

**RÉPONSE DE GAZ MÉTRO À LA DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N<sup>o</sup> 1  
DE LA RÉGIE DE L'ÉNERGIE (LA RÉGIE) RELATIVE À LA DEMANDE D'APPROBATION  
DU PLAN D'APPROVISIONNEMENT ET DE MODIFICATION DES CONDITIONS DE SERVICE ET TARIF  
DE GAZ MÉTRO**

---

**PLAN D'APPROVISIONNEMENT**

**1. Référence :** Pièce B-0005, page 36.

**Préambule :**

Le tableau 11 (ligne 19) montre qu'en 2012 il y a une diminution plus importante que prévue des volumes au tarif D<sub>5</sub> par rapport à la prévision qui avait été faite dans le dossier tarifaire 2012.

**Demande :**

1.1 Veuillez indiquer quelle est la proportion de la diminution de volume au tarif D<sub>5</sub> en 2012 liée à des changements apportés par des clients en fin de contrat et celle provenant de changements en cours de contrat.

**Réponse :**

Soixante-cinq pourcent (65 %) de la diminution des volumes présentée à la ligne 19 du tableau 11 est liée à des changements apportés par des clients dont le contrat interruptible se termine.

Trente-cinq pourcent (35 %) de la diminution des volumes est liée à des changements apportés par des clients en cours de contrat.

**2. Référence :** Pièce B-0005, page 41.

**Préambule :**

Le tableau 13 (ligne 6) montre une augmentation prévue de 266,4 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup> des volumes au tarif D<sub>4</sub> et une diminution de 259,2 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup> au tarif D<sub>5</sub> pour 2013.

**Demandes :**

2.1 Veuillez indiquer quelle est la proportion de l'augmentation des livraisons anticipées au D<sub>4</sub> et de la diminution au D<sub>5</sub> pour 2013 (Tableau 13, ligne 8 – ligne 1) qui est confirmée contractuellement (préavis reçus ou contrats signés), en date d'établissement des prévisions.

**Réponse :**

La hausse des livraisons au tarif D<sub>4</sub> et la diminution au tarif D<sub>5</sub> sont essentiellement liées à la migration des volumes entre les tarifs (ligne 6) et aux nouvelles ventes (ligne 7). Les proportions de variations confirmées contractuellement ont donc été évaluées pour ces deux éléments.

- **Migration des clients (ligne 6) :**

Au moment d'établir les prévisions, bien que des discussions aient déjà été entamées avec certains clients, la proportion des migrations confirmées était de 0,0 % au continu et de 0,0 % à l'interruptible.

Il est toutefois important de noter qu'une lettre d'intention a été reçue de la part d'un client désirant migrer une grande partie de sa consommation du service interruptible vers le service continu. Les volumes de ce dernier représentent 68,1 % des migrations au continu et 70,0% à l'interruptible. Cette lettre n'engage pas le client à proprement parler, mais permet d'anticiper le mouvement de volumes.

- **Nouvelles ventes (lignes 7) :**

20,1% des nouvelles ventes au tarif D<sub>4</sub> étaient confirmées contractuellement au moment d'établir les prévisions; 5,2 % au tarif D<sub>5</sub>.

2.2 Veuillez indiquer quelle est, en date du 31 août 2012, la prévision d'augmentation de livraisons anticipées au D<sub>4</sub> et de la diminution au D<sub>5</sub> pour 2013. Veuillez indiquer quelle est la proportion de cette variation qui est confirmée par des contrats ou préavis avec des clients (continu et interruptible).

**Réponse :**

Afin d'avoir un meilleur aperçu en date du 31 août, la première section du tableau 13 a été mise à jour :

DESCRIPTION		Continu D <sub>4</sub>	Interruptible D <sub>5</sub>	Total
		10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup>	10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup>	10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup>
1	<b>Livraisons anticipées au 30 septembre 2012</b>	<b>1 694,8</b>	<b>1 077,1</b>	<b>2 771,8</b>
2	Pertes liées à l'efficacité énergétique	(26,6)	(24,1)	(50,8)
3	Gains (pertes) face à la concurrence	-	(0,4)	(0,4)
4	Récupérations (pertes) liées à la conjoncture économique	(20,4)	(1,5)	(22,0)
5	Fluctuations de production	25,1	(11,5)	13,6
6	Migration des clients entre les tarifs D1, D3 et D4, D5	219,1	(207,2)	11,9
7	Nouvelles ventes	18,8	62,3	81,2
8	<b>Livraisons anticipées au 30 septembre 2013</b>	<b>1 910,6</b>	<b>894,7</b>	<b>2 805,4</b>

Encore une fois, les proportions de variations confirmées contractuellement ont été évaluées pour les migrations et les nouvelles ventes.

- **Migration des clients (ligne 6) :**

Dans cette révision au 31 août, la proportion des migrations confirmées est de 2,6 % au tarif D<sub>4</sub> et de 0,6 % au tarif D<sub>5</sub>. En considérant la lettre d'intention mentionnée à la réponse précédente, la proportion des migrations confirmées au continu passe à 93,3 % au continu et à 96,5 % à l'interruptible.

- **Nouvelles ventes (lignes 7) :**

26,2 % des nouvelles ventes au tarif D<sub>4</sub> étaient confirmées contractuellement au 31 août; 88,7 % au tarif D<sub>5</sub>.

2.3 Veuillez indiquer l'ensemble des modalités permettant à un client de transférer des volumes du tarif D<sub>5</sub> au tarif D<sub>4</sub> (volumes pouvant être transférés, préavis, etc.).

**Réponse :**

Lorsqu'un contrat prend fin, un nouveau peut être formé sans que les conditions du contrat précédent doivent être reconduites. Ainsi, un client peut transférer des volumes du tarif D<sub>5</sub> vers le tarif D<sub>4</sub> à l'échéance de son contrat.

En cours de contrat, conformément à l'article 16.4.3.3.1 des *Conditions de service et Tarif*, un client du tarif D<sub>5</sub> peut baisser son OMA initiale d'un maximum de 20 % à compter de la deuxième année contractuelle et pour chaque année additionnelle, d'un 5 % supplémentaire (c'est-à-dire 25 % l'an 3, 30 % l'an 4, etc.). Le client doit donner un préavis écrit d'au moins trois mois pour une baisse de 20 % ou moins et d'au moins six mois pour une baisse de plus de 20 %. L'OMA doit cependant être en tout temps maintenue à au moins 50 % de son niveau initial au cours de la durée contractuelle. En ce qui a trait au tarif D<sub>4</sub>, la révision du volume souscrit présenté à l'article 16.3.5 ne prévoit pas de modalités pour une augmentation.

Par ailleurs, lorsqu'un client fait une demande de passer d'un tarif interruptible vers un tarif continu en cours de contrat, Gaz Métro accepte cette modification si cela est opérationnellement possible de le faire, normalement en dehors de la période de l'hiver, et si les revenus du nouveau contrat continu sont au moins aussi importants que les revenus du contrat interruptible alors en vigueur.

2.4 Veuillez présenter les dates d'échéance des contrats au tarif D<sub>5</sub> et les volumes correspondants.

**Réponse :**

Le tableau qui suit présente, par trimestre, le nombre de contrats au tarif D<sub>5</sub> arrivant à échéance et les volumes associés à ces contrats. Les contrats de gaz d'appoint concurrence n'ont pas été considérés dans l'analyse car ils ont une durée d'un an ou moins.

Année financière Trimestre	2012	2013				2014				2015				> 30 sept 2015
	T4	T1	T2	T3	T4	T1	T2	T3	T4	T1	T2	T3	T4	
Nombre	1	15	3	6	5	14	5	12	10	40	1	1	4	22
Volumes (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> )	2,6	47,5	10,3	12,8	43,0	44,8	11,9	82,1	48,5	292,3	2,8	0,7	30,4	92,1

- 3. Références :** (i) Pièce B-0005, Gaz Métro-1, document 1, page 58;  
(ii) Pièce B-0008, Gaz Métro-1, document 4, page 1.

**Préambule :**

(i) « *Simultanément à ces soumissions, Gaz Métro a contracté un échange sur le tronçon Dawn– GMI EDA avec une tierce partie pour une durée de 10 ans, effectif le 1<sup>er</sup> novembre 2013. Cette transaction permet de réduire les coûts d'approvisionnement dès l'année 2014.* »

(ii) Lignes 31-34

**Demandes :**

- 3.1 En rapport avec le préambule (i), veuillez identifier la contrepartie avec laquelle cette transaction a été conclue.

**Réponse :**

La réponse est déposée sous pli confidentiel.

- 3.2 En rapport avec le préambule (i), veuillez déposer une copie de l'entente avec cette contrepartie.

**Réponse :**

La réponse, incluant l'annexe 1, est déposée sous pli confidentiel.

- 3.3 En rapport avec le préambule (ii), veuillez identifier chacune des contreparties avec lesquelles ces transactions ont été conclues et leur prix respectif.

**Réponse :**

La réponse est déposée sous pli confidentiel.

**4. Référence :** Pièce B-0005, Gaz Métro-1, document 1, page 60.

**Préambule :**

« Gaz Métro a jugé qu'une capacité minimale de transport FTLH auprès de TCPL de 4 751 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour (180 000 GJ/jour) vers la zone GMI EDA serait suffisante pour répondre à son besoin de flexibilité en cours de journée, en conservant sa capacité de 405 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour (15 327 GJ/jour) vers la zone GMI NDA. La stratégie d'approvisionnement pour 2013 et 2014 a donc été établie en visant ce niveau de capacité FTLH auprès de TCPL. »

**Demande :**

4.1 Veuillez expliquer comment Gaz Métro a fait cette évaluation.

**Réponse :**

Le besoin de flexibilité en cours de journée est établi en fonction des variations de nominations de FTI aux différentes fenêtres, mais principalement à la dernière fenêtre disponible (STS-5) effective à 06 h 00 (HNE), soit quatre heures avant la fin de la journée gazière.

Le niveau de variation observé à cette fenêtre requiert une capacité de transport FTLH équivalent à six fois cette valeur. Il s'agit ici de l'application du « No negative flow rate » qui a pour effet de considérer la quantité de gaz déjà transportée en fonction du nombre d'heures écoulées. L'exemple suivant présente la méthode de calcul :

	Quantité GJ/jour	Quantité 10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /jour <sup>3</sup>
Capacité FTLH nominée	180 000	4 751
Quantité utilisée à la fenêtre STS-5 (20 heures écoulées → 20/24)	150 000	3 959
Variation à la baisse de la nomination pouvant être acceptée	30 000	792

Au tableau 10 de la pièce Gaz Métro-1, Document 16 révisée, la variation maximale entre la fenêtre STS-5 (effective à 6 h 00) et STS-1 (effective à 2 h 00) s'élève à 21 677 GJ. Afin d'assurer la bonne gestion des approvisionnements en cours de journée, Gaz Métro juge qu'il est plus prudent de considérer les variations de nominations entre la fenêtre de STS-5 et la fenêtre Intra-day 2 (effective à 22 h 00). La variation maximale s'élève alors à près de 35 000 GJ.

Cette valeur de 35 000 GJ a une seule occurrence. Par la suite, les valeurs maximales passent à 30 000 GJ deux fois et à des valeurs moindres par la suite. Gaz Métro juge que

conserver une flexibilité à la hauteur de 30 000 GJ/jour est adéquat, ce qui représente donc une capacité de transport FTLH à détenir de 180 000 GJ/jour.

- 5. Références :**
- (i) Pièce B-0005, Gaz Métro-1, document 1, page 64;
  - (ii) Pièce B-0005, Gaz Métro-1, document 1, page 73.

**Préambule :**

(i) « Pour les quantités restantes, Gaz Métro attendra la fin de l'hiver 2013 avant de contracter ces achats. Cette approche permet de conserver une marge de manœuvre relativement au niveau d'achats de fourniture à concrétiser suite au constat de la demande réelle observée sur la période d'hiver. »

(ii) « Tout comme l'an dernier, la capacité de transport FTLH ne suffit plus à répondre à la demande estivale dans le territoire de Gaz Métro. Gaz Métro prévoit donc utiliser une partie de ses capacités de transport FTSH en été. Ainsi, les achats à Dawn prévus en été ne serviront pas uniquement à la demande d'injection chez Union Gas, mais également à la demande de la clientèle dans le territoire de Gaz Métro. »

**Demandes :**

- 5.1 En ce qui concerne les achats à Dawn pour fins d'injection à Union Gas, veuillez élaborer sur la stratégie qui sera mise en œuvre pour les achats de fourniture à concrétiser suite au constat de la demande réelle, en faisant l'hypothèse de conditions climatiques normales au cours de l'hiver.

**Réponse :**

La projection des achats à Dawn après le 31 mars 2013, comme définie dans le plan d'approvisionnement de la Cause tarifaire 2013, est la suivante :

Type d'achats	Période	Débit <i>10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour</i>	Total <i>10<sup>6</sup>m<sup>3</sup></i>
Bloc d'achats	Du 1 <sup>er</sup> avril au 31 juillet 2013	1 425	173 872
Bloc d'achats	Du 1 <sup>er</sup> avril au 30 septembre 2013	2 270	415 360
Achats spot	En avril 2013		24 877
Achats spot	En septembre 2013		2 388
Total			616 496

Toutes choses étant égales par ailleurs, dont la demande et les conditions climatiques, Gaz Métro concrétisera probablement les achats identifiés en bloc pour la période d'avril à juillet 2013 et une partie des achats en bloc pour la période d'avril à septembre 2013. Par la suite, selon les résultats lors des fermetures mensuelles, des achats pourraient être contractés, soit sur une base mensuelle ou sur une base quotidienne, selon le besoin de flexibilité à conserver.

Gaz Métro établira sa stratégie de façon à conserver toute la flexibilité pour ajuster les achats en fonction de la variation de la demande.

- 5.2 En ce qui concerne l'année courante, veuillez indiquer les quantités requises pour injection à Union et la stratégie mise en œuvre par Gaz Métro.

**Réponse :**

Au moment du dépôt de la Cause tarifaire 2012, Gaz Métro avait concrétisé près de 58 % des achats à Dawn prévus sur la période du 1<sup>er</sup> avril au 30 septembre 2012, laissant une quantité d'achat à Dawn de 289 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup> non concrétisée.

Les conditions climatiques de l'hiver 2011-2012 ont été 18 % plus chaudes que la normale. Ainsi, au 31 mars 2012, l'inventaire chez Union Gas se situait à 32 % de la capacité totale, comparativement à un niveau de 10 % prévu à la Cause tarifaire 2012. Ainsi, les quantités de gaz à injecter au site d'entreposage de Union Gas entre le 1<sup>er</sup> avril et le 30 septembre 2012 s'élevaient à 310 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup>.

Quant aux achats à Dawn, les quantités non concrétisées mais requises sur le reste de l'année pour répondre aux besoins de demande et injection, projetés au 31 mars 2012, s'élevaient à 24 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup>, une baisse importante comparativement à la projection initiale à la Cause tarifaire.

Étant donné le bas niveau d'achat requis à Dawn, la stratégie de Gaz Métro a été d'évaluer mensuellement les besoins de gaz naturel plutôt que de concrétiser des blocs d'achats.

- 5.3 Veuillez présenter les prix quotidiens à Dawn entre la mi-mars et la fin juillet 2012 ainsi que les achats quotidiens pour injection à Union qui ont été faits.

**Réponse :**

L'information relative aux achats de gaz naturel à Dawn, quantité et prix, ainsi que les volumes d'injection pour la période du 16 mars au 31 juillet est présentée à l'annexe 2.



- 6. Références :**
- (i) Pièce B-0005, Gaz Métro-1, document 1, pages 64-65;
  - (ii) Pièce B-0005, Gaz Métro-1, document 1, page 67;
  - (iii) Pièce B-0010, Gaz Métro-1, document 6, page 1.

**Préambule :**

(i) « Pour l'année 2012-2013, le volume total de la fourniture de gaz naturel et du gaz de compression à acheter par Gaz Métro est estimé à  $2\,017\,10^6\text{m}^3$ .

[...] Il est à noter qu'au volume total mentionné ci-dessus vient s'ajouter le volume contracté pour les clients engagés auprès de Gaz Métro dans une entente de fourniture à prix fixe approvisionnée par un fournisseur spécifique. Pour l'année 2012-2013, le volume annuel est estimé à  $329\,10^6\text{m}^3$ . »

(ii) « Les clients en service de fourniture avec ou sans transfert de propriété, incluant les clients qui fournissent leur propre service de transport, s'approvisionnent directement auprès de leurs fournisseurs. De son côté, le client en biogaz, desservi via un réseau dédié, s'approvisionne directement dans le territoire de Gaz Métro. Pour l'année 2012-2013, le volume annuel de tous ces clients est estimé à  $3169\,10^6\text{m}^3$  dont  $143\,10^6\text{m}^3$  proviennent des volumes projetés pour les clients en service de gaz d'appoint concurrence. »

(iii) Lignes 1 à 6

**Demandes :**

6.1 Veuillez réconcilier les chiffres présentés aux références (i) et (ii) avec les chiffres présentés à la référence (iii).

**Réponse :**

Le tableau ci-dessous détaille la demande projetée à la Cause tarifaire 2013, répartie par type de service de fourniture.

Il est à noter que dans le calcul de la fourniture achetée par Gaz Métro, le gaz de compression requis entre Empress et la franchise est considéré, mais ne fait pas partie de la pièce B-0010, Gaz Métro-1, Document 6.

Demande	Référence B-0010 Gaz Métro-1, Document 6	Total	Service de fourniture		
			Du distributeur	Entente à prix fixe	Avec ou sans transfert de propriété
		10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup>	10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup>	10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup>	10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup>
Continue	I.1	4 605			
Interruptible	I.2	722			
Interruptions brutes	I.36	-67			
Sous-total demande régulière		5 260	1 940	329	2 992
Client biogaz en réseau dédié	I.3	28			28
Gaz d'appoint	I.4	143			143
Gaz perdu, usage de la compagnie et autres	I.6	63	63		
Ventes GNL	I.7	7			7
Inventaires injections	I.14	608	608		
Inventaires retraits	I.35 (en moins)	-601	-601		
Gaz de compression Empress - franchise	Non inclus	8	8		
<b>Total</b>		<b>5 514</b>	<b>2 017</b>	<b>329</b>	<b>3 169</b>

- 6.2 En rapport avec la référence (ii), veuillez identifier les besoins associés aux clients en achat direct (clients AD) et montrer quelle est la capacité de transport FTLH (10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour) qui leur est associée.

**Réponse :**

La clientèle en achat direct se répartit comme suit :

Clients en achat direct utilisant le transport de Gaz Métro :

Clients avec contrat régulier :	2 293 10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup>
Clients avec entente à prix fixe	329 10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup>
Client avec ventes de GNL	7 10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup>
Total	2 629 10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup>

Clients fournissant leur service de transport 699 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup>

Ainsi, des capacités moyennes de transport de 7 201 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour (=2 629 000 10<sup>3</sup> m<sup>3</sup>/ 365j) sont requises pour la clientèle en achat direct qui utilise le service de transport de Gaz Métro.

- 6.3 Veuillez présenter un bilan mensuel de l'utilisation de la capacité de transport FTLH couvrant la période d'octobre 2010 à juin 2012. Ce bilan devra montrer les livraisons des clients AD et le transport disponible pour les clients en gaz de réseau. Les nominations quotidiennes maximales mensuelles des clients AD devront également être présentées.

**Réponse :**

L'annexe 3 présente le bilan mensuel de l'utilisation de la capacité de transport FTLH d'octobre 2010 à juin 2012.

- 6.4 Veuillez faire état des préavis de sortie du service de gaz de réseau reçus depuis le 1<sup>er</sup> mai 2012 et de leur impact sur les besoins des clients AD en 2012-2013.

**Réponse :**

Gaz Métro a reçu sept préavis de sortie du service de fourniture du distributeur vers les services de fourniture avec ou sans transfert de propriété depuis le 1<sup>er</sup> mai 2012. Le volume total pour ces sept préavis représente 32 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour (1 213 GJ/jour). Ceci a pour effet d'augmenter les volumes transportés pour les achats directs et de diminuer, pour une quantité équivalente, le total des volumes transportés pour le gaz de réseau.

- 6.5 Veuillez faire état de l'impact sur les besoins des clients AD en 2012-2013 des préavis de sortie du service du service de transport reçus au 1<sup>er</sup> mars 2012.

**Réponse :**

Comme mentionné à la section 8.2 de la pièce Gaz Métro-1, Document 1 révisée, une capacité de transport FTLH de 253 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour n'a pas été renouvelée auprès de TCPL, représentant l'impact des clients ayant donné un avis, avant le 1<sup>er</sup> mars 2012, à l'effet qu'ils fourniraient leur transport à compter du 1<sup>er</sup> novembre 2012. Ces clients étaient tous en service de fourniture avec ou sans transfert de propriété.

