%	0%	100%	0	-209	-156	60	5,47	2,07	55	84	34	80	8	52
P86	40	70%	12	4,00	-4,00	60%	0%	24	12	0	0	0%	0	0%	0%	0%	100%	0	-455	-195	75	5,24	1,96	99	97	26	107	17	69
P87	40	80%	12	3,00	-1,00	60%	0%	24	12	0	0	0%	0	0%	0%	0%	100%	0	-537	-225	82	5,17	1,92	102	101	15	108	20	69
P88	40	0%	12	3,00	-1,00	60%	60%	24	12	2,5	0,1	100%	-0,5	-20%	100%	100%	0%	1	-305	-107	38	6,30	1,20	83	51	63	15	83	59
P89	40	70%	12	1,00	-2,00	60%	0%	24	12	0	0	0%	0	0%	0%	0%	100%	0	-275	-181	76	5,39	2,16	73	91	24	99	5	58
P90	40	0%	12	3,00	-1,00	60%	70%	36	36	2,5	0,1	100%	-0,5	-20%	100%	100%	0%	1	-328	-129	45	6,25	1,22	88	66	56	20	81	62
P91	40	90%	12	3,00	-1,00	60%	0%	24	12	0	0	0%	0	0%	0%	0%	100%	0	-615	-258	93	5,09	1,99	108	106	10	110	16	70
P92	40	0%	12	3,00	-1,00	60%	70%	48	48	4	0,1	100%	-0,5	-20%	100%	100%	0%	1	-317	-125	46	6,26	1,20	86	61	52	18	84	60
P93	40	70%	12	1,00	-3,00	60%	0%	24	12	0	0	0%	0	0%	0%	0%	100%	0	-274	-180	79	5,38	2,19	71	90	17	100	3	56
P94	40	0%	12	3,00	-1,00	60%	80%	24	12	2,5	0,1	100%	-0,5	-20%	0%	0%	100%	1	-346	-214	116	6,33	1,13	90	99	5	13	99	61
P95	40	70%	12	0,50	-1,00	60%	0%	24	12	0	0	0%	0	0%	0%	0%	100%	0	-307	-193	79	5,36	2,18	84	96	18	102	4	61
P96	40	70%	18	3,00	-1,00	60%	0%	24	12	0	0	0%	0	0%	0%	0%	100%	0	-565	-244	86	5,12	2,07	105	104	13	109	7	68
P97	40	0%	12	3,00	-1,00	60%	65%	24	12	2,5	0,1	100%	-0,5	-20%	100%	100%	0%	1	-358	-126	45	6,35	1,18	91	63	55	12	86	61
P98	40	70%	12	0,00	-1,00	60%	0%	24	12	0	0	0%	0	0%	0%	0%	100%	0	-315	-201	82	5,34	2,21	85	98	16	105	1	61
P99	40	100%	12	3,00	-1,00	60%	0%	24	12	0	0	0%	0	0%	0%	0%	100%	0	-684	-289	104	5,02	2,05	109	109	7	112	9	69
P100	40	70%	24	3,00	-1,00	60%	0%	24	12	0	0	0%	0	0%	0%	0%	100%	0	-598	-250	84	5,06	2,19	106	105	14	111	2	68
P101	40	0%	12	3,00	-1,00	60%	70%	24	12	2,5	0,1	100%	-0,5	-20%	100%	100%	0%	1	-415	-146	52	6,40	1,17	96	72	43	10	88	62
P102	40	0%	12	3,00	-1,00	60%	75%	24	12	2,5	0,1	100%	-0,5	-20%	100%	100%	0%	1	-476	-168	60	6,45	1,15	100	87	35	8	91	64
P103	40	0%	12	3,00	-1,00	60%	80%	24	12	2,5	0,1	100%	-0,5	-20%	100%	100%	0%	1	-542	-191	68	6,50	1,15	104	95	29	5	94	65
P104	40	0%	12	3,00	-1,00	60%	85%	24	12	2,5	0,1	100%	-0,5	-20%	100%	100%	0%	1	-611	-216	77	6,54	1,14	107	100	22	4	97	66
P105	40	0%	12	3,00	-1,00	60%	85%	24	12	2,5	0,1	100%	-0,5	-20%	0%	0%	100%	1	-391	-242	131	6,37	1,17	95	103	4	11	87	60
P106	40	0%	12	3,00	-1,00	60%	90%	24	12	2,5	0,1	100%	-0,5	-20%	0%	0%	100%	1	-438	-271	147	6,41	1,22	97	108	3	9	82	60
P107	40	0%	12	3,00	-1,00	60%	90%	24	12	2,5	0,1	100%	-0,5	-20%	100%	100%	0%	1	-685	-242	86	6,59	1,14	110	102	12	3	96	65
P108	40	0%	12	3,00	-1,00	60%	95%	24	12	2,5	0,1	100%	-0,5	-20%	100%	100%	0%	1	-764	-269	96	6,64	1,15	111	107	9	2	93	64
P109	40	0%	12	3,00	-1,00	60%	95%	24	12	2,5	0,1	100%	-0,5	-20%	0%	0%	100%	1	-488	-302	164	6,45	1,28	101	111	2	7	79	60
P110	40	0%	12	3,00	-1,00	60%	100%	24	12	2,5	0,1	100%	-0,5	-20%	100%	100%	0%	1	-846	-298	107	6,69	1,16	112	110	6	1	90	64
P111	40	0%	12	3,00	-1,00	60%	100%	24	12	2,5	0,1	100%	-0,5	-20%	0%	0%	100%	1	-541	-335	182	6,49	1,34	103	112	1	6	78	60