Ces migrations entre services de transport sont déjà considérées dans le plan d'approvisionnement de la Cause tarifaire 2013. Il n'y a donc pas d'impact additionnel.

- 6.6 Veuillez présenter un bilan mensuel de l'utilisation prévue de la capacité de transport FTLH couvrant la période juillet 2012 à septembre 2014. Ce bilan devra montrer les livraisons des clients AD et le transport disponible pour les clients en gaz de réseau. Les nominations quotidiennes maximales mensuelles prévues des clients AD devront également être présentées.

**Réponse :**

L'annexe 4 présente le bilan mensuel de l'utilisation prévue de la capacité de transport FTLH de juillet 2012 à septembre 2014.

Il est à noter qu'en projection, les livraisons sont considérées uniformes. Des quantités maximales ne peuvent donc être établies.

- 7. Références :**
- (i) Pièce B-0005, Gaz Métro-1, document 1, page 66;
  - (ii) Pièce B-0005, Gaz Métro-1, document 1, page 67;
  - (iii) Pièce B-0020, Gaz Métro-1, document 16, pages 47-48.

**Préambule :**

(i) « *Fourniture: prix moyen de transport du marché entre AECO et Empress projeté par les tierces parties pour les différents achats. »*

(ii) « *Gaz Métro demande à la Régie d'approuver le maintien de la méthode de fonctionnalisation des achats à Dawn proposée à la Cause tarifaire 2012 et approuvée par la Régie dans sa décision D-2011-164 et ce, jusqu'au 30 septembre 2014.»*

(iii) « *La méthode d'établissement du prix de fourniture du distributeur devra être revue. La méthode actuelle a pour effet de considérer un prix d'achat à Empress afin de maintenir l'équité entre les clients (référence section 4). À compter du 1<sup>er</sup> novembre 2014, la grande majorité des achats (GR et AD) sera effectuée à Dawn. Il serait logique d'afficher un prix de fourniture qui reflète cette réalité et donc de fixer le prix à Dawn.*

*Les achats effectués par Gaz Métro sont contractés d'avance, sur la base d'un indice du marché, ou achetés quotidiennement (« spot »), sur la base d'un prix fixe.*

*L'utilisation de l'indice AECO sera revue au cours de ce projet. À savoir, si cet indice ou un autre indice, par exemple Nymex ou Dawn, serait plus approprié lors de la fixation des prix de gaz naturel contractés d'avance. L'analyse de cet item devra également prendre en considération le programme des produits financiers dérivés et l'adapter pour refléter les modifications, le cas échéant. »*

**Demandes :**

- 7.1 En rapport avec la référence (i), faisant abstraction de la décision précédente rendue par la Régie, veuillez indiquer si l'ajustement pour le transport au prix du marché entre AECO et Empress est absolument nécessaire et, le cas échéant, pour quelle(s) raison(s).

**Réponse :**

Oui, l'ajustement de prix entre AECO et Empress est toujours requis.

D'une part, les achats de fourniture déjà contractés ou prévus à Dawn pour l'année 2013 sont établis en référence de l'indice AECO, augmenté d'un différentiel de lieu. Ces achats sont par la suite fonctionnalisés entre les services de façon à obtenir un prix de fourniture du distributeur à Empress.

Tant que l'indice de référence sera AECO et que le prix de fourniture du distributeur sera évalué à un point différent, la valeur « marché » du transport entre AECO et ce point sera requise, le tarif de TCPL n'étant plus corrélé au marché.

- 7.2 En rapport avec la référence (i), la méthode de fonctionnalisation des achats à Dawn est-elle un obstacle à l'utilisation d'autres indices que l'indice AECO pour procéder aux achats à Dawn.

**Réponse :**

Non. Si un autre indice de référence était utilisé, la méthode de fonctionnalisation serait alors ajustée de façon à fonctionnaliser les coûts relatifs à la fourniture au point d'évaluation du prix de fourniture de Gaz Métro, tout en gardant le concept de base.

- 7.3 En rapport avec la référence (ii), Gaz Métro pourrait-elle s'engager à proposer, dans le cadre du dossier tarifaire 2014, une méthode alternative de fonctionnalisation s'appliquant à partir du 1<sup>er</sup> octobre 2014.

**Réponse :**

Gaz Métro a proposé de modifier la méthode de fonctionnalisation des achats à Dawn, simultanément avec le déplacement de sa structure d'approvisionnement à Dawn, évitant ainsi d'effectuer plusieurs changements à cette méthode. Gaz Métro est disposée à s'engager à proposer, dans le cadre du dossier tarifaire 2014, une méthode applicable à partir du 1<sup>er</sup> octobre 2015.

- 7.4 En rapport avec la référence (iii), Gaz Métro pourrait-elle proposer, dans le cadre du dossier tarifaire 2014, une stratégie concrète touchant l'utilisation des indices lors de la fixation des prix de gaz naturel contractés à l'avance.

**Réponse :**

Gaz Métro juge que, tant que le prix de fourniture du distributeur est évalué à Empress, il n'y a pas de raison de modifier l'utilisation de l'indice AECO.

Comme mentionné en preuve, Gaz Métro analysera cet aspect de l'utilisation des indices, ainsi que l'impact sur le programme de dérivés financiers, dans le cadre du projet de déplacement de la structure d'approvisionnement vers Dawn.

Lors de la Cause tarifaire 2014, un rapport d'avancement sur les différentes réflexions sera présenté à la Régie, incluant les aspects relatifs au prix de fourniture.

- 8. Références :**
- (i) Pièce B-0005, Gaz Métro-1, document 1, page 68;
  - (ii) Pièce B-0005, Gaz Métro-1, document 1, page 69.

**Préambule :**

(i) « 2. Clients qui fourniront leur transport au 1<sup>er</sup> nov. 2012 -253 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour »

(ii) « Pour l'année 2012-2013, 179 clients fournissant leur propre service de transport incluant le client en biogaz, détiendront une capacité journalière moyenne de 1 712 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour en octobre 2012 et 2 015 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour de novembre 2012 à septembre 2013. Cela représente un volume annuel total de 726 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup>. »

**Demande :**

- 8.1 En rapport avec les références (i) et (ii), veuillez indiquer, pour les clients qui fournissent leur propre transport, dans quelle proportion le volume de gaz qu'ils achètent est approvisionné à Dawn, Empress et Iroquois.

**Réponse :**

Gaz Métro ne connaît pas la source d'approvisionnement des clients qui livrent le gaz naturel directement dans son territoire.

- 9. Références :** (i) Pièce B-0005, pages 74, 77 et 79;  
(ii) Pièce B-0017, page 2.

**Préambule :**

En référence (i) :

En page 74 :

*« La régression linéaire est établie en considérant les facteurs calorifiques (DJt et DJt-1), le facteur croisé de la température et du vent (DJ x V) et le facteur de base maximal journalier et mensuel, sous la base de référence 13°C, en fonction des volumes quotidiens réels de la clientèle aux tarifs D<sub>1</sub> et D<sub>M</sub> observés du 1<sup>er</sup> novembre 2010 au 31 mars 2011. Un facteur d'ajustement est par la suite appliqué pour refléter la demande D<sub>1</sub> de la Cause tarifaire 2013. Le facteur de base de la régression linéaire est majoré pour considérer les volumes quotidiens de la clientèle aux tarifs D<sub>3</sub> et D<sub>4</sub>. »*

En page 77 :

*« La demande saisonnière de l'hiver extrême est établie en appliquant les mêmes facteurs de régression linéaire que ceux prévus au plan soit :*

- *les facteurs calorifiques (DJt et DJt-1), le facteur croisé de la température et du vent (DJt x V), sous la base de référence 13°C, pour la clientèle continue ; et*
- *le facteur calorifique (DJt), sous la base de référence 13°C, pour la clientèle aux tarifs D<sub>5</sub>;*
- *aux combinaisons « degrés-jours et vent » réchauffées de l'hiver extrême des 20 dernières années (1993-1994). »*

En page 79 :

*« Pour la Cause tarifaire 2013, le débit quotidien requis pour répondre à la demande en hiver extrême est de 29 441 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>. »*

En référence (ii) :

Gaz Métro indique que l'approvisionnement requis pour répondre à la demande quotidienne de pointe avait été établie à 27 489 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup> en 2011-2012 et à 27 628 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup> en 2010-2011.

**Demandes :**

- 9.1 Veuillez présenter les coefficients de la régression linéaire pour les tarifs D<sub>1</sub> et D<sub>M</sub> avant d'appliquer le facteur d'ajustement pour refléter la demande prévue en 2013 au tarif D<sub>1</sub>.

**Réponse :**

Le tableau suivant présente les coefficients de la régression pour les tarifs  $D_1$  et  $D_M$  avant l'application du facteur d'ajustement, établis selon la demande observée en 2010-2011.

Facteurs	Coefficients de régression $10^3\text{m}^3$	Paramètres d'évaluation 2013	Volume $10^3\text{m}^3$
Base	5 472	0	5 472
DJ	303	36,85	11 175
DJt-1	95	39,50	3 759
DJ*Vent	2	1 272,35	2 772
Total			23 178

- 9.2 Veuillez présenter les coefficients de la régression linéaire pour les tarifs  $D_1$  et  $D_M$  avant d'appliquer le facteur d'ajustement pour refléter la demande prévue en 2013 au tarif  $D_1$  en effectuant la régression en fonction des volumes quotidiens réels de la clientèle aux tarifs  $D_1$  et  $D_M$  observés en 2009-2010 et en 2008-2009. Le cas échéant, veuillez expliquer les écarts observés dans les coefficients selon l'année utilisée.

**Réponse :**

Les tableaux suivants présentent les différents coefficients de régression établis en fonction de la demande observée au cours des années 2009-2010 et 2008-2009. Le volume de pointe au tarif  $D_1$ , obtenu avec ces bases, a été calculé avec les paramètres de 2013.

**D1 et DM sans facteur d'ajustement****Année 2012 - Demande observés 2009-2010**

Facteurs	Coefficient de régression $10^3\text{m}^3$	Paramètres d'évaluation 2013	Volume $10^3\text{m}^3$
Base	4 807	0	4 807
DJ	325	36,85	11 977
DJt-1	113	39,50	4 474
DJ*Vent	2	1 272,35	2 471
Total			23 729



## D1 et DM sans facteur d'ajustement

Année 2011 - Demande observée 2008-2009

Facteurs	Coefficient de régression 10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup>	Paramètres d'évaluation 2013	Volume 10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup>
Base	5 807	0	5 807
DJ	305	36,85	11 240
DJt-1	95	39,50	3 753
DJ*Vent	2	1 272,35	3 107
Total			23 907

En utilisant les mêmes paramètres d'évaluation pour les trois années, l'évaluation de la demande totale en journée de pointe au tarif D<sub>1</sub> (le « total ») sans facteur d'ajustement varie peu.

Cependant les coefficients de régression de l'année 2012 sont en écart par rapport à ceux des deux autres années. En effet, le facteur « base » est plus bas et les facteurs calorifiques et de vent sont plus élevés.

Cela s'explique principalement par le fait que les facteurs de l'année 2012 sont calculés avec les données réelles de l'année 2009-2010 qui fut une année chaude. Le calcul d'une régression sur une année plus chaude peut donner comme résultat un facteur « base » plus bas (la constante dans la formule de régression) et, en contrepartie, entraîner une plus grande sensibilité pour les facteurs calorifiques et vent.

- 9.3 Veuillez présenter le facteur d'ajustement appliqué pour refléter la demande prévue en 2013 au tarif D<sub>1</sub> et expliquer comment ce facteur est établi.

**Réponse :**

Le facteur d'ajustement appliqué pour refléter la demande 2013 est de 0,9602.

Ce facteur d'ajustement est calculé en additionnant les volumes quotidiens prévus par la régression des tarifs D<sub>1</sub> et D<sub>M</sub> de novembre à mars et en divisant ce résultat par la somme des volumes mensuels prévus à la cause tarifaire pour les mêmes mois.

En 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>

	Novembre	Décembre	Janvier	Février	Mars	Total
Volumes D1 & DM prévus par la régression	275 854	383 180	449 535	384 146	327 275	1 819 990
Volumes D1 et DM prévus par la prévision de la demande	256 866	366 530	429 794	370 310	324 130	1 747 630

Facteur d'ajustement:  $\frac{1\,747\,630}{1\,819\,990} = 0,9602$

- 9.4 Veuillez expliquer comment est établie la majoration appliquée au facteur de base pour tenir compte des volumes quotidiens de la clientèle aux tarifs D<sub>3</sub> et D<sub>4</sub>. Veuillez présenter les données utilisées pour 2013.

**Réponse :**

La majoration appliquée aux facteurs de base de mensuels du tarif D<sub>1</sub>, après ajustement, est évaluée comme suit :

Volume mensuel prévu tarifs D<sub>3</sub> et D<sub>4</sub> et autres en novembre 2012 / 30 jours

Volume mensuel prévu tarifs D<sub>3</sub> et D<sub>4</sub> et autres en décembre 2012 / 31 jours

Volume mensuel prévu tarifs D<sub>3</sub> et D<sub>4</sub> et autres en janvier 2013 / 31 jours

Volume mensuel prévu tarifs D<sub>3</sub> et D<sub>4</sub> et autres en janvier 2013 / 28 jours

Volume mensuel prévu tarifs D<sub>3</sub> et D<sub>4</sub> et autres en janvier 2013 / 31 jours

L'élément « autres » correspond à la demande pour le gaz utilisé par la compagnie ainsi que le gaz perdu.

La journée de pointe est égale à la valeur maximale des facteurs de base de la demande continue des mois d'hiver.

En 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>

	Novembre	Décembre	Janvier	Février	Mars
1 Volume mensuel D3 & D4 et autres prévu	165 590	193 998	207 365	190 960	201 107
2 Valeur quotidienne (la majoration)	5 342	6 258	6 689	6 820	6 487
3 Facteur de base D1 & DM (ajusté)	4 960	4 957	5 345	5 255	5 013
4 = 2+3 Facteur de base (D1, DM, D3 & D4 et autres)	10 302	11 215	12 035	12 075	11 500

Paramètre de base pour estimer la journée de pointe: 12 075

- 9.5 Compte tenu de l'abolition du tarif D<sub>M</sub> au 30 septembre 2011, veuillez indiquer comment le transfert des clients du tarif D<sub>M</sub> vers les tarifs D<sub>1</sub> et D<sub>3</sub> a été considéré dans le calcul de l'approvisionnement requis pour répondre à la demande quotidienne de pointe.

**Réponse :**

La migration des clients du tarif  $D_M$  vers les tarifs  $D_1$  et  $D_3$  est prise en compte dans les prévisions de la demande pour la Cause tarifaire. Pour la portion ayant migré au tarif  $D_1$ , l'application du facteur d'ajustement considère ces volumes. Pour la portion ayant migré au tarif  $D_3$ , les volumes sont considérés via l'application de la formule décrite à la réponse à la question 9.4

- 9.6 Veuillez présenter la demande mensuelle moyenne prévue et la demande mensuelle moyenne réelle pour les clients du tarif  $D_3$  pour chaque mois d'hiver 2008-2009, 2009-2010, 2010-2011 et 2011-2012.

**Réponse :****Tarif  $D_3$ : Demande mensuelle moyenne prévue  $10^3\text{m}^3/\text{jour}$** 

	Novembre	Décembre	Janvier	Février	Mars
2008-2009	90	87	89	98	87
2009-2010	84	79	81	88	81
2010-2011	79	77	71	87	77
2011-2012	607	612	625	744	631

**Tarif  $D_3$ : Demande mensuelle moyenne réelle  $10^3\text{m}^3/\text{jour}$** 

	Novembre	Décembre	Janvier	Février	Mars
2008-2009	99	95	96	98	97
2009-2010	91	90	92	89	93
2010-2011	90	95	107	81	95
2011-2012	313	341	443	457	446

- 9.7 Veuillez présenter la demande mensuelle moyenne prévue, la demande mensuelle moyenne réelle et la demande quotidienne de pointe de la clientèle du tarif  $D_4$  pour chaque mois d'hiver 2008-2009, 2009-2010, 2010-2011 et 2011-2012.

**Réponse :**

**Tarif D<sub>4</sub>: Demande mensuelle moyenne prévue 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour**

	Novembre	Décembre	Janvier	Février	Mars
2008-2009	4 746	4 745	5 026	5 163	4 888
2009-2010	3 684	3 826	3 960	3 878	3 858
2010-2011	4 057	4 084	4 244	4 013	4 085
2011-2012	4 019	4 212	4 350	4 743	4 217

**Tarif D<sub>4</sub>: Demande mensuelle moyenne réelle 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour**

	Novembre	Décembre	Janvier	Février	Mars
2008-2009	3 633	3 916	4 429	4 425	4 114
2009-2010	4 149	4 289	4 485	4 377	4 339
2010-2011	3 921	4 174	4 478	4 442	4 281
2011-2012	4 323	4 745	5 547	5 539	5 140

**Tarif D<sub>4</sub>: Demande quotidienne de pointe 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup> (réelle)/jour**

	Novembre	Décembre	Janvier	Février	Mars
2008-2009	4 355	4 591	4 869	4 767	4 644
2009-2010	4 401	4 513	4 893	4 962	4 628
2010-2011	4 391	4 513	4 834	4 771	4 663
2011-2012	4 888	5 396	5 947	5 689	5 609

- 9.8 Veuillez présenter le facteur calorifique (DJt) pour la clientèle au tarif D<sub>5</sub> et expliquer comment ce facteur est obtenu.

**Réponse :**

Le facteur calorifique (DJ<sub>t</sub>) pour la clientèle interruptible est de 2 378 GJ/DJ en base 13.

Ce facteur est obtenu par une régression linéaire entre les volumes mensuels prévus au tarif D<sub>5</sub> en 2012-2013 et les degrés-jours mensuels normaux prévus à la Cause tarifaire.

- 9.9 Veuillez expliquer en détail l'écart entre l'approvisionnement requis pour répondre à la demande quotidienne de pointe 2011-2012 et celui prévu en 2012-2013.

**Réponse :**

Le tableau suivant détaille la demande continue en journée de pointe par facteur et par tarif. L'écart entre les résultats des deux années est principalement lié au paramètre « base » de la demande au tarif D<sub>4</sub>.

<b>Journée de pointe (10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>)</b>			
<b>Facteurs</b>	<b>2 013</b>	<b>2 012</b>	<b>Variation</b>
Base			
D <sub>1</sub>	5 255	4 438	816
D <sub>3</sub>	392	789	-398
D <sub>4</sub>	6 224	4 579	1 645
Autres	204	201	3
Total	12 075	10 008	2 066
DJ	10 731	11 066	-336
DJt-1	3 609	4 133	-524
DJ*Vent	2 662	2 282	380
Total			
D <sub>1</sub>	22 257	21 919	337
D <sub>3</sub> /D <sub>4</sub> /Autres	6 820	5 570	1 250
Total	29 077	27 489	1 587

L'élément « Autres » correspond à la demande pour le gaz utilisé par la compagnie ainsi que le gaz perdu.

**10. Référence :** Pièce B-0005, Gaz Métro-1, document 1, page 81.

**Préambule :**

*« Les capacités additionnelles visant la période de décembre à mars sont requises pour compléter les besoins d'approvisionnement pour l'année 2012-2013 sur la période d'hiver, comme présentés au Tableau 31. Les capacités sur le tronçon Dawn-GMI EDA incluent l'outil de maintien de la fiabilité relative aux ventes de GNL ainsi que les quantités requises considérant les achats de fourniture de gaz naturel déjà contractés. »*

**Demande :**

10.1 Veuillez expliquer ce que le distributeur veut dire par l'expression « *les quantités requises considérant les achats de fourniture de gaz naturel déjà contractés.* »

**Réponse :**

Par cet énoncé, Gaz Métro désire spécifier que les achats de fourniture de gaz naturel à Dawn sont établis en fonction des capacités de transport détenues entre Dawn et GMI EDA. Des capacités additionnelles de transport Dawn-GMI EDA de 607 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour ont été prévues à la Cause tarifaire 2013. Toutefois, ces capacités ne sont pas totalement concrétisées alors que les achats de fourniture de gaz naturel à Dawn sur la période de décembre à mars ont été totalement concrétisés.

- 11. Références :**
- (i) Pièce B-0005, Gaz Métro-1, document 1, page 88;
  - (ii) Pièce B-0005, Gaz Métro-1, document 1, page 73.

**Préambule :**

(i) « *Gaz Métro prévoit maintenir sa capacité d'entreposage sur l'horizon du plan d'approvisionnement. Le détail des volumes éventuellement entreposés par Gaz Métro pour les périodes concernées se retrouve à la pièce Gaz Métro-1, Document 7, lignes 25 à 29.*»

(ii) « *Ainsi, les achats à Dawn prévus en été ne serviront pas uniquement à la demande d'injection chez Union Gas, mais également à la demande de la clientèle dans le territoire de Gaz Métro.*»

**Demande :**

- 11.1 Veuillez justifier l'intérêt économique de maintenir la capacité d'entreposage en prenant en compte :
- le déplacement important des approvisionnements d'Empress à Dawn qui aura pour effet d'éliminer complètement la notion de surplus d'été devant obligatoirement être injectés à Union Gas comme en fait foi la référence (ii);
  - le gain associé à l'entreposage en termes des prix d'hiver et des prix d'été en regard du coût de l'entreposage;
  - le coût des solutions alternatives;
  - le coût net d'obtenir de la flexibilité opérationnelle supplémentaire et de contracter une quantité d'entreposage moindre tel que mentionné à la décision D-2011-82.

**Réponse :**

Pour établir son plan d'approvisionnement 2013-2015, Gaz Métro a supposé qu'elle renouvelait les capacités d'entreposage chez Union Gas qui venaient à échéance dans l'horizon du plan, soit 116 126 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup> au 1<sup>er</sup> avril 2013 et 232 900 au 1<sup>er</sup> avril 2015.

Toutefois, le renouvellement de la capacité venant à échéance au 31 mars 2013 n'a pas encore été négocié avec Union Gas. Les négociations devraient être entamées à l'automne 2012 pour une décision avant le 31 mars 2013.

Gaz Métro analysera différentes stratégies à cet effet, comme elle l'a toujours fait dans le passé, et présentera lors de la Cause tarifaire 2014 les analyses et les motifs qui l'auront amenée à renouveler (en tout ou en partie) ou non cette capacité d'entreposage. Elle prendra également en considération les éléments qui ont été soulevés par la Régie dans cette question.

**12. Référence :** Pièce B-0008, Gaz Métro-1, document 4, page 1.

**Préambule :**

Empress-EDA, Tierce partie, Lignes 6 et 7

**Demande :**

12.1 Veuillez comparer le coût de transport aux termes de ces contrats avec le tarif de transport de TCPL.

**Réponse :**

La réponse est déposée sous pli confidentiel.

**13. Référence :** Pièce B-0010, Gaz Métro-1, document 6, page 1.

**Préambule :**

Demande et sources d'approvisionnement gazier - Année 2012-2013

**Demandes :**

13.1 Veuillez décrire l'ordonnement détaillé des outils d'approvisionnement qui est à la base de ce bilan.

**Réponse :**

L'ordonnement des outils appliqué dans l'évaluation du plan d'approvisionnement 2013, du premier au dernier, est le suivant :

1. Réceptions en franchise
  - Gaz des clients ayant leur propre service de transport
  - Ententes de transport par échange
  - Évaporation de l'usine LSR
  - Retraits de Saint-Flavien (selon le calendrier de retrait prévu)
2. FTLH
3. FTSH (Dawn-EDA)
4. FTSH (Parkway-EDA)
5. STS (Parkway-Franchise)
6. Retraits de Pointe-du-Lac (si disponible)
7. Retraits de l'usine LSR

La clientèle interruptible sera interrompue avant l'utilisation de l'usine LSR.

13.2 Veuillez présenter un bilan Demande et sources d'approvisionnement gazier - Année 2012-2013 illustrant la réalisation de l'hiver extrême.

**Réponse :**

Le tableau suivant présente la demande et les sources d'approvisionnement sous un scénario d'hiver extrême et d'année froide pour les autres mois en fonction de la demande de la Cause tarifaire 2013.



**DEMANDE ET SOURCES D'APPROVISIONNEMENT GAZIER**  
**ANNÉE 2012-2013 - Hiver Extrême & année froide**

	Hiver (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> ) (1)	Été (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> ) (2)	Total (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> ) (3)	
<b>DEMANDE</b>				
1	Continue *	2 815	1 949	4 763
2	Interruptible	403	344	747
3	Client biogaz en réseau dédié	13	15	28
4	Gaz d'appoint concurrence	36	106	143
5	<i>Sous-Total Demande</i>	3 267	2 414	5 681
6	Gaz perdu, usage de la compagnie et autres	41	23	64
7	Ventes GNL	2	4	7
8	<b>SOUS-TOTAL AVANT INJECTION</b>	<b>3 310</b>	<b>2 441</b>	<b>5 751</b>
<b>INVENTAIRES INJECTIONS</b>				
9	Union Gas	20	432	452
10	LSR **	21	62	83
11	Pointe-du-Lac **	35	3	38
12	Saint-Flavien **	10	109	119
13	Échanges de gaz	0	0	0
14	<b>SOUS-TOTAL INJECTIONS &amp; ÉCHANGES</b>	<b>86</b>	<b>607</b>	<b>692</b>
15	<b>TOTAL DE LA DEMANDE</b>	<b>3 396</b>	<b>3 048</b>	<b>6 444</b>
<b>APPROVISIONNEMENT</b>				
16	FTLH Empress - GMI	778	1 103	1 882
17	Cessions d'optimisation	100	171	270
18	Transport par échange (EMP - GMI)	353	379	732
19	Transport fourni par les clients	299	399	698
20	Gaz d'appoint	36	106	143
21	<i>Sous-Total Transports</i>	1 567	2 158	3 725
22	FT non utilisé	0	0	0
23	Cessions / ventes de transport	0	0	0
24	Achats dans le territoire	0	0	0
25	Achats à Dawn (GR)	1 059	777	1 836
26	Biogaz	13	15	28
27	Autres réceptions	0	0	0
28	<b>SOUS-TOTAL TRANSPORT</b>	<b>2 639</b>	<b>2 950</b>	<b>5 589</b>
<b>INVENTAIRES RETRAITS</b>				
29	Union gas	371	81	452
30	LSR **	65	15	79
31	Pointe-du-Lac **	36	2	38
32	Saint-Flavien **	118	0	118
33	Échanges de gaz	0	0	0
34	<b>SOUS-TOTAL RETRAITS &amp; ÉCHANGES</b>	<b>589</b>	<b>98</b>	<b>687</b>
35	<b>TOTAL APPROVISIONNEMENT</b>	<b>3 228</b>	<b>3 048</b>	<b>6 276</b>
36	<b>INTERRUPTIONS BRUTES</b>	<b>-168</b>	<b>0</b>	<b>-168</b>

\* Incluant la demande des clients qui fournissent leur propre service de transport

\*\* Un pouvoir calorifique de 37,89 a été utilisé alors que le pouvoir calorifique prévu pour l'année tarifaire froide est 37,56 MJ/m<sup>3</sup>

La réalisation d'un hiver extrême et d'une année globalement froide aurait pour effet d'augmenter la demande de  $269 \cdot 10^6 \text{m}^3$ .

Cette demande supplémentaire se répercuterait sur les outils d'approvisionnement. Il y aurait augmentation des achats à Dawn de  $82 \cdot 10^6 \text{m}^3$ , augmentation des retraits d'inventaires des sites d'entreposage de  $86 \cdot 10^6 \text{m}^3$  et augmentation des interruptions de  $101 \cdot 10^6 \text{m}^3$ .

**14. Référence :** Pièce B-0019, Gaz Métro-1, document 15, page 3.

**Préambule :**

Prix des achats à Dawn versus prix mensuels

**Demande :**

14.1 Veuillez présenter les données numériques depuis novembre 2009 en indiquant, pour chaque mois, l'écart entre les prix des achats de Gaz Métro et le prix mensuel à Dawn ainsi que la valeur monétaire de cet écart en considérant les quantités mensuelles achetées à Dawn par Gaz Métro.

**Réponse :**

La réponse est déposée sous pli confidentiel.





**MULTIPOINT**

**15. Référence :** Pièce B-0020, Gaz Métro-1, document 16.

**Préambule :**

Projet d'approvisionnement multipoint (suivi de la décision D-2011-164) et projet de déplacement de la structure d'approvisionnement vers Dawn

**Demandes :**

15.1 Veuillez déposer la pièce B-0020 en présentant tous les prix du gaz naturel tant en cents/m<sup>3</sup> qu'en \$/GJ à l'exception de ceux présentés aux graphique 1 de la page 6 et graphique 2 de la page 7.

**Réponse :**

La pièce Gaz Métro-1, Document 16 a été révisée et déposée.

Gaz Métro a profité de l'occasion pour apporter certaines précisions et corrections :

P. 7 : La valeur de 0,30 \$/GJ représente la valeur des liquides mais également la valeur du transport entre AECO et Empress, comme observée à l'automne 2011, lors de l'analyse du projet multipoint.

P. 15 : Le tarif de transport de Gaz Métro pour l'année 2011 est de 2,14 \$/GJ.

P.19 : La période de service interruptible pour le STS est du 16 avril au 31 octobre.

P. 37 et 38 : Ajout des tableaux de variations du FTI et STS pour GMI NDA - les tableaux présentés étaient pour GMI EDA.

[ ]

Ces corrections ont été grisées dans le document.

15.2 Veuillez présenter tous les volumes de gaz naturel tant en m<sup>3</sup> qu'en GJ.

**Réponse :**

La pièce Gaz Métro-1, Document 16 a été révisée et déposée.

**16. Référence :** Pièce B-0020, page 14, lignes 16 à 18.

**Préambule :**

« Ceci représente une légère marge pour faire face aux fluctuations volumétriques en cours d'année des clients AD et à la demande croissante pour ce service. »

**Demandes :**

16.1 Veuillez indiquer ce qui, de l'avis de Gaz Métro, explique la croissance des clients AD. Veuillez notamment inclure dans votre réflexion, l'impact des dérivatifs financiers sur le coût du gaz de réseau.

**Réponse :**

La croissance de la demande de la clientèle en achat direct concerne principalement le service de fourniture avec entente à prix fixe qui, en nombre de clients est plus importante. À titre d'exemple, le tableau suivant détaille la demande des clients en achat direct et entente à prix fixe entre juillet 2011 et juillet 2012 :

Type de service	Au 1er septembre 2011			Au 1er septembre 2012			Variation		
	Contrats	Clients	Volume (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /jour)	Contrats	Clients	Volume (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /jour)	Contrats	Clients	Volume (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /jour)
Avec transfert de propriété	322	914	1 580	348	989	1 836	26	75	256
Sans transfert de propriété	255	1 938	4 635	271	2 008	4 524	16	70	-111
Entente à prix fixe	2 495	6 939	985	3 049	8 050	1 214	554	1 111	229
Total	3 072	9 791	7 200	3 668	11 047	7 574	596	1 256	374

Outre la croissance plus marquée de la migration au service d'entente à prix fixe, la croissance des deux autres services ne semble pas anormale. Il est de pratique courante d'avoir des fluctuations entre les services annuellement.

Actuellement, l'impact du programme des dérivés financiers a pour effet d'augmenter le prix de fourniture de Gaz Métro par rapport au prix du marché. Cet élément est potentiellement l'un des facteurs qui peut inciter les clients à se retirer du service du distributeur. Gaz Métro ne peut toutefois pas confirmer s'il s'agit du seul motif ou si d'autres raisons peuvent inciter les clients à se retirer du service de fourniture du distributeur.

- 16.2 Veuillez fournir, pour chacune des situations ci-dessous, les coûts respectifs du service de fourniture, compression, transport et équilibrage en utilisant les prix de fourniture de l'année 2012 pour un client type qui utiliserait :
- Le gaz de réseau;
  - Le service achat direct
  - Sa fourniture, sa compression et son transport à partir de Dawn.

Veuillez spécifier les hypothèses retenues quant aux prix utilisés pour chacune des situations

**Réponse :**

Le tableau suivant présente une projection de prix par type de service de fourniture.

Service de fourniture	Prix estimés des services (¢/m <sup>3</sup> )				
	F	C	T	É	Total
Gaz de réseau	13,410	0,261	6,927	2,101	22,699
Entente à prix fixe	22,402		6,927	2,101	31,430
Avec ou sans transfert de propriété	8,065	0,157	6,927	2,101	17,250
Clients ayant leur transport					
Empress- GMI EDA	8,065	0,157	8,487	2,101	18,811
Dawn- GMI EDA	11,287	0,061	2,508	2,101	15,957

Les hypothèses suivantes ont été utilisées :

Fourniture

- |                                     |   |
|-------------------------------------|---|
| Gaz de réseau                       | Moyenne des prix de fourniture du distributeur sur la période d'octobre 2011 à septembre 2012.  |
| Entente à prix fixe                 | Prix moyen de fourniture des contrats en vigueur au 1 <sup>er</sup> septembre 2012. Ce prix inclut le service de compression.   |
| Avec ou sans transfert de propriété | Moyenne des prix à Empress obtenus par une tierce partie. Pour le mois de septembre, les « futures » en date du 11 septembre 2012 ont été utilisés.   |
| Clients ayant leur transport        | À partir d'Empress : même prix que pour les clients avec ou sans transfert de propriété.<br>À partir de Dawn : moyenne des prix à Dawn obtenus par une tierce partie. Pour le mois de septembre, les « futures » en date du 11 septembre 2012 ont été utilisés. |

Compression

Entente à prix fixe	La compression est incluse avec le prix de fourniture.
Autres services	Application du ratio moyen de compression de TCPL de FTLH (Empress-GMI EDA) et FTSH (Dawn-GMI EDA) pour les clients ayant leur transport à partir de Dawn.

Transport

Clients ayant leur transport	À partir d'Empress : tarif de TCPL-FTLH (Empress-GMI EDA). À partir de Dawn : tarif de TCPL-FTSH (Dawn-GMI EDA).
Autres	Tarif de transport de Gaz Métro actuellement en vigueur pour la zone Sud.

Équilibrage

Tous les services	Application du taux moyen d'équilibrage de la Cause tarifaire 2012 pour l'ensemble de la clientèle. Dans les faits, chaque client a un prix d'équilibrage en fonction de son profil de consommation et de livraison.
-------------------	--

Gaz Métro ne connaît pas les prix de fourniture et de transport des clients qui fournissent ces services. Il s'agit d'hypothèses qui peuvent différer de la réalité.

- 17. Références :**
- (i) Pièce B-0020, Gaz Métro-1, document 16, page 18;
  - (ii) Texte des *Conditions de service et Tarif*, article 10.2.

**Préambule :**

(i) « Néanmoins, selon le contexte actuel, Gaz Métro ne recommande pas l'approche d'un point unique de livraison. Les clients devraient toujours avoir le choix de livrer le gaz naturel dans le territoire de Gaz Métro, sans que ce ne soit une obligation. »

(ii) « Le client ne peut, en un même point de mesurage et pour chacun des services de fourniture de gaz naturel, de gaz de compression et de transport, incluant le service de gaz d'appoint, utiliser à la fois les services du distributeur et fournir ses propres services. »

**Demande :**

- 17.1 Gaz Métro considère-t-elle qu'il est essentiel, tel que stipulé à la référence (ii), d'interdire à un client d'utiliser le service de transport de Gaz Métro au service continu pour une



partie de sa consommation et de fournir son propre transport pour le reste de sa consommation en service continu? Veuillez expliquer:

**Réponse :**

Gaz Métro n'entrevoyait pas permettre une telle combinaison de service pour l'instant. Lors du dégroupement des tarifs, cette option avait été soulevée mais mise de côté étant donné la complexité à définir, entre autres, l'application des différentes règles reliées à la gestion des déséquilibres volumétriques et au calcul d'équilibrage.

La combinaison de service a été possible pour les clients en combinaison tarifaire D<sub>3</sub>/D<sub>5</sub> ou D<sub>4</sub>/D<sub>5</sub> étant donné la possibilité de bien identifier les volumes et les livraisons propres à chaque tarif, ce qui n'est pas le cas à l'intérieur d'un même tarif.

**18. Référence :** Pièce B-0020, Gaz Métro-1, document 16, page 43.

**Préambule :**

*« Étant donné la contrainte que les clients AD doivent livrer leur gaz naturel à Empress tant que le déplacement vers Dawn n'est pas réalisé, Gaz Métro devra effectuer une autre transaction d'échange sur le marché secondaire entre Empress et Dawn pour la période du 1<sup>er</sup> novembre 2013 au 31 octobre 2014. Cette transaction ne sera pas concrétisée avant le prochain dossier tarifaire afin d'avoir une évaluation plus précise des besoins reliés aux livraisons des clients en AD à Empress pour l'année 2014. »*

**Demandes :**

18.1 Alternativement, Gaz Métro pourrait-elle offrir, aux clients AD et aux clients à prix fixe qui le peuvent, de transférer dès le 1<sup>er</sup> novembre 2013 leur approvisionnement à Dawn? Veuillez justifier votre réponse.

**Réponse :**

Dans le cadre du projet multipoint (réf. : Gaz Métro-1, Document 16 révisée, section 6) Gaz Métro a analysé des pistes de solution pour transférer une partie des livraisons des clients en achat direct à Dawn. L'approche proposée par la Régie dans la présente question est similaire à la solution « 1<sup>er</sup> demandeur – 1<sup>er</sup> accepté ». Gaz Métro réfère la Régie aux pages 26 et 27 qui détaillent sommairement les impacts d'une telle méthode et sa recommandation de ne pas retenir cette option.

En résumé, Gaz Métro ne propose pas une telle approche. En plus d'être inéquitable entre les clients qui ne pourront se déplacer, elle impliquerait des changements importants dans

les différents systèmes administratifs de Gaz Métro dont, entre autres, les systèmes de facturation, de gestion des contrats d'achat direct et de gestion des nominations, et ce, pour une période temporaire d'un an. D'autant plus, qu'afin de maintenir l'équité entre les clients, les mécanismes qui seraient mis en place auraient pour effet d'établir le coût global de l'énergie au même prix qu'aujourd'hui. Il s'agit donc d'une approche qui ne change pas la dynamique de prix pour les clients mais avec des impacts majeurs.

- 18.2 Tenant compte de la proposition alternative de la sous-question précédente, quelle somme Gaz Métro épargnerait-elle ainsi sur les coûts d'un contrat d'échange ou de transport sur le marché secondaire entre Empress et Dawn?

**Réponse :**

Comme mentionné précédemment, afin de maintenir l'équité entre les clients, le tarif de transport serait ajusté pour les clients qui livrent à Dawn. La détermination de cet ajustement passerait par l'évaluation du différentiel de lieu entre Empress et Dawn; ce qui serait sensiblement équivalent au prix d'un contrat d'échange entre Empress et Dawn.

- 18.3 Toujours sous l'hypothèse de la proposition alternative des sous-questions précédentes, les clients AD ayant migrés à Dawn devraient alors payer leur gaz naturel au prix de Dawn et non au prix d'Empress et, pour rendre intéressant le déplacement à Dawn, des modifications devraient être apportées aux dispositions actuelles du texte des *Conditions de service et Tarif*. Par exemple, Gaz Métro pourrait-elle leur assigner temporairement (et de façon virtuelle) du transport Dawn-GMi EDA et charger le prix du transport FTSH?

**Réponse :**

Gaz Métro ne souhaite pas donner un incitatif pour rendre intéressant le déplacement à Dawn puisqu'il s'agirait d'une approche inéquitable face à l'ensemble de la clientèle.

En effet, la première règle dans l'établissement des tarifs est de maintenir l'équité entre tous les clients. La proposition de la Régie de céder virtuellement le transport FTSH aux clients en achat direct qui livreraient à Dawn crée nettement une iniquité face à l'ensemble des autres clients en gaz de réseau, en achat direct à Empress ainsi que face aux clients qui ont choisi de se retirer du service de transport de Gaz Métro.

Le tableau comparatif des prix des services, présenté en réponse à la question 16.2 de la Régie, démontre clairement l'iniquité. Les clients en AD pouvant livrer leur gaz naturel à Dawn, en fonction de la proposition émise, paieraient un prix total équivalent à 15,957 ¢/m<sup>3</sup> comparativement aux prix des autres types de service (excluant les ententes à prix fixe) qui varieraient de 17,250 ¢/m<sup>3</sup> à 22,699 ¢/m<sup>3</sup>.

- 19. Références :** (i) Pièce B-0020, Gaz Métro-1, document 16, page 43;  
(ii) Pièce B-0020, Gaz Métro-1, document 16, page 41.

**Préambule :**

(i) « Comme mentionné précédemment, Gaz Métro doit détenir une quantité minimale de transport entre Empress et son territoire pour maintenir le droit au service STS. Ainsi, Gaz Métro prévoit conserver 1 000 GJ/jour entre Empress et GMI EDA et une quantité équivalente entre Empress et GMI NDA. »

(ii) « En conclusion la gestion des approvisionnements requise pour une bonne gestion des approvisionnements en cours de journée passera probablement par une combinaison de certaines pistes énoncées ci-dessus. Les éléments les plus simples, selon l'avis de Gaz Métro, sont l'élargissement des services FTSH à l'ensemble des fenêtres de nominations et la conversion du service STS en service ferme, la solution pour maintenir toute la flexibilité requise pour une bonne. »

**Demande :**

19.1 En rapport avec le préambule (ii), la Régie croit comprendre que Gaz Métro recherche toujours les solutions les plus économiques à la flexibilité et que cet ensemble de solutions n'est pas encore arrêté. Comment alors Gaz Métro peut-elle affirmer qu'elle devra détenir une quantité minimale de transport entre Empress et son territoire en 2014 et 2015?