**Société en commandite Gaz Métro**  
**Cause tarifaire 2014, R-3837-2013**

Price Scenario	Sum of Opportunity Cost (million US\$)	Worst Annual Opportunity Cost (million US\$)	Standard Deviation of Annual Opportunity Cost	Average Hedged Price (US\$/Mmbtu)	Standard Deviation of Annual Hedged Price
1	-138	-66	37	5,37	1,12
2	-131	-30	15	6,64	1,41
3	156	-4	14	5,90	1,58
4	96	-4	9	6,42	2,11
5	83	-18	13	5,16	1,35
6	-41	-36	13	4,93	0,98
7	-91	-22	11	5,44	1,02
8	-36	-24	10	5,44	1,02
9	-36	-24	10	8,17	1,91
10	-22	-29	14	4,38	1,17
11	-120	-37	16	5,21	0,97
12	1	-17	10	5,82	1,22
13	236	-7	25	4,74	1,53
14	-140	-33	15	4,98	1,49
15	19	-13	10	10,09	3,60
16	204	-4	19	4,70	0,98
17	-186	-45	20	11,49	4,71
18	366	-9	42	6,32	1,02
19	154	-4	18	7,57	2,80
20	369	-4	30	5,13	1,04
21	2	-10	7	5,31	1,16
22	-60	-31	12	6,38	1,00
23	-229	-51	21	5,96	1,23
24	-161	-80	26	6,51	1,14
25	155	-4	15	5,96	1,23
26	-161	-80	26	7,17	2,45
27	225	-4	20	5,67	1,20
28	-447	-98	40	9,08	3,03
29	98	-8	27	6,97	1,34
30	283	-4	28	5,06	1,85

**Société en commandite Gaz Métro  
Cause tarifaire 2014, R-3837-2013**

Price Scenario	Sum of Opportunity Cost (million US\$)	Worst Annual Opportunity Cost (million US\$)	Standard Deviation of Annual Opportunity Cost	Average Hedged Price (US\$/Mmbtu)	Standard Deviation of Annual Hedged Price
1	113	-15	41	7,64	3,08
2	11	-17	16	2,72	1,11
3	29	-9	11	3,75	1,41
4	-22	-44	26	4,39	1,60
5	133	4	20	6,70	3,23
6	-55	-22	7	4,10	0,73
7	4	-3	4	3,47	0,57
8	130	-1	34	3,24	3,05
9	51	-6	15	4,92	1,23
10	-23	-8	2	3,81	0,34
11	9	-1	3	3,29	0,49
12	18	-3	5	3,37	0,87
13	-56	-29	14	3,07	1,29
14	21	-38	30	3,50	2,27
15	-7	-46	28	4,75	1,67
16	-57	-21	6	1,87	1,02
17	-5	-6	3	3,41	0,21
18	40	-5	15	4,05	1,83
19	-9	-11	8	3,55	0,46
20	-1	-10	9	3,27	0,54