**Réponse :**

La stratégie d'approvisionnement de Gaz Métro, considérant le déplacement vers Dawn, suppose le maintien des contrats de STS qui procurent actuellement une bonne partie de la flexibilité en cours de journée au niveau de la gestion des capacités de transport. Sous une telle approche, et comme prévu aux contrats de STS, Gaz Métro doit détenir des capacités de transport FTLH.

- 20. Référence :** Pièce B-0020, Gaz Métro-1, document 16, page 46.

**Préambule :**

« Pour ce qui est de la clientèle à prix fixe, en fonction des données disponibles au 1<sup>er</sup> mai 2012, près de 2 700 clients ont des contrats qui viennent à échéance après le 31 octobre 2014. En considérant un volume moyen de 6 GJ/jour, ces contrats représentent donc 16 200 GJ/jour. Pour la période du 1<sup>er</sup> novembre 2014 au 31 octobre 2015, Gaz Métro détiendra encore des contrats de transport entre Empress et son territoire pour une capacité totale de 39 048 GJ/jour et pourra

*ainsi prendre en charge ces livraisons de gaz. De ce nombre, près de 1 300 clients à prix fixe détiennent des contrats dont l'échéance se situe après le 1<sup>er</sup> novembre 2015, ce qui représente près de 8 000 GJ/jour.»*

**Demande :**

20.1 Veuillez présenter la distribution des volumes des contrats à prix fixe en fonction de leur durée résiduelle:

- . volumes associés à des contrats se terminant entre le 2 novembre 2015 et le 1<sup>er</sup> novembre 2016
- . volumes associés à des contrats se terminant entre le 2 novembre 2016 et le 1<sup>er</sup> novembre 2017

**Réponse :**

Les tableaux suivants présentent les durées résiduelles, évaluées au 31 octobre 2014, ainsi qu'une estimation du volume quotidien des clients dont les contrats viennent à échéance après le 1<sup>er</sup> novembre 2015.

Les contrats en vigueur en date du 1<sup>er</sup> septembre 2012 ont été considérés pour répondre à cette question.

Échéance de contrat entre le 2016-11-02 et 2017-11-01

<b>Durée résiduelle au 31 oct. 2014 en mois</b>	<b>Nombre de clients</b>	<b>Volume quotidien m<sup>3</sup></b>
25	64	4 488
26	67	4 658
27	49	4 044
28	39	2 399
29	37	2 676
30	38	3 656
31	37	2 676
32	46	4 371
33	70	5 059
34	<u>61</u>	<u>4 597</u>
	508	38 625

Échéance de contrat entre le 2015-11-02 et 2016-11-01

Durée résiduelle au 31 oct. 2014 en mois	Nombre de clients	Volume quotidien m <sup>3</sup>
13	90	7 739
14	111	8 688
15	66	6 785
16	57	6 534
17	61	4 444
18	74	9 201
19	62	7 940
20	81	5 895
21	87	9 273
22	208	17 182
23	33	2 665
24	<u>61</u>	<u>5 159</u>
	991	91 506

**21. Référence :** Pièce B-0020, Gaz Métro-1, document 16, page 46.

**Préambule :**

*« Une communication spécifique sera effectuée à la clientèle en achat direct et à prix fixe pour leur présenter les nouvelles orientations qui seront en place à court terme. Il s'agira principalement de les aviser qu'au moment de contracter leur approvisionnement de gaz naturel auprès de leur fournisseur, ils devront s'assurer que les livraisons seront effectuées à Empress jusqu'au 31 octobre 2014 et au point de livraison « Union-Dawn » à compter du 1<sup>er</sup> novembre 2014.*

*Des mesures transitoires devront être mises en place pour tout contrat qui ne vient pas à échéance avant le 1<sup>er</sup> novembre 2014. Cette situation est présente pour les clients à prix fixe, mais peut l'être aussi pour les clients AD s'ils ont convenu de contrat à plus long terme. »*

**Demande :**

21.1 Veuillez expliquer quel incitatif, aux termes des propositions de Gaz Métro, ont les clients AD ainsi que les clients à prix fixe à migrer vers Dawn le plus rapidement possible à compter de la date ciblée. À défaut d'incitatif évident, veuillez proposer diverses formules

d'incitatifs qui permettraient d'assurer que ces clients transfèrent à Dawn le plus rapidement possible à partir du 1<sup>er</sup> novembre 2014.

**Réponse :**

La proposition de Gaz Métro n'a pas pour objectif d'inciter les clients à se déplacer à Dawn. Il s'agit ici de modifier les règles contractuelles pour obliger la totalité des clients à livrer le gaz naturel à Dawn à partir du 1<sup>er</sup> novembre 2015. Les contrats de service de fourniture avec ou sans transfert de propriété ainsi que les contrats d'entente à prix fixe de Gaz Métro seront modifiés pour spécifier le nouveau point de livraison à compter du 1<sup>er</sup> novembre 2015.

Comme en fait état l'extrait en référence, des mesures transitoires devront être mises en place. Parmi ces mesures transitoires, notons l'application d'une prime de transition afin de maintenir l'équité entre l'ensemble des clients, gaz de réseau et achat direct. Gaz Métro n'a pas encore établi la mécanique du calcul de cette prime. Toutefois, la détermination de cette prime devrait rendre les clients en achat direct indifférents à transférer leurs achats de gaz naturel à Dawn.

Pour les clients sous entente à prix fixe, étant donné que Gaz Métro connaît les échéances de chaque contrat, elle sera en mesure de contrôler le transfert entre les deux points.

En ce qui concerne les clients en achat direct, Gaz Métro devra obtenir les dates d'échéance des contrats déjà en place ou des engagements pris avec les fournisseurs. Ces informations seront requises principalement pour connaître le niveau des capacités de transport qui devront être contractées entre Empress et Dawn afin de respecter les engagements des clients, mais permettront par le fait même à Gaz Métro d'assurer un certain contrôle des engagements entre clients et fournisseurs venant à échéance et devant être transférés à Dawn.

À la fin de l'échéance des contrats entre client et fournisseur, Gaz Métro ne permettra pas qu'un client maintienne sa livraison à Empress. Si tel est le désir du client, il devra alors fournir son propre service de transport et livrer son gaz naturel directement dans le territoire de Gaz Métro.

- 22. Références :**
- (i) Pièce B-0020, Gaz Métro-1, document 16, page 46;
  - (ii) Pièce B-0020, Gaz Métro-1, document 16, page 43;
  - (iii) Pièce B-0020, Gaz Métro-1, document 16, page 33;
  - (iv) Pièce B-0020, Gaz Métro-1, document 16, page 46;
  - (v) Pièce B-0020, Gaz Métro-1, document 16, page 47.

**Préambule :**

(i) « Pour la période du 1<sup>er</sup> novembre 2014 au 31 octobre 2015, Gaz Métro détiendra encore des contrats de transport entre Empress et son territoire pour une capacité totale de 39 048 GJ/jour et pourra ainsi prendre en charge ces livraisons de gaz. »

(ii) « Comme mentionné précédemment, Gaz Métro doit détenir une quantité minimale de transport entre Empress et son territoire pour maintenir le droit au service STS. Ainsi, Gaz Métro prévoit conserver 1 000 GJ/jour entre Empress et GMI EDA et une quantité équivalente entre Empress et GMI NDA. »

(iii) Tableau 8 Segment Empress-EDA/Dawn en été.

(iv) « Des mesures transitoires devront être mises en place pour tout contrat qui ne vient pas à échéance avant le 1<sup>er</sup> novembre 2014. Cette situation est présente pour les clients à prix fixe, mais peut l'être aussi pour les clients AD s'ils ont convenu de contrat à plus long terme.

*Pour ce qui est de la clientèle à prix fixe, en fonction des données disponibles au 1<sup>er</sup> mai 2012, près de 2 000 clients ont des contrats qui viennent à échéance après le 31 octobre 2014. En considérant un volume moyen de 6 GJ/jour, ces contrats représentent donc 16 200 GJ/jour.»*

(v) « Afin d'être en mesure de transporter temporairement les volumes excédentaires à 2 000 GJ/jour vers Dawn, Gaz Métro effectuerait potentiellement un échange entre Empress et Dawn jusqu'à ce que la totalité des contrats avec les fournisseurs aient été déplacés vers Dawn. »

**Demandes :**

22.1 Veuillez réconcilier le chiffre de 39 048 GJ/jour du préambule (i) avec les informations des préambules (ii) et (iii)

**Réponse :**

[ ]

La référence (i) n'apparaît plus à la pièce Gaz Métro-1, Document 16 révisée, du 10 octobre 2012.

22.2 Des contrats d'échange Empress-EDA/Dawn en été de 38 048 GJ/jour signés avec des tierces parties viennent à échéance le 31 octobre 2015. En rapport avec les préambules (iv) et (v), veuillez identifier les divers moyens disponibles pour que Gaz Métro puisse gérer d'éventuelles situations où les quantités livrées à Empress par les clients AD et les clients à prix fixe à partir de novembre 2014 excéderaient les quantités actuellement contractées par Gaz Métro ?

**Réponse :**

Si les quantités livrées à Empress par les clients en achat direct ou sous entente à prix fixe excédaient les capacités contractuelles actuellement détenues par Gaz Métro entre Empress et sa franchise, effectives après le 1<sup>er</sup> novembre 2015, elle devrait alors se procurer du transport, soit sur le marché primaire ou sur le marché secondaire, entre Empress et son territoire ou entre Empress et Dawn, pour transporter ces volumes de gaz naturel.

- 22.3 En rapport avec la sous-question précédente, qui, selon Gaz Métro, devrait assumer les coûts supplémentaires associés à ces outils d'approvisionnement et pour quelles raisons?

**Réponse :**

La réflexion de cet enjeu n'a pas encore été effectuée.

Comme mentionné en réponse à la question 21 de la Régie, une prime de transition devra être établie et facturée aux clients en achat direct livrant à Empress afin de maintenir l'équité entre les catégories de clients.

La considération des coûts relatifs aux capacités additionnelles de transport requises pour ces livraisons fait partie intégrante de cet enjeu.

Les obligations de Gaz Métro envers ses clients ainsi que les obligations des clients envers leur fournisseur devront être considérées dans l'analyse du traitement de ces coûts, afin de mettre en place des règles justes et raisonnables dans ce contexte de déplacement à Dawn.

- 23. Référence :** Pièce B-0020, Gaz Métro-1, document 16, page 53.

**Préambule :**

*« Des communiqués subséquents seront envoyés lorsque les modalités plus spécifiques relativement aux contrats de fourniture entre les clients et leur fournisseur seront définies. »*

**Demande :**

- 23.1 Veuillez expliquer ce que cette phrase veut dire. Veuillez donner des exemples.



**Réponse :**

Une première communication, envoyée aux clients en achat direct et aux fournisseurs en juillet 2012, présentait le changement de point de livraison d'Empress vers Dawn au 1<sup>er</sup> novembre 2014 dans l'éventualité où la Régie rendrait une décision favorable aux modifications proposées par Gaz Métro.

Il apparaît essentiel à Gaz Métro de faire un suivi auprès de sa clientèle et des fournisseurs, à la suite d'une décision de la Régie. De plus, étant donné le report du changement de point de livraison au 1<sup>er</sup> novembre 2015, l'information devra être communiquée.

En ce qui a trait aux clients ayant convenu d'une entente à prix fixe, Gaz Métro attend la décision de la Régie avant de communiquer avec eux. Cette communication, en plus d'informer les clients du changement de la structure d'approvisionnement, sera plus descriptive quant aux impacts sur les futurs contrats.

Dans le cadre du projet de déplacement vers Dawn, plusieurs questions sont pour l'instant en suspens. Certains éléments sont plus critiques pour les clients qui négocieront leur nouveau contrat d'achat de fourniture, surtout si la période visée du contrat chevauche la date de transfert du 1<sup>er</sup> novembre 2015. Par exemple :

- La livraison du gaz naturel à Empress jusqu'au 31 octobre 2015 et la livraison au point « Union-Dawn » par la suite. L'identification du point « Union-Dawn » est importante étant donné qu'il existe également un point « TCPL-Dawn » à Dawn.
- L'inclusion ou non de la livraison du gaz de compression. Cet enjeu a été identifié à la section 7.4.4 de la pièce Gaz Métro-1, Document 16 révisée.
- L'application d'une prime de transition pour la période de livraison effectuée à Empress.



## **PROGRAMME DE DÉRIVÉS FINANCIERS**

**24. Référence :** Pièce B-0020, Gaz Métro-1, document 16, page 4.

**Préambule :**

*« L'ensemble de ces actions a pour effet de mettre en place la stratégie de se déplacer vers Dawn environ deux années plus tôt que l'échéance initialement projetée lors des rencontres en groupe de travail. ».*

**Demande:**

24.1 Veuillez indiquer si la stratégie de déplacement vers Dawn aura un effet sur le programme de dérivés financiers et, dans l'affirmative, veuillez décrire comment ce programme sera affecté. Notamment, veuillez indiquer si Gaz Métro envisagerait de transiger sur le marché NYMEX.

**Réponse :**

Le programme de produits dérivés devra effectivement s'ajuster à la stratégie de déplacement vers Dawn. Comme mentionné à la pièce Gaz Métro 1, Document 16 révisée, section 7.4.3, Gaz Métro analysera l'utilisation des indices (incluant le marché NYMEX), ainsi que l'impact sur le programme de dérivés financiers, dans le cadre du projet de déplacement de la structure d'approvisionnement vers Dawn.

**25. Référence :** Pièce B-0021, Gaz Métro-2, document 1, page 4.

**Préambule :**

*« Gaz Métro a toutefois modulé son application en fonction du contexte de marché, particulièrement au cours des deux dernières années puisque le prix du gaz naturel était à la baisse et que la volatilité était faible. ».*

**Demandes :**

25.1 Veuillez décrire de quelles façons Gaz Métro a modulé son application du programme de dérivés financiers au nouveau contexte du marché gazier. Veuillez élaborer en produisant des données à l'appui et en prenant soin d'indiquer à quels moments ces changements ont été apportés et quels ont été les déclencheurs de ces actions.

**Réponse :**

Le programme a été adapté à deux niveaux : le type de dérivés et le niveau de couverture visé.

Changement au niveau des outils utilisés

Le tableau suivant présente la quantité de dérivés de chaque type exprimée en pourcentage de la quantité totale de dérivés transigés annuellement depuis 2008 :

Année gazière	2008	2009	2010	2011	2012 <sup>(1)</sup>
Prix fixe	6 %	5 %	37 %	61 %	1 %
PFRM	41 %	36 %	20 %	0 %	0 %
Collier	8 %	9 %	14 %	39 %	99 %
CARM	45 %	51 %	28 %	0 %	0 %
Total	100 %	100 %	100 %	100 %	100 %

Note (1) : L'année 2012 inclut les transactions jusqu'au début du mois de septembre 2012.

Entre 2008 et 2011, les dérivés sont demeurés sensiblement les mêmes et les changements dans le marché du gaz naturel se sont reflétés par des niveaux de prix plus compétitifs.

Prix à AECO (\$/GJ)	Spot	Novembre 2010 à avril 2011	Novembre 2011 à avril 2012	Novembre 2012 à avril 2013	Novembre 2013 à avril 2014
1 <sup>er</sup> juillet 2008	11,24	10,14	9,90	9,92 <sup>(1)</sup>	N/A
3 septembre 2010	3,23	3,93	4,39	5,03	5,22 <sup>(1)</sup>
7 novembre 2011	3,19	N/A	N/A	3,84	4,27
30 avril 2012	1,62	N/A	N/A	2,69	3,26

Note : (1) Ces périodes étaient à l'extérieur des balises temporelles du programme.

Les prix à terme du gaz naturel à AECO de l'hiver 2013 sont passés de 9,92 \$/GJ à 5,03 \$/GJ entre le 1<sup>er</sup> juillet 2008 et le 3 septembre 2010. Malgré cette baisse de 4,89 \$/GJ, les prix étaient tout de même élevés par rapport à la position concurrentielle de l'électricité pour les clients résidentiels et les clients commerciaux ayant une faible consommation. Durant cette période, Gaz Métro utilisait en majorité des contrats d'échange à prix fixe à remboursement maximal (PFRM) et des colliers à remboursement maximal (CARM), deux outils qui favorisent la protection de la position concurrentielle grâce à la vente d'une option d'achat qui permet de réduire les prix de la fourchette.

Les prix du marché ayant poursuivi leur baisse, à partir du 3 septembre 2010, Gaz Métro a utilisé en majorité des contrats d'échange à prix fixes, ainsi que des colliers, la vente de

l'option d'achat n'étant plus nécessaire pour améliorer la protection de la position concurrentielle.

Entre le 3 septembre 2010 et le 7 novembre 2011, les prix à terme du gaz naturel à AECO de l'hiver 2013 sont passés de 5,03 \$/GJ à 3,84 \$/GJ. À partir du 7 novembre 2011, Gaz Métro n'a utilisé que des colliers dans le cadre du programme de couverture. À ces niveaux de prix, Gaz Métro peut se permettre de mettre en place des dérivés qui respectent les trois objectifs du programme en plus de faire profiter la clientèle d'une partie d'une baisse éventuelle de prix.

#### Changement dans le niveau de couverture

Le tableau suivant présente le pourcentage de couverture visé depuis 2008 :

Année gazière	2008	2009	2010	2011	2012
Volumes projetés selon la cause tarifaire (PJ)	88,504	85,822	86,290	87,159	79,197
Volumes couverts (PJ)	60,768	57,347	46,400	42,703	40,645
Pourcentage de couverture par rapport à la prévision	69 %	67 %	54 %	49 %	51 %

Au courant de l'année gazière 2010, Gaz Métro a décidé de diminuer le pourcentage de couverture visée, passant de près de 70 % des achats prévus couverts à environ 50 % des achats prévus couverts. Cette décision a été motivée principalement par une augmentation de la variation entre les volumes projetés et les volumes réels dans les achats de gaz naturel en service de fourniture. La diminution de la volatilité des prix du gaz naturel a aussi contribué au choix de réduire le niveau de couverture.

- 25.2 Veuillez indiquer si Gaz Métro a envisagé d'offrir du gaz de réseau avec l'option de se désister du programme de dérivatifs financiers. Veuillez élaborer sur les avantages et désavantages d'une telle option.

#### **Réponse :**

En 2001, à la suite de l'augmentation des prix de la fourniture et de la grande volatilité des prix au cours de l'année précédente, Gaz Métro avait présenté à la Régie, dans le cadre de la Cause tarifaire 2002 (R-3463-2001, SCGM-1, Document 1), une proposition visant à permettre aux clients recherchant des moyens pour amoindrir leur vulnérabilité face à une telle situation de disposer d'un approvisionnement en gaz naturel à un prix acceptable qui serait fixé pour une durée déterminée.

Dans sa décision D-2001-214, la Régie rejetait la proposition de Gaz Métro, notamment en raison du fait que le tarif fixe proposé aurait eu pour effet de créer un nouveau service de fourniture et deux catégories de clients en gaz de réseau, soit celle à prix fixe et celle à prix variable et que les modalités d'application du tarif fixe proposé laissaient au contraire entrevoir plusieurs interrelations et plusieurs possibilités d'interfinancement entre ces deux types de service et entre ces deux types de clientèle (voir page 31 de la décision).

Dans le cadre de la Cause tarifaire 2004, Gaz Métro a de nouveau proposé un service de fourniture à prix fixe (R-3510-2003, Gaz Métro-11, Document 5) visant à faciliter l'offre des fournisseurs et courtiers en gaz naturel auprès des clients ayant une consommation annuelle entre 7 500 m<sup>3</sup> et 1 168 000 m<sup>3</sup>. La Régie a approuvé la proposition de Gaz Métro dans la décision D-2003-180 dans laquelle elle a noté que celle-ci n'engendrait pas d'interfinancement entre le service à prix fixe et le service à prix variable et que les clients à prix variable seraient tenus indemnes des choix effectués par les clients à prix fixe (page 35 de la décision). Le service à prix fixe est toujours offert par Gaz Métro et près de 7 500 clients en bénéficient actuellement.

Cela dit, Gaz Métro soumet à la Régie que cette option présenterait beaucoup plus d'inconvénients que d'avantages.

<b>Avantages</b>	<b>Inconvénients</b>
<ul style="list-style-type: none"><li>• Bonification du choix de service pour la clientèle</li></ul>	<ul style="list-style-type: none"><li>• Calcul d'un deuxième prix de service en fourniture</li><li>• Modalité de transition à prévoir entre le prix actuel avec dérivés et les deux nouveaux prix qui seraient offerts, notamment pour établir dans quel prix seraient intégrés les dérivés actuellement en place</li><li>• Mise en place de conditions de migration pour éviter que les clients « jouent sur les deux tableaux »</li><li>• Développements informatiques nécessaires pour la facturation</li><li>• Difficultés à prévoir le volume à protéger en début d'année étant donné que les clients auraient deux choix (dépendant des conditions de migration)</li><li>• Charge additionnelle au niveau du service à la clientèle (explication aux clients, guide dans le choix, etc.)</li></ul>

Il faut aussi souligner que si, à première vue, il n'y a pas d'inconvénient pour les clients, la complexité engendrée par la mise en place d'un second tarif en service de fourniture pourrait engendrer des coûts qui devraient être supportés par ces mêmes clients.

- 26. Références :**
- (i) Pièce B-0021, Gaz Métro-2, document 1, page 4;
  - (ii) Dossier R-3307-94, décision D-95-49, page 3;
  - (iii) Dossier R-3463-2001, décision D-2001-214, page 38.

**Préambule :**

(i) « *En prévision du dépôt du programme de dérivés financiers dans le cadre du dossier tarifaire 2013, les membres du comité multisectoriel se sont questionnés sur la pertinence de poursuivre le programme de dérivés financiers compte tenu des niveaux de prix depuis quatre ans et du peu de volatilité dans le marché.* »

(ii) « *SCGM a donc identifié 3 objectifs fondamentaux qui doivent être atteints dans la gestion de son portefeuille de gaz de réseau, soit :*

- *limiter l'impact de l'augmentation des prix lors des cycles haussiers, préservant ainsi la position concurrentielle du gaz naturel dans le marché québécois ;*
- *stabiliser le coût du gaz en réduisant la vulnérabilité du portefeuille aux variations de prix du marché à court terme ;*
- *tirer avantage de toute faiblesse temporaire des prix du gaz sur les marchés financiers ».*

(iii) « *En matière de gestion de gaz de réseau, les orientations de SCGM s'articulent autour de trois objectifs :*

- *stabiliser le coût du gaz en réduisant la volatilité du portefeuille d'approvisionnement;*
- *limiter l'impact d'une augmentation potentielle des prix lors des cycles haussiers ou lors des pointes de la demande dans le marché;*
- *saisir ce qui est perçu comme une opportunité de marché afin de préserver la position concurrentielle du gaz.* »

**Demande :**

26.1 Dans le cadre de sa réflexion sur le programme de dérivés financiers, Gaz Métro a-t-elle évalué la pertinence des objectifs du programme actuel étant donné le contexte caractérisé

par des prix faibles et peu volatiles? Notamment, a-t-elle considéré réintégrer l'objectif qui était visé lors de la mise en place du programme initial en 1995 (ref. (ii)) et qui consistait à tirer avantage de toute faiblesse temporaire des prix du gaz sur le marché financier? Si non, veuillez justifier pourquoi Gaz Métro estime qu'une réflexion sur la pertinence des objectifs actuels du programme n'est plus justifiée. Veuillez élaborer.

**Réponse :**

Dans la cadre de sa réflexion, Gaz Métro s'est questionnée sur la pertinence des trois objectifs actuels du programme. Gaz Métro a conclu que les trois objectifs étaient toujours pertinents. Les objectifs de stabilisation du coût du gaz naturel et de protection contre les flambées des prix sont les raisons d'être de ce programme. Le programme ne sert l'intérêt de la clientèle en service de fourniture que dans la mesure où il contribue à réduire la volatilité des prix du gaz naturel et à réduire l'impact des flambées de prix.

L'objectif de préservation de la position concurrentielle est aussi pertinent dans la mesure où il oriente le choix des outils utilisés en fonction de l'analyse de la parité entre le gaz naturel et l'électricité pour la clientèle en service de fourniture. Cet objectif oriente Gaz Métro vers les dérivés qui favorisent la position concurrentielle du gaz naturel face à l'électricité.

Tout en conservant les trois objectifs du programme, les conditions actuelles du marché du gaz naturel ont amené Gaz Métro à modifier le type de dérivés utilisés. Ces modifications sont décrites en détail dans la réponse à la question 25.1.

Gaz Métro n'a pas considéré, dans sa réflexion, réintroduire l'objectif de tirer avantage de la faiblesse temporaire des prix du gaz naturel sur les marchés introduit dans le programme en 1995. En supposant que le marché du gaz naturel est efficient, il est impossible de déterminer *a priori* si une baisse de prix est temporaire ou si cette baisse s'inscrit dans une tendance qui va se poursuivre.

- 27. Références :**
- (i) Pièce B-0021, Gaz Métro-2, document 1, page 4;
  - (ii) Dossier R-3307-94, décision D-2000-152, page 2;
  - (iii) Dossier R-3307-94, Modification de la politique d'utilisation des dérivatifs financiers pour l'acquisition du gaz naturel, 25 juillet 2000.

**Préambule :**

- (i) « À la suite de cette baisse des prix du gaz naturel, Gaz Métro a ajusté sa stratégie de couverture en privilégiant l'utilisation de colliers, un outil qui permet à la clientèle de profiter



*de baisses éventuelles des prix de marché, tout en respectant l'objectif de préserver la situation concurrentielle et de limiter l'impact de flambée des prix. »*

(ii) « Le 25 juillet 2000, Société en commandite Gaz Métropolitain (SCGM) demande à la Régie de l'énergie (la Régie) d'approuver de nouveaux critères d'utilisation des dérivatifs financiers à partir du 1<sup>er</sup> août 2000 afin de réagir à la situation prévue au cours de l'hiver 2000-2001. »

(iii) « Dans les faits, le collier établit un prix plancher et un prix plafond. Si le prix de marché se situe entre le prix plafond et le prix plancher, l'utilisateur du collier paie le prix de marché. Si la moyenne des prix mensuels dépasse le prix plafond, l'utilisateur d'un collier est certain de ne pas payer davantage que le prix plafond prévu au collier. La contrepartie à cette protection est que si le prix mensuel moyen du marché est inférieur au prix plancher du collier, l'utilisateur devra tout de même payer le prix plancher et subira alors une perte d'opportunité.

*Contrairement à un call, qui fixe le prix maximum que l'utilisateur paiera en moyenne sur un mois en retour du versement d'une prime d'assurance, un costless collar se caractérise par l'absence de prime à verser à l'institution financière. On comprendra par ailleurs que plus le plafond du collier est bas, plus son plancher est haut et vice versa. ».* [Nous soulignons]

#### **Demandes :**

27.1 Veuillez expliquer comment le fait de privilégier l'utilisation de colliers par lequel on fixe un prix plancher a permis à la clientèle de profiter des baisses soutenues de prix qui ont caractérisées le marché du gaz naturel dans les deux dernières années (ref (i)). Veuillez élaborer en tenant compte de la mise en garde qui avait été exprimée par Gaz Métro dans sa requête initiale concernant l'utilisation de colliers sans coût dans un marché baissier (ref. (iii)).

#### **Réponse :**

Dans la référence i), Gaz Métro comparait les avantages d'une utilisation accrue des colliers par rapport aux contrats d'échange à prix fixe et aux contrats d'échange à prix fixe à remboursement maximal qui étaient alors des outils très utilisés dans le cadre du programme. Dans la référence iii), Gaz Métro insistait sur la différence entre un collier et une option d'achat.

Dans le cas d'un contrat d'échange à prix fixe, le prix du gaz naturel se trouve complètement fixé, sans possibilité de hausse ou de baisse. Pour un collier, le prix du gaz naturel peut varier à l'intérieur de la fourchette du prix plancher et du prix plafond, ce qui permet d'affirmer que le collier permet à la clientèle de profiter d'une partie de la baisse. Plus la fourchette (l'écart entre le prix plancher et le prix plafond) est grande, plus le client peut profiter de la baisse.

Dans une situation où la baisse des prix serait suffisamment importante pour que ceux-ci soient inférieurs au prix plancher du collier moins la prime, l'option d'achat serait alors un choix préférable pour la clientèle.

Scénarios de prix (\$/GJ)	Achats couverts par un contrat d'échange	Achats couverts par un collier	Achats couverts par une option d'achat
	Prix fixe de 3,50 \$/GJ	Prix plancher de 3,00 \$/GJ et prix plafond de 4,00 \$/GJ	Prix plafond de 4,00 \$/GJ et prime de 0,50 \$/GJ
2,00	3,50	3,00	2,50
2,50	3,50	3,00	3,00
3,00	3,50	3,00	3,50
3,50	3,50	3,50	4,00
4,00	3,50	4,00	4,50
4,50	3,50	4,00	4,50
5,00	3,50	4,00	4,50

Les données du tableau précédent montrent que le contrat d'échange à prix fixe offre la meilleure protection contre les hausses, tandis que les colliers et les options d'achat permettent de profiter de la baisse des prix. L'option d'achat s'avère *a posteriori* plus avantageuse que le collier dans les cas de marché baissier où la différence entre le prix réel et le prix plancher est supérieure à la prime liée aux options d'achat (représentée par le scénario à 2,00 \$/GJ dans le tableau précédent). Dans les cas de marché baissier où la différence est moindre, le collier s'avère plus avantageux. Il faut aussi noter que le collier est plus avantageux que l'option d'achat en cas de marché haussier.

- 27.2 Veuillez confirmer ou infirmer que l'utilisation des colliers s'est avérée sans prime et sans coût tel qu'anticipé initialement (ref. iii)). Veuillez élaborer.

**Réponse :**

Les colliers transigés depuis l'année gazière 2008 n'ont encouru aucun paiement de prime (les colliers étaient tous des « costless collar »).

- 27.3 Veuillez produire une comparaison des coûts liés à l'usage d'options d'achat et de colliers dans un marché baissier et peu volatile en prenant soin d'identifier les composantes de ces coûts (primes versus autres coûts) et en utilisant des données à l'appui. Veuillez faire

ressortir les avantages et désavantages relatifs à l'utilisation de ces deux types d'instruments dans le contexte actuel.

**Réponse :**

En prenant pour acquis un environnement de prix de marché significativement inférieur à la position concurrentielle et relativement stable, les trois objectifs sont aussi bien respectés par l'utilisation d'un collier que d'une option d'achat.

Scénarios de prix (\$/GJ)	Achats couverts par un collier			Achats couverts par une option d'achat		
	Prix plancher de 3,00 \$/GJ et prix plafond de 4,00 \$/GJ			Prix plafond de 4,00 \$/GJ et prime de 0,50 \$/GJ		
	Prime	Perte d'opportunité	Coût d'achat	Prime	Perte d'opportunité	Coût d'achat
2,00	0	1,00	3,00	0,50	0	2,50
2,50	0	0,50	3,00	0,50	0	3,00
3,00	0	0	3,00	0,50	0	3,50
3,50	0	0	3,50	0,50	0	4,00
4,00	0	0	4,00	0,50	0	4,50
4,50	0	-0,50	4,00	0,50	-0,50	4,50
5,00	0	-1,00	4,00	0,50	-1,00	4,50

Note : La prime doit être payée au moment de la négociation du dérivé, tandis que la perte d'opportunité est payée à la date de règlement du dérivé. Une perte d'opportunité négative représente un gain pour la clientèle.

Comme mentionné dans la réponse à la question 27.1, l'option d'achat s'avère *a posteriori* plus avantageuse que le collier dans le cas où la différence entre le prix réel et le prix plancher est supérieur à la prime dans un marché baissier.

- 28. Références :**
- (i) Dossier R-3307-94, décision D-95-49, page 9;
  - (ii) Dossier R-3529-2004, décision D-2004-196, page 21;
  - (iii) Dossier R-3529-2004, décision D-2004-196, page 24;
  - (iv) Dossier R-3529-2004, SCGM-5, document 1, page 5;
  - (v) Pièce B-0021, Gaz Métro-2, document 1, page 9.

**Préambule :**

- (i) « *POUR CES MOTIFS, la Régie du gaz naturel :*

**APPROUVE** la politique d'utilisation des dérivatifs financiers pour convertir en prix fixes une partie des volumes du gaz de réseau pour des périodes n'excédant pas 3 ans »;

**DEMANDE** au distributeur de lui soumettre une nouvelle grille prix/volume couvrant une période de 3 ans. » [Nous soulignons]

(ii) « SCGM propose d'utiliser une plus longue période sur laquelle la balise temporelle peu s'appliquer. »

(iii) « La Régie accepte la proposition du distributeur de modifier la balise temporelle. Dans un contexte de courbe de prix inversée, la Régie juge raisonnable d'accorder à SCGM la possibilité de pourvoir transiger sur une période plus longue et ainsi mettre en place des opérations de couverture à long terme à des prix inférieurs à ceux anticipés par le marché pour la prochaine saison gazière. »

(iv) Le tableau suivant présente le prix des contrats d'échange selon leur échéance au moment du dossier tarifaire 2005.

Tableau 1

Période	Prix fixe des contrats d'échange (AECO)
Avril 2004 – Octobre 2004	5,97 \$
Novembre 2004- Octobre 2005	5,99 \$
Novembre 2005 – Octobre 2006	5,68 \$
Novembre 2006 – Octobre 2007	5,43 \$
Novembre 2007 – Octobre 2008	5,23 \$

(v) Le tableau suivant présente le prix des contrats d'échange selon leur échéance dans le présent dossier.

Tableau 1

Période	Prix fixe des contrats d'échange (AECO)
Juin 2012 – Octobre 2012	1,90 \$
Novembre 2012- Octobre 2013	2,76 \$
Novembre 2013 – Octobre 2014	3,26 \$
Novembre 2014 – Octobre 2015	3,55 \$
Novembre 2015 – Octobre 2016	3,79 \$

### **Demande :**

28.1 Au cours des années, les balises temporelles du programme sont passées de 3 à 4 ans étant donné que le contexte des prix des contrats d'échange favorisait la prise de position sur

une plus longue période (ref. (iv)). Dans le cadre de sa réflexion sur la pertinence du programme de dérivés financiers, Gaz Métro a-t-elle envisagé de revoir les balises temporelles du programme étant donné le contexte actuel où le prix des contrats d'échange à longue échéance est significativement plus élevé que le prix des contrats à plus courtes échéances. Veuillez élaborer sur les coûts et bénéfices de prendre des positions à longue échéance dans le contexte actuel.

**Réponse :**

Il est juste d'affirmer que les balises temporelles du programme sont passées « des 36 prochains mois » à une date fixe dans quatre ans. Au début de l'application de la cause tarifaire, cela représente effectivement une année supplémentaire complète pour mettre en place des positions. Par contre, à la fin de la période d'application de la cause tarifaire, les deux balises sont pratiquement identiques, comme démontré dans le tableau suivant :

Balises	Octobre	Novembre	...	Août	Septembre
Prochains 36 mois	36 mois	36 mois		36 mois	36 mois
4 ans fixe	48 mois	47 mois		38 mois	37 mois

Étant donné que le programme actuel n'oblige pas Gaz Métro à mettre en place des positions au delà de l'année en cours (il y a un volume minimal pour l'année 1 du programme uniquement), Gaz Métro n'a pas à demander une modification des balises temporelles si elle juge qu'il n'est plus souhaitable de prendre des positions sur des périodes plus longues.

Dans le cadre de sa réflexion sur le programme, Gaz Métro a jugé pertinent de poursuivre la mise en place de couverture pour la quatrième année. Bien que les prix à long terme soient plus élevés que les prix à court terme, ceux-ci demeurent significativement inférieurs à la position concurrentielle face à l'électricité. Ces prix permettent à Gaz Métro de mettre en place des outils de couverture qui respectent les trois objectifs du programme, tout en permettant à la clientèle de profiter en partie de baisses éventuelles. Gaz Métro ne porte pas de jugement sur des possibilités spéculatives dans les prix à terme et construit son portefeuille de couverture de façon méthodique.

- 29. Références :** (i) Dossier R-3463-2001, décision D-2001-214, page 39;  
(ii) Pièce B-0021, page 13.

**Préambule :**

(i) « La limite volumétrique de protection correspond à la portion annuelle maximale des volumes à protéger sur les volumes totaux de gaz de réseau. La méthodologie proposée pour quantifier la limite volumétrique annuelle repose sur des hypothèses de déplacement du gaz de réseau vers les achats directs ou vers une forme d'énergie concurrente (facteur de déplacement) et sur le degré de prévision des prix des contrats d'échange dans le temps (facteur d'incertitude). »

(ii) Le tableau suivant présente l'écart entre les volumes projetés et les volumes réels pour chaque année.

Période	Volumes projetés (PJ)	Volumes réels (PJ)	Écarts volumes réels versus projetés
2001-2002	87,8	84,3	-5,3 %
2002-2003	89,7	104,7	19,2 %
2003-2004	99,9	94,3	5,1 %
2004-2005	98,8	92,6	-7,3 %
2005-2006	91,0	99,3	0,5 %
2006-2007	109,0	80,4	-11,6 %
2007-2008	88,5	87,3	-19,9 %
2008-2009	85,8	88,8	0,3 %
2009-2010	86,3	69,6	-18,9 %
2010-2011	87,2	78,0	-9,6 %
2011-2012	79,2	62,7	-28,1 %

**Demandes :**

29.1 Veuillez indiquer quels facteurs sont à l'origine du grand écart entre les prévisions et le réel depuis l'année 2006-2007 (à l'exception de l'année 2008-2009) et en particulier pour l'année 2011-2012.

**Réponse :**

Le tableau ci-dessous résume la variation annuelle des volumes projetés et réels entre 2006-2007 et 2011-2012 :

Période	Volumes projetés (PJ)	Volumes Réels (PJ)	Écart (PJ)	Écart (%)
2006-2007	109,0	80,4	-28,6	-26,2 %
2007-2008	88,5	87,3	-1,2	-1,4 %
2008-2009	85,8	88,8	3,0	3,5 %
2009-2010	86,3	69,6	-16,7	-19,4 %
2010-2011	87,2	78,0	-9,2	-10,6 %
2011-2012	79,2	62,7	-16,5	-20,8 %

Les facteurs explicatifs des écarts pour les années dont l'écart en PJ est supérieur à 5 % du volume projeté sont, en ordre d'importance :

- Les variations de consommation des clients, incluant l'écart de consommation des clients et le transfert de clients du service de fourniture en gaz de réseau vers le prix fixe ou le service d'achat/revente ;
- La variation de la température à la hausse qui diminue la consommation des clients en service de fourniture ;
- La variation de l'espace requis en inventaire par les services de fourniture à prix fixe ou en achat/revente ;
- Les rachats de fourniture en fin de contrat pour les services de gaz à prix fixe ou en achat/revente qui remplacent des achats de gaz de réseau prévus ; et
- La variation à la baisse des besoins propres de Gaz Métro due majoritairement à la baisse du taux de compression depuis 2009-2010.

Pour l'année 2011-2012, selon la dernière prévision, la température plus chaude explique environ 40 % de l'écart total avec la projection du dossier tarifaire. Ensuite, la variation de consommation des clients, autant au niveau du volume total par client que pour leur choix de service de fourniture, explique environ 35 % du même écart. L'augmentation de l'espace d'inventaire requis pour les services de fourniture à prix fixe ou en achat/revente explique environ 15 % de l'écart. Enfin, la réduction des achats de gaz de réseau liée aux rachats de fourniture pour les services de gaz à prix fixe et en achat/revente explique environ 10 % de l'écart.

- 29.2 En 2011-2012, les volumes prévus étaient de 28 % supérieurs aux volumes réels. De l'avis de Gaz Métro, quel est l'impact de tels dépassements sur le taux de couverture et sur le coût du programme de dérivés financiers. Veuillez présenter une évaluation chiffrée de ces impacts pour l'année 2011-2012 en indiquant les hypothèses sur lesquelles reposent l'évaluation s'il y a lieu. Veuillez élaborer.

**Réponse :**

Année gazière	Prévision de la cause tarifaire 2012	Réel	Écarts
Volumes en gaz de réseau (PJ)	79,197	62,700 <sup>(1)</sup>	
Volumes couverts (PJ)	40,645	40,645	
Pourcentage de couverture	51 %	65 % <sup>(1)</sup>	+14 %
Perte prévue des dérivés financiers <sup>(2)</sup>	108 276 534 \$	108 276 534 \$	
Perte unitaire (\$/GJ)	1,37 \$/GJ	1,73 \$/GJ	+0,36 \$/GJ

Notes : (1) Il s'agit en partie d'une prévision. Les volumes de mai à septembre étaient estimés dans cette prévision.

(2) La perte prévue est égale à la perte accumulée de 105 489 514 \$ pour les 11 premiers mois de l'année gazière 2012, plus la perte pour le mois d'octobre 2012, anticipée à 2 787 020 \$ selon les données de marché au 7 septembre 2012

- 29.3 Dans le cadre de sa réflexion sur le programme de dérivés financiers, Gaz Métro a-t-elle revu la méthodologie utilisée pour fixer les balises volumétriques du programme de dérivés financiers, notamment les méthodologies relatives à la détermination des facteurs de déplacement et d'incertitude? Si oui, veuillez élaborer sur cette réflexion et ses conclusions. Si non, veuillez expliquer pourquoi une telle évaluation n'est pas requise dans le contexte actuel.

**Réponse :**

Gaz Métro n'a pas revu sa méthodologie utilisée pour fixer les balises volumétriques. Chaque année, Gaz Métro évalue la pertinence de modifier les paramètres du facteur de déplacement et du facteur d'incertitude dans le cadre de la préparation de la cause tarifaire. Malgré les variations observées entre les prévisions et les achats réels, la baisse de 21 % du volume annuel de l'année 2012 par rapport à la prévision établie à la Cause tarifaire 2012 est à l'intérieur à la marge de sécurité procurée par le facteur d'incertitude de 75 %.

Il est à noter qu'en pratique, Gaz Métro maintient ses niveaux de couverture à des niveaux significativement inférieurs aux limites volumétriques. Une réduction des balises volumétriques n'aurait alors pas nécessairement d'impact sur la stratégie employée par Gaz Métro.



- 30. Références :**
- (i) Hedging under scrutiny; planning ahead in a low gas market, Public Utilities Fortnightly, février 2012, page 13;
  - (ii) Dossier R-3444-2000, décision D-2001-109, page 12;
  - (iii) Dossier R-3307-94, phase 2, GMi-14, document 1, page 1.

**Préambule :**

(i) « *Concerns raised by commission staff or other stakeholders relating to the cost of utility hedging programs has led to an emerging trend of greater commission and stakeholder involvement in assessing such programs' efficacy. Regulatory commissions are asking utilities to provide written justification of their hedging practices, applying pressure on utilities to work with stakeholders to resolve hedging differences through collaborative processes and to find common ground on the risk-reward spectrum. In some cases, risk management hedging programs have been suspended until there are visible increases in volatility and market prices.* »

(ii) « *La Régie accepte la proposition d'OC demandant à SCGM de faire une étude approfondie des différentes approches utilisées par les distributeurs gaziers canadiens concernant la réduction du coût du gaz de réseau. Une telle étude, qui devra être présentée lors du prochain dossier tarifaire, permettra de mieux juger de la pertinence et de l'efficacité des moyens utilisés à l'heure actuelle, tant au volet régulier qu'au volet spécifique.* »

(iii) « *RiskAdvisory has been retained by Société en commandite Gaz Métro (SCGM) to testify as to the merits of SCGM's desire to acquire an optimal mix of short, medium, and long term price exposure in it's system gas portfolio.* »

**Demandes:**

- 30.1 Dans le cadre de sa réflexion, Gaz Métro s'est-elle inspirée des changements opérés par d'autres distributeurs canadiens et américains pour faire face au nouveau contexte gazier tels que rapportés par certains experts (ref (i)) et comme elle l'avait fait dans le cadre du dossier tarifaire 2000 (ref(ii))? Veuillez élaborer.

**Réponse :**

Gaz Métro a effectivement constaté que des changements se sont opérés chez d'autres distributeurs gaziers canadiens au niveau des programmes de dérivés financiers. Cette situation a plutôt incité Gaz Métro à se demander si son programme de dérivés financiers était toujours pertinent pour ses clients, considérant le niveau des prix du gaz naturel et la volatilité dans le marché. Comme plus amplement expliqué dans la réflexion, Gaz Métro a constaté que son programme répondait toujours aux trois objectifs qu'elle s'était fixés, donc qu'il était toujours pertinent de le maintenir.

Gaz Métro n'a pas suivi les changements opérés chez les distributeurs gaziers américains de façon systématique.

- 30.2 Veuillez élaborer sur la pertinence de solliciter une évaluation plus formelle et externe du programme de dérivés financiers semblable à celle qui avait été réalisée au moment de sa mise en œuvre (ref. (iii)).

**Réponse :**

L'expertise nécessaire pour évaluer un programme de couverture est relativement rare et coûteuse, donc des coûts supplémentaires à supporter par les clients. Le contexte particulier à Gaz Métro rend difficile la comparaison à d'autres programmes de couverture, que ce soit spécifique aux distributeurs gaziers ou dans un autre secteur d'activités.

L'étude réalisée par RiskAdvisory en 1994 avait un mandat très large couvrant les principes qui justifiaient la mise en place d'un programme pour gérer le coût du gaz. Gaz Métro est d'avis que les recommandations de l'étude de RiskAdvisory sont toujours pertinentes et que le programme actuel s'y conforme.

Pour ces raisons, Gaz Métro juge qu'il n'est pas nécessaire de solliciter une nouvelle étude externe du programme de dérivés.

## PÉNALITÉS POUR RETRAITS INTERDITS

- 31. Références :** (i) Conditions de service et Tarif au 1<sup>er</sup> janvier 2012, page 47;  
(ii) Pièce B-0005, Gaz Métro-1, document 1, page 37.

### Préambule :

- (i) « Le client peut utiliser le service de gaz d'appoint pour les usages suivants :
- 1 service « gaz d'appoint concurrence » pour retirer davantage de gaz naturel temporairement;
  - 2 service « gaz d'appoint saisonnier » pour réduire le nombre de jours d'interruption prévu à son palier; sur invitation du distributeur, ce service peut provenir du service interruptible rendu à un client qui le remet en disponibilité;
  - 3 service « gaz d'appoint pour éviter une interruption ».
- (ii) « Plutôt que de consommer leur volume de gaz naturel sous le service interruptible et ainsi risquer d'être interrompus en période de pointe et devoir utiliser une autre source d'énergie plus dispendieuse, plusieurs clients ont fait le choix de s'engager davantage au service continu. Une baisse importante de consommation s'est donc fait sentir au tarif D<sub>5</sub> par rapport à ce qui était prévu, compensée toutefois par une hausse presque équivalente au tarif D<sub>4</sub>. »

### Demandes :

- 31.1 Veuillez identifier et décrire quelles sont les différentes alternatives offertes présentement aux clients interruptibles du Saguenay et du Québec en général qui désirent ne pas faire face à une interruption. Notamment, l'achat de gaz d'appoint est-il possible pour la clientèle interruptible partout au Québec, incluant au Saguenay? Veuillez élaborer.

### Réponse :

Un client qui ne désire pas se faire interrompre peut recourir au gaz d'appoint pour contrer une interruption (GAI). Si ce service n'est pas disponible et que le client ne peut s'interrompre, il peut s'enquérir de la disponibilité de l'option du dépannage, qui est toutefois assujettie à une pénalité (moindre que le retrait interdit). Pour ce faire, le client doit démontrer son incapacité technique de s'interrompre et non pas uniquement son désir d'avoir un retrait interdit à moindre coût. Le service de dépannage a été très rarement autorisé dans les dernières années.

Il est important de noter que le service de GAI et le dépannage sont offerts uniquement si Gaz Métro a les moyens opérationnels pour répondre au besoin du client (articles 11.3.3.3 et 16.4.2.7). Si des contraintes de réseau (opérationnelles) ou d'approvisionnement empêchent une telle desserte, Gaz Métro n'offre pas ces options au client.

À défaut de s'interrompre, d'utiliser le GAI ou le dépannage, les volumes retirés sont alors assujettis à la pénalité pour retraits interdits. Toutes ces options sont accessibles à tous les clients du territoire de Gaz Métro.

Cependant, en cas de retrait non autorisé lors d'un avis d'interruption, le client met à risque le maintien de la desserte du gaz naturel pour une région ou pour une grande partie du territoire de Gaz Métro. Le retrait interdit, tout comme le dépannage, ne doit pas être vu comme un service. Or, étant donné la potentielle insuffisance de capacité du réseau au Saguenay (R-3809-2012, Gaz Métro-3, Document 1), la possibilité existe donc que les clients de cette région ne puissent avoir accès au service de GAI ou au dépannage pour des raisons opérationnelles de distribution, alors qu'au cours des dernières années, le GAI a été largement utilisé et accessible, notamment à cause de la capacité excédentaire de transport dans le marché qui découle de la non-consommation de TCE.

Gaz Métro pourrait ne pas être en mesure d'offrir le service de GAI au Saguenay au cours des prochaines années à cause des contraintes du réseau de transmission liées à la demande des clients de cette région.

- 31.2 Veuillez indiquer, avec chiffres à l'appui, si la tendance des clients interruptibles à s'engager davantage vers le service continu est observée dans toutes les régions du Québec (réf. (ii)), incluant dans la région du Saguenay. Veuillez élaborer.

**Réponse :**

La tendance des clients interruptibles à s'engager davantage au service continu est effectivement observée dans les différentes régions du Québec. À la ligne 19 du tableau 11 (référence ii), p. 36), un transfert de 123,5 Mm<sup>3</sup> des volumes interruptibles vers le service continu est observé. Le tableau qui suit présente la répartition de ces volumes entre les différentes régions.

**Transfert des clients pour l'année 2011-2012**

Région	Nombre de clients	Volumes (Mm <sup>3</sup> )
Estrie	3	6,0
Mauricie	3	65,0
Montréal	3	31,1
Saguenay	3	20,9
Québec	1	0,4
<b>Total</b>	<b>13</b>	<b>123,5</b>

Cette tendance est également projetée sur l'horizon du plan d'approvisionnement gazier.

- 31.3 Si la clientèle du service interruptible du Saguenay choisissait de s'engager davantage au service continu tel qu'indiqué à la référence (ii), Gaz Métro serait-elle en mesure de répondre à la demande accrue compte tenu de la capacité du réseau dans cette région? Veuillez élaborer.

**Réponse :**

Le mouvement de transfert est déjà commencé et une grande partie des demandes a été autorisée. Cependant, la capacité de transmission actuelle entre TQM et le Saguenay empêche Gaz Métro de répondre à une demande 100 % en continu de l'ensemble des demandes des clients de cette région tout comme l'ajout de clients importants au service continu. Des actions devront éventuellement être entreprises pour permettre de résoudre le problème de capacité de cette région qui ne fera que s'amplifier dans le futur si la croissance de la demande en débit horaire provenant de l'ensemble de la clientèle continue à s'accroître comme cela s'est produit depuis les dernières années.

- 31.4 Gaz Métro a-t-elle le projet d'augmenter la capacité du réseau dans la région du Saguenay pour faire face à l'éventualité d'une demande accrue dans cette région et palier à l'insuffisance de la capacité du réseau. Si non, comment envisage-t-elle de résoudre le problème de l'insuffisance de la capacité à moyen et à long terme dans cette région?

**Réponse :**

Oui, Gaz Métro envisage de résoudre le problème de capacité de la région du Saguenay. Un projet est actuellement en cours d'élaboration et pourrait être présenté à la Régie dans les prochains mois. Aucune solution finale n'est encore arrêtée. Cependant, l'ampleur des travaux associés à un projet d'augmentation de capacité pour cette région, qui s'étalerait vraisemblablement sur deux à trois années de construction, fait en sorte que la situation risque de durer quelques années.

- 32. Référence :** Pièce B-0022, Gaz Métro-3, document 1, page 3.

**Préambule :**

*« Au cours des dernières années, la demande de gaz naturel dans la région du Saguenay-Lac-Saint-Jean s'est accrue de manière à mettre à risque le maintien de la desserte en gaz naturel de la région durant les journées les plus froides des prochains hivers. ».*

**Demandes :**

- 32.1 Veuillez expliquer pourquoi la problématique des retraits interdits est particulièrement aigüe dans la région du Saguenay par rapport aux autres grandes régions du Québec. Veuillez notamment produire les données relatives à la capacité disponible, à la capacité utilisée et au coefficient d'utilisation des conduites pour le Saguenay et les autres grandes régions du Québec. Aussi, veuillez indiquer quels sont les volumes consommés des services interruptible et continu respectivement pour cette région au cours des deux dernières années, en prenant soin de scinder les consommations interruptibles des clients ayant comme alternative le mazout no. 2 et le mazout no. 6. Veuillez produire toute autre donnée pertinente en appui aux explications offertes.

**Réponse :**

La situation actuelle du Saguenay n'est pas unique. Champion a récemment ajouté de la compression pour répondre à la croissance de la demande en débit horaire pour la clientèle de l'Abitibi. Malgré cette augmentation de capacité, la situation reste difficile et des retraits interdits pourraient également avoir des incidences sur toute cette région. De même, dans le passé, Gaz Métro a investi pour régler des problèmes similaires, notamment dans l'est de Montréal et en Estrie.

En fait, lorsque les conduites de transmission sont installées, celles-ci ont généralement une capacité excédentaire qui permet de répondre aux besoins futurs de la clientèle d'une région. Cependant, vient un temps où la demande de la clientèle dépasse la capacité totale de la conduite de transmission. Afin de répondre à la demande de la clientèle et de la croissance future d'une région, des investissements sont alors requis pour augmenter la capacité de ces conduites.

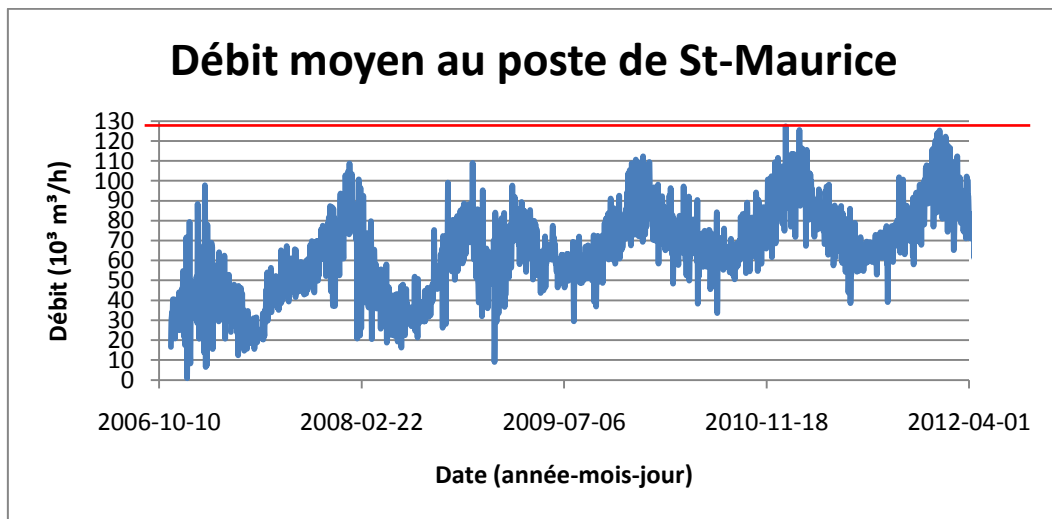
Pour résoudre les problèmes de capacité de desserte des régions, différents choix se présentent, selon les situations. Il est possible de boucler une région, de doubler une conduite, d'assurer la pression d'approvisionnement de la conduite avec l'installation d'un poste de compression, etc.

La situation du Saguenay est complexe puisque la distance entre TQM et la région est importante. Les investissements qui seront requis pour augmenter la capacité de desserte de cette région seront par incidence importants.

Les données demandées par la Régie (les volumes) ne permettent pas de bien démontrer la problématique de la région du Saguenay. En effet, lorsqu'on analyse la situation de la gestion des interruptions, c'est la pointe de consommation, soit les débits horaires, qui doit être évaluée et non les volumes. À titre d'exemple, s'il y avait actuellement un grand client industriel qui désirerait consommer uniquement en été dans la région du Saguenay, il serait normalement possible de le desservir. Cela augmenterait les volumes de la région et n'aurait aucun effet sur la gestion des interruptions qui sont hivernales. Par contre, il ne serait pas possible de desservir ce même client en mode continu en hiver puisque la capacité actuelle ne le permettrait pas.

À titre illustratif, Gaz Métro soumet toutefois que, pour la région du Saguenay, les volumes réels des clients au tarif interruptible dont la source alternative est le mazout n° 6 représentaient environ 315 Mm<sup>3</sup> pour l'année 2011-2012. Pour leur part, les clients utilisant le mazout n° 2 avaient une consommation globale de l'ordre de 24 Mm<sup>3</sup>.

Le graphique et le tableau suivants démontrent l'augmentation au cours des dernières années des débits horaires moyens au poste de compression de Saint-Maurice qui dessert la région du Saguenay. Le maximum atteint a été de 127 350 m<sup>3</sup>/heure (incluant les volumes en GAI) durant l'hiver 2011-2012, soit près de la capacité maximale du réseau de 128 000 m<sup>3</sup>/heure si TQM/TCPL livrait au minimum contractuel de 4 000 kPa.



Année	Date	Pointe annuelle pour le débit moyen de la journée (m <sup>3</sup> /h)
2006-2007	2007-01-31	97775
2007-2008	2008-01-23	108758
2008-2009	2008-11-22	109017
2009-2010	2010-01-17	112296
2010-2011	2011-01-04	127350
2011-2012	2012-01-19	125293

En ce qui concerne l'Abitibi, c'est la croissance de la demande globale, laquelle est notamment affectée par l'ajout de volumes demandés par deux grands clients qui fait en sorte qu'il y aura des contraintes sur cette région durant la période hivernale. La situation de contrainte sera plus aiguë à compter de l'hiver 2012-2013.

Le tableau suivant démontre de manière plus précise, l'état de la saturation des différentes portions du réseau de Gaz Métro. On remarquera qu'il s'agit en fait de portions de réseau plus petites (réseaux d'alimentation) que l'ensemble d'une région (réseaux de transmission). Le phénomène qui nous préoccupe le plus actuellement est la problématique du réseau de transmission du Saguenay et bientôt de l'Abitibi. Cependant, cette situation de saturation qui fait en sorte que des problèmes liés à la non-interruption pourraient subvenir sur d'autres portions du réseau déjà largement sollicité pourraient également voir le jour dans toutes les portions déjà largement sollicitées ou qui le deviendront par l'ajout d'un ou de quelques clients additionnels dans les prochains mois ou années.

À noter que le tableau suivant donne une information concernant la saturation du réseau de distribution, mais ne tient pas compte de la saturation des réseaux de transmission en amont.



## État de la saturation des réseaux de Gaz Métro

2011

Région	Modèle	Saturation	Saison
Abitibi	Rouyn	35%	Hiver
Abitibi	Temiscamingue	42%	Hiver
Abitibi	Val-d'Or	51%	Hiver
Estrie	Acton-Vale	75%	Hiver
Estrie	Bromont	20%	Hiver
Estrie	Brompton 1	28%	Hiver
Estrie	Brompton 2	23%	Hiver
Estrie	Coaticook	59%	Hiver
Estrie	Courval	73%	Hiver
Estrie	Cowansville	34%	Hiver
Estrie	Drummondville	53%	Hiver
Estrie	Granby	70%	Hiver
Estrie	Magog	29%	Hiver
Estrie	Shefford	35%	Hiver
Estrie	Sherbrooke	79%	Hiver
Estrie	St-Germain	51%	Hiver
Estrie	St-Hyacinthe	75%	Hiver
Estrie	Stukely	11%	Hiver
Estrie	St-Valerien	32%	Hiver
Estrie	Upton	101%	Automne
Estrie	Waterloo	40%	Hiver
Estrie	Windsor	84%	Hiver
Laurentides	Berthierville	29%	Hiver
Laurentides	Joliette	89%	Automne
Laurentides	Lanoraie	20%	Hiver
Laurentides	L'assomption	71%	Hiver
Laurentides	Lavaltrie	6%	Automne
Laurentides	Mirabel	34%	Hiver
Laurentides	Oka	63%	Hiver
Laurentides	Ste-Anne-des-Plaines	67%	Hiver
Laurentides	St-Jérôme	68%	Hiver
Mauricie	Bécancour	30%	Hiver

## État de la saturation des réseaux de Gaz Métro

2011

Mauricie	La Pérade	4%	Hiver
Mauricie	La Tuque	56%	Hiver
Mauricie	Louiseville	46%	Hiver
Mauricie	Nicolet	21%	Hiver
Mauricie	Shawinigan	35%	Hiver
Mauricie	St-Narcisse	28%	Hiver
Mauricie	Trois-Rivières	76%	Hiver
Mauricie	Yamachiche	30%	Automne
Montérégie	Beauharnois	62%	Hiver
Montérégie	Chambly-Farnham	42%	Hiver
Montérégie	Île-Perrot	59%	Hiver
Montérégie	L'acadie	18%	Hiver
Montérégie	McMasterville	75%	Automne
Montérégie	St-Clet	47%	Hiver
Montérégie	Ste-Brigide	62%	Hiver
Montérégie	St-Jean-sur-le-Richelieu	70%	Hiver
Montérégie	St-Polycarpe	41%	Hiver
Montérégie	St-Rémi	81%	Hiver
Montérégie	St-Sébastien	88%	Automne
Montérégie	Valleyfield	50%	Hiver
Montérégie	Vaudreuil	57%	Hiver
Montréal	Mtl-Nord-Sud avec LSR	97%	Hiver
Québec	Deschambault	10%	Automne
Québec	Donnacona	6%	Automne
Québec	Portneuf	38%	Hiver
Québec	Québec	97%	Automne
Québec	St-Flavien	79%	Hiver
Québec	St-Nicolas	75%	Hiver
Saguenay	Alma	69%	Hiver
Saguenay	Chicoutimi	55%	Hiver
Saguenay	Desbiens	41%	Hiver
Saguenay	Dubuc	8%	Hiver
Saguenay	Hébertville	12%	Hiver
Saguenay	Jonquière	67%	Automne
Saguenay	La Baie	19%	Hiver
Saguenay	Larouche	1%	Hiver
Saguenay	St-André-Sag	36%	Automne
Saguenay	St-Bruno-Sag	22%	Hiver

D'autres données permettant à la Régie de mieux évaluer la situation des retraits interdits sont présentées aux questions 32.2 et 32.3.

- 32.2 Veuillez produire les données qui permettent d'illustrer comment la problématique des retraits interdits s'est détériorée au cours des dernières années. Notamment, veuillez produire, pour les cinq dernières années, pour le Saguenay et pour l'ensemble du Québec, le nombre de clients interruptibles, le nombre de clients ayant reçu au moins un avis d'interruption par année, le nombre de clients ayant effectué au moins un retrait interdit, le nombre total d'avis d'interruption émis par année ainsi que le prix moyen de la pénalité payée par client (par m<sup>3</sup> ou par GJ) pour les retraits interdits. Veuillez aussi produire toute autre information ou donnée qui permettra d'apprécier comment la problématique des retraits interdits s'est aggravée dans le temps au Saguenay et au Québec en général.

**Réponse :**

Les retraits interdits ont varié à l'intérieur d'une fourchette qui est acceptable pour Gaz Métro depuis l'introduction de l'indice Iroquois dans la pénalité pour retraits interdits. Le tableau suivant démontre d'ailleurs que les volumes de retraits interdits sont relativement limités et qu'il n'y a pas de dégradation constatée et démontre que les retraits interdits ne sont pas utilisés comme un service, mais comme une exception.

<b>Volumes de retraits interdits</b>				
Par année civile, en mètres cubes				
	2009	2010	2011	2012*
Combinaison D <sub>3</sub> /D <sub>5</sub>	45 000	45 800	132 283	40 595
Combinaison D <sub>4</sub> /D <sub>5</sub>	93 075	48 825	75 406	3 229
Tarif D <sub>5</sub> sans combinaison	169 086	172 041	346 302	88 832
<b>Total</b>	<b>309 170</b>	<b>268 676</b>	<b>556 002</b>	<b>132 656</b>
* Janvier à septembre				

En effet, le réseau a été capable de répondre à la demande des clients, notamment ceux utilisant le gaz d'appoint pour contrer une interruption et ce, incluant la région du Saguenay. Dans la mesure où ce service (GAI) est accessible (ce qui a été le cas dans le territoire de Gaz Métro dans les dernières années), les clients désirant retirer lors d'avis d'interruption utilisent ce service qui est largement moins coûteux que les retraits interdits.

Comme mentionné à la réponse à la question 32.1, il y a un problème appréhendé pour la région du Saguenay, puisque la capacité du réseau est utilisée presque à son maximum, tout comme pour celle de l'Abitibi. Ainsi, s'il advenait que TCPL livre le gaz naturel à Saint-Maurice (embranchement pour le réseau de transmission du Saguenay) à la pression

minimale contractuelle (4000 kPa)<sup>1</sup>, le service de GAI pourrait ne pas être offert à ces clients. Ils devraient alors se tourner vers une source d'énergie alternative. À défaut, ils se retrouveraient en situation de retraits interdits. Or, au prix actuel de la pénalité, outre les coûts associés à des poursuites potentielles, les clients auraient avantage à payer des retraits interdits d'un point de vue purement économique.

Au moment de l'introduction de l'indice Iroquois, il y avait utilisation de retraits interdits sur une base systématique, ce qui n'est pas le cas actuellement. Ce n'est pas une hausse des retraits interdits qui amène Gaz Métro à réagir, mais plutôt le risque associé à une utilisation non souhaitable des retraits interdits par les clients découlant d'une non-autorisation de GAI qui crée des craintes de gestion du réseau, entre autres pour la région du Saguenay, tel que le démontre les données produites à la fin de la réponse 32.1.

- 32.3 Veuillez indiquer, données à l'appui, si la problématique des retraits interdits est plus aigüe au sein de la clientèle interruptible utilisant le mazout no. 2 comme source d'énergie alternative plutôt qu'au sein de celle qui utilise le mazout no. 6.

**Réponse :**

Comme il a été mentionné précédemment, les retraits interdits ne sont pas un problème actuellement, pas plus au mazout n° 2 qu'au mazout n° 6. Gaz Métro tente plutôt de limiter les problèmes potentiels plutôt que de répondre à une utilisation non souhaitable des retraits interdits.

Cela dit, l'importance des volumes interruptibles associées aux clients qui utilisent le mazout n° 6 fait en sorte que ces clients ont davantage la capacité d'affecter la sécurité du réseau. À titre illustratif, le tableau ci-dessous présente le lien entre les sources d'énergies alternatives et le sous-tarif. On remarque que les grands paliers, soit 507, 508 et 509, sont presque essentiellement des clients qui consomment du mazout n° 6.

<b>Type de mazout par sous-tarif, 2010-11</b>			
	<b>Mazout</b>		<b>Autres</b>
	<b>no2</b>	<b>no6</b>	
505	69	8	3
506	23	14	0
507	2	9	3
508	1	4	1
509	0	2	0

<sup>1</sup> Gaz Métro a entrepris des démarches pour assurer une pression supérieure au minimum contractuel avec TCPL. Pour le moment, aucune garantie de pression supérieure à 4000 kPa n'a été acceptée par TCPL. Par contre, TCPL est disposée à maintenir une pression minimale plus élevée que 4 000 kPa à Saint-Maurice sur une base d'efforts raisonnables.

**33. Référence :** Pièce B-0022, Gaz Métro-3, document 1, page 5.

**Préambule :**

*« Prenant compte de la complexité de gestion des systèmes et les coûts associés à l'utilisation de mazout au lieu du gaz naturel durant cette période, il est possible, voire probable, de voir des clients préférer payer des pénalités pour retraits interdits plutôt que de s'interrompre et d'utiliser une autre source d'énergie. ».*

**Demandes :**

33.1 Veuillez identifier et décrire quelles sont les complexités de gestion des systèmes et estimer approximativement tous les coûts additionnels associés à l'utilisation du mazout au lieu du gaz naturel, outre les coûts directs du mazout.

**Réponse :**

En raison de la variété des systèmes et des méthodes de gestion de l'utilisation du mazout, il n'est pas possible de se prononcer sur la complexité de gestion des systèmes ou d'identifier des coûts précis. Gaz Métro peut néanmoins souligner un certain nombre d'éléments qui doivent être considérés dans l'utilisation du mazout et qui ont une incidence sur les coûts et sur la complexité de gestion des systèmes.

- La possession d'une quantité suffisante de mazout en réserve à défaut de quoi, l'acquisition du mazout dans le marché en période de pointe sera vraisemblablement à un prix élevé;
- La gestion de l'équipement. Certaines entreprises possèdent leur propre mécanicien pour gérer les chaudières, d'autres utilisent des sous-contractants ;
- Les coûts associés à maintenir les inventaires, lesquels dépendent de la nature des contrats que les clients ont avec leurs fournisseurs, de la quantité qu'ils peuvent emmagasiner, etc. ;
- Les coûts associés à la maintenance des équipements. Il y a davantage de frais à entretenir des équipements au mazout versus des équipements au gaz naturel ; et
- La gestion physique des inventaires, impliquant notamment l'entretien des citernes et la réception des livraisons de mazout.

33.2 Veuillez expliquer comment Gaz Métro a l'assurance que les clients interruptibles ont effectivement la capacité d'avoir recours à une forme d'énergie alternative et comment elle a l'assurance que les équipements au mazout de ses clients interruptibles sont fonctionnels? Une vérification est-elle effectuée? Dans la négative, le distributeur considère-t-il qu'il serait opportun d'établir des modalités pour vérifier l'état des installations au mazout de sa clientèle interruptible. Veuillez élaborer.

**Réponse :**

Gaz Métro n'a pas l'assurance que les clients ont des équipements ni s'ils sont fonctionnels. D'ailleurs, Gaz Métro considère qu'elle n'a pas cette obligation dans la mesure où les règles du tarif interruptible sont claires : les clients peuvent être interrompus selon les paramètres du tarif.

Ceci étant dit, selon les connaissances des installations de nos clients, ceux-ci ont généralement des équipements pouvant utiliser à une autre source d'énergie.

D'autre part, certains clients interruptibles ne consomment qu'en été (clients saisonniers). Aucun équipement de relève à une autre source n'est donc requis.

Finalement certains clients n'ont pas d'équipement de relève et ont la capacité de s'interrompre lorsque demandé. Ces clients peuvent moduler leur production pour tenir compte de ces périodes d'interruption.

En terminant, Gaz Métro étant un distributeur de gaz naturel, l'entretien des appareils appartenant aux clients ne fait pas partie de son rôle. Ainsi, il ne semble pas pertinent de prévoir l'instauration de modalités de vérifications d'installations tel qu'évoqué par la Régie.

- 34. Références :**
- (i) Pièce B-0022, Gaz Métro-3, document 1, page 5;
  - (ii) Pièce B-0022, Gaz Métro-3, document 1, page 6.

**Préambule :**

(i) « *La première solution analysée était de faire varier la pénalité de base actuellement de 50¢/m<sup>3</sup> chaque année selon la situation concurrentielle prévue. À titre d'exemple, pour l'année 2012-2013, la pénalité pourrait passer à près de 1\$/ m<sup>3</sup>, ramenant ainsi le caractère dissuasif des retraits interdits (environ 32 \$/GJ comparativement à moins de 20 \$/GJ pour le mazout no 6).* »

(ii) « *La deuxième solution analysée était la modification du prix de fourniture auquel seraient facturés les volumes retirés en retraits interdits lors d'interruption. Actuellement, nous considérons uniquement l'indice de prix à Iroquois pour fixer la pénalité. Nous proposons d'utiliser dorénavant le plus cher entre deux prix, soit l'indice à Iroquois ou le prix du mazout no 6.* »

**Demandes :**

- 34.1 Veuillez évaluer ce qu'aurait été, au mois de décembre de chacune des cinq dernières années et ce que serait présentement, le prix moyen de la pénalité pour chacun des scénarios envisagés.

**Réponse :**

<b>Pénalité coût moyen en \$/GJ Iroquois vs mazout no6, décembre</b>					
	2007	2008	2009	2010	2011
Iroquois (scénario 1)	20,47	20,82	19,26	18,31	16,94
Mazout no6 (scénario 2)	25,01	19,38	25,70	26,36	30,07
<b>Ajustement de la pénalité pour maintenir Iroquois au niveau du mazout no6</b>					
Ajustement en \$/GJ	4,54	N/A	6,44	8,05	13,13
Ajustement en ¢/m <sup>3</sup>	17,22	N/A	24,41	30,50	49,76

- 34.2 Veuillez expliquer pourquoi la hausse anticipée du prix moyen de la pénalité entraînée par l'application du second scénario envisagé est considérée suffisante pour dissuader la clientèle interruptible, particulièrement la clientèle dont la source alternative d'énergie est le mazout no. 2, à effectuer des retraits interdits. Veuillez élaborer.

**Réponse :**

Gaz Métro rappelle que les clients interruptibles ayant comme source alternative d'énergie le mazout n° 2 ou n° 6 n'utilisent pas actuellement les pénalités pour retraits interdits comme un service de distribution. Au contraire, ils tentent plutôt d'utiliser le service de GAI, ce qui a été possible dans les dernières années. De plus, les conditions du marché du gaz naturel permettent actuellement aux clients de trouver de la capacité de transport durant les périodes d'interruption.

La proposition de Gaz Métro, tout en étant dissuasive au point de vue économique pour la clientèle utilisant le mazout n° 2, aura également pour effet de prévoir que le client peut être interrompu pour d'autres raisons que celles actuellement stipulées aux *Conditions de service et Tarif* et qu'il est possible d'obtenir réparation pour dommages liés au non-respect de l'avis d'interruption.

Le niveau de la pénalité, l'ordre d'interruption et les poursuites potentielles devraient être suffisants pour inciter les clients à respecter les avis d'interruption.

**35. Référence :** Pièce B-0022, Gaz Métro-3, document 1, page 6 à 10.

**Préambule :**

Gaz Métro désire être autorisé à interrompre elle-même les clients récalcitrants du service interruptible qui refusent d'obtempérer à la suite de la réception d'un avis en ce sens (article 16.4.6, 6°). De plus, Gaz Métro demande que soit augmentée la valeur de la pénalité (clause pénale) déjà prévue aux *Conditions de service et Tarif*, article 16.4.2.6, qu'elle ne considère pas assez onéreuse pour être véritablement dissuasive afin d'inciter ces mêmes clients à s'interrompre. Enfin, Gaz Métro demande que soit insérée une nouvelle disposition lui reconnaissant le droit d'exercer tout recours en sus de la pénalité afin d'être indemnisée du préjudice subit par le refus d'un client du service interruptible de s'interrompre (article 16.4.6, 7°).

**Demandes :**

35.1 Veuillez réconcilier la conservation des recours de Gaz Métro avec la présence d'une clause permettant à cette dernière de procéder elle-même à l'interruption d'un client récalcitrant du service interruptible.

**Réponse :**

Il est possible qu'un délai existe entre le moment de l'émission de l'avis d'interruption et l'interruption physique du service. Ces délais pourraient notamment s'expliquer par le temps requis pour permettre à une équipe technique de se rendre à l'adresse de service afin d'interrompre le service. En pareille circonstance, Gaz Métro croit qu'elle serait justifiée de réclamer le remboursement des dommages qu'elle subirait, le cas échéant, durant ce délai.

35.2 Veuillez élaborer sur la nécessité d'une clause reconnaissant à Gaz Métro le droit d'exercer tous recours afin d'être indemnisée du préjudice subit par le refus d'un client du service interruptible de s'interrompre et ce, en présence d'une clause prévoyant une peine comminatoire.

**Réponse :**

Gaz Métro croit que la pénalité prévue à l'article 16.2.4.6 n'appartient pas à la catégorie des peines comminatoires (que Gaz Métro assimile, pour les fins de la présente réponse, à une clause d'évaluation anticipée des dommages au sens de l'article 1622 C.c.Q.) et, dès lors, il est justifié qu'elle réserve ses droits d'entreprendre tout recours visant à l'indemniser du préjudice subi en raison d'un défaut d'interruption.

En effet, la pénalité définie à l'article 16.2.4.6 vise principalement deux objectifs :



- Elle vise d'abord à dissuader le client d'utiliser le gaz naturel au lieu d'une source d'énergie alternative pour des raisons purement économiques ;
- Ensuite, elle constitue une mesure d'équité envers l'ensemble de la clientèle en permettant la récupération, auprès du client récalcitrant, d'une portion du taux avantageux qui lui a été consenti au tarif interruptible en contrepartie de son obligation de devoir interrompre occasionnellement sa consommation de gaz naturel.

Ainsi, l'article 16.4.2.6 ne doit pas être perçu comme une clause d'évaluation anticipée du préjudice, notamment au sens de l'article 1622 du *Code civil du Québec*.

Gaz Métro croit donc important de préciser aux *Conditions de service et Tarif* (article 16.4.6 7<sup>o</sup> de l'annexe de la pièce Gaz Métro-3, Document 1) qu'elle conserve ses recours afin d'être compensée pour tout dommage causé par le défaut d'un client de respecter un avis d'interruption. Par exemple, si une telle consommation en période de retrait interdit provoque une interruption du service sur une partie du réseau de distribution, Gaz Métro serait justifiée de réclamer compensation pour les dommages découlant du déploiement d'effectifs sur le réseau afin de rétablir le service auprès de sa clientèle. Or, de tels dommages ne seraient pas compensés par la pénalité prévue à l'article 16.4.2.6 des *Conditions de service et Tarif*.

**36. Référence :** Pièce B-0022, Gaz Métro-3, document 1, page 7.

**Préambule :**

« *Gaz Métro croit que les Conditions de service et Tarif devraient être modifiés afin de :*  
*Reconnaître au distributeur le droit d'interrompre physiquement le service en cas de non-respect de l'avis d'interruption.* »

**Demande :**

36.1 Veuillez indiquer si, d'un point de vue technique, Gaz Métro est en mesure d'interrompre physiquement le service des clients en cas de non-respect de l'avis d'interruption. Dans la négative, le distributeur anticipe-t-il ajouter de l'équipement à son réseau pour lui permettre d'interrompre certains de ses clients? Veuillez élaborer.

**Réponse :**

D'un point de vue technique, il serait possible d'interrompre physiquement les clients du service interruptible, bien que les équipements disponibles actuellement ne permettent pas de garantir qu'une telle interruption puisse se faire facilement et rapidement. En effet,

celle-ci impliquerait le déplacement de techniciens pour effectuer des travaux qui pourraient être majeurs. Dans le cas d'un client avec une combinaison de services, il n'est pas possible d'interrompre uniquement la portion des volumes interruptibles.

Pour le moment, Gaz Métro n'envisage pas d'ajouter des équipements sur son réseau dans le seul but d'interrompre les clients. Gaz Métro est d'avis que les modifications proposées et les effets conséquents pour les clients (possibilité de coupures physiques, prix des retraits interdits, risque de poursuites additionnelles) seront suffisamment dissuasifs sans que des investissements soient requis.

**37. Référence :** Pièce B-0022, Gaz Métro-3, document 1, page 10.

**Préambule :**

*« Nonobstant ce qui précède, en cas d'enjeux opérationnels, le distributeur n'est pas tenu de respecter l'ordre précédemment établi ».*

**Demande :**

37.1 Veuillez définir ce qui pourrait constituer un enjeu opérationnel et fournir des exemples.

**Réponse :**

Dans le contexte actuel de la preuve, un enjeu opérationnel est une contrainte physique créant potentiellement un problème sur le réseau gazier. À titre d'exemple, cela pourrait être le défaut d'un compresseur, une demande plus forte que le réseau de transmission ne le permet dans une région, un bris sur une conduite, un défaut d'approvisionnement.

Cette annexe est déposée sous pli confidentiel.



**Société en commandite Gaz Métro**  
**Cause tarifaire 2013, R-3809-2012**

Annexe 2 - Achats de gaz naturel et injection chez Union Gas du 16 mars au 31 juillet 2012

Date	Achats indice 5A				Achats spot		Achats totaux		Injection Union Gas 10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup>
	Volume achats 5A 10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup>	Indice 5A c/m <sup>3</sup>	Prime moyenne c/m <sup>3</sup>	Prix Total c/m <sup>3</sup>	Volume achats spot 10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup>	Prix achat spot c/m <sup>3</sup>	Volume 10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup>	Prix moyen c/m <sup>3</sup>	
2012-03-16	7 047	6,687	3,713	10,400			7 047	10,400	570
2012-03-17	7 047	6,687	3,713	10,400			7 047	10,400	3 237
2012-03-18	7 047	6,687	3,713	10,400			7 047	10,400	5 760
2012-03-19	7 047	6,705	3,713	10,418			7 047	10,418	3 838
2012-03-20	7 047	6,772	3,713	10,485			7 047	10,485	5 141
2012-03-21	7 047	6,896	3,713	10,610			7 047	10,610	5 889
2012-03-22	7 047	6,962	3,713	10,675			7 047	10,675	5 216
2012-03-23	7 047	6,772	3,713	10,486			7 047	10,486	4 071
2012-03-24	7 047	6,772	3,713	10,486			7 047	10,486	4 136
2012-03-25	7 047	6,772	3,713	10,486			7 047	10,486	2 303
2012-03-26	7 047	6,273	3,713	9,987			7 047	9,987	0
2012-03-27	7 047	5,820	3,713	9,533			7 047	9,533	0
2012-03-28	7 047	6,032	3,713	9,745			7 047	9,745	0
2012-03-29	7 047	5,896	3,713	9,610			7 047	9,610	0
2012-03-30	7 047	6,100	3,713	9,814			7 047	9,814	190
2012-03-31	7 047	6,100	3,713	9,814			7 047	9,814	2 139
2012-04-01	3 563	6,100	3,486	9,586			3 563	9,586	0
2012-04-02	3 563	5,996	3,486	9,482			3 563	9,482	0
2012-04-03	3 563	6,257	3,486	9,743			3 563	9,743	0
2012-04-04	3 563	6,466	3,486	9,951			3 563	9,951	0
2012-04-05	3 563	6,311	3,486	9,796			3 563	9,796	0
2012-04-06	3 563	6,311	3,486	9,796			3 563	9,796	0
2012-04-07	3 563	6,311	3,486	9,796			3 563	9,796	175
2012-04-08	3 563	6,311	3,486	9,796			3 563	9,796	756
2012-04-09	3 563	6,278	3,486	9,764			3 563	9,764	0
2012-04-10	3 563	6,305	3,486	9,791			3 563	9,791	0
2012-04-11	3 563	6,142	3,486	9,627			3 563	9,627	0
2012-04-12	3 563	5,728	3,486	9,214			3 563	9,214	0
2012-04-13	3 563	5,677	3,486	9,163			3 563	9,163	921
2012-04-14	3 563	5,677	3,486	9,163			3 563	9,163	3 340
2012-04-15	3 563	5,677	3,486	9,163			3 563	9,163	3 529
2012-04-16	3 563	5,839	3,486	9,325			3 563	9,325	3 406
2012-04-17	3 563	5,811	3,486	9,297			3 563	9,297	266
2012-04-18	3 563	5,861	3,486	9,347			3 563	9,347	650
2012-04-19	3 563	5,836	3,486	9,322			3 563	9,322	2 272
2012-04-20	3 563	5,435	3,486	8,921			3 563	8,921	707
2012-04-21	3 563	5,435	3,486	8,921			3 563	8,921	2
2012-04-22	3 563	5,435	3,486	8,921			3 563	8,921	0
2012-04-23	3 563	5,708	3,486	9,194			3 563	9,194	0
2012-04-24	3 563	5,824	3,486	9,310			3 563	9,310	0
2012-04-25	3 563	5,775	3,486	9,261			3 563	9,261	0
2012-04-26	3 563	6,199	3,486	9,685			3 563	9,685	0
2012-04-27	3 563	6,140	3,486	9,626			3 563	9,626	0
2012-04-28	3 563	6,140	3,486	9,626			3 563	9,626	0
2012-04-29	3 563	6,140	3,486	9,626			3 563	9,626	0
2012-04-30	3 563	6,010	3,486	9,496			3 563	9,496	871
2012-05-01	2 507	6,584	3,448	10,032			2 507	10,032	0
2012-05-02	2 507	6,776	3,448	10,224			2 507	10,224	0
2012-05-03	2 507	6,867	3,448	10,315			2 507	10,315	0
2012-05-04	2 507	6,780	3,448	10,228			2 507	10,228	310
2012-05-05	2 507	6,780	3,448	10,228			2 507	10,228	957
2012-05-06	2 507	6,780	3,448	10,228			2 507	10,228	97
2012-05-07	2 507	6,625	3,448	10,073			2 507	10,073	494
2012-05-08	2 507	6,505	3,448	9,953			2 507	9,953	0
2012-05-09	2 507	7,121	3,448	10,569	660	8,94 \$	3 167	10,230	790
2012-05-10	2 507	7,205	3,448	10,653	660	9,25 \$	3 167	10,360	0
2012-05-11	2 507	7,335	3,448	10,783	660	9,51 \$	3 167	10,518	1 511
2012-05-12	2 507	7,335	3,448	10,783			2 507	10,783	2 842
2012-05-13	2 507	7,335	3,448	10,783			2 507	10,783	2 103
2012-05-14	2 507	7,054	3,448	10,502	660	9,36 \$	3 167	10,264	2 442

**Société en commandite Gaz Métro**  
**Cause tarifaire 2013, R-3809-2012**

Date	Achats indice 5A			Achats spot		Achats totaux		Injection Union Gas 10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup>	
	Volume achats 5A 10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup>	Indice 5A c/m <sup>3</sup>	Prime moyenne c/m <sup>3</sup>	Prix Total c/m <sup>3</sup>	Volume achats spot 10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup>	Prix achat spot c/m <sup>3</sup>	Volume 10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup>		Prix moyen c/m <sup>3</sup>
2012-05-15	2 507	7,286	3,448	10,734	1 320	9,42 \$	3 827	10,279	3 086
2012-05-16	2 507	7,905	3,448	11,353	1 320	9,47 \$	3 827	10,704	2 515
2012-05-17	2 507	7,993	3,448	11,441	660	9,78 \$	3 167	11,094	1 228
2012-05-18	2 507	8,174	3,448	11,622	1 320	9,81 \$	3 827	10,998	3 716
2012-05-19	2 507	8,174	3,448	11,622	4 223	9,78 \$	6 730	10,463	4 755
2012-05-20	2 507	8,174	3,448	11,622			2 507	11,622	4 951
2012-05-21	2 507	8,174	3,448	11,622			2 507	11,622	4 633
2012-05-22	2 507	8,066	3,448	11,514			2 507	11,514	2 897
2012-05-23	2 507	8,268	3,448	11,716			2 507	11,716	1 829
2012-05-24	2 507	8,435	3,448	11,883			2 507	11,883	2 185
2012-05-25	2 507	7,820	3,448	11,268			2 507	11,268	3 413
2012-05-26	2 507	7,820	3,448	11,268			2 507	11,268	3 602
2012-05-27	2 507	7,820	3,448	11,268			2 507	11,268	3 271
2012-05-28	2 507	7,820	3,448	11,268			2 507	11,268	1 682
2012-05-29	2 507	7,888	3,448	11,336			2 507	11,336	2 667
2012-05-30	2 507	7,490	3,448	10,938			2 507	10,938	2 087
2012-05-31	2 507	7,274	3,448	10,722	15 176	8,98 \$	17 683	9,227	1 259
2012-06-01	2 507	6,769	3,448	10,217			2 507	10,217	3 348
2012-06-02	2 507	6,769	3,448	10,217			2 507	10,217	3 803
2012-06-03	2 507	6,769	3,448	10,217			2 507	10,217	3 074
2012-06-04	2 507	7,023	3,448	10,471			2 507	10,471	937
2012-06-05	2 507	7,062	3,448	10,510			2 507	10,510	472
2012-06-06	2 507	6,795	3,448	10,243			2 507	10,243	980
2012-06-07	2 507	6,601	3,448	10,049			2 507	10,049	1 969
2012-06-08	2 507	6,211	3,448	9,659			2 507	9,659	2 351
2012-06-09	2 507	6,211	3,448	9,659			2 507	9,659	3 438
2012-06-10	2 507	6,211	3,448	9,659			2 507	9,659	2 728
2012-06-11	2 507	5,990	3,448	9,438			2 507	9,438	2 867
2012-06-12	2 507	6,279	3,448	9,727			2 507	9,727	2 813
2012-06-13	2 507	6,688	3,448	10,136			2 507	10,136	2 600
2012-06-14	2 507	6,729	3,448	10,177			2 507	10,177	1 664
2012-06-15	2 507	7,064	3,448	10,512			2 507	10,512	2 675
2012-06-16	2 507	7,064	3,448	10,512			2 507	10,512	3 941
2012-06-17	2 507	7,064	3,448	10,512			2 507	10,512	3 405
2012-06-18	2 507	7,465	3,448	10,913			2 507	10,913	2 122
2012-06-19	2 507	7,548	3,448	10,996			2 507	10,996	2 433
2012-06-20	2 507	7,414	3,448	10,862			2 507	10,862	2 549
2012-06-21	2 507	7,259	3,448	10,707			2 507	10,707	2 714
2012-06-22	2 507	7,143	3,448	10,591			2 507	10,591	3 135
2012-06-23	2 507	7,143	3,448	10,591			2 507	10,591	5 178
2012-06-24	2 507	7,143	3,448	10,591			2 507	10,591	5 326
2012-06-25	2 507	7,576	3,448	11,024			2 507	11,024	3 736
2012-06-26	2 507	7,336	3,448	10,784			2 507	10,784	2 644
2012-06-27	2 507	8,116	3,448	11,564			2 507	11,564	2 430
2012-06-28	2 507	8,011	3,448	11,459			2 507	11,459	2 669
2012-06-29	2 507	8,046	3,448	11,494			2 507	11,494	3 352
2012-06-30	2 507	8,046	3,448	11,494			2 507	11,494	4 251
2012-07-01	2 507	8,046	3,448	11,494			2 507	11,494	4 155
2012-07-02	2 507	8,046	3,448	11,494			2 507	11,494	3 825
2012-07-03	2 507	7,982	3,448	11,430			2 507	11,430	2 241
2012-07-04	2 507	7,982	3,448	11,430			2 507	11,430	2 997
2012-07-05	2 507	8,338	3,448	11,786			2 507	11,786	2 839
2012-07-06	2 507	8,579	3,448	12,027			2 507	12,027	3 027
2012-07-07	2 507	8,579	3,448	12,027			2 507	12,027	4 145
2012-07-08	2 507	8,579	3,448	12,027			2 507	12,027	3 097
2012-07-09	2 507	8,424	3,448	11,872			2 507	11,872	1 635
2012-07-10	2 507	8,700	3,448	12,148			2 507	12,148	2 319
2012-07-11	2 507	8,531	3,448	11,979			2 507	11,979	2 318
2012-07-12	2 507	8,451	3,448	11,899			2 507	11,899	2 025
2012-07-13	2 507	8,259	3,448	11,706			2 507	11,706	3 334
2012-07-14	2 507	8,259	3,448	11,706			2 507	11,706	4 815
2012-07-15	2 507	8,259	3,448	11,706			2 507	11,706	3 776

**Société en commandite Gaz Métro  
Cause tarifaire 2013, R-3809-2012**

Date	Achats indice 5A			Achats spot		Achats totaux		Injection Union Gas 10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup>	
	Volume achats 5A 10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup>	Indice 5A ¢/m <sup>3</sup>	Prime moyenne ¢/m <sup>3</sup>	Prix Total ¢/m <sup>3</sup>	Volume achats spot 10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup>	Prix achat spot ¢/m <sup>3</sup>	Volume 10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup>		Prix moyen ¢/m <sup>3</sup>
2012-07-16	2 507	8,006	3,448	11,454			2 507	11,454	3 005
2012-07-17	2 507	7,777	3,448	11,225			2 507	11,225	2 963
2012-07-18	2 507	8,199	3,448	11,647			2 507	11,647	1 825
2012-07-19	2 507	8,331	3,448	11,779			2 507	11,779	2 834
2012-07-20	2 507	8,307	3,448	11,755			2 507	11,755	3 172
2012-07-21	2 507	8,307	3,448	11,755			2 507	11,755	4 216
2012-07-22	2 507	8,307	3,448	11,755			2 507	11,755	3 834
2012-07-23	2 507	8,595	3,448	12,043			2 507	12,043	3 418
2012-07-24	2 507	9,055	3,448	12,503			2 507	12,503	3 284
2012-07-25	2 507	9,093	3,448	12,541			2 507	12,541	3 505
2012-07-26	2 507	8,956	3,448	12,404			2 507	12,404	3 059
2012-07-27	2 507	8,697	3,448	12,145			2 507	12,145	3 549
2012-07-28	2 507	8,697	3,448	12,145			2 507	12,145	5 040
2012-07-29	2 507	8,697	3,448	12,145			2 507	12,145	3 680
2012-07-30	2 507	9,020	3,448	12,468			2 507	12,468	3 340
2012-07-31	2 507	9,300	3,448	12,748			2 507	12,748	3 240





**Annexe 3 : Bilan mensuel de l'utilisation de la capacité de transport FTLH (10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour)**

	oct-10	nov-10	déc-10	janv-11	févr-11	mars-11	avr-11	mai-11	juin-11	juil-11
<b>Capacité transport Empress- GMi EDA</b>	<b>11 404</b>	<b>8 745</b>	<b>8 745</b>	<b>8 745</b>	<b>8 745</b>	<b>8 745</b>	<b>8 745</b>	<b>8 917</b>	<b>8 956</b>	<b>9 021</b>
FTLH - EDA	8 677	5 014	5 014	5 014	5 014	5 014	4 354	4 354	4 354	4 354
FTLH - NDA	405	405	405	405	405	405	405	405	405	405
Cession d'optimisation	2 323	2 323	2 323	2 323	2 323	2 323	2 982	2 982	2 982	2 982
Transport par échange	-	1 004	1 004	1 004	1 004	1 004	1 004	1 176	1 215	1 280
<b>Volume en achat direct [moyen]</b>	<b>7 497</b>	<b>6 106</b>	<b>6 253</b>	<b>6 309</b>	<b>6 517</b>	<b>6 481</b>	<b>6 883</b>	<b>7 054</b>	<b>7 057</b>	<b>7 129</b>
<b>Volume en gaz de réseau [moyen]</b>	<b>4 015</b>	<b>2 682</b>	<b>2 549</b>	<b>2 519</b>	<b>2 297</b>	<b>2 306</b>	<b>1 935</b>	<b>1 929</b>	<b>1 951</b>	<b>1 926</b>
Achats contractés	1 925	1 925	1 925	1 925	1 925	1 925	1 925	1 925	1 925	1 925
Achats "Spot"	2 091	757	624	595	372	381	11	3	24	1
Gaz de compression (GC) inclus	(109)	(43)	(56)	(83)	(68)	(42)	(73)	(64)	(50)	(33)
<b>Volume en gaz de réseau excluant GC</b>	<b>3 907</b>	<b>2 639</b>	<b>2 492</b>	<b>2 436</b>	<b>2 228</b>	<b>2 264</b>	<b>1 862</b>	<b>1 863</b>	<b>1 899</b>	<b>1 892</b>
<b>Volume en achat direct [maximum]</b>	7 993	6 115	6 253	6 309	6 521	6 482	6 884	7 054	7 057	7 129

	août-11	sept-11	oct-11	nov-11	déc-11	janv-12	févr-12	mars-12	avr-12	mai-12	juin-12
<b>Capacité transport Empress- GMi EDA</b>	<b>9 084</b>	<b>9 480</b>	<b>9 378</b>	<b>8 978</b>	<b>8 978</b>	<b>7 803</b>	<b>7 803</b>	<b>7 803</b>	<b>7 803</b>	<b>7 803</b>	<b>7 803</b>
FTLH - EDA	4 354	4 354	5 647	5 220	4 045	4 045	4 045	4 045	4 045	4 045	4 758
FTLH - NDA	405	405	405	405	405	405	405	405	405	405	405
Cession d'optimisation	2 982	2 982	2 323	2 323	2 323	2 323	2 323	2 323	2 323	2 323	1 610
Transport par échange	1 343	1 739	1 004	1 031	1 031	1 031	1 031	1 031	1 031	1 031	1 031
<b>Volume en achat direct [moyen]</b>	<b>7 192</b>	<b>7 580</b>	<b>7 474</b>	<b>7 114</b>	<b>7 148</b>	<b>7 152</b>	<b>7 110</b>	<b>7 123</b>	<b>7 240</b>	<b>7 505</b>	<b>7 448</b>
<b>Volume en gaz de réseau [moyen]</b>	<b>1 926</b>	<b>1 926</b>	<b>1 928</b>	<b>553</b>	<b>1 885</b>	<b>671</b>	<b>717</b>	<b>706</b>	<b>573</b>	<b>301</b>	<b>359</b>
Achats contractés	1 925	1 925	1 925	1 320	-	-	-	-	-	-	-
Achats "Spot"	-	-	3	553	1 885	670	717	705	572	300	359
Gaz de compression (GC) inclus	(33)	(24)	(23)	(8)	(55)	(20)	(24)	(25)	(10)	(2)	(4)
<b>Volume en gaz de réseau excluant GC</b>	<b>1 891</b>	<b>1 900</b>	<b>1 904</b>	<b>1 864</b>	<b>1 829</b>	<b>651</b>	<b>693</b>	<b>680</b>	<b>563</b>	<b>298</b>	<b>355</b>
<b>Volume en achat direct [maximum]</b>	7 192	7 580	7 477	7 124	7 148	7 152	7 110	7 123	7 268	7 505	7 448

Note : Les contrats de gaz d'appoint sont exclus de l'analyse



**ANNEXE 4 : Bilan mensuel de l'utilisation de la capacité de transport FTLH (10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour)**

	juil-12	août-12	sept-12	oct-12	nov-12	déc-12	janv-13	févr-13	mars-13
<b>Capacité transport Empress- GMi EDA</b>	<b>7 803</b>	<b>7 803</b>	<b>7 803</b>	<b>7 803</b>	<b>7 714</b>	<b>8 260</b>	<b>8 260</b>	<b>8 260</b>	<b>8 260</b>
FTLH - EDA	4 758	4 758	4 758	4 758	4 751	4 751	4 751	4 751	4 751
FTLH - NDA	405	405	405	405	405	405	405	405	405
Cession d'optimisation	1 610	1 610	1 610	1 610	660	660	660	660	660
Transport par échange	1 031	1 031	1 031	1 031	1 899	2 445	2 445	2 445	2 445
<b>Volume en achat direct [moyen]</b>	<b>7 068</b>	<b>7 101</b>	<b>7 260</b>	<b>7 261</b>	<b>6 625</b>	<b>7 130</b>	<b>7 188</b>	<b>7 372</b>	<b>7 305</b>
<b>Volume en gaz de réseau [moyen]</b>	<b>749</b>	<b>715</b>	<b>553</b>	<b>558</b>	<b>1 121</b>	<b>1 163</b>	<b>1 104</b>	<b>914</b>	<b>983</b>
Achats contractés	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Achats "Spot"	749	715	553	558	1 121	1 163	1 104	914	983
Gaz de compression (GC) inclus	(14)	(13)	(10)	(16)	(32)	(33)	(31)	(26)	(28)
<b>Volume en gaz de réseau excluant GC</b>	<b>735</b>	<b>702</b>	<b>543</b>	<b>542</b>	<b>1 089</b>	<b>1 130</b>	<b>1 072</b>	<b>888</b>	<b>955</b>

	avr-13	mai-13	juin-13	juil-13	août-13	sept-13	oct-13	nov-13	déc-13
<b>Capacité transport Empress- GMi EDA</b>	<b>7 714</b>	<b>7 714</b>	<b>7 714</b>	<b>7 714</b>	<b>7 714</b>	<b>7 714</b>	<b>7 714</b>	<b>8 355</b>	<b>8 355</b>
FTLH - EDA	4 751	4 751	4 751	4 751	4 751	4 751	4 751	4 751	4 751
FTLH - NDA	405	405	405	405	405	405	405	405	405
Cession d'optimisation	660	660	660	660	660	660	660	396	396
Transport par échange	1 899	1 899	1 899	1 899	1 899	1 899	1 899	2 804	2 804
<b>Volume en achat direct [moyen]</b>	<b>7 231</b>	<b>7 215</b>	<b>7 163</b>	<b>7 232</b>	<b>7 268</b>	<b>7 433</b>	<b>7 659</b>	<b>6 991</b>	<b>7 525</b>
<b>Volume en gaz de réseau [moyen]</b>	<b>497</b>	<b>513</b>	<b>567</b>	<b>496</b>	<b>459</b>	<b>289</b>	<b>56</b>	<b>1 404</b>	<b>854</b>
Achats contractés	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Achats "Spot"	497	513	567	496	459	289	56	1 404	854
Gaz de compression (GC) inclus	(14)	(15)	(16)	(14)	(13)	(8)	(2)	(40)	(24)
<b>Volume en gaz de réseau excluant GC</b>	<b>482</b>	<b>499</b>	<b>550</b>	<b>482</b>	<b>446</b>	<b>281</b>	<b>55</b>	<b>1 364</b>	<b>830</b>

	janv-14	févr-14	mars-14	avr-14	mai-14	juin-14	juil-14	août-14	sept-14
<b>Capacité transport Empress- GMi EDA</b>	<b>8 355</b>	<b>8 355</b>	<b>8 355</b>	<b>8 355</b>	<b>8 355</b>	<b>8 355</b>	<b>8 355</b>	<b>8 355</b>	<b>8 355</b>
FTLH - EDA	4 751	4 751	4 751	4 751	4 751	4 751	4 751	4 751	4 751
FTLH - NDA	405	405	405	405	405	405	405	405	405
Cession d'optimisation	396	396	396	396	396	396	396	396	396
Transport par échange	2 804	2 804	2 804	2 804	2 804	2 804	2 804	2 804	2 804
<b>Volume en achat direct [moyen]</b>	<b>7 589</b>	<b>7 789</b>	<b>7 718</b>	<b>7 642</b>	<b>7 625</b>	<b>7 572</b>	<b>7 644</b>	<b>7 683</b>	<b>7 859</b>
<b>Volume en gaz de réseau [moyen]</b>	<b>789</b>	<b>583</b>	<b>656</b>	<b>734</b>	<b>751</b>	<b>806</b>	<b>732</b>	<b>692</b>	<b>511</b>
Achats contractés	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Achats "Spot"	789	583	656	734	751	806	732	692	511
Gaz de compression (GC) inclus	(22)	(17)	(19)	(21)	(21)	(23)	(21)	(20)	(15)
<b>Volume en gaz de réseau excluant GC</b>	<b>766</b>	<b>567</b>	<b>637</b>	<b>713</b>	<b>730</b>	<b>783</b>	<b>711</b>	<b>672</b>	<b>497</b>

Note : Les contrats de gaz d'appoint sont exclus de l'analyse